PT Medco Energi Internasional Tbk
dan entitas anaknya/*and its subsidiaries*

Laporan keuangan konsolidasian auditan
tanggal 31 Desember 2022
dan untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut
beserta laporan auditor independen/
Audited consolidated financial statements
as of December 31, 2022 for the year then ended
with independent auditors' report

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk.
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN KEUANGAN
KONSOLIDASIAN AUDITAN
TANGGAL 31 DESEMBER 2022
DAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA
TANGGAL TERSEBUT
BESERTA LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk.
AND ITS SUBSIDIARIES
AUDITED CONSOLIDATED
FINANCIAL STATEMENTS
AS OF DECEMBER 31, 2022
AND FOR THE YEAR THEN ENDED
WITH INDEPENDENT AUDITORS' REPORT

Daftar Isi | ***Table of Contents***

	Halaman/ *Page*	
Surat Pernyataan Direksi		*Directors Statement Letter*
Laporan Auditor Independen		*Independent Auditors' Report*
Laporan Posisi Keuangan Konsolidasian	1-3	*Consolidated Statement of Financial Position*
Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian	4-7	*Consolidated Statement of Profit or Loss and Other Comprehensive Income*
Laporan Perubahan Ekuitas Konsolidasian	8-9	*Consolidated Statement of Changes in Equity*
Laporan Arus Kas Konsolidasian	10-11	*Consolidated Statement of Cash Flows*
Catatan Atas Laporan Keuangan Konsolidasian	12-370	*Notes to the Consolidated Financial Statement*
Informasi Tambahan	371-376	*Supplementary Information*

****

PT Medco Energi Internasional Tbk
The Energy 53rd Fl., SCBD Area Lot 11 A
Jl. Jend. Sudirman, Jakarta 12190
Indonesia

Tel +62-21 2995.3000
Fax +62-21 2995.3001
www.medcoenergi.com

MEDCOENERGI

FORMULIR / *FORM* No. 75 / POJK.04 / 2017

SURAT PERNYATAAN DIREKSI TENTANG TANGGUNG JAWAB ATAS PENYAJIAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN AUDITAN TANGGAL 31 DESEMBER 2022 DAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT BESERTA LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK DAN ENTITAS ANAKNYA

Kami yang bertanda tangan dibawah ini,

1. Nama/*Name* : Hilmi Panigoro
   No. Identitas/*Id Number* : 3174070404550005
   Alamat Kantor/*Office Address* : The Energy Building 53rd Floor, SCBD Lot 11A Jl. Jendral Sudirman, Jakarta 12190Alamat
   Rumah/ *Home Address* : Jl. Patimura No.9, RT005/001, Selong, Kebayoran Baru, Jakarta Selatan
   Telepon/ *Telephone* : 021-2995 3000
   Jabatan/*Title* : Direktur Utama / *President Director*

2. Nama/*Name* : Anthony Robert Mathias
   No. Identitas/*Id Number* : 511160687
   Alamat Kantor/*Office Address* : The Energy Building 53rd Floor, SCBD Lot 11A Jl. Jendral Sudirman, Jakarta 12190
   Alamat Rumah/ *Home Address* : Executive Paradise Complex J4, Cilandak Barat, Jl. Antasari, Jakarta 12410
   Telepon/ *Telephone* : 021-2995 3000
   Jabatan/*Title* : Direktur Keuangan / *Finance Director*

menyatakan bahwa :

1. Kami bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian Laporan keuangan konsolidasian Auditan tanggal 31 Desember 2022 dan untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut beserta laporan auditor independen PT Medco Energi Internasional Tbk dan Entitas Anaknya ("Laporan Keuangan Konsolidasian Tahunan Perseroan dan Entitas Anaknya");

2. Laporan Keuangan Konsolidasian Tahunan Perseroan dan Entitas Anaknya telah disusun dan disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia;

3. a. Semua informasi dalam Laporan Keuangan Konsolidasian Tahunan Perseroan dan Entitas Anaknya telah disajikan secara lengkap dan benar;

   b. Laporan Keuangan Konsolidasian Tahunan Perseroan dan Entitas Anaknya tidak mengandung informasi atau fakta material yang tidak benar, dan tidak menghilangkan informasi atau fakta material;

DIRECTORS' STATEMENT ON THE RESPONSIBILITY FOR PRESENTATION OF THE AUDITED CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS AS OF DECEMBER 31, 2022 AND FOR THE YEAR THEN ENDED WITH INDEPENDENT AUDITORS' REPORT PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK AND ITS SUBSIDIARIES

We the undersigned,

hereby confirm :

1. *We are responsible towards the preparation and presentation of the Audited Consolidated financial statements as of December 31, 2022 and for the year then ended with independent auditors' report PT Medco Energi Internasional Tbk ("The Annual Consolidated Financial Statements of The Company and Its Subsidiaries");*

2. *The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Its Subsidiaries has been prepared in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards;*

3. a. *All the information in The Annual Consolidated Financial Statements of The Company and Its Subsidiaries have been fully and accurately disclosed;*

   b. *The Annual Consolidated Financial Statements of The Company and Its Subsidiaries does not contain any false information or material fact, and does not omit any information or material fact;*

PT Medco Energi Internasional Tbk
The Energy 53rd Fl., SCBD Area Lot 11 A
Jl. Jend. Sudirman, Jakarta 12190
Indonesia

Tel +62-21 2995.3000
Fax +62-21 2995.3001
www.medcoenergi.com

MEDCOENERGI

4. Kami bertanggung jawab atas sistem pengendalian interen dalam Perseroan dan Entitas Anaknya.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

4. *We are responsible towards the internal control system of the Company and Its Subsidiaries.*

In witness whereof, the undersigned have drawn up this statement truthfully.

Jakarta, 31 Maret 2023 / *Jakarta*, 31 *March* 2023
PT Medco Energi Internasional Tbk

METERAI TEMPEL
C0EF7AKX376092541

Hilmi Panigoro
Direktur Utama / *President Director*

Anthony R. Mathias
Direktur Keuangan / *Finance Director*

Building a better working world

Purwantono, Sungkoro & Surja

Indonesia Stock Exchange Building
Tower 2, 7th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53
Jakarta 12190, Indonesia

Tel : +62 21 5289 5000
Fax: +62 21 5289 4100
ey.com/id

The original report included herein is in the Indonesian language.

Laporan Auditor Independen

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023

Pemegang Saham, Dewan Komisaris, dan Direksi

PT Medco Energi Internasional Tbk.

Opini

Kami telah mengaudit laporan keuangan konsolidasian PT Medco Energi Internasional Tbk. ("Perusahaan") dan entitas anaknya (secara kolektif disebut sebagai "Grup") terlampir, yang terdiri dari laporan posisi keuangan konsolidasian tanggal 31 Desember 2022, serta laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian, laporan perubahan ekuitas konsolidasian, dan laporan arus kas konsolidasian untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, serta catatan atas laporan keuangan konsolidasian, termasuk ikhtisar kebijakan akuntansi signifikan.

Menurut opini kami, laporan keuangan konsolidasian terlampir menyajikan secara wajar, dalam semua hal yang material, posisi keuangan konsolidasian Grup tanggal 31 Desember 2022, serta kinerja keuangan dan arus kas konsolidasiannya untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia.

Independent Auditor's Report

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023

The Shareholders and the Boards of Commissioners and Directors

PT Medco Energi Internasional Tbk.

Opinion

We have audited the accompanying consolidated financial statements of PT Medco Energi Internasional Tbk. (the "Company") and its subsidiaries (collectively referred to as the "Group"), which comprise the consolidated statement of financial position as of December 31, 2022, and the consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income, consolidated statement of changes in equity, and consolidated statement of cash flows for the year then ended, and notes to the consolidated financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the accompanying consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of the Group as of December 31, 2022, and its consolidated financial performance and cash flows for the year then ended, in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards.

Purwantono, Sungkoro & Surja
Registered Public Accountants KMK No. 603/KM.1/2015
A member firm of Ernst & Young Global Limited

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Basis opini

Kami melaksanakan audit kami berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia ("IAPI"). Tanggung jawab kami menurut standar tersebut diuraikan lebih lanjut dalam paragraf Tanggung Jawab Auditor terhadap Audit atas Laporan Keuangan Konsolidasian pada laporan kami. Kami independen terhadap Grup berdasarkan ketentuan etika yang relevan dalam audit kami atas laporan keuangan konsolidasian di Indonesia, dan kami telah memenuhi tanggung jawab etika lainnya berdasarkan ketentuan tersebut. Kami yakin bahwa bukti audit yang telah kami peroleh adalah cukup dan tepat untuk menyediakan suatu basis bagi opini kami.

Hal audit utama

Hal audit utama adalah hal-hal yang, menurut pertimbangan profesional kami, merupakan hal yang paling signifikan dalam audit kami atas laporan keuangan konsolidasian periode kini. Hal-hal audit utama tersebut disampaikan dalam konteks audit kami atas laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan, dan dalam merumuskan opini kami atas laporan keuangan konsolidasian terkait, dan kami tidak menyatakan suatu opini terpisah atas hal audit utama tersebut. Untuk setiap hal audit utama di bawah ini, penjelasan kami tentang bagaimana audit kami merespons hal tersebut disampaikan dalam konteks tersebut.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with Standards on Auditing established by the Indonesian Institute of Certified Public Accountants ("IICPA"). Our responsibilities under those standards are further described in the Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements paragraph of our report. We are independent of the Group in accordance with the ethical requirements relevant to our audit of the consolidated financial statements in Indonesia, and we have fulfilled our other ethical responsibilities in accordance with such requirements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements of the current period. Such key audit matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements taken as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on such key audit matters. For each of the key audit matters below, our description of how our audit addressed such key audit matters is provided in such context.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Hal audit Utama (lanjutan)

Kami telah memenuhi tanggung jawab yang diuraikan dalam paragraf Tanggung Jawab Auditor terhadap Audit atas Laporan Keuangan Konsolidasian pada laporan kami, termasuk sehubungan dengan hal-hal audit utama yang dikomunikasikan di bawah ini. Oleh karena itu, audit kami mencakup pelaksanaan prosedur yang didesain untuk merespons penilaian kami atas risiko kesalahan penyajian material dalam laporan keuangan konsolidasian terlampir. Hasil prosedur audit kami, termasuk prosedur yang dilakukan untuk merespons hal-hal audit utama di bawah ini, menyediakan basis bagi opini kami atas laporan keuangan konsolidasian terlampir.

Akuisisi atas Medco E&P Corridor Holding Ltd. (dahulu ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd.)

Penjelasan atas hal audit utama:

Pada bulan Maret 2022, Grup telah menyelesaikan akuisisi atas 100% kepemilikan saham Medco E&P Corridor Holding Ltd. (dahulu ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd.) dengan jumlah imbalan yang dialihkan sebesar AS$1,02 miliar.

Grup telah melakukan alokasi harga pembelian sementara ("PPA") pada tanggal akuisisi, di mana jumlah imbalan yang dialihkan dialokasikan pada nilai wajar atas aset teridentifikasi yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih, yang menghasilkan pembelian dengan diskon sebesar AS$48,9 juta.

Dalam melakukan PPA, pertimbangan signifikan digunakan oleh manajemen dalam menentukan estimasi awal nilai wajar aset teridentifikasi yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih, termasuk penilaian atas aset minyak dan gas bumi yang diperoleh, yang didasarkan pada penggunaan asumsi-asumsi utama. Grup telah melibatkan pakar internal (pakar cadangan) dan pakar eksternal manajemen (konsultan teknik perminyakan independen) dalam melakukan penilaian aset minyak dan gas bumi yang diperoleh.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Key audit matters (continued)

We have fulfilled the responsibilities described in the Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements paragraph of our report, including in relation to the key audit matters communicated below. Accordingly, our audit included the performance of procedures designed to respond to our assessment of the risks of material misstatement of the accompanying consolidated financial statements. The results of our audit procedures, including the procedures performed to address the key audit matters below, provide the basis for our opinion on the accompanying consolidated financial statements.

Acquisition of Medco E&P Corridor Holding Ltd. (formerly ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd.)

Description of the key audit matter:

In March 2022, the Group completed the acquisition of 100% shares ownership of Medco E&P Corridor Holding Ltd. (formerly ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd.) for a total consideration transferred of US$1.02 billion.

The Group performed a provisional purchase price allocation ("PPA") at the acquisition date, whereby the total consideration transferred was allocated to the fair values of the identifiable assets acquired and liabilities assumed, resulting in a bargain purchase amount of US$48.9 million.

In performing the PPA, significant judgment has been exercised by management in establishing the initial estimates of the fair values of the identifiable assets acquired and liabilities assumed, including the valuation of the acquired oil and gas properties, which is based on the use of certain key assumptions. The Group has involved management's internal experts (reservoir engineers) and external experts (independent petroleum engineering consultants) in the valuation of the acquired oil and gas properties.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Hal audit Utama (lanjutan)

Kebijakan akuntansi Grup untuk kombinasi bisnis disampaikan pada Catatan 2 atas laporan keuangan konsolidasian terlampir dan rincian atas kombinasi bisnis diungkapkan pada Catatan 47 atas laporan keuangan konsolidasian terlampir.

Respons audit:

Kami memeroleh pemahaman atas metodologi dan proses manajemen dalam mengidentifikasi aset yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih dan juga dalam mengalokasikan nilai wajar dalam melakukan PPA. Kami mengevaluasi kesesuaian proses manajemen dalam mengidentifikasi aset yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih.

Kami menguji akurasi dan kelengkapan PPA dan perhitungan pendukungnya dengan sumber data dan perjanjian yang mendasari.

Kami mengevaluasi penilaian atas aset minyak dan gas bumi yang diperoleh, yang ditentukan berdasarkan arus kas masa depan dan laporan cadangan minyak dan gas bumi. Kami menilai kompetensi, kapabilitas, dan objektivitas pakar internal dan eksternal manajemen yang terlibat dalam melakukan penilaian aset minyak dan gas bumi yang diperoleh. Kami memeroleh laporan cadangan minyak dan gas bumi dan meminta keterangan kepada pakar cadangan manajemen untuk memperoleh pemahaman apakah estimasi cadangan telah konsisten dengan kebijakan cadangan Grup. Kami menguji kewajaran asumsi-asumsi utama yang digunakan dalam penilaian aset minyak dan gas bumi yang diperoleh seperti harga minyak dan gas masa depan yang digunakan dengan prakiraan harga minyak dan gas bumi yang dipublikasikan oleh perusahaan energi independen global. Kami melibatkan pakar auditor internal untuk menguji kesesuaian tingkat diskonto yang digunakan atas arus kas masa depan.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Key audit matters (continued)

The Group's accounting policy for business combinations is set out in Note 2 to the accompanying consolidated financial statements and the details of the business combination are disclosed in Note 47 to the accompanying consolidated financial statements.

Audit response:

We obtained an understanding of management's methodology and process in identifying the assets acquired and liabilities assumed and in assigning their fair values in the PPA. We evaluated the appropriateness of the management's process in identifying the assets acquired and liabilities assumed.

We tested the accuracy and completeness of the PPA and its supporting calculations to source inputs and underlying agreements.

We evaluated the valuation of the acquired oil and gas properties, which are based on estimated future cash flows and oil and gas reserves report. We assessed the competence, capability, and objectivity of management's internal and external experts who were involved in the valuation of the acquired oil and gas properties. We obtained the reserves report of the oil and gas properties and inquired with management's reserves experts to understand whether the reserves estimates are consistent with the Group's reserves policy. We tested the reasonableness of key assumptions used in the valuation of the acquired oil and gas properties such as the future oil and gas price used with forecast of oil and gas prices published by independent global energy firms. We involved our auditor's internal expert to test the appropriateness of discount rate applied to the future cash flows.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Hal audit Utama (lanjutan)

Kami mengevaluasi kecukupan pengungkapan transaksi akusisi dan PPA sementara pada catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir.

Estimasi atas cadangan minyak dan gas bumi

Penjelasan atas hal audit utama:

Cadangan minyak dan gas bumi digunakan dalam perhitungan depresiasi, deplesi, dan amortisasi ("DD&A") aset minyak dan gas bumi Grup, pengujian penurunan nilai aset minyak dan gas bumi, dan penilaian atas pemulihan aset pajak tangguhan dari kegiatan operasi minyak dan gas bumi, yang merupakan pos material dalam laporan keuangan konsolidasian terlampir. Grup telah melibatkan pakar internal (pakar cadangan) dan pakar eksternal manajemen (konsultan teknik perminyakan independen) dalam estimasi cadangan minyak dan gas bumi.

Sebagaimana diungkapkan pada Catatan 3 atas laporan keuangan konsolidasian terlampir, estimasi atas cadangan minyak dan gas bumi bersifat kompleks karena asumsi yang digunakan melibatkan pertimbangan dan estimasi signifikan, antara lain, asumsi harga, prakiraan produksi, dan asumsi biaya operasi dan biaya modal masa depan.

Pengungkapan manajemen atas DD&A dan pengujian penurunan nilai aset minyak dan gas bumi, dan penilaian atas pemulihan aset pajak tangguhan diungkapkan masing-masing pada Catatan 18 dan 38 atas laporan keuangan konsolidasian terlampir.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Key audit matters (continued)

We evaluated the adequacy of disclosures of this acquisition transaction and its provisional PPA in the notes to the accompanying consolidated financial statements.

Estimation of oil and gas reserves

Description of the key audit matter:

Oil and gas reserves are used in the calculation of the depreciation, depletion and amortization expenses ("DD&A") of the Group's oil and gas properties, impairment testing of oil and gas properties, and assessment of recoverability of deferred tax assets related to oil and gas operations, which are material line items in the accompanying consolidated financial statements. The Group has involved management's internal experts (reservoir engineers) and external experts (independent petroleum engineering consultants) in the estimation of the oil and gas reserves.

As described in Note 3 to the accompanying consolidated financial statements, the estimation of oil and gas reserves is complex as the assumptions used involves significant judgments and estimates, among others, price assumptions, production forecasts, and future operating and capital cost assumptions.

The management's disclosures on the DD&A and impairment test of oil and gas properties, and assessment of recoverability of deferred tax assets are included in Notes 18 and 38, respectively, to the accompanying consolidated financial statements.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Hal audit Utama (lanjutan)

Respons audit:

Kami memeroleh pemahaman atas proses estimasi cadangan minyak dan gas bumi Grup dan kami menilai kompentensi, kapabilitas, dan objektivitas pakar internal dan eksternal manajemen yang terlibat dalam proses estimasi cadangan minyak dan gas bumi.

Kami menganalisa pergerakan material atas cadangan minyak dan gas bumi pada tahun berjalan dan menilai apakah kenaikan atau penurunan tersebut terjadi pada periode yang tepat melalui inspeksi dokumen pendukung seperti laporan produksi, rencana pengembangan dan perjanjian pasokan gas, jika dapat diterapkan.

Kami menguji apakah data pada laporan cadangan minyak dan gas bumi telah secara konsisten digunakan pada pos laporan keuangan terkait, seperti DD&A dan pengujian penurunan nilai aset minyak dan gas bumi, dan penilaian atas pemulihan aset pajak tangguhan dari operasi minyak dan gas bumi.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Key audit matters (continued)

Audit response:

We obtained an understanding of the oil and gas reserves estimation process of the Group and assessed the competence, capability, and objectivity of management's internal and external experts who were involved in the estimation process of the oil and gas reserves.

We analyzed material movements in the reserves volume during the year and assessed whether the increases or decreases in the reserves volume had taken place in the proper period through inspection of underlying supporting documents, such as production reports, plan of developments and gas supply agreements, as applicable.

We tested whether the data in the oil and gas reserves report were consistently applied in the related financial statement items, such as DD&A, impairment test of oil and gas properties, and assessment of recoverability of deferred tax assets related to oil and gas operations.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Informasi lain

Manajemen bertanggung jawab atas informasi lain. Informasi lain terdiri dari informasi yang tercantum dalam Laporan Tahunan PT Medco Energi Internasional Tbk 2022 ("Laporan Tahunan"), selain laporan keuangan konsolidasian terlampir dan laporan auditor independen kami. Laporan Tahunan diharapkan akan tersedia bagi kami setelah tanggal laporan auditor independen ini.

Opini kami atas laporan keuangan konsolidasian terlampir tidak mencakup Laporan Tahunan, dan oleh karena itu, kami tidak menyatakan bentuk keyakinan apapun atas Laporan Tahunan tersebut.

Sehubungan dengan audit kami atas laporan keuangan konsolidasian terlampir, tanggung jawab kami adalah untuk membaca Laporan Tahunan ketika tersedia dan, dalam melaksanakannya, mempertimbangkan apakah Laporan Tahunan mengandung ketidakkonsistensian material dengan laporan keuangan konsolidasian terlampir atau pemahaman yang kami peroleh selama audit, atau mengandung kesalahan penyajian material.

Ketika kami membaca Laporan Tahunan, jika kami menyimpulkan bahwa terdapat suatu kesalahan penyajian material di dalamnya, kami diharuskan untuk mengomunikasikan hal tersebut kepada pihak yang bertanggung jawab atas tata kelola dan melakukan tindakan yang tepat berdasarkan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Other information

Management is responsible for the other information. Other information comprises the information included in the 2022 Annual Report PT Medco Energi Internasional Tbk ("Annual Report"), other than the accompanying consolidated financial statements and our independent auditor's report thereon. The Annual Report is expected to be made available to us after the date of this independent auditor's report.

Our opinion on the accompanying consolidated financial statements does not cover the Annual Report, and accordingly, we do not express any form of assurance on the Annual Report.

In connection with our audit of the accompanying consolidated financial statements, our responsibility is to read the Annual Report when it becomes available and, in doing so, consider whether the Annual Report is materially inconsistent with the accompanying consolidated financial statements or our knowledge obtained in the audit, or otherwise appears to be materially misstated.

When we read the Annual Report, if we conclude that there is a material misstatement therein, we are required to communicate the matter to those charged with governance and take appropriate actions based on the applicable laws and regulations.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Tanggung jawab manajemen dan pihak yang bertanggung jawab atas tata kelola terhadap laporan keuangan konsolidasian

Manajemen bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian wajar laporan keuangan konsolidasian tersebut sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia, dan atas pengendalian internal yang dianggap perlu oleh manajemen untuk memungkinkan penyusunan laporan keuangan konsolidasian yang bebas dari kesalahan penyajian material, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan.

Dalam penyusunan laporan keuangan konsolidasian, manajemen bertanggung jawab untuk menilai kemampuan Grup dalam mempertahankan kelangsungan usahanya, mengungkapkan, sesuai dengan kondisinya, hal-hal yang berkaitan dengan kelangsungan usaha, dan menggunakan basis akuntansi kelangsungan usaha, kecuali manajemen memiliki intensi untuk melikuidasi Grup atau menghentikan operasi, atau tidak memiliki alternatif yang realistis selain melaksanakannya.

Pihak yang bertanggung jawab atas tata kelola bertanggung jawab untuk mengawasi proses pelaporan keuangan Grup.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

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 Indonesian Financial Accounting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

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

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

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Tanggung jawab auditor terhadap audit atas laporan keuangan konsolidasian

Tujuan kami adalah untuk memeroleh keyakinan memadai tentang apakah laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan bebas dari kesalahan penyajian material, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan, dan untuk menerbitkan laporan auditor independen yang mencakup opini kami. Keyakinan memadai merupakan suatu tingkat keyakinan tinggi, namun bukan merupakan suatu jaminan bahwa audit yang dilaksanakan berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh IAPI akan selalu mendeteksi kesalahan penyajian material ketika hal tersebut ada. Kesalahan penyajian dapat disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan dan dianggap material jika, baik secara individual maupun secara agregat, dapat diekspektasikan secara wajar akan memengaruhi keputusan ekonomi yang diambil oleh pengguna berdasarkan laporan keuangan konsolidasian tersebut.

Sebagai bagian dari suatu audit berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh IAPI, kami menerapkan pertimbangan profesional dan mempertahankan skeptisisme profesional selama audit. Kami juga:

- Mengidentifikasi dan menilai risiko kesalahan penyajian material dalam laporan keuangan konsolidasian, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan, mendesain dan melaksanakan prosedur audit yang responsif terhadap risiko tersebut, serta memeroleh bukti audit yang cukup dan tepat untuk menyediakan basis bagi opini kami. Risiko tidak terdeteksinya suatu kesalahan penyajian material yang disebabkan oleh kecurangan lebih tinggi dari yang disebabkan oleh kesalahan, karena kecurangan dapat melibatkan kolusi, pemalsuan, penghilangan secara sengaja, pernyataan salah, atau pengabaian atas pengendalian internal.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements taken as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an independent 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 Standards on Auditing established by the IICPA 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 Standards on Auditing established by the IICPA, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also:

- *Identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to such 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 override of internal control.*

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Tanggung jawab auditor terhadap audit atas laporan keuangan konsolidasian (lanjutan)

Sebagai bagian dari suatu audit berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh IAPI, kami menerapkan pertimbangan profesional dan mempertahankan skeptisisme profesional selama audit. Kami juga: (lanjutan)

- Memeroleh suatu pemahaman tentang pengendalian internal yang relevan dengan audit untuk mendesain prosedur audit yang tepat sesuai dengan kondisinya, tetapi bukan untuk tujuan menyatakan opini atas keefektivitasan pengendalian internal Grup.

- Mengevaluasi ketepatan kebijakan akuntansi yang digunakan serta kewajaran estimasi akuntansi dan pengungkapan terkait yang dibuat oleh manajemen.

- Menyimpulkan ketepatan penggunaan basis akuntansi kelangsungan usaha oleh manajemen dan, berdasarkan bukti audit yang diperoleh, apakah terdapat suatu ketidakpastian material yang terkait dengan peristiwa atau kondisi yang dapat menyebabkan keraguan signifikan atas kemampuan Grup untuk mempertahankan kelangsungan usahanya. Ketika kami menyimpulkan bahwa terdapat suatu ketidakpastian material, kami diharuskan untuk menarik perhatian dalam laporan auditor independen kami ke pengungkapan terkait dalam laporan keuangan konsolidasian atau, jika pengungkapan tersebut tidak memadai, memodifikasi opini kami. Kesimpulan kami didasarkan pada bukti audit yang diperoleh hingga tanggal laporan auditor independen kami. Namun, peristiwa atau kondisi masa depan dapat menyebabkan Grup tidak dapat mempertahankan kelangsungan usaha.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements (continued)

As part of an audit in accordance with Standards on Auditing established by the IICPA, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also: (continued)

- *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 independent auditor's report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusion is based on the audit evidence obtained up to the date of our independent auditor's report. However, future events or conditions may cause the Group to cease to continue as a going concern.*

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Tanggung jawab auditor terhadap audit atas laporan keuangan konsolidasian (lanjutan)

Sebagai bagian dari suatu audit berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh IAPI, kami menerapkan pertimbangan profesional dan mempertahankan skeptisisme profesional selama audit. Kami juga: (lanjutan)

- Mengevaluasi penyajian, struktur, dan isi laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan, termasuk pengungkapannya, dan apakah laporan keuangan konsolidasian mencerminkan transaksi dan peristiwa yang mendasarinya dengan suatu cara yang mencapai penyajian wajar.

- Memeroleh bukti audit yang cukup dan tepat terkait informasi keuangan entitas atau aktivitas bisnis dalam Grup untuk menyatakan opini atas laporan keuangan konsolidasian. Kami bertanggung jawab atas arahan, supervisi, dan pelaksanaan audit grup. Kami tetap bertanggung jawab sepenuhnya atas opini audit kami.

Kami mengomunikasikan kepada pihak yang bertanggung jawab atas tata kelola mengenai, antara lain, ruang lingkup dan saat yang direncanakan atas audit serta temuan audit signifikan, termasuk setiap defisiensi signifikan dalam pengendalian internal yang teridentifikasi oleh kami selama audit.

Kami juga memberikan suatu pernyataan kepada pihak yang bertanggung jawab atas tata kelola bahwa kami telah mematuhi ketentuan etika yang relevan mengenai independensi, dan mengomunikasikan kepada pihak tersebut seluruh hubungan, serta hal-hal lain yang dianggap secara wajar berpengaruh terhadap independensi kami, dan, jika relevan, pengamanan terkait.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements (continued)

As part of an audit in accordance with Standards on Auditing established by the IICPA, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also: (continued)

- *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.[4]*

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.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with relevant ethical requirements regarding independence, and to communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (lanjutan)

Tanggung jawab auditor terhadap audit atas laporan keuangan konsolidasian (lanjutan)

Dari hal-hal yang dikomunikasikan kepada pihak yang bertanggung jawab atas tata kelola, kami menentukan hal-hal tersebut yang paling signifikan dalam audit atas laporan keuangan konsolidasian periode kini dan oleh karenanya menjadi hal audit utama. Kami menguraikan hal audit utama tersebut dalam laporan auditor independen kami kecuali peraturan perundang-undangan melarang pengungkapan publik tentang hal audit utama tersebut atau ketika, dalam kondisi yang sangat jarang terjadi, kami menentukan bahwa suatu hal audit utama tidak boleh dikomunikasikan dalam laporan auditor independen kami karena konsekuensi yang merugikan dari mengomunikasikan hal tersebut akan diekspektasikan secara wajar melebihi manfaat kepentingan publik atas komunikasi tersebut.

Independent Auditor's Report (continued)

Report No. 00481/2.1032/AU.1/02/0696-1/1/III/2023 (continued)

Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements (continued)

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We describe such key audit matters in our independent auditor's report unless laws or regulations preclude public disclosure about such key audit matters or when, in extremely rare circumstances, we determine that a key audit matter should not be communicated in our independent auditor's report because the adverse consequences of doing so would reasonably be expected to outweigh the public interest benefits of such communication.

KAP Purwantono, Sungkoro & Surja

Indrajuwana Komala Widjaja
Registrasi Akuntan Publik No. AP. 0696/*Public Accountant Registration No. AP. 0696*

31 Maret 2023/*March 31, 2023*

00481

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN POSISI KEUANGAN KONSOLIDASIAN
Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION
As of December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2022	2021	
ASET				***ASSETS***
ASET LANCAR				***CURRENT ASSETS***
Kas dan setara kas	2,4	599.998.594	480.984.828	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek	2,5	10.970.184	30.612.536	*Short-term investments*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2,13	137.215.218	451.947.734	*Restricted time deposits and cash in banks*
Piutang usaha	2,6			*Trade receivables*
- Pihak berelasi		404.500	413.875	*Related parties -*
- Pihak ketiga		320.237.764	220.621.777	*Third parties -*
Piutang lain-lain	2,7			*Other receivables*
- Pihak berelasi		82.623.211	22.945.666	*Related parties -*
- Pihak ketiga		212.680.837	235.337.616	*Third parties -*
Piutang sewa pembiayaan - bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	2,8	41.582.594	37.897.470	*Finance lease receivables - current maturities*
Aset keuangan konsesi - bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	2,9	32.835.946	30.047.139	*Concession financial assets - current maturities*
Persediaan	2,10	106.080.107	100.884.410	*Inventories*
Pajak dibayar di muka	2,11	4.371.424	4.943.215	*Prepaid taxes*
Beban dibayar di muka	2,12	11.067.111	11.466.159	*Prepaid expenses*
Aset derivatif	2,27	2.393.892	454.836	*Derivative assets*
Aset dimiliki untuk dijual	2,39	129.485.031	1.213.992	*Assets held for sale*
Aset lancar lain-lain	20	59.449.886	71.792.396	*Other current assets*
Jumlah Aset Lancar		**1.751.396.299**	**1.701.563.649**	***Total Current Assets***
ASET TIDAK LANCAR				***NON-CURRENT ASSETS***
Piutang lain-lain	2,7			*Other receivables*
- Pihak berelasi		993.239	-	*Related parties -*
- Pihak ketiga		58.850.720	62.345.546	*Third parties -*
Piutang sewa pembiayaan - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	2,8	154.927.106	192.253.773	*Finance lease receivables - net of current maturities*
Aset keuangan konsesi - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	2,9	299.352.073	291.093.535	*Concession financial assets - net of current maturities*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2,13	209.163	419.462	*Restricted time deposits and cash in banks*
Estimasi pengembalian pajak	2,11	5.248.511	7.950.175	*Estimated claim for tax refunds*
Aset pajak tangguhan	2,38	39.306.082	50.926.361	*Deferred tax assets*
Investasi jangka panjang	2,14	1.410.860.680	1.075.430.361	*Long-term investments*
Aset tetap	2,15	61,904,694	50.372.079	*Property, plant and equipment*
Aset hak guna	2,16	146.275.143	173.334.291	*Right-of-use assets*
Aset eksplorasi dan evaluasi	2,17	311.431.151	301.823.138	*Exploration and evaluation assets*
Aset minyak dan gas bumi	2,18	2.580.720.447	1.680.470.469	*Oil and gas properties*
Goodwill	2,19	39.066.445	39.066.445	*Goodwill*
Aset derivatif	2,27	23.643.244	4.827.411	*Derivative assets*
Aset lain-lain	20	47.720.829	52.007.444	*Other assets*
Jumlah Aset Tidak Lancar		**5.180.509.527**	**3.982.320.490**	***Total Non-current Assets***
JUMLAH ASET		**6.931.905.826**	**5.683.884.139**	***TOTAL ASSETS***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN POSISI KEUANGAN
KONSOLIDASIAN (lanjutan)
Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT
OF FINANCIAL POSITION (continued)
As of December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2022	2021	
LIABILITAS DAN EKUITAS				***LIABILITIES AND EQUITY***
LIABILITAS				***LIABILITIES***
LIABILITAS JANGKA PENDEK				***CURRENT LIABILITIES***
Pinjaman bank jangka pendek	2,28	35.000.000	-	*Short-term bank loans*
Utang usaha	2,21			*Trade payables*
- Pihak berelasi		274.882	24.028.524	*Related parties -*
- Pihak ketiga		190.150.513	164.670.119	*Third parties -*
Utang lain-lain	2,23			*Other payables*
- Pihak berelasi		10.858.258	7.477.489	*Related parties -*
- Pihak ketiga		84.331.088	54.050.175	*Third parties -*
Utang pajak	2,25	202.331.343	94.812.611	*Taxes payable*
Biaya akrual dan provisi lain-lain	2,26	227.862.704	169.814.854	*Accrued expenses and other provisions*
Liabilitas derivatif	2,27	16.981.738	8.490.102	*Derivative liabilities*
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset dimiliki untuk dijual	2,39	74.260.726	6.838.258	*Liabilities directly associated with assets held for sale*
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun	2			*Current maturities of long-term debts*
- Pinjaman bank	28	286.993.328	194.127.151	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	29	3.369.245	46.088	*Loans from non-bank - financial institutions*
- Obligasi Rupiah	29	110.623.276	121.312.147	*Rupiah bonds -*
Liabilitas kontrak	22	34.492.956	65.247.578	*Contract liabilities*
Liabilitas sewa	24	101.784.419	95.261.352	*Lease Liabilities*
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek		**1.379.314.476**	**1.006.176.448**	***Total Current Liabilities***
LIABILITAS JANGKA PANJANG				***NON-CURRENT LIABILITIES***
Liabilitas jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	2			*Long-term liabilities - net of current maturities*
- Pinjaman bank	28	562.023.805	231.466.519	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	29	16.455.848	1.280.187	*Loans from non-bank - financial institutions*
- Obligasi Rupiah	29	436.751.561	317.506.569	*Rupiah bonds -*
- Obligasi Dolar AS	29	1.699.945.971	2.123.461.313	*US Dollar bonds -*
Liabilitas kontrak	22	84.798.415	7.585.676	*Contract liabilities*
Liabilitas sewa	24	84.446.201	127.069.787	*Lease liabilities*
Utang lain-lain	2,23	33.931.420	44.456.210	*Other payables*
Liabilitas pajak tangguhan	2,38	724.269.355	405.331.071	*Deferred tax liabilities*
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	2,42	30.662.724	30.783.446	*Long-term employee benefits liabilities*
Liabilitas derivatif	2,27	9.822.831	10.190.387	*Derivative liabilities*
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	2,51	121.963.894	149.240.065	*Asset abandonment and site restoration obligations and other provisions*
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang		**3.805.072.025**	**3.448.371.230**	***Total Non-current Liabilities***
Jumlah Liabilitas		**5.184.386.501**	**4.454.547.678**	***Total Liabilities***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN POSISI KEUANGAN KONSOLIDASIAN (lanjutan)
Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION (continued)
As of December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2022	2021	
LIABILITAS DAN EKUITAS (lanjutan)				***LIABILITIES AND EQUITY (continued)***
EKUITAS				***EQUITY***
Modal saham - nilai nominal Rp25 per saham				*Capital stock - par value Rp25 par value per share*
- Modal dasar 55.000.000.000 saham pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021				*Authorized - 55,000,000,000 shares as of December 31, 2022 and 2021*
- Diterbitkan dan disetor penuh 25.136.231.252 saham pada pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021		121.798.946	121.798.946	*Issued and fully paid - 25,136,231,252 shares as of December 31 2022 and 2021*
- Saham treasuri 110.948.255 saham pada tanggal 31 Desember 2022 dan 185.831.693 saham pada tanggal 31 Desember 2021		(537.814)	(900.665)	*Treasury shares - 110,948,255 shares as of December 31, 2022 and 185,831,693 shares as of December 31, 2021*
	31	121.261.132	120.898.281	
Tambahan modal disetor	32	491.004.564	488.107.377	*Additional paid-in capital*
Dampak perubahan transaksi ekuitas entitas anak/ entitas asosiasi	33	(72.514.729)	(72.514.729)	*Effects of changes in equity transactions of subsidiaries/associates*
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	2	(50.945.459)	(8.818.370)	*Translation adjustments*
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	2	33.674.907	1.992.024	*Fair value adjustment on cash flow hedging instruments*
Selisih nilai transaksi dengan kepentingan nonpengendali	2	6.400.562	6.400.562	*Difference value in transactions in non-controlling interests*
Bagian rugi komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	14	12.110.882	(11.917.694)	*Share of other comprehensive loss of associates and joint venture*
Pengukuran kembali program imbalan pasti	42	35.085.864	38.278.811	*Remeasurement of defined benefit program*
Saldo laba				*Retained earnings*
- Ditentukan penggunaannya		6.492.210	6.492.210	*Appropriated -*
- Tidak ditentukan penggunaannya		974.690.077	503.807.402	*Unappropriated -*
Jumlah ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk		1.557.260.010	1.072.725.874	*Total equity attributable to the equity holders of the parent company*
Kepentingan nonpengendali	30	190.259.315	156.610.587	*Non-controlling interests*
Jumlah Ekuitas		**1.747.519.325**	**1.229.336.461**	***Total Equity***
JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS		**6.931.905.826**	**5.683.884.139**	***TOTAL LIABILITIES AND EQUITY***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN
Untuk Tahun yang berakhir pada Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF PROFIT OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME
For the Year Then Ended December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember/ *Year ended December 31,* 2022	2021 (Disajikan kembali/ *As Restated* - Catatan/Note 39)	
OPERASI YANG DILANJUTKAN				***CONTINUING OPERATIONS***
PENDAPATAN				***REVENUES***
Pendapatan dari kontrak dengan pelanggan	2,34	2.269.655.372	1.212.177.025	*Revenue from contracts with customers*
Pendapatan keuangan	2,34	42.572.230	39.929.548	*Finance income*
JUMLAH PENDAPATAN		**2.312.227.602**	**1.252.106.573**	***TOTAL REVENUES***
BEBAN POKOK PENDAPATAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA				***COST OF REVENUES AND OTHER DIRECT COSTS***
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	2,15,16, 218,35	561.509.723	272.642.317	*Depreciation, depletion and amortization*
Biaya produksi dan lifting	2,35	334.506.082	257.340.901	*Production and lifting costs*
Biaya pembelian minyak mentah	2,35	94.264.342	79.681.384	*Cost of crude oil purchases*
Beban pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	2,35	44.854.245	58.987.156	*Cost of electric power sales and related services*
Biaya jasa	2	18.030.759	15.463.373	*Cost of services*
Beban eksplorasi	2,35	13.037.131	17.345.926	*Exploration expenses*
JUMLAH BEBAN POKOK PENDAPATAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA		**1.066.202.282**	**701.461.057**	***TOTAL COST OF REVENUES AND OTHER DIRECT COSTS***
LABA KOTOR		**1.246.025.320**	**550.645.516**	***GROSS PROFIT***
Beban penjualan, umum dan administrasi	2,36	(220.222.110)	(161.405.714)	*Selling, general and administrative expenses*
Beban pendanaan	24,28,29	(259.427.176)	(222.475.433)	*Finance costs*
Bagian laba dari entitas asosiasi dan ventura bersama	2,14	232.910.009	61.899.968	*Share of net profit of associates and joint venture*
Keuntungan pembelian diskon	48	48.982.969	-	*Bargain purchase*
Pendapatan bunga		39.616.990	9.117.546	*Interest income*
Pendapatan dividen	14	28.083.000	-	*Dividend income*
Keuntungan dari pengukuran kembali nilai wajar investasi	2,14	547.027	80.466.213	*Gain on fair value remeasurement of investments*
Kerugian penurunan nilai aset	14,15,17,18	(2.257.443)	(35.525.751)	*Loss on impairment of assets*
Kerugian transaksi derivatif	27	(36.859.660)	(11.520.874)	*Loss on derivative transactions*
Beban lain-lain	37	(74.072.234)	(20.256.234)	*Other expenses*
Pendapatan lain-lain	37	42.274.889	18.434.004	*Other income*
LABA SEBELUM PAJAK PENGHASILAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN		**1.045.601.581**	**269.379.241**	***PROFIT BEFORE INCOME TAX EXPENSE FROM CONTINUING OPERATIONS***
BEBAN PAJAK PENGHASILAN	2,38	**(507.971.978)**	**(222.831.712)**	***INCOME TAX EXPENSE***
LABA TAHUN BERJALAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN		**537.629.603**	**46.547.529**	***PROFIT FOR THE YEAR FROM CONTINUING OPERATIONS***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN
(lanjutan)
Untuk Tahun yang berakhir pada Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF PROFIT OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME
(continued)
For the Year Then Ended December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember/ *Year ended December 31,* 2022	2021 (Disajikan kembali/ *As Restated* - Catatan/Note 39)	
OPERASI YANG DIHENTIKAN				***DISCONTINUED OPERATIONS***
Laba setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan	39	13.780.735	16.053.222	*Profit after income tax expense from discontinued operations*
LABA TAHUN BERJALAN		**551.410.338**	**62.600.751**	***PROFIT FOR THE YEAR***
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN				***OTHER COMPREHENSIVE INCOME***
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN YANG AKAN DIREKLASIFIKASI KE LABA RUGI				***OTHER COMPREHENSIVE INCOME THAT WILL BE RECLASSIFIED TO PROFIT OR LOSS***
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan		(15.382.409)	(5.646.363)	*Translation adjustments*
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas - setelah dikurangi pajak		31.682.883	19.060.085	*Fair value adjustment on cash flow hedging instruments - net of tax*
Bagian laba komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama		24.028.576	6.468.937	*Share of other comprehensive income of associates and joint venture*
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN YANG TIDAK AKAN DIREKLASIFIKASI KE LABA RUGI				***OTHER COMPREHENSIVE INCOME THAT WILL NOT BE RECLASSIFIED TO PROFIT OR LOSS***
Pengukuran kembali program imbalan kerja		(2.418.983)	2.031.368	*Remeasurement of defined benefit program*
Pajak penghasilan terkait dengan pos yang tidak direklasifikasikan ke laba rugi		(773.964)	300.190	*Income tax related to the account that will not be reclassified to profit or loss*
JUMLAH LABA KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN		**588.546.441**	**84.814.968**	***TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN
(lanjutan)
Untuk Tahun yang berakhir pada Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF PROFIT OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME
(continued)
For the Year Then Ended December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember/ *Year ended December 31,* 2022	2021 (Disajikan kembali/ *As Restated* - Catatan/Note 39)	
LABA TAHUN BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA				***PROFIT FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO***
Pemilik entitas induk				*Equity holders of the parent company*
Laba tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan		517.101.941	15.581.347	*Profit for the year from continuing operations*
Laba tahun berjalan dari operasi yang dihentikan		13.780.735	16.053.222	*Profit for the year from discontinued operations*
Laba tahun berjalan yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk		530.882.675	47.019.404	*Profit for the year attributable to equity holders of the parent company*
Laba tahun berjalan yang diatribusikan kepada kepentingan nonpengendali	2,30	20.527.663	15.581.347	*Profit for the year attributable to non-controlling interests*
		551,410,338	62.600.751	
JUMLAH LABA KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA				***TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO***
Pemilik entitas induk				*Equity holders of the parent company*
Laba komprehensif tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan		527.493.363	53.364.086	*Comprehensive income for the year from continuing operations*
Laba komprehensif tahun berjalan dari operasi yang dihentikan		13.780.735	16.053.222	*Comprehensive income for the year from discontinued operations*
Laba komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk		541.274.098	69.417.308	*Comprehensive income for the year attributable to equity holders of the parent company*
Laba komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada kepentingan nonpengendali	2,30	47.272.343	15.397.660	*Comprehensive income for the year attributable to non-controlling interests*
		588.546.441	84.814.968	

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN
(lanjutan)
Untuk Tahun yang berakhir pada Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF PROFIT OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME
(continued)
For the Year Then Ended December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

		Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember/ *Year ended December 31,*		
	Catatan/ *Notes*	**2022**	**2021 (Disajikan kembali/ *As Restated* - Catatan/Note 39)**	
LABA PER SAHAM DASAR YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK	2,40	**0,022055**	**0,002497**	***BASIC EARNINGS PER SHARE ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY***
LABA PER SAHAM DASAR DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK	2,40	**0,021503**	**0,001857**	***BASIC EARNINGS PER SHARE FROM CONTINUING OPERATIONS ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY***
LABA PER SAHAM DILUSIAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK	2,40	**0,022055**	**0,002497**	***DILUTED EARNINGS PER SHARE ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY***
LABA PER SAHAM DILUSIAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK	2,40	**0,021503**	**0,001857**	***DILUTED EARNINGS PER SHARE FROM CONTINUING OPERATIONS ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY***

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS KONSOLIDASIAN
Untuk Tahun yang berakhir pada
Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY
For the Year Then Ended
December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

		Diatribusikan kepada pemilik entitas induk/*Attributable to the equity holders of the parent company*													
				Saldo Laba/*Retained Earnings*											
	Catatan/ *Notes*	Modal Saham/ *Capital Stock*	Tambahan Modal Disetor/ *Additional Paid-in Capital*	Ditentukan Penggunaannya/ *Appropriated*	Tidak Ditentukan Penggunaannya/ *Unappropriated*	Dampak Perubahan Transaksi Ekuitas Entitas Anak/Entitas Asosiasi/ *Effects of Changes in Equity Transactions of Subsidiaries/ Associates*	Selisih Kurs karena Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Penyesuaian Nilai Wajar atas Instrumen Lindung Nilai Arus Kas/ *Fair Value Adjustment on Cash Flow Hedging Instruments*	Selisih transaksi dengan kepentingan nonpengendali/ *Difference value in transaction with non-controlling interest*	Bagian Laba (Rugi) Komprehensif Lain dari Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama/ *Share of Other Comprehensive Income (Loss) of Associates and Joint Venture*	Pengukuran Kembali Program Imbalan Pasti/ *Remeasurement of Defined Benefit Program*	Jumlah/*Total*	Kepentingan Nonpengendali/ *Non-controlling Interests*	Jumlah Ekuitas/ *Total Equity*	
Saldo tanggal 31 Desember 2020		**121.481.426**	**498.059.682**	**6.492.210**	**456.787.998**	**(72.514.729)**	**(7.305.922)**	**(13.125.193)**	**-**	**(18.386.631)**	**35.954.613**	**1.007.443.454**	**187.861.543**	**1.195.304.997**	***Balance, December 31, 2020***
Laba tahun berjalan					47.019.404	-	-	-	-	-	-	47.019.404	15.581.347	62.600.751	*Profit for the year*
Penghasilan komprehensif lain		-	-	-	-	-	(1.512.448)	15.117.217	-	6.468.937	2.324.198	22.397.904	(183.687)	22.214.217	*Other comprehensive income*
Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun berjalan		-	-	-	47.019.404	-	(1.512.448)	15.117.217	-	6.468.937	2.324.198	69.417.308	15.397.660	84.814.968	*Total comprehensive income (loss) for the year*
Pembagian dividen untuk kepentingan nonpengendali	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.620.081)	(3.620.081)	*Dividend distribution to non-controlling interest*
Setoran modal dari kepentingan nonpengendali	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.334.490	23.334.490	*Capital contribution from non-controlling interest*
Pembayaran berbasis saham	2,31,32	337.510	1.238.454	-	-	-	-	-	-	-	-	1.575.964	-	1.575.964	*Share-based payments*
Pembelian kembali saham	2,31,32	(920.655)	(5.853.175)	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.773.830)	-	(6.773.830)	*Shares buyback*
Selisih transaksi dengan entitas sepengendali	32,39	-	(5.337.584)	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.337.584)	(97.655.888)	(102.993.472)	*Difference in transaction with entity under common control*
Selisih nilai dari transaksi dengan kepentingan non-pengendali	32,39	-	-	-	-	-	-	-	6.400.562	-	-	6.400.562	31.935.266	38.335.828	*Difference in value from transactions with non-controlling interest*
Penyesuaian ekuitas lainnya		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(642.403)	(642.403)	*Other equity adjustment*
Saldo tanggal 31 Desember 2021		**120.898.281**	**488.107.377**	**6.492.210**	**503.807.402**	**(72.514.729)**	**(8.818.370)**	**1.992.024**	**6.400.562**	**(11.917.694)**	**38.278.811**	**1.072.725.874**	**156.610.587**	**1.229.336.461**	***Balance, December 31, 2021***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS KONSOLIDASIAN
Untuk Tahun yang berakhir pada
Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY
For the Year Then Ended
December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

		Diatribusikan kepada pemilik entitas induk/*Attributable to the equity holders of the parent company*													
				Saldo Laba/*Retained Earnings*											
	Catatan/ *Notes*	Modal Saham/ *Capital Stock*	Tambahan Modal Disetor/ *Additional Paid-in Capital*	Ditentukan Penggunaannya/ *Appropriated*	Tidak Ditentukan Penggunaannya/ *Unappropriated*	Dampak Perubahan Transaksi Ekuitas Entitas Anak/Entitas Asosiasi/ *Effects of Changes in Equity Transactions of Subsidiaries/ Associates*	Selisih Kurs karena Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Penyesuaian Nilai Wajar atas Instrumen Lindung Nilai Arus Kas/ *Fair Value Adjustment on Cash Flow Hedging Instruments*	Selisih transaksi dengan kepentingan nonpengendali/ *Difference value in transaction with non-controlling interest*	Bagian Laba (Rugi) Komprehensif Lain dari Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama/ *Share of Other Comprehensive Income (Loss) of Associates and Joint Venture*	Pengukuran Kembali Program Imbalan Pasti/ *Remeasurement of Defined Benefit Program*	Jumlah/*Total*	Kepentingan Nonpengendali/ *Non-controlling Interests*	Jumlah Ekuitas/ *Total Equity*	
Saldo tanggal 31 Desember 2021		**120.898.281**	**488.107.377**	**6.492.210**	**503.807.402**	**(72.514.729)**	**(8.818.370)**	**1.992.024**	**6.400.562**	**(11.917.694)**	**38.278.811**	**1.072.725.874**	**156.610.587**	**1.229.336.461**	***Balance, December 31, 2021***
Laba tahun berjalan		-	-	-	530.882.675	-	-	-	-	-	-	530.882.675	20.527.663	551.410.338	*Profit for the year*
Penghasilan komprehensif lain		-	-	-	-	-	(42,127,089)	31,682,883	-	24,028,576	(3,192,947)	10.391.423	26.744.680	37.136.103	*Other comprehensive income*
Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun berjalan		-	-	-	530.882.675	-	(42,127,089)	31,682,883	-	24,028,576	(3,192,947)	541.274.098	47.272.343	588.546.441	*Total comprehensive income (loss) for the year*
Dividen kas	41	-	-	-	(60.000.000)	-	-	-	-	-	-	(60.000.000)	-	(60.000.000)	*Cash dividend*
Pembagian dividen untuk kepentingan nonpengendali	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.623.615)	(13.623.615)	*Dividend distribution to non-controlling interest*
Pembayaran berbasis saham	2,31,32	362.851	2.897.187	-	-	-	-	-	-	-	-	3.260.038	-	3.260.038	*Share-based payments*
Saldo tanggal 31 Desember 2022		**121.261.132**	**491.004.564**	**6.492.210**	**974.690.077**	**(72.514.729)**	**(50.945.459)**	**33.674.907**	**6.400.562**	**12.110.882**	**35.085.864**	**1.557.260.010**	**190.259.315**	**1.747.519.325**	***Balance, December 31, 2022***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASIAN
Untuk Tahun yang berakhir pada
Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS
For the Year Then Ended
December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember/ *Year ended December 31,* 2022	2021 (Disajikan kembali/ *As Restated* - Catatan/Note 39)	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI				***CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES***
Penerimaan kas dari pelanggan		2.376.949.125	1.067.914.146	*Cash receipts from customers*
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan		(747.206.375)	(436.438.066)	*Cash paid to suppliers and employees*
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha		1.629.742.750	631.476.080	*Cash generated from operations*
Pembayaran pajak penghasilan		(513.304.942)	(191.800.784)	*Income tax paid*
Kas neto diperoleh dari aktivitas operasi		**1.116.437.808**	**439.675.296**	***Net cash provided by operating activities***
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI				***CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES***
Penerimaan dari piutang lain-lain	7	39.780.000	99.293.915	*Receipt of other receivables*
Dividen kas dari entitas asosiasi	14	35.013.518	5.571.900	*Cash dividends received from associates*
Penerimaan dari pencairan investasi jangka pendek		19.839.546	851.797	*Proceeds from redemption of short-term investments*
Penerimaan bunga		15.564.015	8.431.715	*Interest received*
Pengurangan aset lain-lain		17.085.360	2.270.142	*Deduction to to other assets*
Penerimaan uang muka atas penjualan Entitas Anak	39,48	300.000	-	*Advance payment receipt from sales of subsidiary*
Penerimaan dari pelepasan Entitas Anak atau asosiasi	39,48	-	110.929.671	*Proceeds from disposal of subsidiaries or associates*
Penambahan investasi jangka panjang	14	(7.736.763)	(7.362.000)	*Addition of long-term investment*
Penambahan aset eksplorasi dan evaluasi	17	(15.645.889)	(34.955.789)	*Addition to exploration and evaluation assets*
Penambahan pada aset konsesi	9	(11.908.728)	(31.547.662)	*Additions to concession financial assets*
Perolehan aset tetap	15	(34.692.519)	(16.392.849)	*Acquisitions of property, plant and equipment*
Penerimaan (penambahan) piutang lain-lain dari pihak berelasi		(60.670.784)	5.567.180	*Receipt of (additions) other receivables from related parties*
Penambahan aset minyak dan gas bumi	18	(218.202.073)	(59.792.524)	*Additions to oil and gas properties*
Akuisisi bisnis setelah dikurangi kas yang diperoleh	48	(846.767.338)	-	*Acquisition of business net of cash acquired*
Penerimaan dari divestasi		3.910.918	-	*Proceed from divestment*
Penerimaan dari pelepasan aset tetap		1.168.317	-	*Proceed from disposal of property, plant, and equipment*
Kas neto diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas investasi		**(1.062.962.420)**	**82.865.496**	***Net cash provided by (used in) investing activities***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASIAN (lanjutan)
Untuk Tahun yang berakhir pada
Tanggal 31 Desember 2022
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS (continued)
For the Year Then Ended December 31, 2022
(Expressed in United States Dollar, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	Tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember/ *Year ended December 31,* 2022	2021 (Disajikan kembali/ *As Restated* - Catatan/Note 39)	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN				***CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES***
Hasil yang diperoleh dari:				*Proceeds from:*
- Pinjaman bank	55	1.041.776.666	145.714.596	*Bank loans -*
- Pinjaman jangka panjang	55	270.032.349	521.638.567	*Other long-term debt -*
Penarikan deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	13	314.942.815	(302.653.997)	*Withdrawal of restricted time deposits and cash in banks*
Setoran modal dari kepentingan nonpengendali	30	-	23.334.490	*Capital injection from non-controlling interest*
Pembayaran dividen Entitas Anak kepada kepentingan nonpengendali	30	(11.863.615)	(2.806.080)	*Subsidiary dividend payment to non-controlling interest*
Pembelian saham treasuri	31,32	-	(6.659.577)	*Purchase of treasury shares*
Pembelian obligasi		(32.500.000)	-	*Purchase of bonds*
Penyelesaian liabilitas derivatif	55	(36.173.009)	(16.702.174)	*Settlement of derivative liability*
Pembayaran dividen	41	(60.000.000)	-	*Dividend payment*
Pembayaran liabilitas sewa	24,54	(121.482.295)	(94.333.685)	*Repayment of lease liabilities*
Pembayaran beban pendanaan		(235.537.754)	(192.891.503)	*Payment of financing charges*
Pembayaran atas:				*Payments of:*
- Utang jangka panjang lainnya	55	(528.526.245)	(163.589.649)	*Other long-term debt -*
- Pinjaman bank	55	(536.241.255)	(246.652.770)	*Bank loans –*
Kas neto diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan		**64.427.657**	**(35.601.782)**	***Net cash provided by (used in) financing activities***
KENAIKAN NETO KAS DAN SETARA KAS DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN		**117.903.045**	**186.939.010**	***NET INCREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS FROM CONTINUING OPERATIONS***
KENAIKAN (PENURUNAN) NETO KAS DAN SETARA KAS DARI OPERASI YANG DIHENTIKAN	39	**(2.972.571)**	**(2.640.321)**	***NET INCREASE (DECREASE) IN CASH AND CASH EQUIVALENTS FROM DISCONTINUED OPERATIONS***
PERBEDAAN NILAI TUKAR NETO		**4.083.292**	**(807.936)**	***NET FOREIGN EXCHANGE DIFFERENCE***
KAS DAN SETARA KAS PADA AWAL TAHUN	4	**480.984.828**	**297.494.075**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR***
KAS DAN SETARA KAS PADA AKHIR TAHUN	4	**599.998.594**	**480.984.828**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF YEAR***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

1. UMUM

a. Informasi Umum

PT Medco Energi Internasional Tbk ("Perusahaan") didirikan di dalam kerangka Undang-undang Penanaman Modal Dalam Negeri No. 6 Tahun 1968 yang telah diubah dengan Undang-Undang No. 12 tahun 1970, berdasarkan Akta Notaris No. 19 oleh Imas Fatimah, S.H., pada tanggal 9 Juni 1980. Akta pendirian ini disetujui oleh Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No.Y.A.5/192/4 tanggal 7 April 1981 dan diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia No. 102, Tambahan No. 1020 tanggal 22 Desember 1981.

Anggaran Dasar Perusahaan beberapa kali mengalami perubahan, dimana perubahan terakhir dilakukan untuk meningkatkan modal dasar Perusahaan. Perubahan terakhir tersebut diaktakan dengan Akta Notaris Leolin Jayayanti, S.H., M.Kn., No. 86 tanggal 30 Agustus 2021, yang telah dilaporkan dan dicatat oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam surat keputusannya No. AHU-0051458.AH.01.02 tahun 2021 tanggal 22 September 2021 (Catatan 31).

Perusahaan berdomisili di Jakarta dan kantor pusat beralamat di Lantai 53, Gedung The Energy, SCBD lot 11A, Jl. Jenderal Sudirman, Jakarta 12190.

Sesuai dengan Pasal 3 Anggaran Dasar Perusahaan, ruang lingkup aktivitas Perusahaan terdiri atas, antara lain, melakukan aktivitas perusahaan *holding*, melakukan jasa konsultasi manajemen dan melakukan usaha perdagangan. Ruang lingkup aktivitas utama entitas anak meliputi pertambangan dan penggalian, industri, perdagangan, jasa konstruksi, pengangkutan, pekerjaan kontrak, distribusi, jasa teknik dan industri, termasuk penyediaan tenaga listrik dan jasa pendukung tenaga listrik lainnya. Perusahaan memulai kegiatan operasi komersialnya pada tanggal 13 Desember 1980.

Perusahaan dan entitas anaknya (bersama-sama disebut "Grup") memiliki karyawan tetap masing-masing sekitar 3.339 (tidak diaudit) dan 2.888 (tidak diaudit) pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, entitas induk langsung dan terakhir Perusahaan adalah PT Medco Daya Abadi Lestari.

1. GENERAL

a. General Information

PT Medco Energi Internasional Tbk ("the Company") was established within the framework of the Domestic Capital Investment Law No. 6 Year 1968 as amended by Law No. 12 Year 1970, based on notarial deed No. 19 of Imas Fatimah, S.H., dated June 9, 1980. The deed of establishment was approved by the Ministry of Justice of the Republic of Indonesia in its decision letter No. Y.A.5/192/4 dated April 7, 1981 and was published in State Gazette No. 102, Supplement No. 1020 dated December 22, 1981.

The Company's Articles of Association has been amended several times, the latest amendments of which was made to increase the authorized capital of the Company. The latest amendments were covered by Notarial Deed No. 86 dated August 30, 2021 of Leolin Jayayanti, S.H., M.Kn., which has been reported and recorded by the Minister of Law and Human Rights in his decision letter No. AHU-0051458.AH.01.02 year 2021 dated September 22, 2021 (Note 31).

The Company is domiciled in Jakarta and its head office is located at 53rd Floor, The Energy Building, SCBD lot 11A, Jl. Jenderal Sudirman, Jakarta 12190.

In accordance with Article 3 of the Company's Articles of Association, the scope of its activities comprises, among others, carrying out activities of a holding company, providing management consulting services and trading. The scope of the main activities of its subsidiaries includes mining and quarrying, industry, trade, construction services, transportation, contract services, distribution, industry and technical services, including electricity power supply and other supporting electricity services. The Company started its commercial operations on December 13, 1980.

The Company and subsidiaries (collectively referred to as the "Group") have approximately 3,339 (unaudited) dan 2,888 (unaudited) permanent employees as of December 31, 2022 and 2021.

As of December 31, 2022 and 2021, the Company's direct and ultimate parent company is PT Medco Daya Abadi Lestari.

1. UMUM (lanjutan)

b. Penawaran Umum Efek Saham dan Obligasi Perusahaan

Saham Perusahaan ditawarkan perdana kepada masyarakat dan dicatatkan di Bursa Efek Jakarta (BEJ) (sekarang Bursa Efek Indonesia) pada tanggal 12 Oktober 1994. Penawaran perdana saham Perusahaan sejumlah 22.000.000 saham dengan nilai nominal Rp1.000 per saham, disetujui untuk dicatatkan pada tanggal 13 September 1994 oleh Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan (BAPEPAM-LK, dahulu Badan Pengawas Pasar Modal/BAPEPAM) dengan suratnya No. S-1588/PM/1994.

Perusahaan juga melakukan Penawaran Umum Terbatas I dengan maksimum 379.236.000 saham yang disetujui untuk dicatatkan pada tanggal 16 November 1999 oleh Ketua BAPEPAM-LK melalui suratnya No. S-2244/PM/1999. Saham baru sebanyak 321.730.290 saham diterbitkan dalam penawaran ini dan dicatatkan di BEJ pada tanggal 19 November 1999.

Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu 2017

Pada tanggal 29 November 2017, Perusahaan menerima pernyataan efektif dari Otoritas Jasa Keuangan terkait rencana Penawaran Umum Terbatas II kepada para pemegang saham Perusahaan dalam rangka penerbitan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu ("PUT II HMETD") atas 4.399.117.667 saham biasa atas nama atau sebesar 33,33% dari modal ditempatkan dan disetor penuh Perusahan. Pada tanggal 28 Desember 2017, Perusahaan memperoleh dana sebesar Rp2.639.470.600.200 (sebelum dikurangi biaya transaksi) melalui PUT II HMETD ini (Catatan 31).

Waran

1. GENERAL (continued)

b. The Company's Share and Bonds Offering

The Company's shares of stock were initially offered to the public and listed in the Jakarta Stock Exchange (JSE) (now Indonesia Stock Exchange) on October 12, 1994. The Company's initial public offering of 22,000,000 shares with a par value of Rp1,000 per share, was approved for listing on September 13, 1994 by the Capital Market and Financial Institution Supervisory Agency (BAPEPAM-LK, formerly Capital Market Supervisory Agency/BAPEPAM) in its letter No. S-1588/PM/1994.

The Company also made a Limited Public Offering I of a maximum of 379,236,000 shares which were approved for listing on November 16, 1999 by the Chairman of BAPEPAM-LK through its letter No. S-2244/PM/1999. 321,730,290 new shares were issued and listed on the JSE on November 19, 1999.

Pre-emptive Rights 2017

On November 29, 2017, the Company obtained the letter of effectivity from Financial Services Authority related to the Limited Public Offering II to the shareholders of the Company through the Issuance of Pre-Emptive Rights ("PUT II HMETD") of 4,399,117,667 ordinary registered shares or 33.33% of the Company's issued and paid-up capital subsequent to the PUT II HMETD. On December 28, 2017, the Company obtained funds amounting to Rp2,639,470,600,200 (before deduction of transaction costs) through this PUT II HMETD (Note 31).

Warrants

Tanggal Penawaran Umum/ ***Public Offering Date***	**Tahap/** ***Series***	**Periode/** ***Period***	**Setara Saham /** ***Shares Equivalent***	**Jumlah Penerimaan/** ***Total Proceeds***
Desember 2017/ *December 2017* Penawaran Umum Terbatas II/ *Limited Public Offering II*	Waran Seri I Tahap I/ *Series I Warrants Exercise Window I*	1 Juli 2018 – 31 Desember 2018/ *July 1, 2018 – December 31, 2018*	100.424.134 lembar saham/ *100,424,134 shares*	Rp62.765.083.750 (setara dengan US$4.361.209)/ *Rp62,765,083,750 (equivalent to US$4,361,209)*
	Waran Seri I Tahap II/ *Series I Warrants Exercise Window II*	1 Januari 2019 – 31 Desember 2019/ *January 1, 2019 – December 31, 2019*	86.734.313 lembar saham/ *86,734,313 shares*	Rp56.275.587.200 (setara dengan US$4.021.291)/ *Rp56,275,587,200 (equivalent to US$4,021,291)*
	Waran Seri I Tahap III/ *Series I Warrants Exercise Window III*	1 Januari 2020 – 31 Desember 2020/ *January 1, 2020 – December 31, 2020*	78.197.793 lembar saham/ *78,197,793 shares*	Rp45.737.642.020 (setara dengan US$3.234.455)/ *Rp45,737,642,020 (equivalent to US$3,234,455)*

1. UMUM (lanjutan)

b. Penawaran Umum Efek Saham dan Obligasi Perusahaan (lanjutan)

Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu 2020

Pada tanggal 31 Agustus 2020, Perusahaan menerima pernyataan efektif dari Otoritas Jasa Keuangan terkait rencana Penawaran Umum Terbatas III kepada para pemegang saham Perusahaan dalam rangka penerbitan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu ("PUT III HMETD") atas maksimum 7.500.000.000 lembar saham biasa atau sebesar 41,85% dari modal ditempatkan dan disetor penuh Perusahaan dengan harga pelaksanaan Rp250 per lembar saham (Catatan 31).

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, seluruh saham Perusahaan sejumlah 25.136.231.252 tercatat di Bursa Efek Indonesia.

Perusahaan telah menerbitkan Penawaran Umum Obligasi Tanpa Hak Konversi dengan Tingkat Bunga Tetap sebagai berikut:

Tanggal penerbitan	**Target dana/ *Fund target***
Juli 2004 (Rupiah)	1.500.000.000.000
Juni 2009 (Rupiah)	1.500.000.000.000
Juli 2011 (Dolar AS)	150.000.000
Juni 2012 (Rupiah)	1.500.000.000.000
Desember 2012 (Rupiah)	4.500.000.000.000
Juli 2016 (Rupiah)[1)]	5.000.000.000.000
April 2018 (Rupiah)[2)]	5.000.000.000.000
September 2021 (Rupiah)[3)]	5.000.000.000.000

1) Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, obligasi ini merupakan Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap I, II, III, IV, V dan VI dan masih terutang seperti yang disajikan pada Catatan 29.

2) Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, obligasi ini merupakan Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap I, II dan III dan masih terutang seperti yang disajikan pada Catatan 29.

3) Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, obligasi ini merupakan Obligasi Berkelanjutan Rupiah IV Tahap I, II dan III masih terutang seperti yang disajikan pada Catatan 29.

Pada tanggal 31 Desember 2022 and 2021, seluruh obligasi Perusahaan yang beredar pada tanggal tersebut, tercatat di Bursa Efek Indonesia ("BEI").

1. GENERAL (continued)

b. The Company's Share and Bonds Offering (continued)

Pre-emptive Rights 2020

On August 31, 2020, the Company obtained effective letter from Financial Services Authority related to the Limited Public Offering III to the shareholders of the Company through the Issuance of Pre-Emptive Rights ("PUT III HMETD") with maximum 7,500,000,000 ordinary registered shares or 41.85% of the Company's issued and paid-up capital with exercise price of Rp250 per share (Note 31).

As of December 31, 2022 and 2021, all of the Company's 25,136,231,252 shares are listed on the Indonesia Stock Exchange.

The Company has Non-convertible, Fixed Rate Bonds Offering as follows:

Issuance date
July 2004 (Rupiah)
June 2009 (Rupiah)
July 2011 (US Dollar)
June 2012 (Rupiah)
December 2012 (Rupiah)
July 2016 (Rupiah)[1)]
April 2018 (Rupiah)[2)]
September 2021 (Rupiah)[3)]

1) As of December 31, 2022 and 2021, these bonds represent Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase I, II, III, IV, V and VI and are still outstanding as disclosed in Note 29.

2) As of December 31, 2022 and 2021, these bonds represent Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase I, II and III and are still outstanding as disclosed in Note 29.

3) As of December 31, 2022 and 2021, these bonds represent Rupiah Shelf Registered Bonds IV Phase I, II and III and are still outstanding as disclosed in Note 29.

As of December 31, 2022 and 2021, all of the Company's bonds outstanding as of those dates are listed on the Indonesian Stock Exchange ("IDX").

1. UMUM (lanjutan)

c. Dewan Komisaris dan Direksi dan Komite Audit

Susunan Dewan Komisaris dan Direksi Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Dewan Komisaris			***Board of Commisioners:***
Komisaris Utama	Yani Yuhani Panigoro	Yani Yuhani Panigoro	*President Commisioner*
Komisaris Independen	Bambang Subianto*)	Bambang Subianto*)	*Independent Commisioner*
Komisaris Independen	Marsillam Simandjuntak	Marsillam Simandjuntak	*Independent Commisioner*
Komisaris	Yaser Raimi A. Panigoro	Yaser Raimi A. Panigoro	*Commisioner*
Direksi:			***Board of Directors:***
Direktur Utama	Hilmi Panigoro	Hilmi Panigoro	*President Director*
Direktur	Roberto Lorato	Roberto Lorato	*Director*
Direktur	Anthony R. Mathias	Anthony R. Mathias	*Director*
Direktur	Ronald Gunawan	Ronald Gunawan	*Director*
Direktur	Amri Siahaan	Amri Siahaan	*Director*

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, susunan Komite Audit Perusahaan adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Ketua	Marsillam Simandjuntak	Bambang Subianto*)	*Chairman*
Anggota	Hendry	Hendry	*Member*
Anggota	Ferry Sanjaya	Ferry Sanjaya	*Member*

*) Bapak Bambang Subianto (Komisaris Independen Perusahaan) telah meninggal dunia pada tanggal 4 November 2022.

Berdasarkan Akta No. 79 tanggal 26 Agustus 2021, dibuat dihadapan Leolin Jayayanti, S.H., M.Kn., Notaris di Jakarta, Pemegang Saham Perusahaan telah menunjuk Yani Yuhani Panigoro sebagai Komisaris Utama Perusahaan.

Berdasarkan Keputusan Dewan Komisaris Perusahaan tanggal 25 Mei 2021, Dewan Komisaris Perusahaan menyetujui pengangkatan Hendry dan Ferry Sanjaya sebagai anggota eksternal komite audit yang baru terhitung sejak tanggal 1 Juli 2021.

Pada tanggal 4 November 2022, Bambang Subianto meninggal dunia. Berdasarkan Keputusan Direksi Perusahaan tanggal 11 November 2022 menyetujui pengangkatan Marsillam Simandjuntak sebagai Ketua Komite Audit.

1. GENERAL (continued)

c. Boards of Commissioners and Directors and Audit Committee

The members of the Company's Boards of Commissioners and Directors as of December 31, 2022 and 2021 are as follows:

As of December 31, 2022 and 2021, the members of the Company's Audit Committee are as follows:

**) Mr. Bambang Subianto (Independent Commissioner of the Company) passed away on November 4, 2022.*

Based on the Notarial Deed No. 79 dated August 26, 2021 of Leolin Jayayanti, S.H., M.Kn., Notary in Jakarta, the Shareholders of the Company has appointed Yani Yuhani Panigoro as the President Commissioner.

Based on the Company's Board of Commissioners Resolution dated May 25, 2021, the Company's Board of Commissioners approved the appointment of Hendry and Ferry Sanjaya as new external members of the audit committee, with the effective date of July 1, 2021.

On November 4, 2022, Bambang Subianto has passed away. Based on the Company's Board of Directors Resolution dated November 11, 2022, approved the appointment of Marsillam Simandjuntak as a Chairman of Audit Committee.

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Perusahaan telah mengkonsolidasikan semua entitas anaknya sesuai dengan kebijakan sebagaimana diuraikan dalam Catatan 2b, "Prinsip Konsolidasi". Untuk tujuan pengungkapan, hanya entitas *subholding* atau entitas anak yang material terhadap laporan keuangan konsolidasian Grup dari jumlah aset/liabilitas dan/atau pendapatan/laba neto yang disajikan dalam tabel di bawah ini:

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries

As of December 31, 2022 and 2021, the Company has consolidated all of its subsidiaries in line with its accounting policy as described in Note 2b, "Principles of Consolidation". For disclosure purposes, only sub-holding entities or subsidiaries which are material in terms of total assets/liabilities and/or revenue/net income to the Group's consolidated financial statements are presented in the table below:

	Dimulainya kegiatan komersial/ *Start of commercial operations*	Tanggal perolehan izin eksplorasi/ eksploitasi/ *Date of exploration/ exploitation permit obtained*	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*	
			2022	2021	2022	2021
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ *Exploration and production of oil and gas*						
PT Medco E & P Tarakan [1)] Indonesia	1992	14 Jan' 2002	100,00	100,00	16,27	16,22
PT Medco E & P Indonesia [1)] Indonesia	1995	28 Nov' 2013	100,00	100,00	149,05	153,94
PT Medco E & P Tomori Sulawesi [1)] Indonesia	2005	4 Dec' 1997	100,00	100,00	582,03	306,44
PT Medco E & P Simenggaris [1)] Indonesia	2009	24 Feb' 1998	100,00	100,00	78,81	69,87
PT Medco Energi Natuna Timur [1)] Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	26 Nov' 2010	100,00	100,00	6,00	6,20
PT Medco E & P Lematang [1)] Indonesia	2003	6 Apr' 1987	100,00	100,00	404,00	124,38
Medco Indonesia Holding BV [1)] Belanda/*Netherlands*	-	-	100,00	100,00	-	-
Medco Lematang BV [2)] Belanda/*Netherlands*	2003	6 Apr' 1987	100,00	100,00	104,10	97,42
Medco South Sokang BV [2) 4)] Belanda/*Netherlands*	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	17 Dec' 2010	-	100,00	-	-
PT Medco E & P Malaka [1)] Indonesia	2019	1 Sep' 1991	100,00	100,00	729,53	616,47
PT Medco E & P Rimau [1)] Indonesia	2005	23 Apr' 2003	100,00	100,00	69,18	49,16
Medco Yemen Malik Ltd [2)] Kepulauan Virgin Britania Raya/ *British Virgin Islands*	2012	-	100,00	100,00	23,57	12,63
Lematang E & P Limited [2)] Kepulauan Cayman/*Cayman Islands*	2008	6 Apr' 1987	100,00	100,00	40,27	33,63
Medco LLC [2)] Oman	2001	Jan' 2006	78,00	78,00	77,56	56,58
Medco International Ventures Ltd [2)] Libya	2011	12 Mar' 2005	100,00	100,00	121,36	121,39

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Dimulainya kegiatan komersial/ *Start of commercial operations*	Tanggal perolehan izin eksplorasi/ eksploitasi/ *Date of exploration/ exploitation permit obtained*	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*	
			2022	2021	2022	2021
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas (lanjutan)/ *Exploration and production of oil and gas (continued)*						
Medco E&P Natuna Ltd [2)] Bermuda	1979	19 Jan' 1999	100,00	100,00	556,52	370,89
Ophir Tanzania (Block 1) Limited [2)] Jersey	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	08 Dec' 2005	100,00	100,00	123,57	123,69
Medco Energi Bangkanai Ltd[2)] Kepulauan Virgin Britania Raya/*British Virgin Islands*	2016	30 Dec' 2003	100,00	100,00	202,86	202,69
Ophir Indonesia (Central Kalimantan) Limited [2)] Belize	2016	30 Dec' 2003	100,00	100,00	52,66	55,57
Ophir Indonesia (Kerendan) Limited [2)] Mauritius	2016	30 Dec' 2003	100,00	100,00	11,18	14,74
Ophir Indonesia (West Bangkanai) Limited [2)] Kepulauan Virgin Britania Raya/*British Virgin Islands*	-	15 May 2013	100,00	100,00	0,15	0,21
Ophir Mexico Offshore Exploration S.A de C.V [2) 4)] Meksiko/ *Mexico*	-	05 Dec' 2016	-	100,00	-	-
Ophir Mexico Operations S.A de C.V [2)] Meksiko/ *Mexico*	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	02 Feb' 2018	100,00	100,00	3,35	2,63
Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited [2)] Kepulauan Virgin Britania Raya/*British Virgin Islands*	2008	24 Oct' 1996	100,00	100,00	346,08	409,47
Medco Energi Thailand (E&P) Limited [2)] Britania Raya/ *United Kingdom*	2008	24 Oct' 1996	100,00	100,00	121,39	137,74
Ophir Vietnam Block 12W B.V [2) 3)] Belanda/*Netherlands*	2011	17 Nov' 2000	100,00	100,00	78,20	359,52
Medco Energi Madura Offshore Pty Ltd[2)] Australia	2006	04 Dec' 1997	100,00	100,00	223,60	222,89
Medco Energi Sampang Pty Ltd [2)] Australia	2007	04 Dec' 1997	100,00	100,00	98,93	80,97
Medco E&P Grissik Ltd (dahulu/*formerly* ConocoPhillips (Grissik) Ltd) [2)] Bermuda	1980	09 Feb' 1976	100,00	-	1.039,15	-
Medco E&P Corridor Holding Ltd (dahulu/*formerly* ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd) [2)] Kepulauan Virgin Britania Raya/*British Virgin Islands*	1980	09 Feb' 1976	100,00	-	889,57	-

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*	
	2022	2021	2022	2021
Jasa penunjang operasi minyak dan gas/ *Support services for oil and gas activities*				
PT Exspan Petrogas Intranusa [1] Indonesia	100,00	100,00	10,00	8,41
PT Mitra Energi Gas Sumatera [1] Indonesia	100,00	100,00	5,86	13,11
Medco Singapore Operations Pte Ltd [2] Singapura/ *Singapore*	100,00	100,00	10,16	5,61
Perdagangan/ *Trading*				
Medco Energi Global Pte Ltd [2] Singapura/ *Singapore*	100,00	100,00	5.238,96	3.172,86
Gas Alam Cair/ *Liquefied Natural Gas*				
PT Medco LNG Indonesia [1] Indonesia	100,00	100,00	159,91	165,27
Energi Listrik/ *Power*				
PT Medco Power Internasional [1] Indonesia	100,00	100,00	69,67	74,71
PT Medco Power Indonesia [2] Indonesia	100,00	100,00	448,41	409,09
PT Medcopower Servis Indonesia [2] Indonesia	62,00	62,00	1,88	1,13
PT Mitra Energi Batam [2] Indonesia	42,39	42,39	44,09	47,86
PT Dalle Energy Batam [2] Indonesia	47,99	47,99	38,44	46,90
PT TJB Power Services [2] Indonesia	49,88	49,88	15,71	21,57
PT Medco Power Sentral Sumatera [2] Indonesia	100,00	100,00	41,18	43,92
PT Medco Geothermal Indonesia [2] Indonesia	100,00	100,00	37,10	36,97
PT Medco Cahaya Geothermal [2] Indonesia	51,00	51,00	71,68	67,50
PT Medco Geothermal Sarulla [2] Indonesia	62,00	62,00	8,43	8,40
PT Energi Prima Elektrika [2] Indonesia	55,50	55,50	8,88	8,80
PT Energi Listrik Batam [2] Indonesia	43,39	43,39	58,42	61,67
PT Multidaya Prima Elektrindo [2] Indonesia	51,00	51,00	12,53	12,92
PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan [2] Indonesia	100,00	100,00	15,20	17,80
PT Dalle Panaran [2] Indonesia	100,00	100,00	0,67	0,73
PT Indo Medco Power [2] Indonesia	100,00	99,98	0,13	0,14
PT Medco Power Sumatera [2] [4] Indonesia	-	100,00	-	0,01
PT Universal Batam Energy [2] Indonesia	42,00	42,00	1,41	1,47

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*	
	2022	2021	2022	2021
Energi Listrik (lanjutan)/ *Power (continued)*				
PT Medco Energi Menamas [2] Indonesia	59,99	59,99	9,59	10,76
PT Medco General Power Services [2] Indonesia	59,76	59,76	4,65	1,61
PT Sangsaka Hidro Lestari [2] Indonesia	56,00	56,00	0,06	0,07
PT Sangsaka Agro Lestari [2] Indonesia	70,00	70,00	0,50	0,55
PT Sangsaka Hidro Selatan [2] Indonesia	69,93	69,93	0,06	0,07
PT Sangsaka Hidro Kasmar [2] Indonesia	67,20	67,20	0,94	1,04
PT Sangsaka Hidro Cisereuh [2] Indonesia	69,99	69,99	0,06	0,07
PT Sangsaka Hidro Patikala Lima [2] Indonesia	67,20	67,20	0,06	0,07
PT Sangsaka Hidro Baliase [2] Indonesia	67,20	67,20	0,10	0,11
PT Sangsaka Hidro Barat [2] Indonesia	100,00	100,00	0,69	0,62
PT Nawakara Energi Sumpur [2] Indonesia	80,00	80,00	1,04	1,15
PT Bio Jatropha Indonesia [2] Indonesia	69,99	69,99	13,94	15,82
PT Medco Ratch Power Riau [2] Indonesia	51,00	51,00	387,08	339,10
PT Medcopower Solar Sumbawa [2] Indonesia	50,00	100,00	20,45	13,21
PT Medcopower Transportasi Listrik [2] Indonesia	100,00	100,00	0,16	0,22
PT Medcosolar Bali Timur [2] Indonesia	51,00	51,00	3,43	3,57
PT Medco Solar Bali Barat [2] Indonesia	51,00	51,00	2,60	2,16
PT Medco Sumbawa Gas [2] Indonesia	100,00	100,00	12,67	0,18
PT Medco Kansai Power Indonesia [2] Indonesia	60,00	60,00	141,19	147,86
Lain-lain/ *Others*				
Medco Straits Services Pte Ltd [1] Singapura/ *Singapore*	100,00	100,00	1.517,82	1.520,26
Medco Platinum Road Pte. Ltd. [2] Singapura/ *Singapore*	100,00	100,00	743,61	728,62
Medco Oak Tree Pte. Ltd. [2] Singapura/ *Singapore*	100,00	100,00	586,84	586,78
Medco Bell Pte. Ltd. [2] Singapura/ *Singapore*	100,00	100,00	616,91	572,32
Medco Laurel Tree Pte. Ltd. [2] Singapura/ *Singapore*	100,00	100,00	390,93	388,76
Ophir Energy Ltd [2] Britania Raya/*United Kingdom*	100,00	100,00	2.588,54	2.518,84
PT Satria Raksa Buminusa [2] Indonesia	100,00	100,00	5,37	6,68
Petroleum Exploration & Production Int Ltd [2] Kepulauan Cayman/*Cayman Islands*	100,00	100,00	19,65	33,11

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

Rincian entitas anak yang tidak aktif, tidak signifikan atau dimiliki secara tidak langsung oleh Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2022 and 2021 adalah sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

The subsidiaries that are not active, not significant or owned indirectly by the Company as of December 31, 2022 and 2021 are as follows:

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*	
	2022	2021
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ *Exploration and production of oil and gas*		
PT Medco Energi Madura [1]	100,00	100,00
PT Medco CBM Pendopo [2]	100,00	100,00
PT Medco Energi Belida [1]	100,00	100,00
PT Medco E & P Sembakung [1]	100,00	100,00
PT Medco E & P Kampar [1]	100,00	100,00
Medco Simenggaris Pty Ltd [1]	100,00	100,00
Medco Arabia Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Energi US LLC [2] [3]	100,00	100,00
Far East Trading Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Yemen Amed Ltd [2]	100,00	100,00
Medco International Enterprise Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Energi (BVI) Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Far East Limited Cayman Islands [1]	100,00	100,00
Medco Asia Pacific Ltd. [2]	100,00	100,00
PT Medco Energi Bangkanai [1]	100,00	100,00
PT Medco E & P Bangkanai [1]	100,00	100,00
PT Medco E & P Nunukan [1]	100,00	100,00
Medco South China Sea Pte Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Natuna Pte Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Yemen Holding Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Energi USA Inc [2] [3]	100,00	100,00
Medco International Services Pte Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Petroleum Management LLC [2]	100,00	100,00
Medco Indonesia Holding BV [1]	100,00	100,00

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*	
	2022	**2021**
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas (lanjutan)/ *Exploration and production of oil and gas (continued)*		
Ophir Holdings & Services (UK) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Holdings Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Asia Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Asia Services Limited [2] [4]	-	100,00
Dominion Petroleum Limited [2]	100,00	100,00
Salamander Energy Ltd [2]	100,00	100,00
Ophir Mexico Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Holdings & Ventures Limited [2] [4]	-	100,00
Ophir Gabon (Gnondo) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Gabon (Manga) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Gabon (Mbeli) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Gabon (Ntsina) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Equatorial Guinea (Block R) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Mexico Holdings Limited [2] [4]	-	100,00
Ophir Myanmar (Block AD-3) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir East Africa Holdings Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Tanzania (Block 3) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Tanzania (Block 4) Limited [2]	100,00	100,00
Ophir East Africa Ventures Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Pipeline Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Gas Marketing Limited [2]	100,00	100,00
Ophir LNG Limited [2]	100,00	100,00
Ophir Energy Indonesia (Aru) Limited [2] [5]	100,00	100,00

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*	
	2022	**2021**
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas (lanjutan)/ *Exploration and production of oil and gas (continued)*		
Ophir Energy Indonesia (Kofiau) 1 Limited [2) 5)]	100,00	100,00
Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited [2) 5)]	100,00	100,00
Ophir Energy Indonesia (North Ganal) Limited [2) 5)]	100,00	100,00
Ophir Indonesia (West Papua IV) 2 LLC [2) 4)]	-	100,00
Dominion Investments Limited [2)]	100,00	100,00
Dominion Oil & Gas Limited [2)]	100,00	100,00
Dominion Oil & Gas Limited (Tanzania) [2)]	100,00	100,00
Dominion Petroleum Acquisitions Limited [2)]	100,00	100,00
DOMPET Limited [2)]	100,00	100,00
Dominion Tanzania Limited [2)]	100,00	100,00
Dominion Petroleum Kenya Limited [2)]	100,00	100,00
PHT Partners LP [2) 3)]	100,00	100,00
Salamander Energy (Bualuang Holdings) Limited [2)]	100,00	100,00
Ophir Indonesia (Kutai) Limited [2) 4)]	-	100,00
Salamander Energy (Lao) Company Limited [2)]	100,00	100,00
Salamander Energy (Malaysia) Limited [2)]	100,00	100,00
Ophir Indonesia (North East Bangkanai) Limited [2)]	100,00	100,00
Salamander Energy (S.E. Asia) Limited [2) 3)]	100,00	100,00
Ophir Indonesia (S.E. Sangatta) Limited [2)]	100,00	100,00
Salamander Energy Group Limited [2)]	100,00	100,00
Salamander Energy (Holdco) Limited [2)]	100,00	100,00
Ophir Energy Indonesia Limited [2)]	100,00	100,00
Ophir Jaguar 1 Limited [2)]	100,00	100,00

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*	
	2022	2021
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas (lanjutan)/ *Exploration and production of oil and gas (continued)*		
Ophir Jaguar 2 Limited [2]	100,00	100,00
Santos Sabah Block R Ltd. [2]	100,00	100,00
Ophir Spv Pty Ltd [2]	100,00	100,00
Ophir Asia Pacific Pty Ltd [2]	100,00	100,00
Jasa penunjang operasi minyak dan gas/ *Support services for oil and gas activities*		
PT Medco Energi CBM Indonesia [1]	100,00	100,00
Medco Petroleum Services Ltd [2]	100,00	100,00
Perdagangan/ *Trading*		
PT Medco Sampang Indonesia [1] Indonesia	100,00	100,00
Far East Energy Trading Pte Ltd [2] Singapura/*Singapore*	100,00	100,00
Produksi kimia dan perdagangan/ *Production and trading of chemicals*		
PT Medco Downstream Indonesia [1] [3]	100,00	100,00
PT Medco LPG Kaji [2] [3]	100,00	100,00
PT Medco Methanol Bunyu [2] [3]	100,00	100,00
PT Medco Ethanol Lampung [2] [3]	100,00	100,00
Energi Listrik/ *Power*		
PT Dalle Panaran [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Muara Enim Multi Power [2] Indonesia	80,00	80,00
PT Medco Power Sentral Sumatera [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Indo Medco Power [2] Indonesia	99,98	99,98
PT Medco Geothermal Indonesia [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Medco Geothermal Nusantara [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Medco Hidro Indonesia [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Sangsaka Hidro Lestari [2] Indonesia	56,00	56,00
PT Sangsaka Agro Lestari [2] Indonesia	70,00	70,00
PT Sangsaka Hidro Selatan [2] Indonesia	69,93	69,93
PT Sangsaka Hidro Kasmar [2] Indonesia	67,20	67,20
PT Sangsaka Hidro Cisereuh [2] Indonesia	69,99	69,99
PT Sangsaka Hidro Patikala Lima [2] Indonesia	67,20	67,20

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ Effective percentage of ownership	
	2022	2021
Energi Listrik (lanjutan)/ Power *(continued)*		
PT Sangsaka Hidro Baliase [2] Indonesia	67,20	67,20
PT Sangsaka Hidro Barat [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Nawakara Energi Sumpur [2] Indonesia	80,00	80,00
PT Medcopower Energi Baru [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Medcopower Surya Nusantara [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Medcopower Elektrika Indonesia [2]	100,00	100,00
PT Medco Solar Pasifik [2]	100,00	-
Medco Power Global Pte. Ltd [2]	100,00	-
Lain-lain/*Others*		
PT Medco Sarana Balaraja [1]	100,00	100,00
PT Musi Raksa Buminusa [2]	100,00	100,00
PT Mahakam Raksa Buminusa [2]	99,00	99,00
Petroleum Exploration & Production Int Ltd [2]	100,00	100,00
Fortico International Limited [2] [4]	-	100,00
PT Medco Energi Nusantara [1]	99,99	99,99
PT Medco Energi Sampang [1]	100,00	100,00
PT Medco Power Generation Indonesia [1] Indonesia	100,00	100,00
PT Medco Energi Linggau (dahulu/ *formerly* PT Medco Java Power) [2] Indonesia	100,00	100,00
PT Medco Geothermal Sumatera [2]	100,00	-

1) Entitas anak dengan kepemilikan langsung oleh PT Medco Energi Internasional Tbk
2) Entitas anak dengan kepemilikan tidak langsung
3) Entitas anak diklasifikasikan sebagai aset tersedia untuk dijual atau operasi yang dihentikan (Catatan 39)
4) Entitas anak telah dibubarkan pada tahun 2022
5) Entitas anak telah dibubarkan pada tahun 2023

1) Subsidiaries held directly by PT Medco Energi Internasional Tbk
2) Subsidiaries held indirectly through subsidiary undertakings
3) Subsidiaries classified as asset held for sale or discontinued operation (Note 39)
4) Subsidiaries dissolved in 2022
5) Subsidiaries dissolved in 2023

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

ii. Grup mempunyai operasi bersama minyak dan gas atau Kontrak Jasa/Perjanjian Partisipasi dan Pembagian Ekonomi di dalam negeri sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

ii. The Group has interests in the following domestic petroleum joint operations or Service Contracts/Participation and Economic Sharing Agreements as follows:

Daerah Operasi	Hak Kepemilikan (%)/*Interest (%)* 2022	2021	*Operation Area*
PSC Sumatera Selatan	65,00	65,00	*PSC South Sumatera*
PSC Tarakan	100,00	100,00	*PSC Tarakan*
PSC Rimau	65,00	65,00	*PSC Rimau*
JOB Senoro-Toili	30,00	30,00	*JOB Senoro-Toili*
PSC Lematang	100,00	100,00	*PSC Lematang*
JOB Simenggaris	62,50	62,50	*JOB Simenggaris*
PSC Blok "A" Aceh (Blok A)	85,00	85,00	*PSC Block "A" Aceh (Block A)*
PSC Laut Natuna Selatan Blok B (Blok B)	40,00	40,00	*PSC South Natuna Sea Block B (Block B)*
PSC Sokang Selatan	-	100,00	*PSC South Sokang*
PSC Bangkanai	70,00	70,00	*PSC Bangkanai*
PSC Bangkanai Barat	70,00	70,00	*PSC West Bangkanai*
PSC Madura *Offshore* (Madura)	67,50	67,50	*PSC Madura Offshore (Madura)*
PSC Sampang	45,00	45,00	*PSC Sampang*
PSC Kofiau	100,00	100,00	*PSC Kofiau*
PSC Sokang Utara	100,00	100,00	*PSC North Sokang*
PSC Blok Corridor	54,00	-	*PSC Block Corridor*

PSC: Kontrak Bagi Hasil
JOB: Badan Operasi Bersama

PSC: Production Sharing Contract
JOB: Joint Operating Body

iii. Grup mempunyai operasi bersama minyak dan gas atau Kontrak Jasa/Perjanjian Partisipasi dan Pembagian Ekonomi di luar negeri sebagai berikut:

iii. The Group has interests in the following overseas petroleum joint operations or Service Contracts/Participation and Economic Sharing Agreements as follows:

Operasi Bersama	Negara/*Country*	Hak Kepemilikan (%)/*Interest (%)* 2022	2021	*Joint Operations*
Blok 8/38 (Bualuang)	Thailand	100,00	100,00	*Block 8/38 (Bualuang)*
Nimr - Karim Area	Oman	58,50	58,50	*Nimr - Karim Area*
Blok 56	Oman	5,00	5,00	*Block 56*
Blok 47 Ghadames Basin (Area 47)	Libya	50,00	50,00	*Block 47 Ghadames Basin (Area 47)*
Blok 12W [1)]	Vietnam	31,88	31,88	*Block 12W [1)]*
Blok 9	Yaman/*Yemen*	21,25	21,25	*Block 9*
Blok 1 dan 4	Tanzania	20,00	20,00	*Block 1 and 4*
Blok 10 dan 12	Mexico	20,00	20,00	*Block 10 and 12*

1) Operasi dari entitas anak yang diklasifikasikan sebagai asset tersedia untuk dijual atau operasi yang dihentikan pada tanggal 31 Desember 2022 (Catatan 39).

1) Operation from subsidiary classified as asset held for sale or discontinued operation as of December 31, 2022 (Note 39).

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

iv. Grup mempunyai pembangkit listrik dengan kapasitas terpasang sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

iv. The Group has power plants with the installed capacity as follows:

Entitas	Kapasitas Terpasang (MW)/*Installed Capacity (MW)* Wilayah/*Region*	2022	2021	*Entity*
PT Medco Power Indonesia	Batam	20	20	*PT Medco Power Indonesia*
PT Medco Power Indonesia	Sumatera Selatan/ South Sumatera	7	7	*PT Medco Power Indonesia*
PT Mitra Energi Batam	Batam	85	85	*PT Mitra Energi Batam*
PT Dalle Energy Batam	Batam	85	85	*PT Dalle Energy Batam*
PT Energi Listrik Batam	Batam	76	76	*PT Energi Listrik Batam*
PT Energi Prima Elektrika	Palembang	12	12	*PT Energi Prima Elektrika*
PT Multidaya Prima Elektrindo	Palembang	12	12	*PT Multidaya Prima Elektrindo*
PT Bio Jatropha Indonesia	Sumatera Utara/ *West Java*	9	9	*PT Bio Jatropha Indonesia*
PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan	Jawa Barat/ *West Java*	9	9	*PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan*
PT Medco Ratch Power Riau	*Riau*	275	275	*PT Medco Ratch Power Riau*
PT Medco Cahaya Geothermal	*East Java*	110	110	*PT Medco Cahaya Geothermal*

v. Grup melakukan sejumlah akuisisi dan divestasi/penjualan aset sebagaimana diungkapkan dalam Catatan 48.

v. The Group has undertaken acquisitions and divestments/sale of assets as disclosed in Note 48.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN

a. Dasar Penyusunan Laporan Keuangan Konsolidasian

Laporan keuangan konsolidasian telah disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan (“SAK”), yang terdiri dari Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (“PSAK”) dan Interpretasi Standar Akuntansi Keuangan (“ISAK”) yang dikeluarkan oleh Dewan Standar Akuntansi Keuangan Ikatan Akuntan Indonesia dan Peraturan serta Pedoman Penyajian dan Pengungkapan Laporan Keuangan yang dikeluarkan oleh Otoritas Jasa Keuangan (“OJK”).

Laporan keuangan konsolidasian telah disusun atas dasar akrual, kecuali untuk laporan arus kas konsolidasian, dengan menggunakan konsep biaya historis, kecuali untuk akun-akun tertentu yang diukur dengan dasar sebagaimana dijelaskan di dalam kebijakan akuntansi terkait.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

a. Basis of the Preparation of the Consolidated Financial Statements

The consolidated financial statements have been prepared in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards (“SAK”), which comprise the Statements of Financial Accounting Standards (“PSAK”) and Interpretations of Financial Accounting Standards (“ISAK”) issued by the Financial Accounting Standards Board of the Indonesian Institute of Accountants and the Regulations and the Guidelines on Financial Statements Presentation and Disclosures issued by Financial Services Authority (“OJK”).

The consolidated financial statements have been prepared on the accrual basis, except for consolidated statements of cash flows, using historical cost concept, except for certain accounts which are measured on the basis described in the relevant notes herein.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Dasar Penyusunan Laporan Keuangan Konsolidasian (lanjutan)

Laporan arus kas konsolidasian yang disusun dengan menggunakan metode langsung, menyajikan penerimaan dan pengeluaran kas dimana arus kas diklasifikasikan menjadi aktivitas operasi, investasi dan pendanaan.

Kebijakan akuntansi yang diterapkan oleh Grup adalah selaras bagi tahun yang dicakup oleh laporan keuangan konsolidasian, kecuali untuk standar akuntansi baru dan revisi seperti diungkapkan pada Catatan 2hh dibawah ini.

Grup telah menyusun laporan keuangan konsolidasian dengan dasar bahwa Grup akan terus beroperasi secara berkesinambungan.

Mata uang pelaporan yang digunakan dalam penyusunan laporan keuangan konsolidasian adalah Dolar Amerika Serikat (”Dolar AS”), yang juga merupakan mata uang fungsional Perusahaan dan mata uang pelaporan Grup. Setiap entitas dalam Grup menentukan mata uang fungsionalnya masing-masing dan mengukur transaksinya dalam mata uang fungsional tersebut.

b. Prinsip Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasian terdiri dari laporan keuangan Perusahaan dan entitas anaknya seperti dijelaskan pada Catatan 1d.

Laporan keuangan konsolidasian meliputi laporan keuangan Perusahaan dan entitas anak (“Grup”) pada tanggal 31 Desember setiap tahun. Kendali diperoleh bila Grup terekspos atau memiliki hak atas imbal hasil variabel dari keterlibatannya dengan *investee* dan memiliki kemampuan untuk mempengaruhi imbal hasil tersebut melalui kekuasaannya atas *investee*. Dengan demikian, Grup mengendalikan *investee* jika dan hanya jika Grup memiliki seluruh hal berikut ini:

(a) kekuasaan atas *investee*, yaitu hak yang ada saat ini yang memberi Grup kemampuan saat ini untuk mengarahkan aktivitas yang relevan dari *investee*;
(b) eksposur atau hak atas imbal hasil variabel dari keterlibatannya dengan *investee*; dan
(c) kemampuan untuk menggunakan kekuasaannya atas *investee* untuk mempengaruhi jumlah imbal hasil.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

a. Basis of the Preparation of the Consolidated Financial Statements (continued)

The consolidated statements of cash flows, which were prepared using the direct method, presents cash receipts and payments classified into operating, investing and financing activities.

The accounting policies adopted by the Group are consistently applied for the years covered by the consolidated financial statements, except for new and revised accounting standards as disclosed in the following Note 2hh.

The Group has prepared the consolidated financial statements on the basis that it will continue to operate as a going concern.

The presentation currency used in the preparation of the consolidated financial statements is the United States Dollar (“US Dollar”), the Company’s functional currency and the Group’s presentation currency. Each entity in the Group determines its own functional currency and and measures its transactions in its respective functional currency.

b. Principles of Consolidation

The consolidated financial statements comprise the financial statements of the Company and its subsidiaries as described in Note 1d.

The consolidated financial statements include accounts of the Company and its subsidiaries (“Group”) at December 31 each year. Control is achieved when the Group is exposed, or has rights, to the variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Thus, the Group controls an investee if and only if the Group has all of the following:

(a) power over the investee, is existing rights that give the Group the current ability to direct the relevant activities of the investee;
(b) exposure or rights, to variable returns from its involvement with the investee; and
(c) the ability to use its power over the investee to affect its returns.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Prinsip Konsolidasi (lanjutan)

Bila Grup memiliki hak suara atau hak serupa kurang dari mayoritas dari suatu *investee*, Grup mempertimbangkan semua fakta dan keadaan yang relevan dalam mengevaluasi apakah mereka memiliki kekuasaan atas *investee,* termasuk:

(a) pengaturan kontraktual dengan pemilik hak suara lainnya dari *investee*;
(b) hak yang timbul atas pengaturan kontraktual lain; dan
(c) hak suara dan hak suara potensial yang dimiliki Grup.

Grup menilai kembali apakah mereka mengendalikan *investee* bila fakta dan keadaan mengindikasikan adanya perubahan terhadap satu atau lebih dari ketiga elemen pengendalian.

Entitas anak dikonsolidasi secara penuh sejak tanggal akuisisi, yaitu tanggal Perusahaan memperoleh pengendalian, sampai dengan tanggal kehilangan pengendalian. Aset, liabilitas, penghasilan dan beban dari entitas anak yang diakuisisi pada tahun tertentu disertakan dalam laporan keuangan konsolidasian sejak tanggal Grup memperoleh kendali sampai tanggal Grup tidak lagi mengendalikan entitas anak tersebut.

Laporan keuangan (konsolidasian) entitas anak dibuat untuk periode pelaporan yang sama dengan Perusahaan, menggunakan kebijakan akuntansi yang konsisten.

Semua akun dan transaksi antar Grup yang material, termasuk keuntungan atau kerugian yang belum direalisasi, jika ada, dieliminasi untuk mencerminkan posisi keuangan dan hasil operasi Grup sebagai satu kesatuan usaha.

Perubahan dalam bagian kepemilikan entitas induk pada entitas anak, yang tidak mengakibatkan hilangnya pengendalian, dicatat sebagai transaksi ekuitas. Jika kehilangan pengendalian atas suatu entitas anak, maka Grup:

- menghentikan pengakuan aset (termasuk setiap *goodwill*) dan liabilitas entitas anak;
- menghentikan pengakuan jumlah tercatat setiap Kepentingan Non-pengendali (“KNP”);

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

b. Principles of Consolidation (continued)

When the Group has less than a majority of the voting or similar rights of an investee, the Group considers all relevant facts and circumstances in assessing whether it has power over an investee, including:

(a) the contractual arrangement with the other vote holders of the investee;
(b) rights arising from other contractual arrangements; and
(c) the Group’s voting rights and potential voting rights.

The Group re-assesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the three elements of control.

Subsidiaries are fully consolidated from the date of acquisition, being the date on which the Company obtained control, and continue to be consolidated until the date such control ceases. Assets, liabilities, income and expenses of a subsidiary acquired during the year are included in the consolidated financial statements from the date the Group obtains control and until the date the Group ceases to control the subsidiary.

The (consolidated) financial statements of the subsidiaries are prepared for the same reporting period as the Company, using consistent accounting policies.

All material intercompany accounts and transactions, including unrealized gains or losses, if any, are eliminated to reflect the financial position and the results of operations of the Group as one business entity.

A change in the parent’s ownership in a subsidiary, without loss of control, is accounted for as an equity transaction. In case of loss of control over a subsidiary, the Group:

- *derecognizes the assets (including goodwill) and liabilities of the subsidiary;*
- *derecognizes the carrying amount of any Non-controlling Interest (“NCI”);*

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Prinsip Konsolidasi (lanjutan)

- menghentikan pengakuan akumulasi selisih penjabaran, yang dicatat di ekuitas, bila ada;
- mengakui nilai wajar pembayaran yang diterima;
- mengakui setiap sisa investasi pada nilai wajarnya dan pada saat kehilangan pengendalian diakui dalam laporan laba rugi;
- mengakui setiap perbedaan yang dihasilkan sebagai keuntungan atau kerugian dalam laba rugi; dan
- mereklasifikasi bagian induk atas komponen yang sebelumnya diakui sebagai penghasilan komprehensif lain ke laba rugi, atau mengalihkan secara langsung ke saldo laba.

KNP mencerminkan bagian atas laba atau rugi dan penghasilan komprehensif lain dan aset neto dari Entitas Anak yang dapat diatribusikan pada kepentingan ekuitas yang tidak dimiliki secara langsung maupun tidak langsung oleh Perusahaan, yang masing-masing disajikan dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian dan dalam ekuitas pada laporan posisi keuangan konsolidasian, terpisah dari bagian yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk.

Laba rugi dan setiap komponen dari penghasilan komprehensif lain (”OCI”) diatribusikan kepada pemilik entitas Induk dari Grup dan KNP, meskipun hal tersebut mengakibatkan KNP memiliki saldo defisit. Bila dipandang perlu, penyesuaian dilakukan terhadap laporan keuangan entitas anak untuk diselaraskan dengan kebijakan akuntansi Grup.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

b. Principles of Consolidation (continued)

- *derecognizes the cumulative translation differences, recorded in equity, if any;*
- *recognizes the fair value of the consideration received;*
- *recognizes the fair value of any investment retained and upon loss of control recognized in statement of profit or loss;*
- *recognizes any surplus or deficit in profit or loss; and*
- *reclassifies the parent’s share of components previously recognized in other comprehensive income to profit or loss or retained earnings, as appropriate.*

NCI represents the portion of the profit or loss and other comprehensive income and net assets of the Subsidiaries attributable to equity interests that are not owned directly or indirectly by the Company, which are presented in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income and under the equity section of the consolidated statements of financial position, respectively, separately from the corresponding portion attributable to the equity holders of the parent company.

Profit or loss and each component of other comprehensive income (“OCI”) are attributed to the equity holders of the parent of the Group and to the NCI, even if this results in the NCI having a deficit balance. When necessary, adjustments are made to the financial statements of subsidiaries to bring their accounting policies into line with the Group’s accounting policies.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Klasifikasi lancar dan tidak lancar

Grup menyajikan aset dan liabilitas dalam laporan posisi keuangan konsolidasian berdasarkan klasifikasi lancar/tidak lancar. Suatu aset disajikan lancar bila:

1) akan direalisasi, dijual atau dikonsumsi dalam siklus operasi normal,
2) untuk diperdagangkan,
3) akan direalisasi dalam 12 bulan setelah tanggal pelaporan, atau
4) kas atau setara kas kecuali yang dibatasi penggunaannya atau akan digunakan untuk melunasi suatu liabilitas dalam kurun waktu 12 bulan setelah tanggal pelaporan.

Seluruh aset lain diklasifikasikan sebagai tidak lancar.

Suatu liabilitas disajikan lancar bila:

i) akan dilunasi dalam siklus operasi normal,
ii) untuk diperdagangkan,
iii) akan dilunasi dalam 12 bulan setelah tanggal pelaporan, atau
iv) tidak ada hak tanpa syarat untuk menangguhkan pelunasannya dalam kurun waktu 12 bulan setelah tanggal pelaporan.

Seluruh liabilitas lain diklasifikasikan sebagai tidak lancar.

Aset dan kewajiban pajak tangguhan diklasifikasikan sebagai aset dan kewajiban tidak lancar dan kewajiban jangka panjang.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

c. Current and non-current classification

The Group presents assets and liabilities in the statement of financial position based on current/non-current classification. An asset is current when it is:

1) expected to be realized or intended to be sold or consumed in the normal operating cycle,
2) held primarily for the purpose of trading,
3) expected to be realized within 12 months after the reporting period, or
4) cash or cash equivalent unless restricted from being exchanged or used to settle a liability for at least 12 months after the reporting period.

All other assets are classified as non-current.

A liability is current when it is:

i) expected to be settled in the normal operating cycle,
ii) held primarily for the purpose of trading,
iii) due to be settled within twelve months after the reporting period, or
iv) there is no unconditional right to defer the settlement of the liability for at least twelve months after the reporting period.

All other liabilities are classified as non-current.

Deferred tax assets and liabilities are classified as non-current assets and liabilities.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Kombinasi Bisnis

Kombinasi bisnis dicatat dengan menggunakan metode akuisisi. Biaya perolehan dari suatu akuisisi diukur dari nilai agregat imbalan yang dialihkan, diukur pada nilai wajar pada tanggal akuisisi dan jumlah setiap KNP pada pihak yang diakuisisi. Untuk setiap kombinasi bisnis, pihak pengakuisisi mengukur KNP pada entitas yang diakuisisi pada nilai wajar atau pada proporsi kepemilikan KNP atas aset neto yang teridentifikasi dari entitas yang diakuisisi. Biaya-biaya akuisisi yang timbul dibebankan langsung dan dicatat dalam "Beban Penjualan, Umum dan Administrasi".

Grup menentukan bahwa mereka telah mengakuisisi bisnis ketika rangkaian aktivitas dan aset yang diakuisisi mencakup *input* dan proses substantif yang bersama-sama secara signifikan berkontribusi pada kemampuan untuk menghasilkan *output*. Proses yang diperoleh adalah substantif jika penting bagi kemampuan untuk terus menghasilkan *output*, dan *input* yang diperoleh mencakup tenaga kerja yang terorganisir dengan keterampilan, pengetahuan, atau pengalaman yang diperlukan untuk melakukan proses itu atau secara signifikan berkontribusi pada kemampuan untuk terus menghasilkan *output* dan dianggap unik atau langka atau tidak dapat diganti tanpa biaya, usaha, atau penundaan yang signifikan dalam kemampuan untuk terus menghasilkan *output*.

Ketika melakukan akuisisi atas sebuah bisnis, Grup mengklasifikasikan dan menentukan aset keuangan yang diperoleh dan liabilitas keuangan yang diambil alih berdasarkan pada persyaratan kontraktual, kondisi ekonomi dan kondisi terkait lain yang ada pada tanggal akuisisi.

Dalam suatu kombinasi bisnis yang dilakukan secara bertahap, pihak pengakuisisi mengukur kembali kepemilikan atas ekuitas yang dimiliki sebelumnya pada pihak yang diakuisisi berdasarkan nilai wajar pada tanggal akuisisi dan mengakui keuntungan atau kerugian yang terjadi dalam laba rugi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

d. Business Combinations

Business combinations are accounted for using the acquisition method. The cost of an acquisition is measured as the aggregate of the consideration transferred, measured at acquisition date fair value and the amount of any NCI in the acquiree. For each business combination, the acquirer measures the NCI in the acquiree either at fair value or at the proportionate share of the acquiree's identifiable net assets. Transaction costs incurred are directly expensed and included in "Selling, General and Administrative Expenses".

The Group determines that it has acquired a business when the acquired set of activities and assets include an input and a substantive process that together significantly contribute to the ability to create outputs. The acquired process is considered substantive if it is critical to the ability to continue producing outputs, and the inputs acquired include an organized workforce with the necessary skills, knowledge, or experience to perform that process or it significantly contributes to the ability to continue producing outputs and is considered unique or scarce or cannot be replaced without significant cost, effort, or delay in the ability to continue producing outputs.

When the Group acquires a business, it assesses the financial assets acquired and liabilities assumed for appropriate classification and designation in accordance with the contractual terms, economic circumstances and pertinent conditions as at the acquisition date.

If the business combination is achieved in stages, the acquisition date fair value of the acquirer's previously held equity interest in the acquiree is remeasured to fair value at the acquisition date and any resulting gain or loss is recognized in profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Kombinasi Bisnis (lanjutan)

Imbalan kontinjensi yang akan dibayarkan oleh pihak pengakuisisi diakui pada nilai wajar pada tanggal akuisisi. Perubahan nilai wajar atas imbalan kontinjensi setelah tanggal akuisisi yang diklasifikasikan sebagai aset atau liabilitas, akan diakui dalam laporan laba rugi atau sebagai penghasilan komprehensif lain sesuai dengan PSAK No. 71. Imbalan kontinjensi lain yang tidak termasuk dalam PSAK 71 diukur sebesar nilai wajar pada setiap tanggal pelaporan dengan perubahan nilai wajar yang diakui pada laba rugi.

Bila pencatatan awal kombinasi bisnis belum dapat diselesaikan pada tanggal pelaporan, Grup melaporkan jumlah sementara bagi pos yang pencatatannya belum dapat diselesaikan tersebut.

Periode pengukuran adalah periode setelah tanggal akuisisi yang didalamnya Grup dapat melakukan penyesuaian atas jumlah sementara yang diakui dalam kombinasi bisnis tersebut. Selama periode pengukuran, Grup mengakui penambahan aset atau liabilitas bila terdapat informasi terbaru yang diperoleh mengenai fakta dan keadaan pada tanggal akuisisi, yang bila diketahui pada saat itu, akan menyebabkan pengakuan atas aset dan liabilitas pada tanggal tersebut.

Periode pengukuran berakhir pada saat pengakuisisi menerima informasi yang diperlukan mengenai fakta dan keadaan pada tanggal akuisisi atau mengetahui bahwa informasi lainnya tidak dapat diperoleh, namun tidak lebih dari satu tahun dari tanggal akuisisi.

Pada tanggal akuisisi, *goodwill* awalnya diukur pada harga perolehan yang merupakan selisih lebih nilai agregat dari imbalan yang dialihkan dan jumlah setiap KNP atas selisih jumlah dari aset teridentifikasi yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih.

Jika imbalan tersebut lebih rendah dari nilai wajar aset neto entitas anak yang diakuisisi, selisih tersebut diakui pada laba rugi sebagai keuntungan dari pembelian dengan diskon setelah sebelumnya manajemen melakukan penilaian atas identifikasi dan nilai wajar dari aset yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

d. Business Combinations (continued)

Any contingent consideration to be transferred by the acquirer will be recognized at fair value at the acquisition date. Subsequent changes to the fair value of the contingent consideration which is deemed to be an asset or liability will be recognized in accordance with PSAK No. 71 either in profit or loss or as other comprehensive income. Other contingent consideration that is not within the scope of PSAK 71 is measured at fair value at each reporting date with changes in fair value recognized in profit or loss.

If the initial accounting for a business combination is incomplete by the end of the reporting, the Group reports provisional amounts for the items for which the accounting is incomplete.

The measurement period is the period after the acquisition date during which the Group may adjust the provisional amounts recognized for a business combination. During the measurement period, the Group recognizes additional assets or liabilities if new information is obtained about facts and circumstances that existed as of the acquisition date and, if known, would have resulted in the recognition of those assets and liabilities as of that date.

The measurement period ends as soon as the acquirer receives the information it was seeking about facts and circumstances that existed as of the acquisition date or learns that more information is not obtainable but shall not exceed one year from the acquisition date.

At acquisition date, goodwill is initially measured at cost being the excess of the aggregate of the consideration transferred and the amount recognized for NCI over the net identifiable assets acquired and liabilities assumed.

If this consideration is lower than the fair value of the net assets of the subsidiary acquired, the difference is recognized in profit or loss as gain on bargain purchase after previously assessing the identification and fair value measurement of the acquired assets and the assumed liabilities.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Kombinasi Bisnis (lanjutan)

Setelah pengakuan awal, *goodwill* diukur pada jumlah tercatat dikurangi akumulasi kerugian penurunan nilai, jika ada. Untuk tujuan uji penurunan nilai, *goodwill* yang diperoleh dari suatu kombinasi bisnis dialokasikan sejak tanggal akuisisi kepada setiap unit penghasil kas (“UPK”) dari Grup yang diharapkan akan memperoleh manfaat dari kombinasi tersebut, terlepas dari apakah aset atau liabilitas lain dari pihak yang mengakuisisi dialokasikan kepada UPK tersebut.

Jika *goodwill* telah dialokasikan pada suatu UPK dan operasi tertentu dalam UPK tersebut dilepas, maka *goodwill* yang terasosiasi dengan operasi yang dilepas tersebut dimasukkan dalam jumlah tercatat operasi tersebut ketika menentukan keuntungan atau kerugian dari pelepasan operasi. *Goodwill* yang dilepaskan tersebut diukur berdasarkan nilai relatif operasi yang dilepas dan porsi UPK yang ditahan.

Kombinasi Bisnis Entitas Sepengendali

Berdasarkan PSAK No. 38, karena transaksi kombinasi bisnis entitas sepengendali tidak mengakibatkan perubahan substansi ekonomi kepemilikan atas bisnis yang dipertukarkan, transaksi tersebut diakui pada nilai tercatat berdasarkan metode penyatuan kepemilikan. Dalam menerapkan metode penyatuan kepemilikan, unsur-unsur laporan keuangan dari entitas yang bergabung, untuk tahun terjadinya kombinasi bisnis entitas sepengendali dan untuk tahun komparatif sajian, disajikan seolah-olah penggabungan tersebut telah terjadi sejak awal tahun entitas yang bergabung berada dalam sepengendalian. Selisih antara jumlah imbalan yang dialihkan dalam kombinasi bisnis entitas sepengendali atau jumlah imbalan yang diterima dalam pelepasan bisnis entitas sepengendali, jika ada, dengan nilai tercatat bisnis tersebut dicatat sebagai bagian dari akun "Tambahan Modal Disetor" pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

d. Business Combinations (continued)

After initial recognition, goodwill is measured at cost less any accumulated impairment losses, if any. For the purpose of impairment testing, goodwill acquired in a business combination is allocated from the acquisition date to each of the Group’s cash-generating units (“CGU”) that are expected to receive benefit from the combination, irrespective of whether other assets or liabilities of the acquirer are assigned to those CGUs.

Where goodwill forms part of a CGU and part of the operation within that CGU is disposed of, the goodwill associated with the operation disposed of is included in the carrying amount of the operation when determining the gain or loss on disposal of the operation. Goodwill disposed of in this circumstance is measured based on the relative values of the operation disposed of and the portion of the CGU retained.

Business Combination of Entities Under Common Control

Under PSAK No. 38, since the transaction of business combination of entities under common control does not result in a change of the economic substance of the ownership of businesses which are exchanged, the said transaction is recognized at its carrying amount using the pooling-of-interest method. In applying the pooling-of-interest method, the components of the financial statements of the combining entities, for the year during which the business combination of entities under common control occurred and for the comparative year, are presented in such a manner as if the combination has occurred since the beginning of the year of the combining entity under common control. Difference in value of considerations transferred in a business combination of entities under common control or considerations received in a disposal of business of entities under common control, if any, with its carrying amount is recognized as part of "Additional Paid-in Capital" in the consolidated statements of financial position.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

e. Penentuan Nilai Wajar

Grup mengukur instrumen keuangan seperti derivatif dan investasi jangka pendek pada nilai wajar pada setiap tanggal pelaporan. Pengungkapan nilai wajar untuk instrumen keuangan disajikan dalam Catatan 46.

Nilai wajar adalah harga yang akan diterima untuk menjual suatu aset atau harga yang akan dibayar untuk mengalihkan suatu liabilitas dalam transaksi teratur antara pelaku pasar pada tanggal pengukuran. Pengukuran nilai wajar berdasarkan asumsi bahwa transaksi untuk menjual aset atau mengalihkan liabilitas terjadi di:

- Pasar utama untuk aset dan liabilitas tersebut; atau
- Jika tidak terdapat pasar utama, di pasar yang paling menguntungkan untuk aset atau liabilitas tersebut.

Grup harus memiliki akses ke pasar utama atau pasar yang paling menguntungkan tersebut.

Nilai wajar aset dan liabilitas diukur menggunakan asumsi yang akan digunakan pelaku pasar ketika menentukan harga aset atau liabilitas tersebut, dengan asumsi bahwa pelaku pasar bertindak dalam kepentingan ekonomi terbaiknya.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

e. Determination of Fair Value

The Group measures financial instruments such as derivatives and short-term investments at fair value at each reporting date. Fair value related disclosures for financial instruments are disclosed in Note 46.

Fair value is the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability in an orderly transaction between market participants at the measurement date. The fair value measurement is based on the presumption that the transaction to sell the asset or transfer the liability takes place either:

- *In the principal market for the asset or liability; or*
- *In the absence of a principal market, in the most advantageous market for the asset or liability.*

The principal or the most advantageous market must be accessible by the Group.

The fair value of an asset and a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

e. Penentuan Nilai Wajar (lanjutan)

Grup menggunakan teknik penilaian yang sesuai dalam keadaan dan dimana data yang memadai tersedia untuk mengukur nilai wajar, memaksimalkan penggunaan input yang dapat diobservasi yang relevan dan meminimalkan penggunaan input yang tidak dapat diobservasi.

Semua aset dan liabilitas yang nilai wajarnya diukur atau diungkapkan dalam laporan keuangan konsolidasian dikategorikan dalam hierarki nilai wajar, sebagaimana dijelaskan dibawah ini, berdasarkan tingkatan level input yang terendah yang signifikan terhadap pengukuran nilai wajar secara keseluruhan:

- Level 1 - harga kuotasian (tanpa penyesuaian) di pasar aktif untuk aset atau liabilitas yang identik.
- Level 2 - teknik penilaian di mana tingkat level input terendah yang signifikan terhadap pengukuran nilai wajar dapat diobservasi baik secara langsung atau tidak langsung.
- Level 3 - teknik penilaian dimana tingkat level input terendah yang signifikan terhadap pengukuran nilai wajar tidak dapat diobservasi baik secara langsung atau tidak langsung.

Untuk aset dan liabilitas yang diukur nilai wajarnya secara berulang dalam laporan keuangan konsolidasian, Grup menentukan apakah perpindahan antar level hierarki telah terjadi dengan melakukan evaluasi pengelompokan pada setiap akhir periode pelaporan.

Komite Valuasi Grup menentukan kebijakan dan prosedur terkait pengukuran nilai wajar yang sering dilakukan, seperti aset finansial tanpa kuotasian, dan untuk pengukuran tidak berulang, seperti aset yang dimiliki untuk dijual dalam operasi yang dihentikan. Komite Valuasi terdiri dari pimpinan divisi corporate planning and investor relations Grup.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

e. Determination of Fair Value (continued)

The Group uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available to measure fair value, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

All assets and liabilities for which fair value is measured or disclosed in the consolidated financial statements are categorized within the fair value hierarchy, described as follows, based on the lowest level input that is significant to the fair value measurement as a whole:

- *Level 1 - quoted (unadjusted) market prices in active markets for identical assets or liabilities.*
- *Level 2 - valuation techniques for which the lowest level input that is significant to the fair value measurement is directly or indirectly observable.*
- *Level 3 - valuation techniques for which the lowest level input that is significant to the fair value measurement is unobservable.*

For assets and liabilities that are recognized in the consolidated financial statements at fair value on a recurring basis, the Group determines whether transfers have occurred between levels in the hierarchy by re-assessing categorization at the end of each reporting period.

The Group's Valuation Committee determines the policies and procedures for recurring fair value measurement, such as unquoted financial assets, and for non-recurring measurement, such as assets held for sales in discontinued operations. The Valuation Committee is comprised of the head of the Group's corporate planning and investor relations.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

e. Penentuan Nilai Wajar (lanjutan)

Penilai independen terlibat dalam penilaian untuk aset-aset yang signifikan, seperti investasi pada aset finansial tanpa kuotasian. Keterlibatan penilai independen ini dilakukan secara tahunan oleh Komite Valuasi setelah didiskusikan dengan dan persetujuan oleh Direktur Perusahaan. Kriteria penunjukkan termasuk pengetahuan pasar, reputasi, independensi dan standar profesional yang diterapkan. Komite Valuasi memutuskan, setelah diskusi dengan penilai independen, mengenai teknik valuasi dan input untuk digunakan untuk setiap penilaian.

Pada setiap tanggal pelaporan, divisi *corporate planning and investor relations* Grup bersama dengan divisi Aset Non-Operasi Grup, menganalisa pergerakan atas nilai aset yang mengharuskan untuk diukur ulang atau dinilai ulang sesuai dengan kebijakan Grup. Untuk keperluan analisa, Komite Valuasi melakukan verifikasi untuk input-input utama yang ada pada perhitungan valuasi terakhir dan melakukan pencocokan informasi dalam perhitungan dengan kontrak-kontrak dan dokumen-dokumen terkait, mereka juga membandingkan perubahan nilai wajar untuk setiap aset dan liabilitas dengan sumber eksternal terkait untuk menentukan apakah perubahan tersebut cukup wajar.

Untuk keperluan pengungkapan nilai wajar, Grup telah menentukan kelas aset dan liabilitas berdasarkan sifat, karakteristik dan risiko atas aset atau liabilitas tersebut dan level hierarki nilai wajar seperti dijelaskan di atas.

f. Transaksi dan Saldo dalam Mata Uang Asing

Grup menerapkan PSAK No. 10 yang menggambarkan bagaimana memasukkan transaksi mata uang asing dan kegiatan usaha luar negeri dalam laporan keuangan entitas dan menjabarkan laporan keuangan ke dalam mata uang penyajian. Grup mempertimbangkan indikator utama dan indikator lainnya dalam menentukan mata uang fungsionalnya, dan jika ada indikator yang tercampur dan mata uang fungsional tidak jelas, manajemen menggunakan penilaian untuk menentukan mata uang fungsional yang paling tepat menggambarkan pengaruh ekonomi dari transaksi, kejadian dan kondisi yang mendasarinya.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

e. Determination of Fair Value (continued)

Independent appraisers are involved for valuation of significant assets, such as investment in unquoted financial assets. Involvement of independent appraisers is determined annually by the Valuation Committee after discussion with and approval by the Company's Director. Selection criteria include market knowledge, reputation, independence and whether professional standards are maintained. The Valuation Committee decides, after discussions with the independent appraisers, which valuation techniques and inputs to use for each valuation.

At each reporting date, the Group's corporate planning and investor relations together with the Group's Non-operated Assets Division analysis the movements in the values of asset which are required to be remeasured or re-assessed as per the Group's accounting policies. For this analysis, the Valuation Committee verifies the major inputs applied in the latest valuation by agreeing the information in the valuation computation to contracts and other relevant documents, they also compares the change in the fair value of each asset and liability with relevant external sources to determine whether the change is reasonable.

For the purpose of fair value disclosures, the Group has determined classes of assets and liabilities based on the nature, characteristics and risks of the asset or liability and the level of the fair value hierarchy as explained above.

f. Foreign Currency Transactions and Balances

The Group applies PSAK No. 10 which describes how to include foreign currency transactions and foreign operations in the financial statements of an entity and translate financial statements into a presentation currency. The Group considers the primary indicators and other indicators in determining its functional currency, and if indicators are mixed and the functional currency is not obvious, management uses its judgments to determine the functional currency that most faithfully represents the economic effects of the underlying transactions, events and conditions.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

f. Transaksi dan Saldo dalam Mata Uang Asing (lanjutan)

Grup menerapkan PSAK No. 10 yang menggambarkan bagaimana memasukkan transaksi mata uang asing dan kegiatan usaha luar negeri dalam laporan keuangan entitas dan menjabarkan laporan keuangan ke dalam mata uang penyajian. Grup mempertimbangkan indikator utama dan indikator lainnya dalam menentukan mata uang fungsionalnya, dan jika ada indikator yang tercampur dan mata uang fungsional tidak jelas, manajemen menggunakan penilaian untuk menentukan mata uang fungsional yang paling tepat menggambarkan pengaruh ekonomi dari transaksi, kejadian dan kondisi yang mendasarinya.

Laporan keuangan konsolidasian disajikan dalam Dolar AS, yang merupakan mata uang fungsional Perusahaan dan mata uang penyajian Grup. Setiap entitas dalam Grup menentukan mata uang fungsionalnya sendiri dan laporan keuangannya diukur menggunakan mata uang fungsional.

Transaksi dan saldo

Seluruh aset dan liabilitas moneter dalam mata uang selain Dolar AS dijabarkan ke Dolar AS dengan menggunakan kurs tengah Bank Indonesia yang berlaku pada tanggal pelaporan. Keuntungan atau kerugian neto dari selisih kurs dikreditkan atau dibebankan ke operasi berjalan.

Grup perusahaan

Untuk tujuan konsolidasi, aset dan liabilitas entitas anak, yang mempunyai mata uang fungsional selain Dolar AS dijabarkan ke mata uang penyajian Grup yaitu Dolar AS dengan menggunakan pedoman berikut ini:

(a) Aset dan liabilitas, baik moneter dan non-moneter, dijabarkan dengan menggunakan kurs tukar yang berlaku pada akhir tanggal pelaporan, sedangkan akun-akun ekuitas dijabarkan dengan menggunakan kurs tukar historis;
(b) Pendapatan dan beban serta arus kas dijabarkan dengan menggunakan kurs tukar rata-rata;

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

f. Foreign Currency Transactions and Balances (continued)

The Group applies PSAK No. 10 which describes how to include foreign currency transactions and foreign operations in the financial statements of an entity and translate financial statements into a presentation currency. The Group considers the primary indicators and other indicators in determining its functional currency, and if indicators are mixed and the functional currency is not obvious, management uses its judgments to determine the functional currency that most faithfully represents the economic effects of the underlying transactions, events and conditions.

The consolidated financial statements are presented in US Dollar, which is the Company's functional currency and the Group's presentation currency. Each entity in the Group determines its own functional currency and their financial statements are measured using that functional currency.

Transactions and balances

All monetary assets and liabilities denominated in currencies other than US Dollar are translated to US Dollar at the Bank of Indonesia's middle exchange rates prevailing on the reporting date. The resulting net foreign exchange gains or losses are credited or charged to current operations.

Group companies

For consolidation purposes, assets and liabilities of subsidiaries with functional currency other than US Dollar are translated into the Group presentation currency which is the US Dollar using the following basis:

(a) Assets and liabilities, both monetary and non-monetary, are translated using the rates of exchange prevailing at the end of financial reporting date, while equity accounts are translated using historical rates of exchange;
(b) Revenues and expenses and cash flows are translated using average rates of exchange;

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

f. Transaksi dan Saldo dalam Mata Uang Asing (lanjutan)

Grup perusahaan (lanjutan)

(c) Selisih kurs tukar yang terjadi dikreditkan atau dibebankan ke akun "Penghasilan Komprehensif Lain - Selisih Kurs karena Penjabaran Laporan Keuangan" yang disajikan pada bagian Ekuitas di laporan posisi keuangan konsolidasian, sampai pelepasan investasi neto yang bersangkutan atau kegiatan usaha luar negeri.

Kurs yang digunakan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 atas saldo dalam mata uang asing yang signifikan adalah sebagai berikut:

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

f. Foreign Currency Transactions and Balances (continued)

Group companies (lanjutan)

(c) The resulting foreign exchange differences arising on translation for consolidation are recognized in "Other Comprehensive Income - Translation Adjustments", under the Equity section of the consolidated statements of financial position, until the disposal of the net investment or the foreign operation.

At December 31, 2022 and 2021, the exchange rates used for significant foreign currency-denominated balances are as follows:

	2022	2021	
Rupiah/AS$1	0,000064	0,000070	*Rupiah/US$1*
Euro/AS$1	1,0624	1,1302	*Euro/US$1*
Dolar Australia/AS$1	0,6726	0,7249	*Australian Dollar/US$1*
Dolar Singapura/AS$1	0,7412	0,7382	*Singapore Dollar/US$1*
Poundsterling Britania Raya/AS$1	1,1762	1,3456	*Great Britain Poundsterling/US$1*
Thailand Baht/AS$1	0,0289	0,0300	*Thailand Baht /US$1*
Vietnam Dong/AS$1	0,000041	0,000044	*Vietnam Dong/US$1*

g. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak Berelasi

Grup mempunyai transaksi dengan pihak berelasi sebagaimana didefinisikan pada PSAK No. 7.

Transaksi ini dilakukan berdasarkan persyaratan yang disetujui oleh kedua belah pihak. Beberapa persyaratan tersebut mungkin tidak sama dengan persyaratan yang dilakukan dengan pihak-pihak yang tidak berelasi.

Seluruh transaksi dan saldo dengan pihak-pihak berelasi yang signifikan diungkapkan dalam catatan atas laporan keuangan konsolidasian.

g. Transactions with Related Parties

The Group has transactions with related parties as defined in PSAK No. 7.

The transactions are made based on terms agreed by the parties. Such terms may not be the same as those of the transactions between unrelated parties.

All significant transaction and balances with related parties are disclosed in the notes to the consolidated financial statements.

h. Setara Kas dan Kas di Bank dan Deposito Berjangka yang Dibatasi Penggunaannya

Deposito berjangka dan investasi jangka pendek lainnya dengan jangka waktu tiga bulan atau kurang sejak tanggal penempatan yang tidak digunakan sebagai jaminan atau dibatasi penggunaannya, diklasifikasikan sebagai "Setara Kas".

h. Cash Equivalents and Restricted Cash in Banks and Time Deposits

Time deposits and other short-term investments with a maturity date of three months or less at the time of placement which are not used as collateral or are not restricted as to use, are classified as "Cash Equivalents".

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

h. Setara Kas dan Kas di Bank dan Deposito Berjangka yang Dibatasi Penggunaannya (lanjutan)

Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya yang akan digunakan untuk membayar utang yang jatuh tempo dalam satu tahun disajikan sebagai aset lancar. Rekening bank lainnya dan deposito berjangka yang dipakai sebagai agunan atau dibatasi penggunaannya disajikan sebagai aset tidak lancar.

i. Persediaan

Persediaan minyak mentah, suku cadang dan perlengkapan untuk operasi dinyatakan sebesar biaya perolehan atau nilai realisasi neto, mana yang lebih rendah. Biaya perolehan ditentukan dengan menggunakan metode rata-rata tertimbang atau metode rata-rata. Nilai realisasi neto adalah estimasi harga jual yang wajar di dalam proses usaha normal setelah dikurangi dengan estimasi biaya untuk menyelesaikan dan estimasi biaya penjualannya yang diperlukan. Cadangan untuk penurunan nilai keusangan persediaan ditentukan berdasarkan penelaahan terhadap keadaan masing-masing persediaan pada akhir tahun.

j. Beban Dibayar Di muka

Beban dibayar di muka diamortisasi selama masa manfaat dengan menggunakan metode garis lurus.

k. Aset Tetap

Aset tetap, kecuali tanah, dinyatakan sebesar biaya perolehan dikurangi akumulasi penyusutan dan penurunan nilai. Biaya perolehan aset tetap termasuk biaya penggantian bagian dari aset tetap pada saat terjadinya biaya, jika kriteria pengakuannya terpenuhi. Demikian pula, ketika pemeriksaan utama dilakukan, biaya pemeriksaan diakui sebagai nilai tercatat aset sebagai penggantian jika kriteria pengakuan terpenuhi. Semua biaya perbaikan dan perawatan yang tidak memenuhi kriteria pengakuan diakui pada laporan laba rugi pada saat terjadinya.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

h. Cash Equivalents and Restricted Cash in Banks and Time Deposits (continued)

Restricted time deposits and cash in banks which will be used to pay currently maturing obligations is presented under current assets. Other current accounts and time deposits which are pledged or restricted as to use are presented under non-current assets.

i. Inventories

Inventories of crude oil, spare parts and supplies used for operations are stated at cost or net realizable value, whichever is lower. Cost is determined using the weighted average method or the average method. Net realizable value is a reasonable selling price in normal process less the estimated costs of completion and estimated costs necessary to make the sale. Allowance for decline in value and obsolescence of inventories is provided based on a review of the individual inventory items at the end of the year.

j. Prepaid Expenses

Prepaid expenses are amortized over their beneficial periods using the straight-line method.

k. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment, except land, are stated at cost less accumulated depreciation and impairment losses. Such cost includes the cost of replacing part of the property, plant and equipment when that cost is incurred, if the recognition criteria are met. Likewise, when a major inspection is performed, its cost is recognized in the carrying amount of the property, plant and equipment as a replacement if the recognition criteria are satisfied. All other repairs and maintenance costs that do not meet the recognition criteria are recognized in profit or loss as incurred.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

k. Aset Tetap (lanjutan)

Penyusutan dihitung dengan menggunakan metode garis lurus berdasarkan estimasi masa manfaat ekonomis aset tetap sebagai berikut:

	Tahun/ *Years*
Bangunan dan prasarana	20
Mesin	8 - 25
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	8 - 16
Kendaraan bermotor	4 - 10
Leasehold improvements	3 - 8
Peralatan kantor dan lainnya	3 - 5
Peralatan	4

Tanah dinyatakan berdasarkan biaya perolehan dan tidak disusutkan.

Biaya pengurusan legal hak atas tanah dalam bentuk Hak Guna Bangunan (“HGB”) yang dikeluarkan ketika tanah diperoleh pertama kali diakui sebagai bagian dari biaya perolehan tanah pada akun “Aset Tetap” dan tidak diamortisasi. Sementara biaya pengurusan perpanjangan atau pembaruan legal hak atas tanah diakui sebagai aset tak berwujud dan diamortisasi sepanjang umur hukum hak atau umur ekonomis tanah, mana yang lebih pendek.

Aset tetap dihentikan pengakuannya dari laporan posisi keuangan konsolidasian pada saat penjualan atau saat tidak ada manfaat masa depan dari penggunaan atau penjualan aset tersebut. Segala keuntungan dan kerugian yang timbul dari penghentian pengakuan aset (dihitung sebagai perbedaan hasil penjualan neto dan nilai tercatat dari aset) diakui dalam laporan laba rugi pada saat aset dihentikan pengakuannya.

Nilai sisa aset, estimasi umur ekonomis dan metode penyusutan ditelaah dan disesuaikan secara prospektif setiap tanggal pelaporan keuangan, jika memadai.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

k. Property, Plant and Equipment (continued)

Depreciation is computed using the straight-line method based on the estimated useful lives of the property, plant and equipment as follows:

Buildings and improvements
Machinery
Drilling rigs and equipment
Vehicles
Leasehold improvements
Office and other equipment
Tools

Land is stated at cost and is not depreciated.

The legal cost of land rights in the form of Building Usage Rights (“HGB”) incurred when the land was acquired initially is recognized as part of the cost of the land under “Property, Plant and Equipment” account and not amortized. Meanwhile the extension or the legal renewal costs of land rights are recognized as intangible assets and amortized over the shorter of the rights’ legal life or land’s economic life.

An item of property, plant and equipment is derecognized from the consolidated statements of financial position 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 recognized in profit or loss in the period the asset is derecognized.

The assets’ residual values, useful lives and method of depreciation are reviewed and adjusted prospectively, if appropriate, at each financial reporting date.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

k. Aset Tetap (lanjutan)

Aset tetap dalam pembangunan dinyatakan sebesar biaya perolehan. Akumulasi biaya perolehan direklasifikasi ke akun aset tetap yang bersangkutan pada saat pembangunan selesai dan aset tersebut telah siap untuk digunakan.

Beban pemeliharaan dan perbaikan dibebankan pada laba rugi pada saat terjadinya. Beban pemugaran dan penambahan dalam jumlah besar dikapitalisasi kepada jumlah tercatat aset terkait bila besar kemungkinan bagi Grup manfaat ekonomi masa depan menjadi lebih besar dari standar kinerja awal yang ditetapkan sebelumnya dan disusutkan sepanjang sisa masa manfaat aset terkait.

l. Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama

Entitas asosiasi adalah entitas yang mana Grup memiliki pengaruh signifikan. Pengaruh signifikan adalah kekuasaan untuk berpartisipasi dalam keputusan kebijakan keuangan dan operasional *investee*, tetapi tidak mengendalikan atau mengendalikan bersama atas kebijakan tersebut.

Ventura bersama adalah pengaturan bersama dimana para pihak yang memiliki pengendalian bersama atas pengaturan memiliki hak atas aset neto dari ventura bersama. Pengendalian bersama adalah persetujuan kontraktual untuk berbagi pengendalian atas suatu pengaturan, yang ada hanya ketika keputusan tentang aktivitas relevan mensyaratkan persetujuan dengan suara bulat dari seluruh pihak yang berbagi pengendalian.

Pertimbangan yang dibuat dalam menentukan pengaruh signifikan adalah serupa dengan hal-hal yang diperlukan dalam menentukan kendali atas entitas anak.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

k. Property, Plant and Equipment (continued)

Construction in progress is stated at cost. The accumulated costs are reclassified to the appropriate property, plant and equipment account when the construction is substantially completed and the asset is ready for its intended use.

Repairs and maintenance expenses are taken to the profit or loss when they are incurred. The cost of major renovation and restoration is included in the carrying amount of the related asset when it is probable that future economic benefits in excess of the originally assessed standard of performance of the existing asset will flow to the Group and is depreciated over the remaining useful life of the related asset.

l. Investment in Associates and Joint Ventures

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 not control or joint control over those policies.

A joint venture is a type of joint arrangement whereby the parties that have joint control of the arrangement have rights to the net assets of the joint venture. Joint control is the contractually agreed sharing of control of an arrangement, which exists only when decisions about the relevant activities require unanimous consent of the parties sharing control.

The considerations made in determining significant influence are similar to those necessary to determine control over subsidiaries.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

l. Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama (lanjutan)

Sesuai dengan metode ekuitas, investasi pada entitas asosiasi dan ventura bersama diakui pada awalnya sebesar biaya perolehan. Nilai tercatat investasi tersebut selanjutnya disesuaikan untuk mengakui perubahan pasca perolehan dalam bagian Grup atas aset neto dari entitas asosiasi dan ventura bersama tersebut sejak tanggal akuisisi. *Goodwill* sehubungan dengan entitas asosiasi diakui dalam nilai tercatat investasi dan tidak diamortisasi maupun dilakukan pengujian penurunan nilai secara individual.

Laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian mencerminkan bagian Grup atas hasil operasi dari entitas asosiasi dan ventura bersama. Bila terdapat perubahan dalam pendapatan komprehensif lainnya pada entitas asosiasi dan ventura bersama, disajikan sebagai pendapatan komprehensif lainnya Grup. Bila terdapat perubahan yang diakui langsung pada ekuitas dari entitas asosiasi, Grup mengakui bagiannya atas perubahan tersebut dan mengungkapkan hal ini, jika dapat diterapkan, dalam laporan perubahan ekuitas konsolidasian. Laba atau rugi yang belum direalisasi sebagai hasil dari transaksi antara Grup dengan entitas asosiasi dan ventura bersama dieliminasi sesuai dengan jumlah kepentingan Grup dalam entitas asosiasi dan ventura bersama.

Gabungan bagian Grup atas laba rugi entitas asosiasi disajikan pada muka laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian (sebagai laba atau rugi) di luar laba usaha dan mencerminkan laba atau rugi setelah pajak dan kepentingan nonpengendali pada entitas anak dari entitas asosiasi.

Laporan keuangan entitas asosiasi dan ventura bersama disusun untuk periode pelaporan yang sama dengan Grup. Jika diperlukan, penyesuaian dilakukan untuk menyeragamkan dengan kebijakan akuntansi Grup.

Setelah penerapan metode ekuitas, Grup menentukan apakah diperlukan untuk mengakui rugi penurunan nilai atas investasi dalam entitas asosiasi dan ventura bersama.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

l. Investment in Associates and Joint Ventures (continued)

Under the equity method, the investment in an associate and joint venture is initially recognized at cost. The carrying amount of the investment is adjusted to recognize changes in the Group's share of net assets of the associate and joint venture since the acquisition date. Goodwill relating to the associate and joint venture is included in the carrying amount of the investment and is neither amortized nor individually tested for impairment.

The consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income reflects the Group's share of the results of operations of the associates and joint venture. Any change in other comprehensive income (OCI) of those investees is presented as part of the Group's OCI. In addition, when there has been a change recognized directly in the equity of the associate, the Group recognizes its share of any changes, when applicable, in the consolidated statements of changes in equity. Unrealized gains and losses resulting from transactions between the Group and the associate and joint venture are eliminated to the extent of the interest in the associate and joint venture.

The aggregate of the Group's share of profit or loss of an associate is shown on the face of the consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income (as profit or loss) outside operating profit and represents profit or loss after tax and NCI in the subsidiaries of the associate.

The financial statements of the associate and joint venture are prepared for the same reporting period as the Group. When necessary, adjustments are made to bring their accounting policy in line with those of the Group.

After application of the equity method, the Group determines whether it is necessary to recognize an impairment loss on its investment in its associate and joint venture.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

l. Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama (lanjutan)

Grup menentukan pada setiap tanggal pelaporan apakah terdapat bukti yang obyektif yang mengindikasikan bahwa investasi dalam entitas asosiasi mengalami penurunan nilai. Dalam hal terdapat bukti yang obyektif, Grup menghitung jumlah penurunan nilai berdasarkan selisih antara jumlah terpulihkan atas investasi dalam entitas asosiasi dan ventura bersama dan nilai tercatatnya dan mengakui kerugian tersebut sebagai "Bagian laba (rugi) dari entitas asosiasi dan ventura bersama" di dalam laporan laba rugi.

Pada saat kehilangan pengaruh signifikan terhadap entitas asosiasi dan ventura bersama, Grup mengukur dan menilai investasi yang tersisa pada nilai wajarnya. Selisih yang timbul atas nilai tercatat dengan nilai wajarnya pada saat kehilangan pengaruh signifikan dan hasil yang diterima pada saat pelepasan diakui dalam laporan laba rugi.

Investasi dicatat dengan menggunakan metode ekuitas sejak tanggal investasi tersebut memenuhi definisi entitas asosiasi atau ventura bersama. Pada saat perolehan investasi, setiap selisih antara biaya perolehan investasi dengan bagian entitas atas nilai wajar neto aset dan liabilitas teridentifikasi dari *investee* dicatat dengan cara sebagai berikut:

a) *Goodwill* yang terkait dengan entitas asosiasi atau ventura bersama termasuk dalam jumlah tercatat investasi. Amortisasi *goodwill* tersebut tidak diperkenankan.

b) Setiap selisih lebih bagian entitas atas nilai wajar neto aset dan liabilitas teridentifikasi dari *investee* terhadap biaya perolehan investasi dimasukkan sebagai penghasilan dalam menentukan bagian entitas atas laba rugi entitas asosiasi atau ventura bersama pada periode investasi diperoleh.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

l. Investment in Associates and Joint Ventures (continued)

At its 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 joint venture and its carrying value, and then recognizes the loss as "Share of net income (loss) of associates and joint venture" in the statement of profit or loss.

Upon loss of significant influence over the associate and joint venture, the Group measures and recognizes 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 recognized in statement of profit or loss.

An investment is accounted for using the equity method from the date on which it becomes an associate or a joint venture. On acquisition of the investment, any difference between the cost of the investment and the entity's share of the net fair value of the investee's identifiable assets and liabilities is accounted for as follows:

a) Goodwill relating to an associate or a joint venture is included in the carrying amount of the investment. Amortisation of that goodwill is not permitted.

b) Any excess of the entity's share of the net fair value of the investee's identifiable assets and liabilities over the cost of the investment is included as income in the determination of the entity's share of the associate's or joint venture's profit or loss in the period in which the investment is acquired.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

l. Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama (lanjutan)

Penyesuaian terhadap bagian entitas atas laba rugi entitas asosiasi atau ventura bersama setelah akuisisi dilakukan untuk mencatat, sebagai contoh, penyusutan dari aset berdasarkan nilai wajarnya pada tanggal perolehan. Sedangkan, penyesuaian terhadap bagian entitas atas laba rugi entitas asosiasi atau ventura bersama setelah akuisisi dilakukan atas rugi penurunan nilai yang diakui, misalnya *goodwill* atau aset tetap.

Jika bagian Grup atas rugi entitas asosiasi dan ventura bersama sama dengan atau melebihi kepentingannya pada entitas asosiasi dan ventura bersama, maka Grup menghentikan pengakuan bagiannya atas rugi lebih lanjut. Kepentingan pada entitas asosiasi adalah jumlah tercatat investasi pada entitas asosiasi dan ventura bersama ditambah dengan setiap kepentingan jangka panjang yang secara substansi membentuk bagian investasi neto Grup pada entitas asosiasi dan ventura bersama. Kerugian yang diakui dengan menggunakan metode ekuitas atas selisih lebih investasi Grup pada saham biasa diterapkan untuk komponen lain dari bagian Grup pada entitas asosiasi dan ventura bersama dalam urutan yang terbalik dengan tingkat senioritasnya (yaitu prioritas dalam likuidasi).

m. Sewa

Grup menilai pada awal kontrak apakah suatu kontrak adalah, atau berisi, sewa. Artinya, jika kontrak memberikan hak untuk mengendalikan penggunaan aset teridentifikasi untuk suatu periode waktu sebagai pertukaran untuk imbalan.

Grup sebagai penyewa (*lessee)*

Grup menerapkan pendekatan pengakuan dan pengukuran tunggal untuk seluruh sewa, kecuali untuk sewa jangka pendek dan sewa aset bernilai rendah. Grup mengakui liabilitas sewa untuk melakukan pembayaran sewa dan aset hak-guna yang memberikan hak untuk menggunakan aset pendasarnya.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

l. Investment in Associates and Joint Ventures (continued)

Appropriate adjustments to the entity's share of the associate's or joint venture's profit or loss after acquisition are made in order to account, for example, for depreciation of the depreciable assets based on their fair values at the acquisition date. Similarly, appropriate adjustments to the entity's share of the associate's or joint venture's profit or loss after acquisition are made for impairment losses such as for goodwill or property, plant and equipment.

If an Group's share of losses of an associate and joint venture equals or exceeds its interest in the associate and joint venture, the Group discontinues recognizing its share of further losses. The interest in an associate is the carrying amount of the investment in the associate and joint venture determined using the equity method together with any long-term interests that, in substance, form part of the Group's net investment in the associate and joint venture. Losses recognized using the equity method in excess of the Group's investment in ordinary shares are applied to the other components of the Group's interest in an associate and joint venture in the reverse order of their seniority (that is priority in liquidation) .

m. Leases

The Group assesses at contract inception whether a contract is, or contains, a lease. That is, if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.

The Group as lessee

The Group applies a single recognition and measurement approach for all leases, except for short-term leases and leases of low-value assets. The Group recognizes lease liabilities to make lease payments and right-of-use assets representing the right to use the underlying assets.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

m. Sewa (lanjutan)

Aset hak-guna

Grup mengakui aset hak-guna pada tanggal permulaan sewa (yaitu, pada tanggal aset pendasar tersedia untuk digunakan). Aset hak-guna diukur pada biaya perolehan dikurangi akumulasi penyusutan dan rugi penurunan nilai, dan disesuaikan untuk setiap pengukuran kembali liabilitas sewa. Biaya perolehan aset hak-guna meliputi jumlah liabilitas sewa yang diakui, biaya langsung awal yang dikeluarkan, dan pembayaran sewa yang dilakukan pada atau sebelum tanggal permulaan, dikurangi dengan insentif sewa yang diterima.

Aset hak-guna didepresiasi dengan metode garis lurus selama jangka waktu yang lebih pendek antara masa sewa dan estimasi umur manfaat aset, sebagai berikut:

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Leases (continued)

Right-of-use assets

The Group recognizes right-of-use assets at the commencement date of the lease (i.e., the date the underlying asset is available for use). Right-of-use assets are measured at cost, less any accumulated depreciation and impairment losses, and adjusted for any remeasurement of lease liabilities. The cost of right-of-use assets includes the amount of lease liabilities recognized, initial direct costs incurred, and lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received.

Right-of-use assets are depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful lives of the assets, as follows:

	Tahun/ *Years*	
Peralatan kantor dan lainnya	1 - 6	*Office and other equipments*
Bangunan dan prasarana	1 - 13	*Buildings and improvements*
Mesin	1 - 6	*Machinery*
Kendaraan	1 - 5	*Vehicles*

Jika kepemilikan aset sewa beralih kepada Grup pada akhir masa sewa atau biaya perolehan merefleksikan penyewa akan mengeksekusi opsi beli, depresiasi dihitung dengan mengunakan estimasi umur manfaat aset. Aset hak-guna juga diuji penurunan nilainya sesuai dengan PSAK No. 48 “Penurunan Nilai Aset”.

If ownership of the leased asset transfers to the Group at the end of the lease term or the cost reflects the exercise of a purchase option, depreciation is calculated using the estimated useful life of the asset. The right-of-use assets are also subject to impairment in accordance with PSAK No. 48 “Impairment of Assets”.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

m. Sewa (lanjutan)

Grup sebagai penyewa (*lessee)* (lanjutan)

Liabilitas sewa

Pada tanggal dimulainya sewa, Grup mengakui liabilitas sewa yang diukur pada nilai kini pembayaran sewa yang harus dilakukan selama masa sewa. Pembayaran sewa mencakup pembayaran tetap (termasuk pembayaran tetap secara substansi) dikurangi piutang insentif sewa, pembayaran sewa variabel yang bergantung pada indeks atau tarif, dan jumlah yang diharapkan akan dibayar dibawah jaminan nilai sisa. Pembayaran sewa juga mencakup harga pelaksanaan dari opsi pembelian yang secara wajar pasti akan dilaksanakan oleh Grup dan pembayaran denda untuk penghentian sewa, jika masa sewa mencerminkan Grup melaksanakan opsi untuk mengakhiri. Pembayaran sewa variabel yang tidak bergantung pada indeks atau tarif diakui sebagai beban (kecuali terjadi untuk menghasilkan persediaan) pada periode dimana peristiwa atau kondisi yang memicu terjadinya pembayaran.

Dalam menghitung nilai kini pembayaran sewa, Grup menggunakan suku bunga pinjaman inkremental pada tanggal dimulainya sewa karena tingkat bunga implisit dalam sewa tidak dapat segera ditentukan. Setelah tanggal permulaan, jumlah liabilitas sewa ditingkatkan untuk mencerminkan penambahan bunga dan dikurangi untuk pembayaran sewa yang dilakukan. Selain itu, nilai tercatat liabilitas sewa diukur kembali jika ada modifikasi, perubahan jangka waktu sewa, perubahan pembayaran sewa (misalnya, perubahan pembayaran masa depan akibat perubahan indeks atau kurs yang digunakan untuk pembayaran sewa) atau perubahan penilaian opsi untuk membeli aset yang mendasarinya.

Sewa jangka-pendek dan sewa aset bernilai-rendah

Grup memilih untuk tidak mengakui aset hak-guna dan liabilitas sewa untuk sewa jangka-pendek yang memiliki masa sewa 12 bulan atau kurang dan sewa atas aset bernilai-rendah. Grup mengakui pembayaran sewa terkait dengan sewa ini sebagai beban dengan dasar garis lurus selama masa sewa.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Leases (continued)

The Group as lessee (continued)

Lease liabilities

At the commencement date of the lease, the Group recognizes lease liabilities measured at the present value of lease payments to be made over the lease term. The lease payments include fixed payments (including in-substance fixed payments) less any lease incentives receivable, variable lease payments that depend on an index or a rate, and amounts expected to be paid under guaranteed residual value. The lease payments also include the exercise price of a purchase option reasonably certain to be exercised by the Group and payments of penalties for terminating the lease, if the lease term reflects the Group exercising the option to terminate. Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses (unless they are incurred to produce inventories) in the period in which the event or condition that triggers the payment occurs.

In calculating the present value of lease payments, the Group uses its incremental borrowing rate at the lease commencement date because the interest rate implicit in the lease is not readily determinable. After the commencement date, the amount of lease liabilities is increased to reflect the accretion of interest and reduced for the lease payments made. In addition, the carrying amount of lease liabilities is remeasured if there is a modification, a change in the lease term, a change in the lease payments (e.g., changes to future payments resulting from a change in an index or rate used to determine such lease payments) or a change in the assessment of an option to purchase the underlying asset.

Short-term leases and leases of low-value assets.

The Group has elected not to recognize right-of-use assets and lease liabilities for short-term leases that have a lease term of 12 months or less and leases of low-value assets. The Group recognizes the lease payments associated with these leases as expense on a straight-line basis over the lease term.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

m. Sewa (lanjutan)

Grup sebagai penyewa (*lessee)* (lanjutan)

Sewa pada operasi bersama

Pada saat Grup, dalam kapasitasnya sebagai operator, menandatangani perjanjian sewa atas nama mitra operasi bersama, liabilitas sewa diakui pada jumlah di mana Grup memiliki tanggung jawab utama atas liabilitas sewa. Piutang sewa pembiayaan diakui jika aset hak guna terkait tersebut di subsewa kepada mitra operasi bersama. Ini terutama pada saat mitra operasi bersama memiliki hak untuk mengendalikan penggunaan aset tersebut. Pertimbangan dibutuhkan untuk menentukan hak dan kewajiban entitas atas kontrak sewa dengan operasi bersama. Hal ini termasuk evaluasi atas apakah perjanjian sewa dalam operasi bersama tersebut mengandung subsewa.

Modifikasi sewa

Grup mencatat modifikasi sewa sebagai sewa terpisah jika:

- Modifikasi meningkatkan ruang lingkup sewa dengan menambahkan hak untuk menggunakan satu aset pendasar atau lebih; dan
- Imbalan sewa meningkat sebesar jumlah yang setara dengan harga tersendiri untuk peningkatan dalam ruang lingkup dan penyesuaian yang tepat pada harga tersendiri tersebut untuk merefleksikan kondisi kontrak tertentu.

Untuk modifikasi sewa yang tidak dicatat sebagai sewa terpisah, pada tanggal efektif modifikasi sewa, Grup:

- Mengukur kembali dan mengalokasikan imbalan kontrak modifikasian;
- Menentukan masa sewa dari sewa modifikasian;
- Mengukur kembali liabilitas sewa dengan mendiskontokan pembayaran sewa revisi menggunakan tingkat diskonto revisi berdasarkan sisa umur sewa dan sisa pembayaran sewa dengan melakukan penyesuaian terhadap aset hak-guna. Tingkat diskonto revisian ditentukan sebagai suku bunga pinjaman inkremental Grup pada tanggal efektif modifikasi;

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Leases (continued)

The Group as lessee (continued)

Lease in joint operations

When the Group, in its capacity as operator, has entered into a lease contract on behalf of a joint operation partner, as lease liability is recognized to the extent that the Group has primary responsibility for the lease liability. A finance sub-lease is recognized if the related right-of-use assets is subleased to the joint operation partner. This is usually the case when the joint operation partner has the right to direct the use of the assets. Judgement is required to determine the entity rights and obligations for lease contracts within joint operations. This includes the evaluation of whether the lease arrangement contains a sublease within the joint operation.

Lease modification

The Group accounts for a lease modification as a separate lease if both:

- *The modification increases the scope of the lease by adding the right to use one or more underlying assets; and*
- *The consideration for the lease increases by an amount commensurate with the stand-alone price for the increase in scope and any appropriate adjustments to that stand-alone price to reflect the circumstances of the particular contract.*

For a lease modification that is not accounted for as a separate lease, at the effective date of the lease modification, the Group:

- *Remeasures and allocates the consideration in the modified contract;*
- *Determines the lease term of the modified lease;*
- *Remeasures the lease liability by discounting the revised lease payments using a revised discount rate on the basis of the remaining lease term and the remaining lease payment with a corresponding adjustment to the right-of-use assets. The revised discount rate is determined as the Group's incremental borrowing rate at the effective date of the modification;*

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

m. Sewa (lanjutan)

Grup sebagai penyewa (*lessee)* (lanjutan)

Modifikasi sewa (lanjutan)

- Menurunkan jumlah tercatat aset hak-guna untuk merefleksikan penghentian sebagian atau sepenuhnya sewa untuk modifikasi sewa yang menurunkan ruang lingkup sewa. Grup mengakui dalam laba rugi setiap laba rugi yang terkait dengan penghentian sebagian atau sepenuhnya sewa tersebut; dan
- Membuat penyesuaian terkait dengan aset hak-guna untuk seluruh modifikasi sewa lainnya.

Pada saat aset disewakan sebagai sewa keuangan, maka nilai kini dari pembayaran sewa diakui sebagai piutang. Perbedaan antara piutang kotor dan nilai kini dari piutang diakui sebagai pendapatan keuangan yang belum direalisasikan.

Grup sebagai pesewa (*lessor*)

Metode untuk mengalokasikan penerimaan kotor ke periode akuntansi disebut sebagai "metode aktuarial". Metode aktuarial mengalokasikan sewa antara pendapatan keuangan dan pembayaran kembali dari modal di setiap periode akuntansi di mana pendapatan keuangan akan muncul sebagai tingkat imbal balik tetap pada investasi bersih penyewa di dalam suatu sewa.

Pendapatan dari penyerahan tenaga listrik kepada pelanggan sejauh komponen investasi dari transaksi pendapatan diperhitungkan sebagai transaksi sewa pembiayaan dimana Grup adalah pesewa.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Leases (continued)

The Group as lessee (continued)

Lease modification (continued)

- *Decreases the carrying amount of the right-of-use asset to reflect the partial or full termination of the lease for lease modifications that decrease the scope of the lease. The Group recognizes in profit or loss any gain or loss relating to the partial or full termination of the lease; and*
- *Makes a corresponding adjustment to the right-of-use asset for all other lease modifications.*

When assets are leased out under a finance lease, the present value of the lease payments is recognized as a receivable. The difference between the gross receivable and the present value of the receivable is recognized as unearned finance income.

The Group as lessor

The method for allocating gross earnings to accounting periods is referred to as the "actuarial method". The actuarial method allocates rentals between finance income and repayment of capital in each accounting period in such a way that finance income will emerge as a constant rate of return on the lessors net investment in the lease.

Revenue from delivery of electric power to the customer to the extent of the investment component of the revenue transaction is accounted for as finance lease transaction whereby the Group are the lessors.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

n. Aset Konsesi

Grup menerapkan ISAK No. 16, "Perjanjian Konsesi Jasa". ISAK No. 16 menetapkan kriteria pengendalian untuk perjanjian konsesi:

- Pemberi konsesi mengendalikan atau mengatur jasa apa yang harus diberikan oleh operator menggunakan infrastruktur, kepada siapa jasa harus diberikan, dan berapa harganya, dan
- Pemberi konsesi mengendalikan nilai sisa signifikan dalam infrastruktur pada akhir masa perjanjian melalui kepemilikan, hak manfaat, atau bentuk lain.

Ciri umum adalah:

- Pihak yang memberikan perjanjian jasa (pemberi konsesi) merupakan entitas sektor publik, termasuk badan pemerintah, atau entitas sektor swasta yang telah diberikan tanggung jawab atas jasa tersebut.
- Operator bertanggung jawab setidaknya untuk sebagian pengelolaan infrastruktur dan jasa terkait dan tidak hanya bertindak sebagai agen untuk kepentingan pemberi konsesi.

Ciri umum adalah:

- Kontrak menerapkan harga awal yang akan dikenakan oleh operator dan mengatur perubahan harga selama periode perjanjian jasa.
- Operator diwajibkan untuk menyerahkan infrastruktur kepada pemberi konsesi pada akhir periode perjanjian dalam kondisi yang telah ditentukan, dengan sedikit atau tanpa imbalan tambahan, terlepas dari pihak yang awalnya membiayai infrastruktur.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

n. Concession Financial Assets

Group applies ISAK No. 16, "Service Concession Arrangements". ISAK No. 16 sets out the control criteria for concession arrangements:

- *The grantor controls or regulates the services that the operator must provide using the infrastructure, to whom it must provide them, and at what price, and*
- *The grantor controls any significant residual interest in the infrastructure at the end of the concession term through ownership, beneficial entitlement or otherwise.*

The common features are:

- *The party granting the service arrangement (the grantor) is a public sector entity, including a governmental body, or a private sector entity to which the responsibility for the service has been devolved.*
- *The operator is responsible for at least some of the management of the infrastructure and related services and does not merely act as an agent on behalf of the grantor.*

The common features are:

- *The contract sets the initial prices to be levied by the operator and regulates price revisions over the period of the service arrangement.*
- *The operator is obliged to hand over the infrastructure to the grantor in a specified condition at the end of the period of arrangement, for little or no incremental consideration, irrespective of which party initially financed it.*

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

n. Aset Konsesi (lanjutan)

Karena Kontrak Operasi Bersama ("JOC") dan Kontrak Penjualan Energi ("ESC") mempunyai ciri umum perjanjian jasa dan infrastruktur yang timbul dari kontrak tersebut dikendalikan oleh pemberi konsesi, kontrak tersebut dianggap sebagai perjanjian konsesi jasa. ESC memberikan jaminan ambil atau bayar yang berarti bahwa operator memiliki hak tak bersyarat untuk menerima kas atau aset keuangan lainnya dari pemberi konsesi. Oleh karena itu, GKPB menerapkan model aset keuangan untuk perjanjian konsesi jasanya.

o. Aset Minyak dan Gas Bumi

Aset minyak dan gas bumi disajikan sebagai biaya perolehan, dikurangi akumulasi deplesi/depresiasi dan akumulasi kerugian penurunan nilai.

Biaya awal aset terdiri dari harga beli atau biaya konstruksi (jika sebelumya aset diklasifikasikan sebagai aset dalam pengembangan), biaya-biaya yang terkait untuk mengoperasikan aset, estimasi awal kewajiban penghentian aset dan, untuk aset yang memenuhi (yang relevan), biaya pinjaman. Harga beli atau biaya konstruksi adalah jumlah keseluruhan yang dibayarkan dan nilai wajar atau pertimbangan lain terhadap aset yang diperoleh.

Biaya pengeboran sumur pengembangan dan sumur tes stratigrafi tahap pengembangan, *platform*, perlengkapan sumur dan fasilitas produksi terkait, dikapitalisasi sebagai aset sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Biaya tersebut dipindahkan ke aset sumur, perlengkapan dan fasilitas terkait pada saat pengeboran atau konstruksi selesai.

Penyusutan, deplesi dan amortisasi atas aset minyak dan gas bumi, kecuali untuk aset sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan, dihitung dengan menggunakan metode satuan unit produksi, dengan menggunakan produksi kotor yang dibagi dengan cadangan kotor yang terbukti dan telah dikembangkan untuk asset sumur dan dibagi dengan cadangan kotor yang terbukti dan telah dikembangkan dan terbukti dan belum dikembangkan untuk aset fasilitas. Penyusutan atas fasilitas pendukung dan peralatan dihitung dengan menggunakan metode garis lurus selama 4 sampai dengan 20 tahun.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

n. Concession Financial Assets (lanjutan)

Since the Joint Operation Contract ("JOC") and Energy Sales Contract ("ESC") have common features of a concession arrangement and the infrastructure arising from those contracts is controlled by the grantor, those contracts are considered service concession arrangements. The ESC provides take or pay guarantees which means the operator has an unconditional right to receive cash or another financial asset from the grantor. As such, the JOCG applies the financial asset model for its service concession arrangement.

o. Oil and Gas Properties

Oil and gas properties are stated at cost, less accumulated depletion/depreciation and accumulated impairment losses.

The initial cost of an asset comprises its purchase price or construction cost (if the asset was previously classified as assets in development), any costs directly attributable to bringing the asset into operation, the initial estimate of the decommissioning obligation and, for qualifying assets (where relevant), 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 costs of drilling of development wells and development-type stratigraphic test wells, platforms, well equipment and related production facilities, are capitalized as uncompleted wells, equipment and facilities. Such costs are transferred to wells and related equipment and facilities upon completion.

Depreciation, depletion and amortization of oil and gas properties, except uncompleted wells, equipment and facilities, are calculated based on the unit-of-production method, using the gross production divided by gross proved and developed reserves for wells and divided by gross proved and developed and gross proved and undeveloped reserves for facilities. Depreciation for support asset facilities and equipment is calculated using straight-line method over 4 to 20 years.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

o. Aset Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

Entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi tidak mempunyai kepemilikan secara hukum atas aset produksi maupun atas cadangan minyak dan gas bumi, tetapi mempunyai hak untuk mengoperasikan aset tersebut dan menerima bagian dari produksi dan/atau pendapatan dari penjualan minyak dan gas bumi sesuai dengan kontrak yang berlaku.

p. Aset Eksplorasi dan Evaluasi

Beban eksplorasi dan evaluasi termasuk biaya geologi dan geofisika, biaya pengeboran sumur eksplorasi termasuk biaya pengeboran sumur tes stratigrafi tahap eksplorasi, dan biaya lainnya yang terkait untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan komersialitas dari minyak dan gas yang diekstraksi dikapitalisasi dan disajikan terpisah sebagai Aset Eksplorasi dan Evaluasi di laporan posisi keuangan konsolidasian.

Jika tidak ditemukan potensi cadangan yang secara ekonomis dapat diperoleh, aset eksplorasi dan evaluasi dihapus melalui laba rugi sebagai sumur kering. Jika cadangan terbukti ditemukan dan layak dikembangkan tergantung pada aktivitas penilaian lebih lanjut, pengeluaran disajikan sebagai aset eksplorasi dan evaluasi pada saat kegiatan mengevaluasi kelayakan tersebut sedang berlangsung.

Pemulihan aset eksplorasi dan evaluasi tergantung pada keberhasilan pengembangan dan eksploitasi komersial daerah pengembangan (*area of interest*) tersebut. Aset eksplorasi dan evaluasi diuji untuk penurunan nilai bila fakta dan kondisi mengindikasikan bahwa jumlah tercatatnya mungkin melebihi jumlah terpulihkannya. Dalam keadaan tersebut, maka entitas harus mengukur, menyajikan dan mengungkapkan rugi penurunan nilai terkait sesuai dengan PSAK No. 48.

Aset eksplorasi dan evaluasi ditransfer ke “Aset minyak dan gas bumi” pada akun “Aset minyak dan gas bumi” setelah ditetapkan bahwa sumur memiliki nilai ekonomis untuk dikembangkan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

o. Oil and Gas Properties (continued)

The subsidiaries engaged in exploration and production of oil and gas have no legal ownership in the producing assets and oil and gas reserves, but rather have the right to operate the assets and receive a share of production and/or revenues from the sale of oil and gas in accordance with the respective contracts.

p. Exploration and Evaluation Assets

Exploration and evaluation expenditures including geological and geophysical costs, costs of drilling exploratory wells, including the costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells, and other costs in relation to evaluating the technical feasibility and commercial viability of extracting oil and gas are capitalized and presented separately as Exploration and Evaluation Assets in the consolidated statements of financial position.

If no potentially commercial hydrocarbons are discovered, the exploration asset is written off through profit or loss as a dry hole. If extractable hydrocarbons are found and subject to further appraisal activity, it is probable that they can be commercially developed, the costs continue to be carried as an exploration and evaluation asset while progress is made in assessing the commerciality of the hydrocarbons.

The recoverability of exploration and evaluation assets depends on the successful development and commercial exploitation in such area (area of interest). Exploration and evaluation assets are tested for impairment if certain facts and circumstances indicate that the carrying amount of the assets may exceed the recoverable value. In such conditions, the entity must measure, present and disclose the impairment loss as required under PSAK No. 48.

The exploration and evaluation assets are transferred to “Oil and gas properties” in the “Oil and gas properties” account after the well area is determined to have commercial reserves for further development.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

q. Saham Treasuri

Perolehan kembali modal saham sebagai saham treasuri yang akan diterbitkan kembali di masa yang akan datang dicatat dengan menggunakan metode nilai nominal. Berdasarkan metode ini, nilai nominal saham treasuri disajikan sebagai pengurang akun modal saham. Apabila saham treasuri tersebut semula diterbitkan dengan harga di atas nilai nominal, akun tambahan modal disetor terkait akan disesuaikan. Selisih lebih harga perolehan kembali atas harga penerbitan awal disesuaikan ke saldo laba.

r. Pengaturan pembayaran berbasis saham

Perusahaan memberikan kepada manajemen dan karyawan Grup yang memenuhi syarat (termasuk *executive* senior) imbalan dalam bentuk pembayaran berbasis saham (transaksi pembayaran berbasis saham yang diselesaikan dengan instrumen ekuitas), di mana pembayaran diselesaikan dengan saham Perusahaan.

Biaya transaksi pembayaran berbasis saham yang diselesaikan dengan instrumen ekuitas ditentukan berdasarkan nilai wajar ketika penghargaan diberikan, menggunakan nilai pasar saham pada tanggal pemberian penghargaan.

Biaya tersebut diakui sebagai beban, bersama-sama dengan kenaikan pada ekuitas (tambahan modal disetor), selama periode jasa diberikan (periode *vesting).* Biaya atas penghargaan yang *vest* segera, langsung diakui sebagai beban pada tanggal pemberian penghargaan.

Jasa yang masih harus diberikan tidak dipertimbangkan dalam mengestimasi nilai wajar saham pada tanggal pengukuran, tapi kemungkinan terpenuhinya kondisi dievaluasi sebagai bagian dari estimasi terbaik Grup dalam menentukan jumlah instrumen ekuitas yang pada akhirnya akan *vest*.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

q. Treasury Stock

Reacquisition of capital stock to be held as treasury stock for future reissuance is recorded by using par value method. Under this method, the par value of treasury stock is presented as a reduction from the capital stock account. If the treasury stock had been originally issued at a price above par value, the related additional paid-in capital account is adjusted. Any excess of the reacquisition cost over the original issuance price is adjusted to retained earnings.

r. Share-based payment arrangement

The Company grants remuneration to the Group's management and eligible employees (including senior executives) in the form of share-based payments (equity-settled share-based payment transactions), wherein the payment is settled with the shares of the Company.

The cost of equity-settled transactions is determined by the fair value at the date when the grant is made using the share market price at grant date.

Such cost is recognized as an expense, together with a corresponding increase in equity (additional paid-in capital), over the period in which the services are provided (the vesting period). The cost for an award that vests immediately is recognized as an expense at grant date.

Services to be rendered are not taken into account when determining the grant date fair value of share awards, but the likelihood of the conditions being met is assessed as part of the Group's best estimate of the number of equity instruments that will ultimately vest.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

s. Biaya emisi efek ekuitas

Biaya emisi efek ekuitas disajikan sebagai pengurang "Tambahan Modal Disetor" sebagai bagian dari ekuitas pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

t. Program Pensiun dan Imbalan Kerja Lainnya

Grup menyelenggarakan program pensiun dan imbalan kerja lainnya berikut untuk karyawan tetap dan/atau karyawan tertentu:

- Program pensiun iuran pasti pada Perusahaan dan entitas anak yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi.
- Program pensiun imbalan pasti pada entitas anak yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi;
- Imbalan pasca-kerja sesuai dengan Undang-Undang Tenaga Kerja; dan
- Penghargaan *Jubilee* setelah beberapa tahun masa kerja.

Grup juga menyediakan imbalan pasca-kerja untuk personil manajemen utama sesuai dengan kebijakan Grup.

Program imbalan pasti

Beban atas pemberian imbalan dalam program imbalan manfaat pasti ditentukan dengan metode *Projected Unit Credit* dengan penilaian aktuaria yang dilakukan pada setiap akhir periode pelaporan tahunan.

Pengukuran kembali atas liabilitas (aset) imbalan pasti neto, yang diakui sebagai penghasilan komprehensif lain, terdiri dari:

i. Keuntungan atau kerugian aktuaria;
ii. Imbal hasil atas aset program, tidak termasuk jumlah yang dimasukkan dalam bunga neto atas liabilitas (aset);
iii. Setiap perubahan dampak batas aset, tidak termasuk jumlah yang dimasukkan dalam bunga neto atas liabilitas (aset).

Pengukuran kembali atas liabilitas (aset) imbalan pasti neto, diakui sebagai penghasilan komprehensif lain dan disajikan sebagai pos terpisah di ekuitas serta tidak direklasifikasi ke laba rugi pada periode berikutnya.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

s. Stock issuance cost

Stock issuance costs are presented as deduction from "Additional Paid-in Capital" in the equity section in the consolidated statements of financial position.

t. Pension and Other Employment Benefits

The Group provided the following pension and other employment benefits for permanent employees and/or specific employees:

- *Defined contribution pension plan for employees of the Company and subsidiaries in oil and gas operations;*
- *Defined benefit pension plan for employees of subsidiaries in oil and gas operations;*
- *Post-employment benefits in accordance with the requirements of Labor Law; and*
- *Jubilee awards upon completion of a certain number of years of services.*

In addition, the Group also provided the post-employment benefits for its key management personnel in accordance with the Group policy.

Defined benefit program

The cost of providing benefits under the defined benefits plan is determined using the Projected Unit Credit method with actuarial valuations being carried out at the end of each annual reporting period.

Remeasurement on net defined benefit liabilities (asset), which is recognized as other comprehensive income, consists of:

i. Actuarial gain and losses;
ii. Return on program asset, excluding of amount included in liabilities (asset) net interest;
iii. Every changes in asset ceiling, excluding of amount included in liabilities (asset) net interest.

Remeasurement on net defined benefit liabilities (asset), is recognized as other comprehensive income and presented as separate line item in equity and will not be reclassified to profit or loss in the next periods.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

t. Program Pensiun dan Imbalan Kerja Lainnya (lanjutan)

Program imbalan pasti (lanjutan)

Biaya jasa lalu diakui pada laba rugi pada tanggal yang lebih awal antara tanggal amandemen atau kurtailmen program; dan tanggal pada saat Grup mengakui biaya restrukturisasi terkait.

Bunga neto ditentukan dengan mengalikan liabilitas (aset) imbalan pasti neto dengan tingkat diskonto. Grup mengakui perubahan atas liabilitas imbalan pasti neto berikut pada biaya produksi dan *lifting* dan beban penjualan, umum dan administrasi pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian:

- Biaya jasa yang terdiri dari biaya jasa kini, biaya jasa lalu dan keuntungan dan kerugian atas kurtailmen.
- Beban atau pendapatan bunga neto.

Kurtailmen terjadi apabila Grup mengurangi secara signifikan jumlah pekerja yang ditanggung oleh program, terminasi atau penghentian program.

Penyelesaian program terjadi ketika entitas melakukan transaksi yang menghapuskan semua kewajiban hukum atau konstruktif untuk sebagian atau seluruh imbalan dalam program imbalan pasti.

Biaya atas program pensiun iuran pasti tersebut diakui pada saat terjadinya.

Imbalan jangka panjang lainnya

Beban imbalan jangka panjang lainnya ditentukan dengan metode *Projected Unit Credit* dengan metode yang disederhanakan di mana metode ini tidak mengakui pengukuran kembali dalam penghasilan komprehensif lain. Total nilai neto dari biaya jasa kini, biaya bunga neto atas liabilitas (aset) imbalan pasti neto dan pengukuran kembali liabilitas (aset) imbalan pasti neto diakui pada laba rugi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Pension and Other Employment Benefits (continued)

Defined benefit program (lanjutan)

Past service costs are recognized in profit or loss on the earlier of the date of the plan amendment or curtailment, and the date that the Group recognizes related restructuring costs.

Net interest is calculated by applying discount rate to the net defined benefit liability (asset). The Group recognizes the following changes in the net defined benefit obligation under production and lifting cost and selling, general and administrative expenses in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income:

- *Service costs comprise current service costs, past-service costs and gains and losses on curtailments.*
- *Net interest expense or income.*

A curtailment occurs when the Group either significantly reduce the number of employees covered by a plan, termination or suspension of the program.

A settlement occurs when an entity enters into a transaction that eliminates all further legal or constructive obligation for part or all of the benefits provided under a defined benefit plan.

The costs of the defined contribution plans are recognized when incurred.

Other long-term benefits

The cost of providing other long-term employee benefits is determined using the Projected Unit Credit method using simplified method of not recognizing remeasurements in other comprehensive income. The net total of service cost, net interest on the net defined benefit liability (asset) and remeasurements of the net defined benefit liability (asset) is recognized in profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

t. Program Pensiun dan Imbalan Kerja Lainnya (lanjutan)

Perubahan Kebijakan Akuntansi

Pada bulan April 2022, Dewan Standar Akuntansi Keuangan Ikatan Akuntan Indonesia ("DSAK IAI") menerbitkan siaran pers atas persyaratan pengatribusian imbalan pada periode jasa sesuai PSAK 24: Imbalan Kerja yang diadopsi dari *IAS 19 Employee Benefits*. Siaran pers tersebut menyampaikan informasi bahwa pola fakta umum dari program pensiun berbasis undang-undang ketenagakerjaan yang berlaku di Indonesia saat ini memiliki pola fakta serupa dengan yang ditanggapi dan disimpulkan dalam *IFRS Intepretation Committee* ("*IFRIC*") *Agenda Decision Attributing Benefit to Periods of Service IAS 19*. Grup telah menerapkan siaran pers tersebut dan dengan demikian merubah kebijakan akuntansi terkait atribusi imbalan kerja pada periode jasa dari kebijakan yang diterapkan sebelumnya.

Pada tahun-tahun sebelumnya, Grup mengatribusikan imbalan berdasarkan formula imbalan program imbalan pasti berdasarkan masa kerja sejak tanggal pekerja memberikan jasa hingga usia pensiun. Mulai April 2022, berdasarkan siaran pers, Grup telah mengubah kebijakan akuntansinya untuk mengatribusikan imbalan berdasarkan program tersebut, yaitu dari tanggal ketika jasa pekerja pertama kali menghasilkan imbalan dalam program sampai dengan tanggal ketika jasa pekerja selanjutnya tidak akan menghasilkan jumlah imbalan yang material di bawah program tersebut. Dampak penerapan siaran pers tersebut tidak material terhadap grup, sehingga tidak dilakukan penyajian kembali tahun sebelumnya pada liabilitas imbalan kerja jangka panjang.

u. Liabilitas Pembongkaran Aset Restorasi Area

Grup mengakui liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area atas fasilitas produksi minyak dan gas bumi, sumur, pipa dan aset-aset yang terkait sesuai dengan persyaratan dalam kontrak bagi hasil atau sesuai dengan peraturan yang berlaku.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Pension and Other Employment Benefits (continued)

Changes in Accounting Policy

In April 2022, the Institute of Indonesia Chartered Accountants' Accounting Standard Board ("DSAK IAI") issued a press release regarding attribution of benefits to periods of service in accordance with PSAK 24: Employee Benefits which was adopted from IAS 19, Employee Benefits. The press release conveyed the information that the fact pattern of the pension program based on the Labor Law currently enacted in Indonesia is similar to those responded and concluded in the IFRS Interpretation Committee ("IFRIC") Agenda Decision Attributing Benefit to Periods of Service in IAS 19. The Company has adopted the said press release and accordingly changed its accounting policy regarding attribution of benefits to periods of service previously applied.

In prior years, the Group attributed benefits under the defined benefit plan's benefit formula to periods of service from the date when employees provide their services until their retirement age. Starting from April, 2022, based on the press release, the Group changed the policy for attributing benefits under the plan to the date when employee service first leads to benefits under the plan until the date when further employee service will lead to no material amount of further benefits under the plan. The impact of the adoption of this press release is not material to the Group, thus, there is no restatement of the prior year long-term employee benefit.

u. Asset Abandonment and Site Restoration Obligations

The Group recognizes its obligations for future dismantlement and transfer of assets, and site restoration of oil and gas production facilities, wells, pipelines and related assets in accordance with the provisions in the production sharing contracts or in line with applicable regulations.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Liabilitas Pembongkaran Aset Restorasi Area (lanjutan)

Estimasi awal biaya pembongkaran dan pemindahan aset minyak dan gas bumi dan restorasi area diakui sebagai komponen biaya perolehan aset, yang kemudian disusutkan/ dideplesikan dengan menggunakan metode satuan unit produksi yang sejalan dengan tarif deplesi aset yang dipilih.

Dalam banyak kasus, aktivitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area fasilitas produksi minyak dan gas, sumur, pipa saluran dan aset terkait terjadi pada beberapa tahun di masa yang akan datang. Provisi atas liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area di masa yang akan datang adalah berupa estimasi terbaik pada tanggal pelaporan keuangan atas nilai kini dari pengeluaran di masa yang akan datang untuk melaksanakan liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area tersebut, sesuai dengan ketentuan hukum yang berlaku pada tanggal pelaporan.

Estimasi tersebut ditelaah setiap tahun dan disesuaikan bila diperlukan. Penyesuaian atas nilai kini dari liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area dibukukan sebagai penyesuaian atas nilai tercatat aset yang bersangkutan dengan jumlah yang sama. Jika penurunan liabilitas melebihi nilai tercatat aset, maka kelebihan tersebut diakui segera dalam laba rugi.

Pembalikan dari efek diskonto dalam penghitungan provisi diakui sebagai beban pendanaan.

Pengeluaran yang terkait dengan pemulihan, rehabilitasi dan lingkungan hidup yang terjadi pada tahap produksi dibebankan sebagai bagian dari biaya produksi.

v. Instrumen Keuangan

Instrumen keuangan adalah setiap kontrak yang memberikan aset keuangan bagi satu entitas dan liabilitas keuangan atau ekuitas bagi entitas lain.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Asset Abandonment and Site Restoration Obligations (continued)

The initial estimated costs for dismantlement and site restoration of oil and gas properties are recognized as part of the acquisition costs of the assets, and are subsequently depreciated/depleted using the unit-of-production method in line with the selected assets depletion rate.

In most instances, the dismantlement and transfer of assets, and site restoration activities of oil and gas production facilities, wells, pipelines and related assets will occur several years in the future. The provision for future dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligations is the best estimate of the present value of the future expenditures required to undertake the dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligations at the reporting date, based on current legal requirements.

Such estimates are reviewed on an annual basis and adjusted each year as required. Adjustments to the present value of the dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligations are recorded as adjustment to the carrying amount of the associated asset in the same amount. If a decrease in the liability exceeds the carrying amount of the asset, the excess shall be recognised immediately in profit or loss.

The unwinding of the effect of discounting the provision is recognized as a finance cost.

The costs related to restoration, rehabilitation and living environment which occurred in the production phase are expensed as part of production cost.

v. Financial Instruments

A financial instrument is any contract that gives rise to a financial asset of one entity and a financial liability or equity instrument of another entity.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan

Pengakuan dan pengukuran awal

Aset keuangan diklasifikasikan, pada saat pengakuan awal, yang selanjutnya diukur pada biaya perolehan diamortisasi, nilai wajar melalui penghasilan komprehensif lain (OCI) dan nilai wajar melalui laba rugi.

Klasifikasi aset keuangan pada pengakuan awal tergantung pada karakteristik arus kas kontraktual aset keuangan dan model bisnis Grup untuk mengelolanya. Dengan pengecualian piutang usaha yang tidak mengandung komponen pembiayaan yang signifikan atau yang mana Grup telah menerapkan panduan praktisnya, Grup pada awalnya mengukur aset keuangan pada nilai wajarnya ditambah, dalam hal aset keuangan tidak diukur pada nilai wajar melalui laba rugi, biaya transaksi. Piutang usaha yang tidak mengandung komponen pembiayaan yang signifikan atau yang mana Grup telah menerapkan panduan praktis diukur pada harga transaksi yang ditentukan berdasarkan PSAK 72.

Agar aset keuangan dapat diklasifikasikan dan diukur pada biaya perolehan diamortisasi atau nilai wajar melalui OCI, aset keuangan tersebut perlu menghasilkan arus kas yang 'semata dari pembayaran pokok dan bunga ("SPPI")' dari jumlah pokok terutang. Penilaian ini disebut sebagai pengujian SPPI dan dilakukan pada tingkat instrumen. Aset keuangan dengan arus kas yang bukan SPPI diklasifikasikan dan diukur pada nilai wajar melalui laba rugi, terlepas dari model bisnisnya.

Aset keuangan yang diklasifikasikan dan diukur pada biaya perolehan diamortisasi dikelola dalam model bisnis yang tujuannya adalah memiliki aset keuangan untuk memperoleh arus kas kontraktual sementara aset keuangan yang diklasifikasikan dan diukur pada nilai wajar melalui OCI dikelola dalam model bisnis yang tujuannya adalah untuk memperoleh arus kas kontraktual dan menjual aset keuangan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets

Initial recognition and measurement

Financial assets are classified, at initial recognition, as subsequently measured at amortized cost, fair value through other comprehensive income (OCI), and fair value through profit or loss.

The classification of financial assets at initial recognition depends on the financial asset's contractual cash flow characteristics and the Group's business model for managing them. With the exception of trade receivables that do not contain a significant financing component or for which the Group has applied the practical expedient, the Group initially measures a financial asset at its fair value plus, in the case of a financial asset not at fair value through profit or loss, transaction costs. Trade receivables that do not contain a significant financing component or for which the Group has applied the practical expedient are measured at the transaction price determined under PSAK 72.

In order for a financial asset to be classified and measured at amortized cost or fair value through OCI, it needs to give rise to cash flows that are 'solely payments of principal and interest ("SPPI")' on the principal amount outstanding. This assessment is referred to as the SPPI test and is performed at an instrument level. Financial assets with cash flows that are not SPPI are classified and measured at fair value through profit or loss, irrespective of the business model.

Financial assets classified and measured at amortized cost are held within a business model with the objective to hold financial assets in order to collect contractual cash flows while financial assets classified and measured at fair value through OCI are held within a business model with the objective to collect contractual cash flows and sell the financial assets.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Pengakuan dan pengukuran awal (lanjutan)

Pembelian atau penjualan aset keuangan yang mensyaratkan penyerahan aset dalam kurun waktu yang ditetapkan oleh peraturan atau kebiasaan yang berlaku di pasar (pembelian yang lazim/regular) diakui pada tanggal perdagangan, yaitu tanggal Grup berkomitmen untuk membeli atau menjual aset tersebut.

Model bisnis Grup untuk mengelola aset keuangan mengacu pada bagaimana Grup mengelola aset keuangannya untuk menghasilkan arus kas. Model bisnis menentukan apakah arus kas akan dihasilkan dari pengumpulan arus kas kontraktual, penjualan aset keuangan, atau keduanya.

Aset keuangan Grup diklasifikasikan sebagai berikut:

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets (continued)

Initial recognition and measurement (continued)

Purchases or sales of financial assets that require delivery of assets within a time frame established by regulation or convention in the marketplace (regular way trades) are recognized on the trade date, i.e., the date that the Group commits to purchase or sell the assets.

The Group's business model for managing financial assets refers to how it manages its financial assets in order to generate cash flows. The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.

Group's financial assets are classified as follows:

	PSAK 71	
Kas dan setara kas	Aset keuangan yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi/ *Financial assets measured at amortized cost*	*Cash and cash equivalent*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	Aset keuangan yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi/ *Financial assets measured at amortized cost*	*Restricted time deposits and cash in banks*
Piutang usaha dan lain-lain	Aset keuangan yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi/ *Financial assets measured at amortized cost*	*Trade and other receivables*
Asset keuangan konsesi	Aset keuangan yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi/ *Financial assets measured at amortized cost*	*Concession financial assets*
Uang jaminan	Aset keuangan yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi/ *Financial assets measured at amortized cost*	*Security deposits*

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Pengakuan dan pengukuran awal (lanjutan)

Aset keuangan Grup diklasifikasikan sebagai berikut: (lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets (continued)

Initial recognition and measurement (continued)

Group's financial assets are classified as follows: (continued)

	PSAK 71	
Investasi jangka pendek	Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi/ *Financial assets measured at fair value through profit or loss*	*Short-term investments*
Investasi jangka panjang	Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi/ *Financial assets measured at fair value through profit or loss*	*Long-term investments*
Aset derivatif	Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi/ *Financial assets measured at fair value through profit or loss*	*Derivative assets*

Pengukuran setelah pengakuan awal

Untuk tujuan pengukuran selanjutnya, aset keuangan diklasifikasikan dalam empat kategori:

- Aset keuangan pada biaya perolehan diamortisasi (instrumen utang);
- Aset keuangan pada nilai wajar melalui OCI dengan daur ulang keuntungan dan kerugian kumulatif (instrumen utang);
- Aset keuangan pada nilai wajar melalui OCI dengan daur ulang keuntungan dan kerugian kumulatif (instrumen utang);
- Aset keuangan pada nilai wajar melalui laba rugi

Aset keuangan pada biaya perolehan diamortisasi (instrumen utang)

Grup mengukur aset keuangan pada biaya perolehan diamortisasi jika kedua kondisi berikut ini terpenuhi:

i. Aset keuangan tersebut dikelola dalam model bisnis yang bertujuan untuk memiliki aset keuangan dalam rangka memperoleh arus kas kontraktual, dan
ii. Persyaratan kontraktual dari aset keuangan yang pada tanggal tertentu menimbulkan arus kas yang SPPI dari jumlah pokok terutang.

Subsequent measurement

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in four categories:

- *Financial assets at amortized cost (debt instruments);*
- *Financial asset at fair value through OCI with recycling or cumulative gain or losses upon derecognition (debt instrument);*
- *Financial assets at fair value through OCI with recycling of cumulative gains and losses (debt instruments);*
- *Financial assets at fair value through profit or loss*

Financial assets at amortized cost (debt instruments)

The Group measures financial assets at amortized cost if both of the following conditions are met:

i. The financial asset is held within a business model with the objective to hold financial assets in order to collect contractual cash flows, and
ii. The contractual terms of the financial asset give rise on specified dates to cash flows that are SPPI on the principal amount outstanding.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal (lanjutan)

Aset keuangan pada biaya perolehan diamortisasi (instrumen utang) (lanjutan)

Aset keuangan pada biaya perolehan diamortisasi selanjutnya diukur dengan menggunakan metode suku bunga efektif ("SBE") dan diuji penurunan nilainya. Keuntungan dan kerugian diakui dalam laba rugi pada saat aset keuangan dihentikan pengakuannya, dimodifikasi atau mengalami penurunan nilai.

Aset keuangan yang ditetapkan pada nilai wajar melalui OCI (instrumen ekuitas)

Setelah pengakuan awal, Grup dapat membuat pilihan yang tidak dapat dibatalkan untuk mengklasifikasikan investasi ekuitasnya sebagai instrumen ekuitas yang ditetapkan pada nilai wajar melalui OCI jika definisi ekuitas berdasarkan PSAK 50: Instrumen Keuangan: Penyajian dipenuhi dan tidak dimiliki untuk diperdagangkan. Klasifikasi ditentukan berdasarkan instrumen per instrumen.

Keuntungan dan kerugian dari aset keuangan ini tidak pernah didaur ulang ke laba rugi. Dividen diakui sebagai pendapatan lain-lain dalam laporan laba rugi pada saat hak pembayaran telah ditetapkan, kecuali jika Grup mendapatkan manfaat dari hasil tersebut sebagai pemulihan sebagian biaya perolehan aset keuangan, dalam hal ini, keuntungan tersebut akan dicatat di OCI. Instrumen ekuitas yang ditetapkan pada nilai wajar melalui OCI tidak tunduk pada evaluasi penurunan nilai.

Grup membuat pilihan yang tidak dapat dibatalkan untuk mengklasifikasikan investasi ekuitas yang tidak diperdagangkan tertentu dalam kategori ini.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets (continued)

Subsequent measurement (continued)

Financial assets at amortized cost (debt instruments) (continued)

Financial assets at amortized cost are subsequently measured using the effective interest rate ("EIR") method and are subject to impairment. Gains and losses are recognized in profit or loss when the financial asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets designated at fair value through OCI (equity instruments)

Upon initial recognition, the Group can elect to classify irrevocably its equity investments as equity instruments designated at fair value through OCI when they meet the definition of equity under PSAK 50: Financial Instruments: Presentation and are not held for trading. The classification is determined on an instrument-by-instrument basis.

Gains and losses on these financial assets are never recycled to profit or loss. Dividends are recognized as other income in the statement of profit or loss when the right of payment has been established, except when the Group benefits from such proceeds as a recovery of part of the cost of the financial asset, in which case, such gains are recorded in OCI. Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment assessment.

The Group elected to classify irrevocably its non-listed equity investments under this category.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal (lanjutan)

Aset keuangan pada nilai wajar melalui laba rugi

Aset keuangan pada nilai wajar melalui laba rugi termasuk aset keuangan yang dimiliki untuk diperdagangkan, aset keuangan yang ditetapkan pada pengakuan awal pada nilai wajar melalui laba rugi, atau aset keuangan yang wajib diukur pada nilai wajar. Aset keuangan diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan jika mereka diperoleh untuk tujuan dijual atau dibeli kembali dalam waktu dekat. Derivatif, termasuk derivatif melekat yang dipisahkan, juga diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk diperdagangkan kecuali jika ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai yang efektif.

Aset keuangan dengan arus kas yang tidak semata-mata pembayaran pokok dan bunga diklasifikasikan dan diukur pada nilai wajar melalui laba rugi, terlepas dari model bisnisnya. Terlepas dari kriteria untuk instrumen utang yang akan diklasifikasikan pada biaya perolehan diamortisasi atau pada nilai wajar melalui OCI, seperti dijelaskan di atas, instrumen utang dapat ditetapkan pada nilai wajar melalui laba rugi pada pengakuan awal jika hal tersebut menghilangkan, atau secara signifikan mengurangi, ketidaksesuaian akuntansi.

Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi dicatat dalam laporan posisi keuangan konsolidasian pada nilai wajar dengan perubahan nilai wajar neto diakui dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian.

Kategori ini mencakup investasi jangka pendek dan investasi ekuitas yang tidak diperdagangkan di mana Grup tidak membuat pilihan yang tidak dapat dibatalkan untuk diklasifikasikan pada nilai wajar melalui OCI. Dividen atas investasi ekuitas Perusahaan tercatat juga diakui sebagai pendapatan lain-lain dalam laba rugi pada saat hak pembayaran telah ditetapkan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets (continued)

Subsequent measurement (continued)

Financial assets at fair value through profit or loss

Financial assets at fair value through profit or loss include financial assets held for trading, financial assets designated upon initial recognition at fair value through profit or loss, or financial assets mandatorily required to be measured at fair value. Financial assets are classified as held for trading if they are acquired for the purpose of selling or repurchasing in the near term. Derivatives, including separated embedded derivatives, are also classified as held for trading unless they are designated as effective hedging instruments.

Financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest are classified and measured at fair value through profit or loss, irrespective of the business model. Notwithstanding the criteria for debt instruments to be classified at amortized cost or at fair value through OCI, as described above, debt instruments may be designated at fair value through profit or loss on initial recognition if doing so eliminates, or significantly reduces, an accounting mismatch.

Financial assets at fair value through profit or loss are carried in the consolidated statement of financial position at fair value with net changes in fair value recognized in the consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income.

This category includes short-term investments and non-listed equity investments which the Group had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on listed equity investments are also recognized as other income in the profit or loss when the right of payment has been established.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal (lanjutan)

Aset keuangan pada nilai wajar melalui laba rugi (lanjutan)

Derivatif yang melekat dalam kontrak hibrida, dengan liabilitas keuangan atau kontrak utama non-keuangan, dipisahkan dari host dan dicatat sebagai derivatif terpisah jika: karakteristik dan risiko ekonomi tidak terkait erat dengan kontrak utama; instrumen terpisah dengan persyaratan yang sama seperti derivatif melekat akan memenuhi definisi derivatif; dan kontrak hibrida tidak diukur pada nilai wajar melalui laba rugi.

Derivatif melekat diukur pada nilai wajar dengan perubahan nilai wajar diakui dalam laba rugi. Penilaian ulang hanya terjadi jika terdapat perubahan dalam persyaratan kontrak yang secara signifikan mengubah arus kas yang seharusnya diperlukan atau reklasifikasi aset keuangan keluar dari kategori nilai wajar melalui laba rugi.

Derivatif yang melekat dalam kontrak hibrida yang mengandung aset keuangan utama tidak dicatat secara terpisah. Aset keuangan utama bersama dengan derivatif melekat harus diklasifikasikan secara keseluruhan sebagai aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi.

Penghentian pengakuan

Penghentian pengakuan atas suatu aset keuangan, atau, bila dapat diterapkan untuk bagian dari aset keuangan atau bagian dari kelompok aset keuangan serupa, terjadi apabila:

i. Hak kontraktual atas arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut berakhir atau aset telah dialihkan;

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets (continued)

Subsequent measurement (continued)

Financial assets at fair value through profit or loss (continued)

A derivative embedded in a hybrid contract, with a financial liability or non-financial host, is separated from the host and accounted for as a separate derivative if: the economic characteristics and risks are not closely related to the host; a separate instrument with the same terms as the embedded derivative would meet the definition of a derivative; and the hybrid contract is not measured at fair value through profit or loss.

Embedded derivatives are measured at fair value with changes in fair value recognized in profit or loss. Reassessment only occurs if there is either a change in the terms of the contract that significantly modifies the cash flows that would otherwise be required or a reclassification of a financial asset out of the fair value through profit or loss category.

A derivative embedded within a hybrid contract containing a financial asset host is not accounted for separately. The financial asset host together with the embedded derivative is required to be classified in its entirety as a financial asset at fair value through profit or loss.

Derecognition

A financial asset, or where applicable, a part of a financial asset or part of a group of similar financial assets, is derecognized when:

i. The contractual rights to receive the cash flows from these assets have ceased to exist or the assets have been transferred;

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Penghentian pengakuan (lanjutan)

ii. Grup telah mengalihkan hak untuk menerima arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut atau menanggung kewajiban untuk membayar arus kas yang diterima tersebut tanpa penundaan yang signifikan terhadap pihak ketiga melalui suatu kesepakatan penyerahan dan (a) Grup secara substansial mengalihkan seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, atau (b) Grup secara substansial tidak mengalihkan maupun tidak mempertahankan seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, namun telah mengalihkan pengendalian atas aset keuangan tersebut.

Ketika Grup telah mengalihkan haknya untuk menerima arus kas dari aset atau telah menandatangani perjanjian *pass-through*, Grup mengevaluasi apakah, dan sejauh mana, telah mempertahankan risiko dan manfaat kepemilikan. Ketika Grup tidak mengalihkan atau mempertahankan secara substansial seluruh risiko dan manfaat dari aset, atau mengalihkan pengendalian atas aset, Grup terus mengakui aset yang ditransfer tersebut sejauh keterlibatannya secara berkelanjutan. Dalam kasus tersebut, Grup juga mengakui liabilitas terkait. Aset alihan dan liabilitas terkait diukur atas dasar yang mencerminkan hak dan kewajiban yang dimiliki Grup.

Keterlibatan berkelanjutan yang berbentuk pemberian jaminan atas aset alihan diukur sebesar jumlah yang lebih rendah antara jumlah tercatat aset alihan dan jumlah maksimal imbalan yang mungkin harus dibayar kembali oleh Grup.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets (continued)

Derecognition (continued)

ii. The Group has transferred its rights to receive cash flows from the asset or has assumed an obligation to pay the received cash flows in full without material delay to a third party under a "pass-through" arrangement, and either (a) the Group has transferred substantially all the risk and rewards of the financial assets, or (b) the Group has neither transferred nor retained substantially all the risk and rewards of the financial assets, but has transferred control of the financial asset.

When the Group has transferred its rights to receive cash flows from an asset or has entered into a pass-through arrangement, it evaluates if, and to what extent, it has retained the risks and rewards of ownership. When it has neither transferred nor retained substantially all of the risks and rewards of the asset, nor transferred control of the asset, the Group continues to recognize the transferred asset to the extent of its continuing involvement. In that case, the Group also recognize an associated liability. The transferred asset and the associated liability are measured on a basis that reflects the rights and obligations that the Group has retained.

Continuing involvement that takes the form of a guarantee over the transferred asset is measured at the lower of the original carrying amount of the asset and the maximum amount of consideration received that the Group could be required to repay.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Penurunan nilai

Grup mengakui penyisihan untuk kerugian kredit ekspektasian ("ECL") untuk seluruh instrumen utang yang tidak dimiliki pada nilai wajar melalui laba rugi. ECL didasarkan pada selisih antara arus kas kontraktual yang jatuh tempo sesuai dengan kontrak dan seluruh arus kas yang diperkirakan akan diterima Grup, didiskontokan dengan EIR awal. Arus kas ekspektasian akan mencakup arus kas dari penjualan agunan yang dimiliki atau perbaikan risiko-kredit lain yang merupakan bagian dari persyaratan kontraktual.

ECL diakui dalam dua tahap. Untuk eksposur kredit yang belum ada peningkatan risiko kredit yang signifikan sejak pengakuan awal, ECL dilakukan untuk kerugian kredit yang diakibatkan oleh peristiwa gagal bayar yang mungkin terjadi dalam 12 bulan ke depan (ECL 12 bulan). Untuk eksposur kredit yang telah terjadi peningkatan risiko kredit yang signifikan sejak pengakuan awal, penyisihan kerugian dilakukan untuk kerugian kredit yang diperkirakan selama sisa umur eksposur, terlepas dari waktu gagal bayar (ECL sepanjang umur).

Untuk piutang usaha dan aset keuangan lainnya yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi, Grup menerapkan pendekatan yang disederhanakan dalam menghitung ECL. Oleh karena itu, Grup tidak menelusuri perubahan dalam risiko kredit, tetapi mengakui penyisihan kerugian berdasarkan ECL sepanjang umur pada setiap tanggal pelaporan, disesuaikan dengan faktor-faktor perkiraan masa depan yang spesifik bagi debitur dan lingkungan ekonomi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets (continued)

Impairment

The Group recognizes an allowance for expected credit losses ("ECL") for all debt instruments not held at fair value through profit or loss. ECL are based on the difference between the contractual cash flows due in accordance with the contract and all the cash flows that the Group expects to receive, discounted at an approximation of the original EIR. The expected cash flows will include cash flows from the sale of collateral held or other credit enhancements that are integral to the contractual terms.

ECLs are recognized in two stages. For credit exposures for which there has not been a significant increase in credit risk since initial recognition, ECL are provided for credit losses that result from default events that are possible within the next 12-months (a 12-month ECL). For those credit exposures for which there has been a significant increase in credit risk since initial recognition, a loss allowance is required for credit losses expected over the remaining life of the exposure, irrespective of the timing of the default (a lifetime ECL).

For trade and other receivables and other financial assets measured at amortized costs, the Group applies a simplified approach in calculating ECL. Therefore, the Group does not track changes in credit risk, but instead recognizes a loss allowance based on lifetime ECLs at each reporting date, adjusted for forward-looking factors specific to the debtors and the economic environment.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Penurunan nilai (lanjutan)

Grup menganggap aset keuangan gagal bayar ketika pembayaran kontraktual telah lewat 90 hari. Namun, dalam kasus tertentu, Grup juga dapat mempertimbangkan aset keuangan mengalami gagal bayar ketika informasi internal atau eksternal menunjukkan bahwa Grup tidak mungkin menerima jumlah kontraktual yang terutang secara penuh sebelum memperhitungkan setiap perbaikan risiko-kredit yang dimiliki oleh Grup. Aset keuangan dihapuskan jika tidak ada ekspektasi yang wajar untuk memulihkan arus kas kontraktual.

ii. Liabilitas keuangan

Pengakuan dan pengukuran awal

Liabilitas keuangan diklasifikasikan sebagai liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi dan liabilitas keuangan lainnya. Grup menetapkan klasifikasi atas liabilitas keuangan pada saat pengakuan awal.

Liabilitas keuangan pada awalnya diukur pada nilai wajar dan, dalam hal pinjaman dan utang, ditambah biaya transaksi yang dapat diatribusikan secara langsung.

Liabilitas keuangan Grup meliputi utang usaha dan utang lain-lain, biaya akrual, pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang, liabilitas sewa dan liabilitas derivatif.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

i. Financial assets (continued)

Impairment (continued)

The Group considers a financial asset in default when contractual payments are 90 days past due. However, in certain cases, the Group may also consider a financial asset to be in default when internal or external information indicates that the Group is unlikely to receive the outstanding contractual amounts in full before taking into account any credit enhancements held by the Group. A financial asset is written off when there is no reasonable expectation of recovering the contractual cash flows.

ii. Financial liabilities

Initial recognition and measurement

Financial liabilities are classified as financial liabilities at fair value through profit or loss and other financial liabilities. The Group determines the classification of its financial liabilities at initial recognition.

Financial liabilities are recognized initially at fair value and, in the case of loans and borrowings, inclusive of directly attributable transaction costs.

The Group's financial liabilities include trade and other payables, accrued expenses, short-term bank loans, long-term debts, lease liabilities and derivative liabilities.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

ii. Liabilitas keuangan (lanjutan)

Pengakuan setelah pengakuan awal

Pengukuran selanjutnya dari liabilitas keuangan ditentukan oleh klasifikasinya sebagai berikut:

Utang dan pinjaman

(i) Utang dan Pinjaman Jangka Panjang yang Dikenakan Bunga

Ini adalah kategori yang paling relevan dengan Grup. Setelah pengakuan awal, utang dan pinjaman berbunga jangka panjang diukur dengan biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode SBE. Keuntungan dan kerugian diakui dalam laba rugi pada saat liabilitas dihentikan pengakuannya dan juga melalui proses amortisasi SBE.

Biaya perolehan diamortisasi dihitung dengan mempertimbangkan setiap diskonto atau premium atas perolehan dan komisi atau biaya yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari SBE. Amortisasi SBE dicatat sebagai beban keuangan pada laba rugi.

Kategori ini umumnya berlaku untuk utang dan pinjaman berbunga. Untuk informasi lebih lanjut, lihat Catatan 28.

(ii) Utang dan akrual

Liabilitas untuk utang usaha dan utang lain-lain jangka pendek dan biaya masih harus dibayar dinyatakan sebesar jumlah tercatat (jumlah nosional), yang kurang lebih sebesar nilai wajarnya.

Liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi

Liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi termasuk liabilitas keuangan yang dimiliki untuk diperdagangkan dan liabilitas keuangan yang ditetapkan pada pengakuan awal sebagai nilai wajar melalui laba rugi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

ii. Financial liabilities (continued)

Subsequent measurement

The measurement of financial liabilities depends on their classification as described below:

Loans and borrowings

(i) Long-term Interest-bearing Loans and Borrowings

This is the category most relevant to the Group. After initial recognition, long-term interest-bearing loans and borrowings are measured at amortized acquisition costs using EIR method. Gains and losses are recognized in the profit or loss when the liabilities are derecognized as well as through the EIR amortisation process.

Amortized cost is calculated by taking into account any discount or premium on acquisition and fee or costs that are an integral part of the EIR. The EIR amortisation is included in finance costs in the profit or loss.

This category generally applies to interest-bearing loans and borrowings. For more information, refer to Note 28.

(ii) Payables and accruals

Liabilities for current trade and other accounts payable and accrued expenses are stated at carrying amounts (notional amounts), which approximate their fair values.

Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss include financial liabilities held for trading and financial liabilities designated upon initial recognition as at fair value through profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

ii. Liabilitas keuangan (lanjutan)

Pengakuan setelah pengakuan awal (lanjutan)

Liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi (lanjutan)

Liabilitas keuangan diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan jika mereka terjadi untuk tujuan pembelian kembali dalam waktu dekat. Derivatif melekat yang dipisahkan juga diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan kecuali ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai yang efektif.

Keuntungan atau kerugian atas liabilitas yang dimiliki untuk diperdagangkan diakui dalam laba rugi.

Liabilitas keuangan yang ditetapkan pada pengakuan awal pada nilai wajar melalui laba rugi ditetapkan pada tanggal awal pengakuan, dan hanya jika kriteria dalam PSAK 71 terpenuhi.

Penghentian pengakuan

Liabilitas keuangan dihentikan pengakuannya ketika liabilitas yang ditetapkan dalam kontrak dihentikan atau dibatalkan atau kadaluwarsa.

Ketika kewajiban keuangan yang ada digantikan oleh yang lain dari pemberi pinjaman yang sama dengan persyaratan yang secara substansial berbeda, atau persyaratan dari kewajiban yang ada secara substansial dimodifikasi, pertukaran atau modifikasi tersebut diperlakukan sebagai penghentian pengakuan kewajiban awal dan pengakuan kewajiban baru. Selisih nilai tercatat masing-masing diakui pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

ii. Financial liabilities (continued)

Subsequent measurement (continued)

Financial liabilities at fair value through profit or loss (continued)

Financial liabilities are classified as held for trading if they are incurred for the purpose of repurchasing in the near term. Separated embedded derivatives are also classified as held for trading unless they are designated as effective hedging instruments.

Gains or losses on liabilities held for trading are recognized in profit or loss.

Financial liabilities designated upon initial recognition at fair value through profit or loss are designated at the initial date of recognition, and only if the criteria in PSAK 71 are satisfied.

Derecognition

A financial liability is derecognized when the obligation under the liability is discharged or cancelled or has expired.

When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in the consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan (lanjutan)

iii. Saling hapus instrumen keuangan

Aset keuangan dan liabilitas keuangan disalinghapuskan dan jumlah netonya dilaporkan pada laporan posisi keuangan konsolidasian ketika terdapat hak yang berkekuatan hukum untuk melakukan saling hapus atas jumlah yang telah diakui tersebut dan adanya niat untuk menyelesaikan secara neto, atau untuk merealisasikan aset dan menyelesaikan liabilitas secara bersamaan.

w. Instrumen Keuangan Derivatif dan Akuntansi Lindung Nilai

Grup menggunakan instrumen keuangan derivatif seperti *swap* tingkat suku bunga antar mata uang, kontrak *forward* mata uang asing, *swap* antar mata uang dan kontrak komoditas untuk melakukan lindung nilai atas risiko mata uang asing, risiko tingkat suku bunganya dan risiko harga komoditas. Instrumen keuangan derivatif tersebut pada awalnya diakui sebesar nilai wajar pada tanggal kontrak derivatif dimulai dan selanjutnya diukur kembali pada nilai wajar. Derivatif dicatat sebagai aset keuangan saat nilai wajarnya positif dan sebagai liabilitas keuangan saat nilai wajarnya negatif.

Grup menerapkan akuntansi lindung nilai atas transaksi lindung nilai yang memenuhi kriteria akuntansi lindung nilai.

Untuk tujuan akuntansi lindung nilai, lindung nilai diklasifikasikan sebagai lindung nilai atas nilai wajar, lindung nilai atas arus kas dan lindung nilai atas investasi neto dalam kegiatan usaha luar negeri.

Pada awal hubungan lindung nilai, Grup merancang dan mendokumentasikan hubungan lindung nilai yang diinginkannya untuk menerapkan akuntansi lindung nilai secara formal, tujuan dan strategi manajemen risiko untuk melakukan lindung nilai.

Dokumentasi tersebut mencakup identifikasi instrumen lindung nilai, item lindung nilai, sifat risiko yang dilindungi nilai dan bagaimana Grup akan menilai apakah hubungan lindung nilai tersebut memenuhi persyaratan efektivitas lindung nilai (termasuk analisis sumber ketidakefektifan lindung nilai dan bagaimana rasio lindung nilai ditentukan).

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Financial Instruments (continued)

iii. Offsetting financial instruments

Financial assets and financial liabilities are offset and the net amount is reported in the consolidated statement of financial position when there is a legally enforceable right to offset the recognized amounts and there is an intention to settle on a net basis, or realize the asset and settle the liability simultaneously.

w. Derivative Financial Instruments and Hedge Accounting

The Group uses derivative financial instruments such as cross currency interest rate swaps, foreign currency forward contracts, cross-currency swaps and commodity contracts to hedge its foreign currency risks, interest rate risks and commodity price risk. Such derivative financial instruments are initially recognized at fair value on the date on which a derivative contract is entered into and are subsequently remeasured at fair value. Derivatives are carried as financial assets when the fair value is positive and as financial liabilities when the fair value is negative.

The Group applies hedge accounting to hedging transactions that meet the criteria for hedge accounting.

For the purpose of hedge accounting, hedges are classified as fair value hedge, cash flow hedge and hedge of a net investment in a foreign operation.

At the inception of a hedge relationship, the Group formally designates and documents the hedge relationship to which it wishes to apply hedge accounting, the risk management objective and strategy for undertaking the hedge.

The documentation includes identification of the hedging instrument the hedged item, the nature of the risk being hedged and how the Group will assess whether the hedging relationship meets the hedge effectiveness requirements (including the analysis of sources of hedge ineffectiveness and how the hedge ratio is determined).

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

w. Instrumen Keuangan Derivatif dan Akuntansi Lindung Nilai (lanjutan)

Hubungan lindung nilai memenuhi syarat untuk akuntansi lindung nilai jika memenuhi semua persyaratan efektivitas berikut:

i. terdapat 'hubungan ekonomi' antara item yang dilindung nilai dan instrumen lindung nilai;
ii. efek risiko kredit tidak 'mendominasi perubahan nilai' yang dihasilkan dari hubungan ekonomi itu;
iii. rasio lindung nilai dari hubungan lindung nilai adalah perbandingan` antara jumlah item yang dilindung nilai dan instrumen lindung nilai.

Lindung nilai arus kas

Lindung nilai arus kas digunakan untuk lindung nilai terhadap eksposur variabilitas arus kas yang dapat diatribusikan pada risiko mata uang asing atau risiko tingkat suku bunga yang terkait dengan suatu aset atau liabilitas yang diakui.

Bagian efektif atas laba atau rugi instrumen lindung nilai atas arus kas diakui langsung pada penghasilan komprehensif lain, sementara bagian yang tidak efektif diakui segera dalam laporan laba rugi.

Grup mempunyai kontrak *forward* dan *swap* antar mata uang yang digunakan sebagai lindung nilai atas eksposur perubahan dalam arus kas sehubungan dengan perubahan nilai tukar mata uang asing. Grup juga mempunyai kontrak *collar* komoditas dan kontrak opsi komoditas yang digunakan sebagai lindung nilai atas eksposur perubahan harga komoditas. Kontrak *forward*, *swap* dan opsi komoditas tersebut dicatat dengan menggunakan akuntansi lindung nilai.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

w. Derivative Financial Instruments and Hedge Accounting (continued)

A hedging relationship qualifies for hedge accounting if it meets all of the following effectiveness requirements:

i. there is 'an economic relationship' between the hedged item and the hedging instrument;
ii. the effect of credit risk does not 'dominate the value changes' that result from that economic relationship;
iii. the hedge ratio of the hedging relationship is the comparison between the quantity of hedged item and hedging instrument.

Cash flow hedge

Cash flow hedge is used to hedge the exposure to variability in cash flows that is attributable to foreign currency risk or interest rate risk associated with a recognized asset or liability.

The effective portion of the gain or loss on the cash flow hedging instrument is recognized directly in other comprehensive income, while any ineffective portion is recognized immediately in profit or loss.

The Group entered into forward and cross-currency swap contracts that are used to hedge for the exposure to changes in cash flows due to changes in foreign exchange rates. The Group also entered into commodity collar and commodity options contract that are used as a hedge for the exposure to changes in commodity price. Such forward, swap and commodity contracts are accounted for under hedge accounting.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

w. Instrumen Keuangan Derivatif dan Akuntansi Lindung Nilai (lanjutan)

Lindung nilai arus kas (lanjutan)

Grup merancang hanya elemen spot dari kontrak *forward* dan *swap* antar mata uang serta nilai intrinsik opsi komoditas sebagai instrumen lindung nilai. Unsur masa depan dari kontrak *forward* dan *swap* antar mata uang, serta komponen nilai waktu dari opsi komoditas diakui dalam OCI dan diakumulasikan dalam komponen terpisah dari ekuitas sebagai bagian dari penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas. Karena lindung nilai arus kas Grup tidak menyebabkan pengakuan item-item non-keuangan di neraca, jumlah yang terakumulasi dalam OCI direklasifikasi ke laba rugi sebagai penyesuaian reklasifikasi pada periode atau periode yang sama di mana arus kas yang dilindung nilai memengaruhi laba atau kerugian.

x. Pengakuan Pendapatan dan Beban

Pendapatan dari kontrak dengan pelanggan diakui ketika pengendalian barang atau jasa dialihkan kepada pelanggan dengan jumlah yang mencerminkan imbalan yang diharapkan akan menjadi hak Grup dalam pertukaran barang dan jasa tersebut. Grup telah menyimpulkan bahwa Grup adalah prinsipal dalam semua pengaturan pendapatannya karena Grup mengendalikan barang atau jasa sebelum mentransfernya ke pelanggan.

Saldo kontrak

- Aset kontrak

  Aset kontrak adalah hak untuk mendapatkan imbalan dalam pertukaran barang atau jasa yang dialihkan ke pelanggan. Jika Grup melaksanakan transfer barang atau jasa kepada pelanggan sebelum pelanggan membayar imbalan atau sebelum pembayaran jatuh tempo, aset kontrak diakui untuk imbalan yang diperoleh yang bersyarat.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

w. Derivative Financial Instruments and Hedge Accounting (continued)

Cash flow hedge (continued)

The Group designates only the spot element of the forward and cross-currency swap contracts and the intrinsic value of commodity options as hedging instruments. The forward element of forward and cross-currency swap contracts as well as the time value component of commodity options are recognized in OCI and accumulated in a separate component of equity under fair value adjustment on cash flow hedging instruments. Because the Group's cash flow hedges does not lead to the recognition of non-financial items on balance sheet, the amount accumulated in OCI is reclassified to profit or loss as a reclassification adjustment in the same period or periods during which the hedged cash flows affect profit or loss.

x. Revenue and Expense Recognition

Revenue from contracts with customers is recognized when control of the goods or services are transferred to the customer at an amount that reflects the consideration to which the Group expects to be entitled in exchange for those goods or services. The Group has concluded that it is the principal in all of its revenue arrangements since it controls the goods or services before transferring them to the customer.

Contract balances

- *Contract assets*

  A contract asset is the right to consideration in exchange for goods or services transferred to the customer. If the Group performs by transferring goods or services to a customer before the customer pays consideration or before payment is due, a contract asset is recognized for the earned consideration that is conditional.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

x. Pengakuan Pendapatan dan Beban (lanjutan)

Saldo kontrak (lanjutan)

- Piutang usaha

  Piutang merupakan hak Grup atas sejumlah imbalan yang tidak bersyarat (yaitu, hanya berlalunya waktu yang diperlukan sebelum pembayaran imbalan jatuh tempo).

- Liabilitas kontrak

  Liabilitas kontrak adalah kewajiban untuk mentransfer barang kepada pelanggan di mana Grup telah menerima imbalan (atau jumlah imbalan yang jatuh tempo) dari pelanggan. Jika pelanggan membayar imbalan sebelum Grup mentransfer barang kepada pelanggan, liabilitas kontrak diakui pada saat pembayaran dilakukan atau pembayaran jatuh tempo (mana yang lebih awal). Liabilitas kontrak diakui sebagai pendapatan pada saat Grup melakukan kewajiban pelaksanaan berdasarkan kontrak.

Grup mempertimbangkan apakah ada janji lain dalam kontrak yang merupakan kewajiban pelaksanaan terpisah pada mana sebagian dari harga transaksi perlu dialokasikan. Grup mempertimbangkan pengaruh dari imbalan variabel, keberadaan komponen pendanaan yang signifikan, imbalan non-kas, dan utang imbalan kepada pelanggan (jika ada).

(i) Imbalan variabel

Jika imbalan dalam kontrak mencakup jumlah variabel, Grup mengestimasi jumlah imbalan yang menjadi haknya sebagai imbalan atas pengalihan barang kepada pelanggan. Imbalan variabel diestimasi pada awal kontrak dan dibatasi hingga kemungkinan besar bahwa pembalikan pendapatan yang signifikan dalam jumlah pendapatan kumulatif yang diakui tidak akan terjadi ketika ketidakpastian terkait dengan imbalan variabel kemudian diselesaikan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

x. Revenue and Expense Recognition (continued)

Contract balances (continued)

- *Trade receivables*

  A receivable represents the Group's right to an amount of consideration that is unconditional (i.e., only the passage of time is required before payment of the consideration is due).

- *Contract liabilities*

  A contract liability is the obligation to transfer goods to a customer for which the Group has received consideration (or an amount of consideration is due) from the customer. If a customer pays consideration before the Group transfers goods to the customer, a contract liability is recognized when the payment is made or the payment is due (whichever is earlier). Contract liabilities are recognized as revenue when the Group performs under the contract.

The Group considers whether there are other promises in the contract that are separate performance obligations to which a portion of the transaction price needs to be allocated (example guarantee, customer loyalty points). The Group considers the effects of variable consideration, the existence of significant financing components, non-cash consideration, and consideration payable to the customer (if any).

(i) Variable consideration

If the consideration in a contract includes a variable amount, the Group estimates the amount of consideration to which it will be entitled in exchange for transferring the goods to the customer. The variable consideration is estimated at contract inception and constrained until it is highly probable that a significant revenue reversal in the amount of cumulative revenue recognized will not occur when the associated uncertainty with the variable consideration is subsequently resolved.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

x. Pengakuan Pendapatan dan Beban (lanjutan)

(ii) Komponen pendanaan yang signifikan

Dalam kontrak tertentu, Grup juga menerima uang muka jangka panjang dari pelanggan. Uang muka jangka panjang dari pelanggan tersebut merupakan subjek terhadap tingkat bunga pasar. Harga transaksi untuk kontrak tersebut didiskontokan, menggunakan tarif yang akan tercermin dalam transaksi pendanaan terpisah antara Grup dan pelanggannya pada permulaan kontrak, untuk mempertimbangkan komponen pendanaan yang signifikan.

Untuk uang muka jangka pendek dari pelanggan, dengan menggunakan panduan praktis dalam PSAK 72, Grup tidak menyesuaikan jumlah imbalan yang dijanjikan atas dampak komponen pendanaan signifikan jika diharapkan, pada awal kontrak, bahwa periode antara pengalihan barang atau jasa yang dijanjikan kepada pelanggan dan ketika pelanggan membayar barang atau jasa itu satu tahun atau kurang.

Pendapatan dari penjualan minyak dan gas bumi

Pendapatan dari penjualan minyak, gas bumi dan barang-barang lainnya diakui pada saat pengendalian produk dialihkan ke pelanggan, yang umumnya ketika produk secara fisik dipindahkan ke dalam kapal, pipa atau mekanisme pengiriman lainnya dan pelanggan menerima produk. Akibatnya, kewajiban pelaksanaan Grup dianggap hanya terkait dengan penjualan minyak, gas bumi berdasarkan pengaturan kontrak yang berlaku. Biaya pengangkutan dan pengapalan sehubungan dengan pengalihan produk ke tempat penjualan diakui sebagai biaya penjualan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

x. Revenue and Expense Recognition (continued)

(ii) Significant financing component

In certain contracts, the Group receives long-term advances from customers. Long-term advances from customers are subject to market interest rates. Otherwise, the transaction price for such contracts is discounted, using the rate that would be reflected in a separate financing transaction between the Group and its customers at contract inception, to take into consideration the significant financing component.

For any short-term advances from its customers, using the practical expedient in PSAK 72, the Group does not adjust the promised amount of consideration for the effects of a significant financing component if it expects, at contract inception, that the period between the transfer of the promised good or service to the customer and when the customer pays for that good or service will be one year or less.

Revenue from sales of oil and gas

Revenue from the sale of oil, natural gas and other items is recognized at the point in time when control of the product is transferred to the customer, which is generally when the product is physically transferred into a vessel, pipe or other delivery mechanism and the customer accepts the product. Consequently, the Group's performance obligations are considered to relate only to the sale of oil, natural gas under the contractual arrangements in place. The transportation and shipping cost associated with the transfer of the product to the point of sale is recognized as a selling cost.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

x. Pengakuan Pendapatan dan Beban (lanjutan)

Pendapatan dari penjualan minyak dan gas bumi (lanjutan)

Berdasarkan ketentuan pengaturan bagi hasil yang relevan, Grup berhak atas bagian keikutsertaannya dalam minyak dan gas bumi berdasarkan hak partisipasi Grup. Pendapatan dari kontrak dengan pelanggan diakui berdasarkan volume aktual yang dijual kepada pelanggan. Tidak ada penyesuaian yang dilakukan pada pendapatan untuk setiap perbedaan antara volume yang dijual ke pelanggan dan volume yang tidak terjual yang berhak dijual Grup berdasarkan hak partisipasinya. Pendapatan sehubungan dengan volume tersebut hanya diakui jika ada transfer output ke pelanggan Grup. Namun, jika *liftings* tidak sesuai dengan hak partisipasi atau kepemilikan, penyesuaian dilakukan pada beban pokok pendapatan yang mencerminkan jumlah terutang/tagihan dari partner yang merupakan pergerakan *overlifting/underlifting*.

Pendapatan dari usaha kelistrikan

Pendapatan yang berkaitan dengan komponen lain dari harga tenaga listrik yang dikirimkan (biaya gas, perawatan dan *overhead*) diakui sebagai pendapatan pada saat penyerahan tenaga listrik ke pelanggan. Kontrol dialihkan pada suatu titik waktu, umumnya setelah pengiriman ke pelanggan.

Pendapatan dari operasi dan pemeliharaan, dan jasa lainnya diakui pada saat jasa diberikan. Pengendalian ditransfer secara bertahap dan pelanggan secara bersamaan menerima dan mengkonsumsi jasa yang diberikan oleh Perusahaan.

Pendapatan dan biaya konstruksi

Pendapatan dan biaya dari kegiatan kontrak jangka panjang diakui berdasarkan tahap penyelesaian yang ditentukan berdasarkan proporsi biaya kontrak yang terjadi untuk pekerjaan yang dilakukan sampai saat ini dibandingkan dengan perkiraan jumlah biaya kontrak.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

x. Revenue and Expense Recognition (continued)

Revenue from sales of oil and gas (continued)

Under the terms of the relevant production sharing arrangements, the Group is entitled to its participating share in the oil and natural gas based on the Group's working interest. Revenue from contracts with customers is recognized based on the actual volumes sold to customers. No adjustments are made to revenue for any differences between volumes sold to customers and unsold volumes which the Group is entitled to sell based on its working interest. Revenue in respect of such volumes is only recognized when there is a transfer of output to the Group's customers. However, where liftings do not match working interest or entitlement interest, an adjustment is made to cost of revenue representing the amount due to/from partners representing overlifting/underlifting movements.

Revenue from power business

Revenue related to the other components of the price of electric power delivered (cost of gas, maintenance and overhead) is recognized as revenue upon delivery of electric power to customer. Control is transferred at a point in time, generally upon delivery to the customer.

Revenue from operations and maintenance, and other services is recognized when services is rendered. Control is transferred overtime as the customers simultaneously receives and consumes the benefits provided by the Company.

Construction revenue and cost

Revenue and costs from long-term contract activities are recognized based on the stage of completion which is determined based on the proportion of contract costs incurred for work performed to date compared to the estimated total contract costs.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

x. Pengakuan Pendapatan dan Beban (lanjutan)

Pendapatan dan biaya konstruksi (lanjutan)

Grup mengakui pendapatan konstruksi dari waktu ke waktu menggunakan metode output berdasarkan laporan bulanan atas proses penyelesaian konstruksi.

Pendapatan dari usaha lainnya

Pendapatan dari usaha lainnya terutama berkaitan dengan pendapatan dari jasa. Grup mengakui pendapatan dari jasa ini dari waktu ke waktu, dengan menggunakan metode *input* untuk mengukur proses menuju kepuasan penuh atas layanan tersebut, karena pelanggan secara bersamaan menerima dan menggunakan manfaat yang diberikan oleh Grup.

Pendapatan yang dihasilkan dari pengaturan yang tidak dianggap sebagai kontrak dengan pelanggan disajikan sebagai pendapatan dari sumber lain.

Modifikasi kontrak

Kontrak Grup dengan pelanggan dapat dinegosiasikan dari waktu ke waktu dan ketentuan tertentu seperti penetapan harga dan hak partisipasi dapat diubah dalam perjanjian. Tunduk pada sifat perubahan ini, Grup memperhitungkan modifikasi kontrak yang ada berdasarkan volume komitmen yang disepakati sebelum dan setelah modifikasi kontrak dan perubahan harga yang timbul dari modifikasi.

Beban

Beban diakui pada saat terjadinya dengan menggunakan metode akrual.

y. Perpajakan

Beban pajak penghasilan terdiri dari pajak kini dan pajak tangguhan. Pajak diakui dalam laporan laba rugi, kecuali jika pajak tersebut terkait dengan transaksi atau kejadian yang diakui di penghasilan komprehensif lain atau langsung diakui ke ekuitas. Dalam hal ini, pajak tersebut masing-masing diakui dalam penghasilan komprehensif lain atau ekuitas.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

x. Revenue and Expense Recognition (continued)

Construction revenue and cost (continued)

The Group recognizes construction revenues overtime using the output method based on the monthly report over the completed construction progress.

Revenue from others

Revenue from others pertains mainly to revenue from services. The Group recognizes revenue from these services over time, using an input method to measure progress towards complete satisfaction of the service, because the customer simultaneously receives and consumes the benefits provided by the Group.

Revenue resulting from arrangements that are not considered contracts with customers is presented as revenue from other sources.

Contract modifications

The Group's contracts with customers may be negotiated from time to time and certain provisions such as pricing and working interest may be amended in the agreement. Subject to the nature of these changes, the Group accounts for modification of the existing contract based on agreed volume commitments before and after the contract modification and the price changes arising from the modification.

Expenses

Expenses are recognized as incurred on an accrual basis.

y. Taxation

The income tax expense comprises current and deferred tax. Tax is recognized in the statement of profit or loss, except to the extent that it relates to items recognized in other comprehensive income or directly in equity. In this case, the tax is also recognized in other comprehensive income or directly in equity, respectively.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

y. Perpajakan (lanjutan)

Pajak kini (lanjutan)

Beban pajak kini ditentukan berdasarkan laba kena pajak dalam tahun yang bersangkutan. Tarif pajak yang digunakan untuk menghitung jumlah tersebut adalah yang telah berlaku atau secara substantif telah berlaku pada tanggal pelaporan.

Aset dan liabilitas pajak kini untuk tahun berjalan dan tahun sebelumnya diukur sebesar jumlah yang diharapkan dapat direstitusi dari atau dibayarkan kepada otoritas perpajakan.

Koreksi terhadap liabilitas perpajakan dicatat saat surat ketetapan pajak diterima dan apabila dilakukan banding, ketika hasil banding sudah diputuskan. Kekurangan/kelebihan pembayaran pajak penghasilan dicatat sebagai bagian dari “Beban Pajak Kini” dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian.

Pajak tangguhan

Pajak tangguhan diakui dengan menggunakan metode liabilitas atas perbedaan temporer antara perhitungan akuntansi dan basis perhitungan pajak atas aset dan kewajiban pada tanggal pelaporan.

Aset dan liabilitas pajak tangguhan diakui atas perbedaan temporer antara jumlah tercatat aset dan liabilitas pada laporan posisi keuangan dengan dasar pengenaan pajaknya pada setiap tanggal pelaporan. Aset pajak tangguhan diakui untuk seluruh perbedaan temporer yang boleh dikurangkan dan akumulasi rugi pajak yang belum dikompensasikan, bila kemungkinan besar laba kena pajak akan tersedia sehingga perbedaan temporer dapat dikurangkan dan rugi pajak belum dikompensasikan tersebut dapat dimanfaatkan.

Liabilitas pajak tangguhan dan aset pajak tangguhan (jika memenuhi kriteria) diakui atas perbedaan temporer kena pajak terkait dengan investasi pada entitas anak dan asosiasi, kecuali yang waktu pembalikannya dapat dikendalikan dan kemungkinan besar perbedaan temporer tersebut tidak akan dibalik di masa depan yang dapat diperkirakan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

y. Taxation (continued)

Current tax (continued)

Current tax expense is determined based on the taxable income for the year. Tax rates used to compute the amount are those that have been enacted or substantively enacted at the reporting date.

Current tax assets and liabilities for the current and prior years are measured at the amounts expected to be recovered from or paid to the tax authorities.

Amendments to taxation obligations are recorded when an assessment is received and if appealed, when the result of the appeal is determined. The underpayment/overpayment of income tax are recorded as part of "Current Tax" in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income.

Deferred tax

Deferred tax is recognized using the liability method on temporary differences between the financial and the tax bases of assets and liabilities at the financial reporting date.

Deferred tax assets and liabilities are recognized for temporary differences between the carrying amount of assets and liabilities with their tax bases at the financial reporting date. Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences and accumulated tax losses that have not been utilized, if taxable income is likely to be available so that the temporary differences can be deducted and the unutilized tax losses can be utilized.

Deferred tax liabilities and deferred tax assets (if they meet the criteria) are recognized for temporary differences associated with investments in subsidiaries and associates, unless the timing of the reversal of temporary differences can be controlled and it is probable that the temporary differences will not be reversed in the foreseeable future.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

y. Perpajakan (lanjutan)

Pajak tangguhan (lanjutan)

Jumlah tercatat aset pajak tangguhan ditelaah pada setiap tanggal pelaporan dan nilai tercatat aset pajak tangguhan tersebut diturunkan apabila laba fiskal mungkin tidak memadai untuk mengkompensasi sebagian atau semua manfaat aset pajak tangguhan. Aset pajak tangguhan yang belum diakui sebelumnya ditelaah pada setiap tanggal pelaporan dan diakui sepanjang laba kena pajak yang akan datang kemungkinan besar akan tersedia untuk dipulihkan.

Aset dan liabilitas pajak tangguhan diukur berdasarkan tarif pajak yang diharapkan akan dipakai pada tahun saat aset terealisasi dan liabilitas diselesaikan berdasarkan tarif pajak dan peraturan perpajakan yang berlaku atau yang secara substantif berlaku pada tanggal laporan posisi keuangan konsolidasian.

Aset pajak tangguhan dan liabilitas pajak tangguhan saling hapus jika terdapat hak secara hukum untuk melakukan saling hapus atas aset pajak tangguhan terhadap liabilitas pajak tangguhan atau aset dan liabilitas pajak tangguhan pada entitas yang sama.

Pajak tangguhan terkait pos yang diakui di luar laba atau rugi diakui di luar laba atau rugi. Pajak tangguhan pos terkait diakui sesuai dengan transaksi yang mendasari yaitu diakui pada penghasilan komprehensif lain atau langsung ke ekuitas.

Entitas anak yang terlibat dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia dikenai tarif pajak penghasilan sebesar antara 36,25% sampai 48%.

Entitas anak yang terlibat dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di luar Indonesia dikenai berbagai tarif pajak penghasilan badan sebesar 15% - 50%.

Entitas anak yang beroperasi dalam bidang selain minyak dan gas bumi di Indonesia dikenakan tarif pajak sebesar 22% - 34%.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

y. Taxation (continued)

Deferred tax (continued)

The carrying amount of deferred tax assets is reviewed at each reporting date and is reduced to the extent that it is no longer probable that sufficient taxable income will be available in the future to enable some or all of the benefits of the deferred tax assets to be realized. Deferred tax assets that have not been recognized previously are reviewed at each reporting date and recognized to the extent that it has become probable that sufficient taxable income will be available to enable the deferred tax assets to be recovered.

Deferred tax assets and liabilities are measured based on tax rates that are expected to apply to the year when the assets are realized and liabilities are settled based on the tax rates and tax laws that have been enacted or substantively enacted at the consolidated statements of financial position date.

Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset if there is a legal right to off-set deferred tax assets against deferred tax liabilities and the deferred tax assets and liabilities pertain to the same entity.

Deferred tax relating to items recognized outside profit or loss is recognized outside profit or loss. Deferred tax items are recognized in correlation to the underlying transaction either in other comprehensive income or directly in equity.

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production in Indonesia are subject to income tax at rates ranging from 36.25% to 48%.

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production outside Indonesia are subject to various corporate income tax rate at 15% - 50%.

Subsidiaries involved in non-oil and gas activities in Indonesia are subject to corporate income tax rate at 22% - 34%.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

y. Perpajakan (lanjutan)

Pajak Pertambahan Nilai (PPN)

Jumlah PPN neto yang terpulihkan dari, atau terutang kepada, kantor pajak termasuk sebagai bagian dari piutang atau utang pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

Pajak Final

Grup memiliki pendapatan yang dikenakan pajak final terutama dari pendapatan bunga.

Sesuai peraturan perpajakan di Indonesia, pajak final dikenakan atas nilai bruto transaksi, dan tetap dikenakan walaupun atas transaksi tersebut pelaku transaksi mengalami kerugian.

Pajak final tidak termasuk dalam lingkup yang diatur oleh PSAK No. 46: Pajak Penghasilan.

z. Penurunan Nilai Aset Non-Keuangan

Pada setiap akhir periode pelaporan, Grup menilai apakah terdapat indikasi suatu aset mengalami penurunan nilai. Jika terdapat indikasi tersebut, atau pada saat pengujian tahunan penurunan nilai aset (yaitu, *goodwill* yang diperoleh dalam suatu kombinasi bisnis) diperlukan, maka Grup membuat estimasi jumlah terpulihkan aset tersebut.

Jumlah terpulihkan yang ditentukan untuk aset individual adalah jumlah yang lebih tinggi antara nilai wajar aset atau unit penghasil kas ("UPK") dikurangi biaya untuk menjual dan nilai pakainya, dan ditentukan untuk aset individual, kecuali aset tersebut tidak menghasilkan arus kas masuk yang sebagian besar independen dari aset lain atau kelompok aset lain. Jika nilai tercatat aset lebih besar daripada nilai terpulihkannya, maka aset tersebut mengalami penurunan nilai dan nilai tercatat aset diturunkan menjadi sebesar nilai terpulihkannya. Rugi penurunan nilai dari operasi yang dilanjutkan diakui pada laporan laba rugi sebagai "kerugian atas penurunan nilai aset".

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

y. Taxation (continued)

Value Added Tax (VAT)

The net amount of VAT recoverable from, or payable to, the taxation authorities is included as part of receivables or payables in the consolidated statement of financial position.

Final Tax

The Group has earnings that is subject to final tax mainly from interest income.

In accordance with the tax regulation in Indonesia, final tax is applied to the gross value of transactions, even when the parties carrying the transaction are recognizing losses.

Final tax is scoped out from PSAK No. 46: Income Tax.

z. Impairment of Non-Financial Assets

At end of each reporting period, the Group assesses whether there is an indication that an asset may be impaired. If any such indication exists, or when annual impairment testing for an asset (i.e., goodwill acquired in a business combination) is required, the Group makes an estimate of the asset's recoverable amount.

An asset's recoverable amount is the higher of the asset's or cash generating unit ("CGU")'s fair value less costs to sell and its 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. Where the carrying amount of an asset exceeds its recoverable amount, the asset is considered impaired and is written down to its recoverable amount. The impairment losses of continuing operations are recognized in profit or loss as "impairment losses".

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

z. Penurunan Nilai Aset Non-Keuangan (lanjutan)

Pemulihan rugi penurunan nilai untuk aset non-keuangan selain *goodwill*, diakui jika, dan hanya jika, terdapat perubahan estimasi yang digunakan dalam menentukan jumlah terpulihkan aset sejak pengujian penurunan nilai terakhir kali. Pembalikan tersebut dibatasi sehingga jumlah tercatat aset tidak melebihi jumlah terpulihkannya maupun jumlah tercatat, setelah dikurangi penyusutan, seandainya tidak ada rugi penurunan nilai yang telah diakui untuk aset tersebut pada tahun sebelumnya. Pembalikan rugi penurunan nilai diakui segera dalam laba rugi. Setelah pembalikan tersebut, penyusutan aset tersebut disesuaikan di periode mendatang untuk mengalokasikan jumlah tercatat aset yang direvisi, dikurangi nilai sisanya, dengan dasar yang sistematis selama sisa umur manfaatnya.

Goodwill diuji untuk penurunan nilai setiap tahun (pada tanggal 31 Desember) dan ketika keadaan yang mengindikasikan bahwa nilai tercatat mungkin mengalami penurunan nilai. Penurunan nilai bagi *goodwill* ditetapkan dengan menentukan jumlah terpulihkan dari setiap UPK (atau kelompok UPK) dimana *goodwill* terkait. Jika jumlah terpulihkan dari UPK kurang dari jumlah tercatatnya, rugi penurunan nilai diakui.

Kerugian penurunan nilai yang berhubungan dengan *goodwill* tidak dapat dibalik pada periode yang akan datang.

aa. Pengaturan Bersama

Pengaturan bersama adalah pengaturan yang dua atau lebih pihak memiliki pengendalian bersama. Pengendalian bersama adalah persetujuan kontraktual untuk berbagi pengendalian atas suatu pengaturan, yang ada hanya ketika keputusan mengenai aktivitas relevan mensyaratkan persetujuan dengan suara bulat dari seluruh pihak yang berbagi pengendalian.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

z. Impairment of Non-Financial Assets (continued)

Reversal on impairment loss for non-financial assets other than goodwill would be recognized if, and only if, there has been a change in the estimates used to determine the assets' recoverable amount since the last impairment test was carried out. The reversal is limited so that the carrying amount of the asset does not exceed its recoverable amount, nor exceed the carrying amount that would have been determined, net of depreciation, had no impairment loss been recognized for the asset in prior years. Reversal of an impairment loss is recognized immediately in profit or loss. After such a reversal, the depreciation charge on the related asset is adjusted in future periods to allocate the asset's revised carrying amount, less any residual value, on a systematic basis over its remaining useful life.

Goodwill is tested for impairment annually (on December 31) and when circumstances indicate that the carrying value may be impaired. Impairment is determined for goodwill by assessing the recoverable amount of each CGU (or group of CGUs) to which the goodwill relates. Where the recoverable amount of the CGU is less than its carrying amount, an impairment loss is recognized.

Impairment losses relating to goodwill cannot be reversed in future periods.

aa. Joint Arrangement

A joint arrangement is an arrangement over which two or more parties have joint control. Joint control is the contractually agreed sharing of control of an arrangement, which exists only when decisions about the relevant activities require unanimous consent of the parties sharing control.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

aa. Pengaturan Bersama (lanjutan)

Operasi Bersama

Operasi bersama adalah salah satu jenis pengaturan bersama dimana para pihak yang memiliki pengendalian bersama atas pengaturan tersebut memiliki hak atas aset dan kewajiban atas liabilitas, terkait dengan pengaturan tersebut.

Grup memiliki kepemilikan dalam operasi bersama dimana Grup termasuk salah satu pihak yang memiliki pengendalian bersama atas operasi bersama (operator bersama).

Ketika entitas mengakuisisi kepentingan dalam operasi bersama yang aktivitas operasi bersamanya merupakan bisnis, kombinasi bisnis entitas tersebut, menerapkan seluruh prinsip akuntansi kombinasi bisnis. Hal ini diterapkan untuk akuisisi kepentingan awal dan kepentingan tambahan dalam operasi bersama yang aktivitas operasi bersamanya merupakan bisnis.

Sehubungan dengan kepemilikannya dalam operasi bersama, Grup mengakui:

- Aset, mencakup bagiannya atas setiap aset yang dimiliki bersama;
- Liabilitas, mencakup bagiannya atas liabilitas yang terjadi bersama;
- Pendapatan dari penjualan bagiannya atas *output* yang dihasilkan dari operasi bersama;
- Bagiannya atas pendapatan dari penjualan *output* oleh operasi bersama; dan
- Beban, mencakup bagiannya atas setiap beban yang terjadi secara bersama-sama.

Ketika Grup melakukan transaksi dengan operasi bersama, di mana Grup merupakan salah satu operator bersama, maka Grup mengakui keuntungan dan kerugian yang dihasilkan dari transaksi tersebut hanya sebatas kepentingan para pihak lain dalam operasi bersama tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

aa. Joint Arrangement (continued)

Joint Operation

A joint operation is a type of joint arrangement whereby the parties that have joint control of the arrangement have rights to the assets and obligations for the liabilities, relating to the arrangement.

The Group has interests in several joint operation whereby the Group includes as a party which have joint control of a joint operation (joint operator).

When an entity acquires an interest in a joint operation in which the activity of the joint operation constitutes a business, it shall apply, all of the principles on business combinations accounting. This applies to the acquisition of both the initial interest and additional interests in a joint operation in which the activity of the joint operation constitutes a business.

In relation to its interests in joint operations, the Group recognizes its:

- *Assets, including its share of any assets held jointly;*
- *Liabilities, including its share of any liabilities incurred jointly;*
- *Revenue from the sale of its share of the output arising from the joint operation;*
- *Share of the revenue from the sale of the output by the joint operation; and*
- *Expenses, including its share of any expenses incurred jointly.*

When the Group enters into a transaction with a joint operation in which it is a joint operator, the Group shall recognize gains and losses resulting from such a transaction only to the extent of the other parties' interests in the joint operation.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

aa. Pengaturan Bersama (lanjutan)

Operasi Bersama (lanjutan)

Ketika Grup kehilangan pengendalian bersama, Grup mengakui dan mencatat investasi yang tersisa pada nilai wajar. Perbedaan antara nilai tercatat dari entitas pengendalian bersama dahulu saat kehilangan pengendalian bersama dan nilai wajar investasi yang tersisa dan pendapatan dari pelepasan dicatat dalam laba atau rugi. Ketika investasi tersisa menunjukkan pengaruh yang signifikan, maka investasi akan dicatat sebagai investasi pada entitas asosiasi.

Ventura Bersama

Ventura bersama adalah pengaturan bersama yang mengatur bahwa para pihak yang memiliki pengendalian bersama atas pengaturan memiliki hak atas aset neto pengaturan tersebut. Investasi pada ventura bersama dicatat menggunakan metode ekuitas.

Segmen adalah komponen Grup yang dapat dibedakan dalam menghasilkan produk tertentu (segmen bisnis), atau dalam menghasilkan produk dalam sebuah lingkungan ekonomi khusus (segmen geografis), yang merupakan subyek yang mempunyai risiko dan manfaat yang berbeda dari segmen lainnya.

Segmen pendapatan, beban, hasil, aset dan liabilitas termasuk hal-hal yang dapat diatribusikan secara langsung terhadap sebuah segmen dan juga yang dapat dialokasikan pada dasar yang wajar pada segmen tersebut. Segmen tersebut ditentukan sebelum saldo *intragrup* dan transaksi *intragrup* dieliminasi.

bb. Informasi Segmen

Untuk tujuan manajemen, Grup dibagi menjadi segmen operasi berdasarkan produk dan jasa yang dikelola secara independen oleh masing-masing pengelola segmen yang bertanggung jawab atas kinerja dari masing-masing segmen. Para pengelola segmen melaporkan secara langsung kepada manajemen Perusahaan yang secara teratur mengkaji laba segmen sebagai dasar untuk mengalokasikan sumber daya ke masing-masing segmen dan untuk menilai kinerja segmen. Pengungkapan tambahan pada masing-masing segmen terdapat dalam Catatan 44, termasuk faktor yang digunakan untuk mengidentifikasi segmen yang dilaporkan dan dasar pengukuran informasi segmen.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

aa. Joint Arrangement (continued)

Joint Operation (continued)

Upon loss of joint control, the Group measures and recognizes its remaining investment at its fair value. Any difference between the carrying amount of the former jointly controlled entity upon loss of joint control and the fair value of the remaining investment and gain from disposal is recognized in profit or loss. When the remaining investment constitutes significant influence, it is accounted for as investment in an associates.

Joint Venture

Joint ventures are a joint arrangement whereby the parties that have joint control of the arrangement have rights to the net assets of the arrangement. Investment in joint ventures are accounted for using the equity method.

A segment is a distinguishable component of the Group that is engaged either in providing certain products (business segment), or in providing products within a particular economic environment (geographical segment), which is subject to risks and rewards that are different from those of other segments.

Segment revenue, expenses, results, assets, and liabilities include items directly attributable to a segment as well as those that can be allocated on a reasonable basis to that segment. They are determined before intragroup balances and intragroup transactions are eliminated.

bb. Segment Information

For management purposes, the Group is organized into operating segments based on their products and services which are independently managed by the respective segment managers responsible for the performance of the respective segments under their charge. The segment managers report directly to the management who regularly review the segment results in order to allocate resources to the segments and to assess the segment performance. Additional disclosures on each of these segments are shown in Note 44, including the factors used to identify the reportable segments and the measurement basis of segment information.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

cc. Provisi

Provisi diakui ketika Grup memiliki kewajiban kini (bersifat hukum dan/atau konstruktif) yang diakibatkan oleh peristiwa di masa lalu, dan besar kemungkinannya arus keluar sumber daya yang mengandung manfaat ekonomis akan diperlukan untuk menyelesaikan kewajiban dan estimasi yang andal mengenai jumlah kewajiban tersebut dapat dibuat.

Provisi ditelaah pada setiap tanggal pelaporan dan disesuaikan untuk mencerminkan estimasi terbaik yang paling kini. Jika arus keluar sumber daya untuk menyelesaikan kewajiban kemungkinan besar tidak terjadi, maka provisi dibatalkan.

dd. Laba (rugi) per Saham

Laba (rugi) per saham dasar dihitung dengan membagi laba (rugi) tahun berjalan yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk dengan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa yang beredar pada periode yang bersangkutan setelah memperhitungkan dampak elemen bonus dari penawaran umum terbatas dengan hak memesan efek terlebih dahulu.

Laba (rugi) bersih per saham dilusian dihitung dengan membagi laba (rugi) tahun berjalan yang dapat diatribusikan kepada pemilik modal biasa atas entitas induk dengan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa yang beredar pada tahun berjalan ditambah dengan rata-rata tertimbang saham biasa yang akan diterbitkan konversi semua instrumen berpotensi saham biasa yang bersifat dilutif dengan menjadi saham biasa.

ee. Biaya Pinjaman

Biaya pinjaman yang dapat diatribusikan langsung dengan perolehan, pembangunan atau pembuatan aset kualifikasian dikapitalisasi sebagai bagian biaya perolehan aset tersebut. Biaya pinjaman lainnya diakui sebagai beban pada saat terjadi. Biaya pinjaman terdiri dari biaya bunga dan biaya lain yang ditanggung oleh Grup sehubungan dengan peminjaman dana.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

cc. Provisions

Provisions are recognized when the Group has a present obligation, (legal and/or constructive) as a result of a past event, and it is probable that an outflow of resources embodying economic benefits will be required to settle the obligation and a reliable estimate can be made of the amount of the obligation.

Provisions are reviewed at each reporting date and adjusted to reflect the current best estimate. If it is no longer probable that an outflow of resources embodying economic benefits will be required to settle the obligation, the provision is reversed.

dd. Earnings (loss) per Share

Basic earnings (loss) per share amounts are computed by dividing the profit (loss) for the year attributable to owners of the parent entity by the weighted average number of ordinary shares outstanding during the period after giving effect to the bonus element from right issue.

Diluted earnings (loss) per share is calculated by dividing the profit (loss) for the year attributable to ordinary equity holders of the parent entity by the weighted average number of ordinary shares outstanding during the year plus the weighted average number of ordinary shares that would be issued on conversion of all the dilutive potential ordinary shares into ordinary shares.

ee. Borrowing Costs

Borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction and production of a qualifying asset are capitalized as part of the cost of the related assets. Otherwise, borrowing costs are recognized as expenses when incurred. Borrowing costs consist of interests and other financing charges that the Group incurs in connection with the borrowing of funds.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

ff. Aset Dimiliki untuk Dijual dan Operasi yang Dihentikan

Aset dimiliki untuk dijual

Aset tidak lancar diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual jika nilai tercatatnya akan dipulihkan terutama melalui transaksi penjualan daripada melalui pemakaian berlanjut.

Dalam hal ini, aset harus berada dalam keadaan dapat dijual dengan syarat-syarat yang biasa dan umum untuk penjualan aset tersebut dan penjualannya harus sangat mungkin terjadi.

Aset dimiliki untuk dijual diukur pada nilai yang lebih rendah antara nilai tercatat dan nilai wajar setelah dikurangi biaya untuk menjual.

Aset tetap dan aset tak berwujud tidak didepresiasi atau diamortisasi setelah diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual.

Aset dan liabilitas diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual disajikan terpisah sebagai bagian lancar pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

Operasi yang dihentikan

Operasi yang dihentikan adalah komponen entitas yang telah dilepaskan atau diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual, dan

- Mewakili lini usaha atau area geografis operasi utama yang terpisah; dan
- Bagian dari rencana tunggal terkoordinasi untuk melepaskan lini usaha atau area geografis operasi utama yang terpisah, atau
- Entitas anak yang diperoleh secara khusus dengan tujuan dijual kembali.

Operasi yang dihentikan disajikan terpisah dari hasil usaha operasi yang dilanjutkan dan disajikan sebagai suatu jumlah tunggal laba atau rugi setelah pajak dari operasi yang dihentikan dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian. Informasi komparatif periode sebelumnya diklasifikasikan kembali untuk menyelesaikan dengan penyajian tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

ff. Assets Held for Sale and Discontinued Operations

Assets held for sale

Non-current assets are classified as held for sale if their carrying amounts will be recovered principally through a sale transaction rather than through continuing use.

For this to be the case, the asset must be available for immediate sale in its present condition subject only to terms that are usual and customary for sales of such assets and its sale must be highly probable.

Assets held for sale are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell.

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

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

Discontinued operations

A discontinued operations are a component of a company that either have been disposed of, or are classified as held for sale, and

- *Represents a separate major line of business or major geographical area of operations; and*
- *Is part of a single co-ordinated plan to dispose of a separate major line of business or major geographical area of operations, or*
- *Is a subsidiary acquired exclusively with a view to re-sell.*

Discontinued operations are excluded from the results of continuing operations and presented as a single amount as profit or loss after tax from discontinued operations in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income. The comparative prior period information are re-presented to align with such presentation.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

ff. Aset Dimiliki untuk Dijual dan Operasi yang Dihentikan (lanjutan)

Operasi yang dihentikan (lanjutan)

Jika kriteria dimiliki untuk dijual tidak lagi dipenuhi, aset tersebut diklasifikasikan kembali pada klasifikasi sebelum aset tersebut dikategorikan sebagai tersedia dijual dan diukur pada yang lebih rendah antara (a) jumlah tercatat aset tersebut (atau kelompok lepasan) diklasifikasikan sebelum dimiliki untuk dijual, disesuaikan dengan penyusutan dan amortisasi yang seharusnya diakui apabila aset tersebut (kelompok lepasan) tidak diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual, dan (b) jumlah terpulihkan pada saat tanggal keputusan tidak menjual. Hasil usaha yang sebelumnya disajikan pada operasi yang dihentikan diklasifikasikan kembali dan termasuk dalam penghasilan dari operasi yang dilanjutkan untuk semua periode sajian.

Pengungkapan tambahan disajikan pada Catatan 39. Catatan laporan keuangan lainnya terutama merupakan jumlah untuk operasi yang dilanjutkan, kecuali disebutkan lain.

gg. Peristiwa Setelah Periode Pelaporan

Peristiwa setelah akhir tahun yang memberikan informasi tambahan tentang posisi Grup pada akhir periode pelaporan (peristiwa penyesuaian) dicerminkan dalam laporan keuangan konsolidasian. Peristiwa setelah akhir tahun yang tidak disesuaikan diungkapkan dalam catatan atas laporan keuangan konsolidasian jika material.

hh. Perubahan Kebijakan Akuntansi dan Pengungkapan

Grup menerapkan pertama kali seluruh standar baru dan/atau yang direvisi yang berlaku efektif untuk periode yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2022, termasuk standar yang direvisi berikut ini yang mempengaruhi laporan keuangan konsolidasian Grup:

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

ff. Assets Held for Sale and Discontinued Operations (continued)

Discontinued operations (continued)

If held for sale criteria are no longer met, such assets are re-presented to the classification prior to held for sale classification and measured at the lower of (a) its carrying amount before the asset (or disposal group) was classified as held for sale, adjusted for any depreciation and amortization that would have been recognized had the asset (or disposal group) not been classified as held for sale, and (b) its recoverable amount at the date of the subsequent decision not to sell. The results of operations of the component previously presented in discontinued operations shall be reclassified and included in income from continuing operations for all periods presented.

Additional disclosures are provided in Note 39. All other notes to the financial statements mainly include amounts for continuing operations, unless otherwise mentioned.

gg. Events After Reporting Period

Post year-end events that provide additional information about the Group's position at end of reporting period (adjusting events) are reflected in the consolidated financial statements. Post year-end events that are not adjusting events are disclosed in the notes to consolidated financial statements when material.

hh. Changes in Accounting Policies and Disclosures

The Group made first time adoption of all the new and/or revised standards effective for the periods beginning on or after January 1, 2022, including the following revised standards that have affected the consolidated financial statements of the Group:

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

hh. Perubahan Kebijakan Akuntansi dan Pengungkapan (lanjutan)

Mulai efektif pada atau setelah 1 Januari 2022

Amendemen PSAK 22: Kombinasi Bisnis - Rujukan ke Kerangka Konseptual

Amendemen ini mengklarifikasi interaksi antara PSAK 22, PSAK 57, ISAK 30 dan Kerangka Konseptual Pelaporan Keuangan.

Secara umum, amendemen PSAK 22:

- Menambahkan deskripsi terkait "liabilitas dan liabilitas kontinjensi dalam ruang lingkup PSAK 57 atau ISAK 30".
- Mengklarifikasi liabilitas kontinjensi yang telah diakui pada tanggal akuisisi.
- Menambahkan definisi aset kontinjensi dan perlakuan akuntansinya.

Amendemen PSAK 22 ini berlaku efektif pada tanggal 1 Januari 2022 dengan penerapan dini diperkenankan dan amandemen ini tidak diekspektasi memiliki dampak pada pelaporan keuangan Grup pada saat diadopsi untuk pertama kali.

Amandemen PSAK 57: Provisi, Liabilitas Kontinjensi, dan Aset Kontinjensi tentang Kontrak Memberatkan - Biaya Memenuhi Kontrak

Amendemen PSAK 57 ini mengatur biaya-biaya untuk memenuhi kontrak merugi terdiri dari biaya yang terkait langsung dengan kontrak, dimana terdiri dari:

1. biaya inkremental untuk memenuhi kontrak tersebut, dan
2. alokasi biaya lain yang berhubungan langsung untuk memenuhi kontrak.

Amendemen ini berlaku efektif pada tanggal 1 Januari 2022 dengan penerapan dini diperkenankan dan amandemen ini tidak diekspektasikan memiliki dampak pada pelaporan keuangan Grup pada saat diadopsi untuk pertama kali.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

hh. Changes in Cccounting Policies and Disclosures (continued)

Effective beginning on or after January 1, 2022

Amendments to PSAK 22: Business Combinations - Reference to Conceptual Frameworks

These amendments clarify the interactions between PSAK 22, PSAK 57, ISAK 30 and the Conceptual Framework of Financial Reporting.

In general, the amendments to PSAK 22:

- *Add a description regarding "liabilities and contingent liabilities within the scope of PSAK 57 or ISAK 30".*
- *Clarifying the contingent liabilities recognized at the acquisition date.*
- *Adds definition of a contingent asset and its accounting treatment.*

These amendments will become effective on January 1, 2022 with earlier application permitted and are not expected to have any impact to the financial reporting of the Group upon first-time adoption.

Amendments to PSAK 57: Provisions, Contingent Liabilities, and Contingent Assets regarding Aggravating Contracts - Contract Fulfillment Costs

These amendments provide that costs to fulfill an onerous contract consist of costs that are directly related to the contract, which consist of:

1. *incremental costs to fulfill the contract, and*
2. *allocation of other costs that are directly related to fulfilling the contract.*

Amendments to PSAK 57 are effective on January 1, 2022 with earlier application permitted and are not expected to have any impact to the financial reporting of the Group upon first-time adoption.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

hh. Perubahan Kebijakan Akuntansi dan Pengungkapan (lanjutan)

Mulai efektif pada atau setelah 1 Januari 2022 (lanjutan)

Penyesuaian Tahunan 2020 - PSAK 71: Instrumen Keuangan

Penyesuaian ini mengklarifikasi imbalan yang diakui oleh peminjam terkait penghentian pengakuan liabilitas keuangan. Dalam menentukan imbalan yang dibayarkan setelah dikurangi imbalan yang diterima, peminjam hanya memasukkan imbalan yang dibayarkan atau diterima antara peminjam dan pemberi pinjaman, termasuk imbalan yang dibayar atau diterima baik peminjam atau pemberi pinjaman atas nama pihak lain.

Amandemen ini berlaku efektif untuk periode pelaporan tahunan yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2022 dengan penerapan dini diperkenankan namun tidak diekspektasikan memiliki dampak pada pelaporan keuangan Grup pada saat diadopsi untuk pertama kali.

Penyesuaian Tahunan 2020 – PSAK 73: Sewa

Amandemen terhadap Contoh Ilustrasi 13 yang merupakan bagian dari PSAK 73 dengan menghilangkan dari contoh ilustrasi penggantian perbaikan properti sewaan oleh pesewa untuk mengatasi potensi kebingungan mengenai perlakuan insentif sewa yang mungkin timbul karena cara insentif sewa diilustrasikan dalam contoh tersebut.

Amandemen ini diterapkan secara prospektif terhadap pengukuran nilai wajar pada atau setelah awal periode pelaporan tahunan pertama yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2022 dengan penerapan dini diperkenankan namun amandemen ini tidak diekspektasikan memiliki dampak pada pelaporan keuangan Grup pada saat diadopsi untuk pertama kali.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

hh. Changes in Accounting Policies and Disclosures (continued)

Effective beginning on or after January 1, 2022 (continued)

2020 Annual Improvements – PSAK 71: Financial Instruments

This improvements clarify the fees that are recognized by the borrower in relation to derecognition of financial liabilities. In determining the fee to be paid after deducting the fee received, the borrower only includes the fees paid or received between the borrower and lender, including fees paid or received by either the borrower or lender on other's behalf.

The amendment is effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2022 with earlier adoption permitted but not expected to have any impact to the financial reporting of the Group upon first-time adoption.

2020 Annual Improvements - PSAK 73: Leases

The amendment to Illustrative Example 13 accompanying PSAK 73 removes from the example the illustration of the reimbursement of leasehold improvements by the lessor in order to resolve any potential confusion regarding the treatment of lease incentives that might arise because of how lease incentives are illustrated in that example.

The amendment prospectively to fair value measurements on or after the beginning of the first annual reporting period beginning on or after January 1, 2022 with earlier adoption permitted but not expected to have any impact to the financial reporting of the Group upon first-time adoption.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN

Penyusunan laporan keuangan konsolidasian Grup mengharuskan manajemen untuk membuat pertimbangan, estimasi dan asumsi yang mempengaruhi jumlah pendapatan, beban, aset dan liabilitas yang dilaporkan, dan pengungkapan atas liabilitas kontinjensi, pada tanggal pelaporan.

Ketidakpastian mengenai estimasi dan asumsi tersebut dapat mengakibatkan penyesuaian material terhadap nilai tercatat dari aset dan liabilitas di masa yang akan datang.

Pertimbangan

Pertimbangan berikut ini dibuat oleh manajemen dalam rangka penerapan kebijakan akuntansi Grup yang memiliki pengaruh paling signifikan atas jumlah yang diakui dalam laporan keuangan konsolidasian:

Mengevaluasi dampak periode opsi pada masa sewa - Grup sebagai penyewa

Grup menentukan masa sewa sebagai periode sewa yang tidak dapat dibatalkan, dan juga periode yang dicakup oleh opsi untuk memperpanjang sewa jika opsi cukup pasti untuk dieksekusi, atau periode yang dicakup oleh opsi untuk menghentikan sewa jika opsi cukup pasti untuk tidak dieksekusi.

Untuk kontrak sewa yang memiliki opsi perpanjangan dan penghentian, Grup menerapkan pertimbangan dalam mengevaluasi apakah cukup pasti untuk mengeksekusi opsi perperpanjangan atau penghentian sewa. Dengan kata lain, Grup mempertimbangkan semua faktor relevan yang menciptakan insentif ekonomi untuk melakukan perpanjangan atau penghentian. Setelah tanggal permulaan, Grup menilai ulang masa sewa jika terdapat peristiwa atau perubahan signifikan dalam kondisi yang berada dalam pengendalian Grup dan mempengaruhi kemampuan untuk mengeksekusi atau untuk tidak mengeksekusi opsi perpanjangan atau penghentian. Penjelasan lebih lanjut diungkapkan pada Catatan 24.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS

The preparation of the Group's consolidated financial statements requires management to make judgments, estimates and assumptions that affect the reported amounts of revenues, expenses, assets and liabilities, and the disclosure of contingent liabilities, at the reporting date.

Uncertainty about these estimates and assumptions could result in outcomes that require a material adjustment to the carrying amount of the asset or liability affected in the future.

Judgments

The following judgments are made by management in the process of applying the Group's accounting policies that have the most significant effects on the amounts recognized in the consolidated financial statements:

Evaluating the impact of option periods on lease terms - Group as lessee

The Group determines the lease term as the non-cancellable term of the lease, together with any periods covered by an option to extend the lease if it is reasonably certain to be exercised, or any periods covered by an option to terminate the lease, if it is reasonably certain not to be exercised.

For any contracts with include extension and termination options, the Group applies judgement in evaluating whether it is reasonably certain whether or not to exercise the option to renew or terminate the lease. That is, it considers all relevant factors that create an economic incentive for it to exercise either the renewal or termination. After the commencement date, the Group reassesses the lease term if there is a significant event or change in circumstances that is within its control and affects its ability to exercise or not to exercise the option to renew or to terminate. Further explanation are provided in Note 24.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Pertimbangan (lanjutan)

Evaluasi atas subsewa

Dalam mengimplementasikan dan menerapkan PSAK 73, membedakan antara operator dan operasi bersama sebagai penyewa, termasuk pertimbangan adanya subsewa, merupakan hal yang sangat penting. Hal ini melibatkan tingkat pertimbangan yang cukup besar dengan dampak signifikan untuk jumlah sewa yang diakui sebagai aset dan liabilitas.

Pajak Penghasilan

Pertimbangan signifikan dilakukan dalam menentukan provisi atas pajak penghasilan badan. Terdapat transaksi dan perhitungan tertentu yang penentuan pajak akhirnya tidak dapat ditentukan secara pasti dalam kegiatan usaha normal. Grup mengakui liabilitas atas pajak penghasilan badan berdasarkan estimasi apakah akan terdapat tambahan pajak penghasilan badan yang akan terutang.

Berdasarkan peraturan perpajakan yang berlaku saat ini, manajemen mempertimbangkan apakah jumlah yang tercatat dalam akun di atas dapat dipulihkan dan direstitusi oleh Kantor Pajak. Nilai tercatat atas tagihan dan keberatan/banding atas hasil pemeriksaan pajak Grup pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah masing-masing sebesar AS$5.489.171 dan AS$7.950.175. Penjelasan lebih lanjut atas akun ini akan diberikan pada Catatan 11.

Klasifikasi Aset dan Liabilitas Keuangan

Untuk menentukan kategori klasifikasi dan pengukuran instrumen keuangan, PSAK 71 mengharuskan semua aset keuangan, kecuali instrument ekuitas dan derivatif, untuk dievaluasi berdasarkan kombinasi dari model bisnis entitas untuk mengelola aset dan karakteristik arus kas kontraktual instrumen. Klasifikasi instrumen keuangan pada saat pengakuan awal tergantung pada perjanjian kontraktual dan model bisnis untuk mengelola instrumen tersebut.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Judgments (continued)

Evaluation of sublease

In implementing and applying PSAK 73, the matter of distinguishing between operators and joint operations as lessees, including sublease considerations, has been deemed critical. It involves a considerable degree of judgement with significant impact for the lease-related amounts recognized as assets and liabilities.

Income Tax

Significant judgment is involved in determining the provision for corporate income tax. There are certain transactions and computations for which the ultimate tax determination is uncertain in the ordinary course of business. The Group recognizes liabilities for corporate income tax based on estimation of whether additional corporate income tax will be due.

Based on the tax regulations currently enacted, the management judged if the amounts recorded under the above account are recoverable and refundable by the Tax Office. The carrying amount of the Group's claims for tax refund and tax assessments under objection/appeal as of December 31, 2022 and 2021 amounting to US$5,489,171 and US$7,950,175 respectively. Further explanations regarding this account are provided in Note 11.

Classification of Financial Assets and Liabilities

To determine the financial instruments classification and measurement category, PSAK 71 requires all financial assets, except equity instruments and derivatives, to be assessed based on a combination of the entity's business model for managing the assets and the instruments' contractual cash flow characteristics. The classification of financial instruments at initial recognition depends on their contractual terms and the business model for managing the instruments.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Pertimbangan (lanjutan)

Klasifikasi Aset dan Liabilitas Keuangan (lanjutan)

Grup menentukan model bisnis tersebut menggunakan tingkat yang terbaik yang mencerminkan bagaimana perusahaan mengatur aset keuangan untuk mencapai tujuan bisnisnya, hal tersebut mempengaruhi kinerja model bisnisnya (dan aset keuangan yang dikelola oleh bisnis model) dan secara khusus, bagaimana resiko tersebut dikelola. Sebagai langkah selanjutnya dari proses klasifikasi, Grup mengevaluasi perjanjian kontraktual aset keuangan untuk menentukan apakah mereka memenuhi persyaratan tes SPPI.

Klasifikasi aset dan liabilitas keuangan diungkapkan pada Catatan 2u.

Pengaturan Bersama

Pertimbangan diperlukan untuk menentukan kapan Grup memiliki pengendalian bersama terhadap sebuah pengaturan, yang memerlukan penilaian dari aktivitas yang relevan dan apabila keputusan sehubungan dengan aktivitas tersebut mengharuskan persetujuan dengan suara bulat.

Grup menetapkan bahwa aktivitas relevan bagi Grup untuk pengaturan bersama adalah aktivitas yang berhubungan dengan keputusan keuangan, operasional dan modal dari pengaturan tersebut. Pertimbangan-pertimbangan yang dibuat dalam menentukan pengendalian bersama adalah sama dengan penentuan pengendalian atas entitas anak.

Pertimbangan juga diperlukan untuk menentukan klasifikasi suatu pengaturan bersama. Pengklasifikasian tersebut mengharuskan Grup menilai hak dan kewajibannya yang timbul dari pengaturan bersama. Secara khusus, Grup mempertimbangkan:

- Struktur pengaturan bersama - apakah dibentuk melalui kendaraan terpisah;
- Ketika pengaturan bersama dibentuk melalui kendaraan terpisah, Grup juga mempertimbangkan hak dan kewajiban para pihak yang timbul dari:
  - Bentuk hukum dari kendaraan terpisah;
  - Persyaratan pengaturan kontraktual; dan
  - Fakta dan keadaan lainnya, jika relevan.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Judgments (continued)

Classification of Financial Assets and Liabilities (continued)

The Group determines its business model at the level that best reflects how it manages groups of financial assets to achieve its business objective, such that the risks that affect the performance of the business model (and the financial assets held within that business model) and, in particular, the way those risks are managed. As a second step of its classification process, the Group assesses the contractual terms of the financial asset to identify whether they meet the SPPI test.

The classification of the financial assets and liabilities are disclosed in Note 2u.

Joint Arrangements

Judgment 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 financial, operational and capital decisions of the arrangement. The considerations made in determining joint control are similar to those necessary to determine control over subsidiaries.

Judgment 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 relevant facts and circumstances.*

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Pertimbangan (lanjutan)

Pengaturan Bersama (lanjutan)

Penilaian tersebut sering memerlukan pertimbangan yang signifikan. Kesimpulan yang berbeda baik atas kesimpulan mengenai pengendalian bersama dan apakah suatu pengaturan adalah sebuah operasi bersama atau ventura bersama, dapat secara material mempengaruhi perlakuan akuntansinya.

Penilaian Perjanjian Kontraktual

Manajemen menggunakan pertimbangannya dalam menentukan apakah perjanjian kontraktual dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN"), PT PLN Batam, PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu ("PLN WS2JB") dan PT Perusahaan Listrik Negara Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB") termasuk dalam ruang lingkup ISAK No. 16, "Perjanjian Konsesi Jasa". Berdasarkan evaluasi manajemen terhadap syarat dan ketentuan perjanjian, diputuskan bahwa suatu perjanjian termasuk dalam ruang lingkup ISAK No. 16 jika memenuhi kriteria pengendalian dalam ISAK No. 16 sebagai berikut:

- Pemberi konsesi mengendalikan atau meregulasi jasa apa yang harus diberikan oleh operator dengan infrastruktur, kepada siapa jasa harus diberikan dan berapa harganya; dan
- Pemberi konsesi mengendalikan - melalui kepemilikan, hak manfaat, atau bentuk lain - atas setiap kepentingan residu signifikan dalam infrastruktur pada akhir masa perjanjian.

Dasar bagi Grup untuk mengakui konsesi aset keuangan telah disajikan pada Catatan 2m.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Judgments (continued)

Joint Arrangements (continued)

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

Contractual Arrangement Assessment

The management exercises its judgment in determining whether or not the contractual arrangements with PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN"), PT PLN Batam, PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu ("PLN WS2JB") and PT Perusahaan Listrik Negara Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB") fall within the scope of ISAK No. 16, "Service Concession Arrangements". Based on management's evaluation of the terms of the arrangement, it determines that the arrangement is within the scope of ISAK No. 16 if it meets the control criteria set out in ISAK No. 16 as follows:

- *The grantor controls or regulates what services the operator must provide with the infrastructure, to whom it must provide them, and at what price; and*
- *The grantor controls - through ownership, beneficial entitlement or otherwise-any significant residual interest in the infrastructure at the end of the term of the arrangement.*

The basis for the Group to recognize concession financial assets has been disclosed in Note 2m.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Pertimbangan (lanjutan)

Penilaian Perjanjian Kontraktual (lanjutan)

Jika perjanjian tidak termasuk dalam ruang lingkup ISAK No. 16, manajemen menggunakan pertimbangannya dalam menentukan apakah perjanjian mengandung suatu sewa dan lebih lanjut menentukan klasifikasi dari sewa tersebut. Berdasarkan evaluasi, manajemen telah menentukan bahwa perjanjian dengan PLN tidak termasuk dalam ruang lingkup ISAK No. 16 karena pemenuhan perjanjian bergantung pada penggunaan satu atau beberapa aset spesifik dan perjanjian tersebut memberikan suatu hak untuk menggunakan aset tersebut. Manajemen mengklasifikasikan sewa sebagai sewa pembiayaan karena berdasarkan evaluasi manajemen, syarat perjanjian mencakup sebagian besar umur ekonomi aset dan pada awal sewa, nilai kini dari jumlah pembayaran sewa minimum secara substansial mendekati nilai wajar aset sewaan.

Estimasi dan Asumsi

Asumsi utama masa depan dan sumber utama ketidakpastian estimasi lain pada tanggal pelaporan yang memiliki risiko signifikan yang mungkin mengakibatkan penyesuaian yang material terhadap nilai tercatat aset dan liabilitas untuk periode berikutnya diungkapkan di bawah ini. Grup mendasarkan estimasi dan asumsi pada parameter yang tersedia pada saat laporan keuangan konsolidasian disusun. Asumsi dan situasi mengenai perkembangan masa depan tersebut mungkin berubah akibat perubahan pasar atau situasi yang timbul di luar kendali Grup. Perubahan asumsi tersebut tercermin ketika terjadi.

Alokasi Biaya Perolehan dan Penurunan Nilai *Goodwill*

Akuntansi akuisisi mengharuskan penggunaan estimasi akuntansi secara ekstensif dalam mengalokasikan biaya perolehan ke nilai pasar wajar yang andal atas aset dan liabilitas yang diakuisisi, termasuk aset tak berwujud. Sesuai PSAK No. 22, *goodwill* tidak diamortisasi dan diuji untuk penurunan nilai setiap tahun. Penjelasan lebih lanjut diungkapkan pada (Catatan 19 dan 48).

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Judgments (continued)

Contractual Arrangement Assessment (continued)

If the arrangement does not fall within ISAK No. 16, the management also exercises its judgment in determining if the arrangement contains a lease and further determines the classification of the lease. Based on such evaluation, the management has determined that the arrangement with PLN does not fall within the scope of ISAK No. 16 as the fulfillment of the arrangement is dependent on the use of a specific asset or assets (the asset) and the arrangement conveys a right to use the asset. The management classifies the lease as finance lease if based on management's evaluation, the term of the arrangement constitutes a substantial portion of the economic life of the asset, and at the inception of the lease, the present value of the minimum lease payments amounts to substantially the fair value of the leased assets.

Estimates and Assumptions

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

Purchase Price Allocation and Goodwill Impairment

Acquisition accounting requires extensive use of accounting estimates to allocate the purchase price to the reliable fair market values of the assets and liabilities purchased, including intangible assets. Under PSAK No. 22, goodwill is not amortized and is subject to an annual impairment testing. Further details are disclosed in (Notes 19 and 48).

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Provisi kerugian kredit ekspektasian atas piutang usaha

Grup menerapkan pendekatan yang disederhanakan untuk mengukur kerugian kredit ekspektasian yang menggunakan cadangan kerugian kredit ekspektasian seumur hidup untuk seluruh piutang usaha. Dalam penentuan kerugian kredit ekspektasian, manajemen diharuskan untuk menggunakan pertimbangan dalam mendefinisikan apa yang dianggap sebagai kenaikan risiko kredit yang signifikan dan dalam pembuatan asumsi dan estimasi, untuk menghubungkan informasi yang relevan tentang kejadian masa lalu, kondisi terkini dan perkiraan atas kondisi ekonomi. Pertimbangan diaplikasikan dalam menentukan periode seumur hidup dan titik pengakuan awal piutang.

Tingkat provisi yang spesifik dievaluasi oleh manajemen dengan dasar faktor-faktor yang memengaruhi tingkat tertagihnya piutang tersebut. Dalam kasus ini, Grup menggunakan pertimbangan berdasarkan fakta dan kondisi terbaik yang tersedia meliputi tetapi tidak terbatas pada jangka waktu hubungan Grup dengan pelanggan dan status kredit pelanggan berdasarkan laporan dari pihak ketiga dan faktor-faktor pasar yang telah diketahui, untuk mencatat pencadangan spesifik untuk pelanggan terhadap jumlah jatuh tempo untuk mengurangi piutang Grup menjadi jumlah yang diharapkan tertagih. Ketika tidak ada informasi peringkat kredit yang tersedia, menggunakan peringkat kredit investasi terendah adalah estimasi terbaik bagi Grup dengan menjaga transaksi historis antara Grup dan peminjam.

Nilai tercatat dari piutang usaha Grup sebelum cadangan untuk ECL pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing AS$321.370.313 dan AS$227.271.035. Penjelasan lebih lanjut diungkapkan dalam Catatan 6. Nilai tercatat dari piutang lain-lain Grup sebelum cadangan untuk ECL pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 termasuk porsi lancar dan tidak lancar, masing-masing sebesar AS$364.372.628 dan AS$343.315.513. Penjelasan lebih lanjut diungkapkan dalam Catatan 7.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Provision for expected credit losses of trade receivables

The Group applies a simplified approach to measure expected credit losses which uses a lifetime expected loss allowance for all trade and non-trade receivables. In determining expected credit losses, management is required to exercise judgement in defining what is considered to be a significant increase in credit risk and in making assumptions and estimates to incorporate relevant information about past events, current conditions and forecasts of economic conditions. Judgement has been applied in determining the lifetime and point of initial recognition of receivables.

The level of a specific provision is evaluated by management on the basis of factors that affect the collectibility of the accounts. In these cases, the Group uses judgement based on the best available facts and circumstances, including but not limited to the length of the Group's relationship with the customers and the customer's credit status based on third-party credit rating reports and known market factors, to record specific reserves for customers against amounts due in order to reduce the Group's receivables to amounts that it expects to collect. When there is no such available credit rating information, using the lowest investment grade credit rating is the best estimate for the Group with keeping the historical transactions between the Group and borrowers.

The carrying amounts of the Group's trade receivables before allowance for ECL as of December 31, 2022 and 2021 amounting to US$321,370,313 and US$227,271,035, respectively. Further details are presented in Note 6. The carrying amounts of the Group's other receivables before allowance for ECL as of December 31, 2022 and 2021, inclusive of current and non-current portions, amounting to US$364,372,628 and US$343,315,513 respectively. Further details are presented in Note 7.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Penurunan Nilai Aset Non-Keuangan

Grup mengevaluasi apakah terdapat indikator penurunan nilai untuk semua aset non-keuangan (kecuali *goodwill*, yang dievaluasi secara tahunan tanpa memperhitungkan ada tidaknya indikator) pada setiap tanggal pelaporan. Ketika terdapat indikator penurunan nilai, estimasi formal atas jumlah terpulihkan dilakukan, yang merupakan jumlah yang lebih tinggi antara nilai wajarnya dikurangi biaya pelepasan dengan nilai pakainya.

Penilaian tersebut memerlukan penggunaan estimasi dan asumsi seperti harga minyak jangka panjang, tingkat diskonto, biaya operasional, kebutuhan modal masa depan, biaya penutupan, potensi eksplorasi, cadangan dan kinerja operasional (termasuk volume produksi dan penjualan). Estimasi dan asumsi ini terpengaruh oleh risiko dan ketidakpastian. Karenanya, terdapat kemungkinan bahwa perubahan keadaan dapat mempengaruhi proyeksi tersebut, yang akan berpengaruh terhadap jumlah terpulihkan.

Asumsi-asumsi utama yang digunakan untuk menentukan jumlah terpulihkan untuk beberapa Unit Penghasil Kas diungkapkan pada Catatan 19.

Menentukan suku bunga pinjaman inkremental yang digunakan sebagai tingkat diskonto

Dalam menentukan liabilitas sewa Grup, suku bunga pinjaman inkremental yang digunakan sebagai tingkat diskonto dalam mendiskontokan pembayaran sewa ditetapkan berdasarkan pendekatan yang secara konsisten yang mencerminkan tingkat pinjaman Grup, mata uang liabilitas, masa sewa, dan rentang kredit untuk badan hukum yang bersepakat dalam kontrak sewa.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Impairment of Non-Financial Assets

The Group assesses whether there are any indicators of impairment for all non-financial assets (except goodwill, which is assessed annually regardless of indicators) at each reporting date. When an indicator of impairment exists, a formal estimate of the recoverable amount is made, which considered to be the higher of the fair value less cost to sell and value in use.

The assessments require the use of estimates and assumptions such as long-term oil prices, discount rates, operating costs, future capital requirements, decommissioning costs, exploration potential, reserves and operating performance (which includes production and sales volumes). These estimates and assumptions are subject to risk and uncertainty. Therefore, there is possibility that changes in circumstances will impact these projections, which may impact the recoverable amount.

The key assumptions used to determine the recoverable amount for the different Cash Generating Units are disclosed in Note 19.

Determining the incremental borrowing rate to be used as discount factor

In determining the Group's lease liabilities, the incremental borrowing rates used as discount factors in discounting lease payments have been established based on a consistent approach reflecting the Group's borrowing rate, the currency of the liabilities, the duration of the lease term, and the credit spread for the legal entity entering into the lease contract.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Imbalan Pensiun dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya

Penentuan kewajiban dan biaya pensiun dan imbalan pasca kerja lainnya Grup bergantung pada pemilihan asumsi yang digunakan oleh aktuaris independen. Asumsi tersebut meliputi tingkat diskonto, tingkat kenaikan gaji tahunan, tingkat pengunduran diri karyawan tahunan, tingkat kecacatan, umur pensiun dan tingkat kematian. Grup berkeyakinan bahwa asumsi tersebut adalah wajar dan sesuai, namun dikarenakan sifat jangka panjang dari liabilitas ini, estimasi tersebut adalah subyek dari ketidakpastian yang signifikan. Nilai tercatat atas liabilitas imbalan kerja jangka panjang Grup pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 sebesar AS$30.645.491 dan AS$30.783.446. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 42.

Aset Eksplorasi dan Evaluasi

Penerapan kebijakan akuntansi Grup untuk pengeluaran eksplorasi dan evaluasi memerlukan pertimbangan untuk menentukan apakah manfaat ekonomis masa depan mungkin diperoleh dari eksploitasi atau penjualan di masa depan, atau apakah aktivitas belum mencapai tahap yang memungkinkan untuk melakukan evaluasi yang andal atas keberadaan cadangan. Penentuan cadangan dan sumber daya merupakan proses estimasi yang melibatkan berbagai tingkat ketidakpastian tergantung bagaimana sumber daya diklasifikasikan. Estimasi ini mempengaruhi secara langsung kapan Grup akan menangguhkan pengeluaran eksplorasi dan evaluasi. Manajemen perlu membuat estimasi tertentu atas kejadian dan kondisi di masa depan dalam menerapkan kebijakan penangguhan ini, secara khusus, apakah kegiatan ekstraktif yang layak dan ekonomis dapat diperoleh. Estimasi dan asumsi tersebut dapat berubah pada saat informasi baru diperoleh. Jika, setelah pengeluaran dikapitalisasi, informasi tersedia menunjukkan bahwa pemulihan pengeluaran tersebut tidak lagi mungkin, jumlah yang dikapitalisasi tersebut dihapus pada periode di mana informasi baru tersebut tersedia.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Pension and Other Post-Employment Benefits

The determination of the Group's obligations and cost for pension and other post-employment benefits is dependent on the assumptions used by the independent actuaries. These assumptions include discount rates, future annual salary increases, annual employee turn-over rate, disability rate, retirement age and mortality rate. While the Group believes that its assumptions are reasonable and appropriate, due to the long-term nature of these obligations, such estimates are subject to significant uncertainty. The carrying amounts of the Group's long-term employee benefit liabilities as of December 31, 2022 and 2021 amounting to US$30,645,491, and US$30,783,446, respectively. Further details are disclosed in Note 42.

Exploration and Evaluation Assets

The application of the Group's accounting policy for exploration and evaluation expenditure requires judgement to determine whether future economic benefits are likely from future either exploitation or sale, or whether activities have not reached a stage which permits a reasonable assessment of the existence of reserves. The determination of reserves and resources is an estimation process that involves varying degrees of uncertainty depending on how the resources are classified. These estimates directly impact when the Group defers exploration and evaluation expenditure. The deferral policy requires management to make certain estimates and assumptions about future events and circumstances, in particular, whether an economically viable extraction operation can be established. Any such estimates and assumptions may change as new information becomes available. If, after expenditure is capitalized, information becomes available suggesting that the recovery of the expenditure is unlikely, the relevant capitalized amount is written off in the period when the new information becomes available.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Aset Pajak Tangguhan

Aset pajak tangguhan diakui atas seluruh rugi fiskal dan beda temporer yang dapat dikurangkan yang belum digunakan sepanjang besar kemungkinannya bahwa penghasilan kena pajak akan tersedia sehingga rugi fiskal tersebut dan beda temporer yang dapat dikurangkan dapat digunakan. Estimasi signifikan oleh manajemen diperlukan dalam menentukan jumlah aset pajak tangguhan yang dapat diakui, berdasarkan saat penggunaan dan tingkat penghasilan kena pajak disertai dengan strategi perencanaan pajak masa depan.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Grup memiliki aset pajak tangguhan yang tidak diakui. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 38.

Penyisihan Penurunan Nilai dan Keusangan Persediaan

Penyisihan penurunan nilai dan keusangan persediaan diestimasi berdasarkan fakta dan keadaan terbaik yang tersedia, termasuk namun tidak terbatas kepada kondisi fisik persediaan yang dimiliki, harga jual pasar, estimasi biaya penyelesaian dan estimasi biaya yang timbul untuk penjualan. Provisi dievaluasi kembali dan disesuaikan jika terdapat tambahan informasi yang mempengaruhi jumlah yang diestimasi. Nilai tercatat persediaan Grup sebelum cadangan atas keusangan dan penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing sebesar AS$107.014.769 dan AS$101.161.295. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 10.

Liabilitas Pembongkaran Aset dan Restorasi Area

Grup mengakui provisi untuk liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area terkait dengan sumur minyak dan gas bumi, fasilitas dan infrastruktur terkait. Dalam menentukan nilai provisi, asumsi dan estimasi yang diperlukan adalah tingkat diskonto dan biaya yang diharapkan untuk membongkar dan memindahkan semua peralatan dari daerah pengeboran dan restorasi area. Nilai tercatat dari provisi tersebut pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing sebesar AS$121.963.894 dan AS$149.240.065. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 51.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Deferred Tax Assets

Deferred tax assets are recognized for all unused tax losses and deductable temporary difference to the extent that it is probable that taxable profit will be available against which the tax losses and deductible temporary difference can be utilized. Significant estimation by management are required to determine the amount of deferred tax assets that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable profits, together with future tax planning strategies.

As of December 31, 2022 and 2021, the Group has deferred tax assets that has not been recognized. Further details are disclosed in Note 38.

Allowance for Decline in Value and Obsolescence of Inventories

Allowance for decline in value and obsolescence of inventories is estimated based on the best available facts and circumstances, including but not limited to, the inventories' own physical conditions, their market selling prices, estimated costs of completion and estimated costs to sell. The provisions are re-evaluated and adjusted as additional information received affects the amount estimated. The carrying amounts of the Group's inventories before allowance for obsolescence and decline in value as of December 31, 2022 dan 2021 amounting to US$107,014,769 and US$101,161,295, respectively. Further details are disclosed in Note 10.

Asset Abandonment and Site Restoration Obligations

The Group has recognized provision for asset abandonment and site restoration obligations associated with its oil and gas wells, facilities and infrastructures. In determining the amount of the provision, assumptions and estimations are required in relation to discount rates and the expected cost to dismantle and remove all the structures from the site and restore the site. The carrying amounts of the provision as of December 31, 2022 dan 2021 amounting to US$121,963,894 and US$149,240,065, respectively. Further details are disclosed in Note 51.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Estimasi Cadangan

Cadangan minyak dan gas bumi terbukti adalah perkiraan jumlah minyak mentah dan gas alam yang berdasarkan data geologis dan teknis dapat diambil dengan tingkat kepastian yang memadai di tahun-tahun mendatang dari cadangan yang ada berdasarkan kondisi ekonomi dan operasi yang sekarang ada, misalnya terkait dengan harga dan biaya pada tanggal estimasi tersebut dibuat. Cadangan terbukti meliputi:

(i) cadangan terbukti dikembangkan: jumlah hidrokarbon yang diharapkan akan diambil melalui metode sumur, fasilitas, dan operasi yang sekarang ada; dan
(ii) cadangan terbukti yang belum dikembangkan: jumlah hidrokarbon yang diharapkan dapat diambil setelah adanya pengeboran, fasilitas dan metode operasi baru.

Akurasi dari cadangan terbukti tergantung pada sejumlah faktor, asumsi dan variabel seperti: kualitas data geologi, teknis dan ekonomi yang tersedia beserta interpretasi dan pertimbangan terkait, hasil pengeboran, pengujian dan produksi setelah tanggal estimasi, kinerja produksi reservoir, teknik produksi, proyeksi tingkat produksi di masa mendatang, estimasi besaran biaya dan waktu terjadinya pengeluaran pengembangan, ketersediaan pasar komersial, harga komoditi yang diharapkan dan nilai tukar.

Karena asumsi ekonomis yang digunakan untuk mengestimasi cadangan berubah dari waktu ke waktu dan tambahan data geologi yang dihasilkan selama operasi, estimasi cadangan dapat berubah dari waktu ke waktu. Perubahan cadangan yang dilaporkan dapat mempengaruhi hasil dan posisi keuangan Grup dalam berbagai cara, diantaranya:

- Penyusutan dan amortisasi yang ditentukan berdasarkan unit produksi, atau jika masa manfaat ekonomi sumur aset berubah.
- Provisi biaya pembongkaran, restorasi lokasi aset dan hal-hal yang berkaitan dengan lingkungan dapat berubah apabila terjadi perubahan dalam perkiraan cadangan yang mempengaruhi ekspektasi tentang waktu atau biaya kegiatan ini.
- Nilai tercatat aset/liabilitas pajak tangguhan dapat berubah karena perubahan estimasi pemulihan manfaat pajak.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Reserve Estimates

Proved oil and gas reserves are the estimated 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, for example price and cost on the date the estimate was made. Proved reserves include:

(i) proved developed reserves: amounts of hydrocarbons that are expected to be retrieved through existing wells, facilities and operating methods; and
(ii) undeveloped proved reserves: amounts of hydrocarbons that are expected to be retrieved following new drilling, facilities and operating methods.

The accuracy of proved reserve estimates depends on a number of factors, assumptions and variables such as: the quality of available geological, technical and economic data available along with related interpretation and judgement, results of drilling, testing and production after the date of the estimates, the production performance of the reservoirs, production techniques, projecting future rates of production, the anticipated cost and timing of development expenditures, the availability for commercial market, anticipated commodity prices and exchange rates.

As the economic assumptions used to estimate reserves change from year to year, and additional geological data are generated during the course of operations, estimates of reserves may change from year to year. Changes in reported reserves may affect the Group's financial results and financial position in a number of ways, including:

- *Depreciation and amortization which are determined on a unit of production basis, or where the useful economic lives of assets change.*
- *Decommissioning, site restoration and environmental provision may change where changes in estimated reserves that affect expectations about the timing or cost of these activities.*
- *The carrying value of deferred tax assets/liabilities may change due to changes in estimation of the likely recovery of the tax benefits.*

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Unit produksi (UOP) depresiasi aset minyak dan gas bumi

Aset minyak dan gas bumi didepresiasi menggunakan metode unit produksi (UOP) berdasarkan cadangan terbukti dikembangkan dan cadangan terbukti belum dikembangkan. Hal ini menghasilkan depresiasi/amortisasi yang dibebankan proporsional dengan deplesi dari sisa produksi blok/aset yang diantisipasi.

Umur setiap aset, yang dinilai tiap tahun, memperhitungkan batas umur fisik aset dan penilaian kini jumlah terpulihkan ekonomis dari blok dimana aset berada. Perhitungan ini memerlukan estimasi dan asumsi, termasuk jumlah cadangan yang dapat dipulihkan dan estimasi belanja modal masa depan. Perhitungan tarif UOP depresiasi dan amortisasi akan berdampak bila produksi aktual di masa depan berbeda dengan perkiraan masa kini berdasarkan jumlah cadangan terbukti, atau perubahan estimasi belanja modal masa depan.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Units of production (UOP) depreciation of oil and gas properties

Oil and gas properties are depreciated using the units of production (UOP) method over total proved developed and undeveloped proved reserves. This results in a depreciation/amortisation charged proportional to the depletion of the anticipated remaining production from the block/asset.

The life of each item, which is assessed at least annually, has regard to both its physical life limitations and present assessments of economically recoverable reserves of the block 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 and amortisation will be impacted to the extent that actual production in the future is different from current forecast production based on total proved reserves, or future capital expenditure estimates change.

4. KAS DAN SETARA KAS / *4. CASH AND CASH EQUIVALENTS*

	2022	2021	
Kas	40.223	89.329	*Cash on hand*
Bank			*Cash in banks*
Pihak berelasi			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	8.868.385	1.140.733	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	9.709.248	7.900.776	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	48.166.303	18.854.976	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Syariah Indonesia Tbk	45.220.309	3.506.056	*PT Bank Syariah Indonesia Tbk*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero)Tbk	23.049.269	4.061.870	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk	6.420.444	-	*PT Bank Tabungan Negara* (Persero) Tbk
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	5.451.505	6.005.169	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
MUFG Bank Ltd	4.152.914	379.201	*MUFG Bank Ltd*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$500.000)	537.368	658.619	*Others (each below US$500,000)*

4. KAS DAN SETARA KAS (lanjutan) / *4. CASH AND CASH EQUIVALENTS (continued)*

	2022	2021	
Bank (lanjutan)			*Cash in banks (continued)*
Pihak ketiga (lanjutan)			*Third parties (continued)*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
Australia and New Zealand Banking Group Ltd	152.907.467	27.097.666	*Australia and New Zealand Banking Group Ltd*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	51.180.822	121.723.148	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	29.142.017	106.079.629	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Standard Chartered Bank	23.663.213	35.511.880	*Standard Chartered Bank*
Citibank. N.A.	22.345.495	6.760.870	*Citibank. N.A.*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	17.138.081	2.910.433	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd*
MUFG Bank Ltd	12.207.011	10.887.182	*MUFG Bank Ltd*
Alizz Islamic Bank	7.930.402	8.869.718	*Alizz Islamic Bank*
Morgan Stanley	5.166.085	36.196	*Morgan Stanley*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	5.001.077	2.204	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Syariah Indonesia Tbk	744.713	2.125.293	*PT Bank Syariah Indonesia Tbk*
PT Bank DBS Indonesia	347.506	784.927	*PT Bank DBS Indonesia*
PT Bank QNB Indonesia Tbk	80.239	1.078.841	*PT Bank QNB Indonesia Tbk*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	57.219	523.165	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank MNC Internasional Tbk	-	2.046.766	*PT Bank MNC International Tbk*
PT Bank ANZ Indonesia	-	10.461.922	*PT Bank ANZ Indonesia*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$500.000)	371.083	924.739	*Others (each below US$500,000)*
Dolar Singapura			*Singapore Dollar*
Citibank. N.A.	709.603	60.782	*Citibank. N.A.*
DBS Bank Singapore Ltd	220.285	482.311	*DBS Bank Singapore Ltd*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	4.788	4.807	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Pound Sterling Britania Raya			*Great Britain Pound Sterling*
Standard Chartered Bank Singapore	1.618.960	77.760	*Standard Chartered Bank Singapore*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	150.211	23.384	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	8.288	9.342	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Baht Thailand			*Thailand Baht*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	2.128.129	597.184	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd*
Dong Vietnam			*Vietnamese Dong*
Standard Chartered Bank Singapore	-	769.232	*Standard Chartered Bank Singapore*
Mata uang asing lainnya	51.494	34.257	*Other foreign currencies*
Sub-jumlah	484.749.933	382.391.038	*Sub-total*

4. KAS DAN SETARA KAS (lanjutan)

4. CASH AND CASH EQUIVALENTS (continued)

	2022	2021	
Setara kas			*Cash equivalents*
Deposito berjangka			*Time deposits*
Pihak berelasi			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	5.627.557	13.939.666	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	50.000.000	62.159.109	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	4.198.244	4.905.740	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	3.305.574	7.148.364	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	1.583.752	10.249.183	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
ING BANK	50.344.492	-	*ING BANK*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	148.819	-	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
UBS AG	-	102.399	*UBS AG*
Sub-jumlah	115.208.438	98.504.461	*Sub-total*
Jumlah	**599.998.594**	**480.984.828**	***Total***

Rekening di bank memiliki tingkat bunga mengambang sesuai dengan tingkat penawaran pada masing-masing bank.

Accounts in banks earn interest at floating rates based on the offered rate from each bank.

	2022	2021	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rates per annum*
Deposito berjangka			*Time deposits*
Rupiah	2,25% - 4,50%	2,25% - 7,00%	*Rupiah*
Dolar AS	0,20% - 4,45%	0,00% - 2,10%	*United States Dollar*

Tidak ada kas dan setara kas yang dijaminkan sebagai jaminan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021.

There are no cash and cash equivalents that are pledged as collateral as of December 31, 2022 and 2021.

5. INVESTASI JANGKA PENDEK

5. SHORT-TERM INVESTMENTS

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2022	2021	
Surat berharga yang diperdagangkan			*Marketable securities-for trading*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
Dana kelolaan bank dan Institusi keuangan	10.970.184	30.612.536	*Managed funds by banks and financial Institution*
Jumlah	**10.970.184**	**30.612.536**	***Total***

5. INVESTASI JANGKA PENDEK (lanjutan)

Dana kelolaan bank dan institusi keuangan terdiri dari saham-saham perusahaan publik, pendapatan tetap/surat utang, pasar uang dan instrumen keuangan lainnya. Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022, keuntungan dari perubahan nilai wajar adalah sebesar AS$28 ribu dan untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2021, kerugian dari perubahan nilai wajar adalah sebesar AS$2 juta.

5. SHORT-TERM INVESTMENTS (continued)

Investments in managed funds by banks and financial institution consists of shares of listed companies, fixed income/notes, money market and other financial instruments. For the year ended December 31, 2022, gain from fair value changes amounted to US$28 thousand and for the year ended December 31, 2021, loss from fair value changes amounted to US$2 million.

6. PIUTANG USAHA

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

a. Berdasarkan Pelanggan

6. TRADE RECEIVABLES

The details of this account are as follows:

a. By Customer

	2022	2021	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Medco Daya Makmur	335.987	309.337	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur	68.513	93.874	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Api Metra Graha	-	10.664	*PT Api Metra Graha*
Sub-jumlah	**404.500**	**413.875**	***Sub-total***
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	195.262.848	130.758.032	*Local customers*
Pelanggan luar negeri	125.702.965	96.099.128	*Foreign customers*
Sub-jumlah	**320.965.813**	**226.857.160**	***Sub-total***
Akumulasi penyisihan kerugian kredit ekspektasian	(728.049)	(6.235.383)	*Accumulated provision for expected credit losses*
Neto	**320.237.764**	**220.621.777**	***Net***
Jumlah	**320.642.264**	**221.035.652**	***Total***

6. PIUTANG USAHA (lanjutan)

b. Berdasarkan Umur

	2022	2021	
Lancar dan tidak mengalami penurunan nilai	238.499.934	174.098.034	*Neither past due nor impaired*
Telah jatuh tempo dan tidak mengalami penurunan nilai:			*Past due and not impaired:*
1 - 30 hari	59.076.154	42.270.583	*1 - 30 days*
31 - 60 hari	5.862.745	2.712.802	*31 - 60 days*
61 - 90 hari	9.518.721	531.196	*61 - 90 days*
91 - 120 hari	5.729.048	1.309.980	*91 - 120 days*
Lebih dari 120 hari	1.955.662	113.057	*More than 120 days*
Telah jatuh tempo dan mengalami penurunan nilai:			*Past due and impaired:*
Lebih dari 120 hari	728.049	6.235.383	*More than 120 days*
Jumlah	321.370.313	227.271.035	*Total*
Akumulasi penyisihan kerugian kredit ekspektasian	(728.049)	(6.235.383)	*Accumulated provision for expected credit losses*
Neto	**320.642.264**	**221.035.652**	***Net***

Piutang usaha tidak dikenakan bunga dan umumnya dikenakan syarat pembayaran selama 30 sampai dengan 35 hari.

Trade receivables are non-interest bearing and generally on 30 to 35 days term of payment.

c. Berdasarkan Mata Uang

	2022	2021	
Dolar Amerika Serikat	307.658.461	219.262.604	*United States Dollar*
Rupiah	13.711.852	8.008.431	*Rupiah*
Jumlah	321.370.313	227.271.035	*Total*
Penyisihan kerugian kredit ekspektasian	(728.049)	(6.235.383)	*Provision for expected credit losses*
Neto	**320.642.264**	**221.035.652**	***Net***

d. Penyisihan kerugian kredit ekspektasian

Perubahan dalam penyisihan kerugian kredit ekspektasian adalah sebagai berikut:

The changes in the provision for expected credit losses are as follows:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	6.235.383	6.137.886	*Balance at beginning of year*
Penyisihan kerugian kredit ekspetasian	311.312	97.497	*Provision for expected credit losses*
Pembalikan selama tahun berjalan	(1.326)	-	*Reversal of provision during the year*
Penghapusan kerugian kredit ekspetasian	(5.817.320)	-	*Write off for expected credit losses*
Saldo akhir tahun	**728.049**	**6.235.383**	***Balance at end of year***

6. PIUTANG USAHA (lanjutan)

d. Penyisihan kerugian kredit ekspektasian (lanjutan)

Tabel di bawah ini menunjukkan kualitas kredit dan eksposur maksimum terhadap risiko kredit berdasarkan peringkat risiko kredit pelanggan dari lembaga pemeringkat yang dipublikasikan per 31 Desember 2022 dan 2021:

31 Desember 2022	Tingkat kerugian kredit ekspektasian/ *Expected credit loss rate range*	Kerugian kredit ekspektasian/ *Expected credit loss*	*December 31, 2022*
Piutang usaha :			*Trade receivables :*
Pengelompokan			*Performing bucket*
Tingkat tinggi	0%	-	*High grade*
Tingkat standar	0,043%-0,061%	311.312	*Standard grade*
Tingkat rendah	-	-	*Low grade*
Tidak dikelompokkan			*Non-performing bucket*
Mengalami penurunan nilai secara individual	100%	416.737	*Individually impaired*
Jumlah		**728.049**	***Total***

31 Desember 2021	Tingkat kerugian kredit ekspektasian/ *Expected credit loss rate range*	Kerugian kredit ekspektasian/ *Expected credit loss*	*December 31, 2021*
Piutang usaha :			*Trade receivables :*
Pengelompokan			*Performing bucket*
Tingkat tinggi	0,017%	1.808	*High grade*
Tingkat standar	0,043% - 0,532%	284.494	*Standard grade*
Tingkat rendah	-	-	*Low grade*
Tidak dikelompokkan			*Non-performing bucket*
Mengalami penurunan nilai secara individual	100%	5.949.081	*Individually impaired*
Jumlah		**6.235.383**	***Total***

Piutang usaha dari pelanggan tertentu dijaminkan sebagai jaminan untuk pinjaman bank (Catatan 28).

Grup telah menerapkan metode yang disederhanakan untuk menghitung kerugian kredit ekspektasian sesuai dengan PSAK 71 yang mengizinkan penggunaan cadangan kerugian ekspektasian seumur hidup untuk seluruh piutang usaha. Untuk mengukur kerugian kredit ekspektasian, piutang usaha telah dikelompokkan berdasarkan peringkat kredit pelanggan.

Manajemen berkeyakinan bahwa penyisihan kerugian kredit ekspektasian cukup untuk menutup kemungkinan kerugian atas penurunan nilai piutang terkait.

6. TRADE RECEIVABLES (continued)

d. Provision for expected credit losses (continued)

The table below shows the credit quality and the maximum exposure to credit risk based on the customers credit risk rating from published rating agencies as of December 31, 2022 and 2021:

Trade receivables from certain customers are pledged as collaterals for several bank loans (Note 28).

The Group applies the simplified approach to calculate for expected credit losses as prescribed by PSAK 71, which permits the use of the lifetime expected loss provision for all trade receivables. To measure the expected credit losses, trade receivables have been grouped based on customer credit rating.

The management believes that the provisions for expected credit losses are sufficient to cover losses from impairment of such receivables.

7. PIUTANG LAIN-LAIN

7. OTHER RECEIVABLES

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

a. Berdasarkan pihak/jenis

a. By party/nature

	2022	2021	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Medco Daya Natuna	52.161.410	1.945.472	*PT Medco Daya Natuna*
PT Bahtera Daya Makmur	14.418.223	7.014.816	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Makmur	11.471.385	7.501.875	*PT Medco Daya Makmur*
PT Medco Daya Abadi Lestari	4.301.666	4.541.598	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
PT Api Metra Graha	1.057.571	1.744.403	*PT Api Metra Graha*
PT Medco Daya Energi Nusantara	206.195	197.502	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Jumlah	**83.616.450**	**22.945.666**	***Total***
Bagian jangka panjang	993.239	-	*Long-term portion*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	**82.623.211**	**22.945.666**	***Current portion***
Pihak ketiga			*Third parties*
PT Sumber Mineral Citra Nusantara	124.233.749	151.138.000	*PT Sumber Mineral Citra Nusantara*
Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang dapat ditagihkan	86.419.011	88.452.199	*Reimbursable Value Added Tax (VAT)*
Piutang atas uang muka	14.027.413	15.447.251	*Advance receivables*
Piutang *underlifting*	11.350.583	10.283.871	*Underlifting receivable*
Piutang Operasi Bersama	7.996.208	12.306.596	*Receivables from Joint Operations*
Anglo Tunisian Oil & Gas Limited	6.827.112	6.706.397	*Anglo Tunisian Oil & Gas Limited*
Piutang dari pengaturan pasokan gas	5.502.602	2.314.938	*Receivable from gas supply arrangement*
Pinjaman karyawan	4.784.509	4.883.448	*Loans to employees*
PT Graha Permata Sukses	-	9.780.000	*PT Graha Permata Sukses*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$2.000.000)	19.614.991	19.057.147	*Others (each below US$2,000,000)*
Jumlah	**280.756.178**	**320.369.847**	***Total***
Bagian jangka panjang	61.179.287	64.912.397	*Long-term portion*
Akumulasi penyisihan kerugian kredit ekspektasian	(2.328.567)	(2.566.851)	*Accumulated provision for expected credit losses*
Bagian jangka panjang - neto	**58.850.720**	**62.345.546**	***Long-term portion - net***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	219.576.891	255.457.450	*Current portion*
Akumulasi penyisihan kerugian kredit ekspektasian	(6.896.054)	(20.119.834)	*Accumulated provision for expected credit losses*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - neto	**212.680.837**	**235.337.616**	***Current portion – net***

7. PIUTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

7. OTHER RECEIVABLES (continued)

b. Berdasarkan mata uang

b. By currency

	2022	2021	
Dolar Amerika Serikat	248.647.413	254.325.476	*United States Dollar*
Rupiah	108.347.971	87.423.963	*Rupiah*
Baht Thailand	6.813.395	923.860	*Thailand Baht*
Euro	563.849	642.214	*Euro*
Jumlah	**364.372.628**	**343.315.513**	***Total***
Bagian jangka panjang	62.172.526	64.912.397	*Long-term portion*
Akumulasi penyisihan kerugian kredit ekspektasian	(2.328.567)	(2.566.851)	*Accumulated provision for expected credit losses*
Bagian jangka panjang - neto	**59.843.959**	**62.345.546**	***Long-term portion - net***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	302.200.102	278.403.116	*Current portion*
Akumulasi penyisihan kerugian kredit ekspektasian	(6.896.054)	(20.119.834)	*Accumulated provision for expected credit losses*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - neto	**295.304.048**	**258.283.282**	***Current portion - net***

c. Penyisihan kerugian kredit ekspektasian

c. Provision for expected credit losses

	2022	2021	
Saldo awal tahun	22.686.685	18.137.564	*Balance at beginning of year*
Penambahan/(Pemulihan) penyisihan selama tahun berjalan, bersih	(13.462.064)	4.549.121	*Increase/(Recovery) in provision during the year, net*
Saldo akhir tahun	**9.224.621**	**22.686.685**	***Balance at end of year***

Tabel di bawah ini menunjukkan kualitas kredit dan eksposur maksimum terhadap risiko kredit berdasarkan peringkat risiko kredit pelanggan dari lembaga pemeringkat yang dipublikasikan per 31 Desember 2022 dan 2021:

The table below shows the credit quality and the maximum exposure to credit risk based on the customers credit risk rating from published rating agencies as of December 31, 2022 and 2021:

31 Desember 2022	**Tingkat kerugian kredit ekspektasian/ *Expected credit loss rate range***	**Kerugian kredit ekspektasian/ *Expected credit loss***	***December 31, 2022***
Piutang lain-lain:			*Other receivables:*
Pengelompokan			*Performing bucket*
Tingkat tinggi	-	-	*High grade*
Tingkat standar	0,06% - 0,06%	173.769	*Standard grade*
Tingkat rendah	3,07% - 3,20%	4.037.948	*Low grade*
Tidak dikelompokkan			*Non-performing bucket*
Mengalami penurunan nilai secara individual	100%	5.012.903	*Individually impaired*
Jumlah		**9.224.621**	***Total***

7. PIUTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

c. Penyisihan kerugian kredit ekspektasian (lanjutan)

Tabel di bawah ini menunjukkan kualitas kredit dan eksposur maksimum terhadap risiko kredit berdasarkan peringkat risiko kredit pelanggan dari lembaga pemeringkat yang dipublikasikan per 31 Desember 2022 dan 2021: (lanjutan)

7. OTHER RECEIVABLES (continued)

c. Provision for expected credit losses (continued)

The table below shows the credit quality and the maximum exposure to credit risk based on the customers credit risk rating from published rating agencies as of December 31, 2022 and 2021: (continued)

31 Desember 2021	**Tingkat kerugian kredit ekspektasian/ *Expected credit loss rate range***	**Kerugian kredit ekspektasian/ *Expected credit loss***	***December 31, 2021***
Piutang lain-lain:			*Other receivables:*
Pengelompokan			*Performing bucket*
Tingkat tinggi	-	-	*High grade*
Tingkat standar	0,06% - 0,10%	67.400	*Standard grade*
Tingkat rendah	0,00% - 3,02%	4.760.846	*Low grade*
Tidak dikelompokkan			*Non-performing bucket*
Mengalami penurunan nilai secara individual	100%	17.858.439	*Individually impaired*
Jumlah		**22.686.685**	***Total***

Pihak berelasi

a. Piutang dari PT Medco Daya Natuna (“MDN”), PT Medco Daya Makmur (“MDM”), PT Bahtera Daya Makmur (“BDM”) dan PT Medco Daya Energi Nusantara (“MDEN”) merupakan piutang operasi bersama masing-masing di Laut Natuna Selatan Blok B, Blok Sumatera Selatan, Blok Rimau dan Blok A (Aceh). Piutang atas cash call terkait operasi bersama blok migas dikenakan bunga atas keterlambatan pembayaran sebesar LIBOR ditambah margin 2-3% per tahun yang ditentukan berdasarkan *Joint Operating Agreement*.

b. Piutang dari PT Medco Daya Abadi Lestari (“MDAL”) merupakan piutang atas penjualan 2% kepemilikan saham MGeoPS Perusahaan ke MDAL.

c. Piutang dari PT Api Metra Graha (“AMG”) merupakan piutang terkait sewa ruangan kantor Perusahaan di gedung The Energy.

Related parties

a. Receivables from PT Medco Daya Natuna (“MDN”), PT Medco Daya Makmur (“MDM”), PT Bahtera Daya Makmur (“BDM”) and PT Medco Daya Energi Natuna (“MDEN”) are receivables from joint operations in South Natuna Sea Block B, South Sumatera Block, Rimau Block and Block A (Aceh), respectively. The receivables from cash call related to joint operations oil and gas blocks are charged with late payment interest at LIBOR plus 2-3% per annum which is determined based on the Joint Operating Agreement.

b. Receivable from PT Medco Daya Abadi Lestari (“MDAL”) represents the receivable on the sale of the 2% of MGeoPS shares of the Company to MDAL.

c. Receivable from PT Api Metra Graha (“AMG”) is related to the Company’s office space lease in The Energy building.

7. PIUTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

Pihak ketiga

a. Piutang dari PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN") merupakan harga penjualan yang masih belum dibayar terkait dengan pelepasan 10% saham di PT Amman Mineral Internasional ("AMI") yang ditandatangani pada bulan Februari 2020, dengan jumlah imbalan sebesar AS$202 juta. SMCN telah membayar AS$10 juta pada tanggal 7 April 2020. Pada akhir kuartal I 2021, SMCN melakukan tambahan pembayaran sebesar AS$40,9 juta.

Selama tahun 2021, terdapat beberapa perubahan perjanjian, dimana pada tanggal 31 Desember 2021, perubahan perjanjian kedua ditandatangani dimana saldo piutang dari SMCN pada tanggal 31 Desember 2021 sebesar AS$151.138.000 dan akan diselesaikan dengan:

(1) Menyelesaikan sebagian AS$30.000.000 sebelum 1 Juli 2022
(2) Sisa piutang akan diselesaikan secara saling hapus 2% saham AMI dari SMCN dengan total pembayaran sebesar AS$51.269.036 dengan sisa piutang sebesar AS$121.138.000, termasuk bunga 5% per tahun dan akan jatuh tempo pada tanggal 31 Desember 2022.

Apabila SMCN gagal membayar piutang pada tanggal penyelesaian, maka PT Citra Inti Niaga (CIN), pemegang saham SMCN, setuju untuk mengalihkan seluruh kepemilikan saham atas SMCN kepada Perusahaan, dengan kekurangan penilaian dibandingkan dengan jumlah yang terutang oleh SMCN diselesaikan selambat-lambatnya pada tanggal 31 Maret 2023.

Pada tanggal 8 Juni 2022, Perusahaan telah menerima pembayaran sebagian sebesar AS$30.000.000.

Pada tanggal 30 Maret 2023, Perusahaan telah menerima sisa pokok piutang sebesar AS$121.138.000.

7. OTHER RECEIVABLES (continued)

Third parties

a. Receivable from PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN") pertains to the outstanding amount related to the sale of 10% of the Company's ownership in PT Amman Mineral Internasional ("AMI") signed in February 2020, for a total consideration of US$202 million. SMCN has paid US$10 million on April 7, 2020. At the end of the first quarter of 2021, SMCN has paid additional partial payment amounting to US$40.9 million.

During 2021, the agreements were amended several times, which on December 31, 2021, a second amendment was signed whereby as of December 31, 2021 SMCN's outstanding receivables is US$151,138,000 and will be settled by:

(1) Partially settle US$30,000,000 by July 1, 2022

(2) The remaining receivable sum will be settled through offsetting the 2% of AMI shares from SMCN for a total consideration of US$51,269,036 with the remaining receivable sum of US$121,138,000, including 5% interest per annum and shall be due on December 31, 2022.

If SMCN fails to pay upon this final receivable amount at settlement date, then PT Citra Inti Niaga (CIN), SMCN's shareholder, agrees to transfer all of its shares ownership of SMCN to the Company, with any valuation shortfall as compared to the amount owed by SMCN being settled at the latest by March 31, 2023.

On June 8, 2022, the Company received a partial settlement of US$30,000,000.

On March 30, 2023, the Company received remaining principle of the receivable of US$121,138,000.

7. PIUTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

Pihak ketiga (lanjutan)

b. Piutang Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang dapat ditagihkan merupakan PPN yang dibayarkan oleh entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia, yang dapat ditagih kembali masing-masing dari Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas).

c. Piutang atas uang muka merupakan uang muka untuk proyek pembangunan pembangkit listrik. Piutang ini berjangka waktu lebih dari satu tahun.

d. Piutang Operasi Bersama merupakan piutang dari mitra Operasi Bersama yang berkaitan dengan aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi.

e. Piutang *underlifting* merupakan piutang dari SKK Migas dan mitra operasi bersama untuk anak usaha yang bergerak pada bidang minyak dan gas bumi.

f. Piutang dari PT Graha Permata Sukses (“GPS”) merupakan jumlah yang masih belum diterima terkait dengan pelepasan PT Medco Services Indonesia (“MSI”). Pada tanggal 8 Juni 2022, Perusahaan telah menerima pelunasan penuh atas sisa piutang.

g. Piutang dari Anglo Tunisia Oil and Gas Limited (“ATOG”) merupakan harga penjualan yang masih belum dibayar terkait dengan pelepasan 100% saham MEG dalam Medco Tunisia Petroleum Limited (“MTPL”) di tahun 2019. Berdasarkan *Share Purchase and Sales Agreement* (“SPSA”) harga beli yang telah disepakati adalah AS$24,5 juta. Sampai dengan tanggal 1 Januari 2021, Perusahaan telah menerima beberapa kali pelunasan sebagian dengan total AS$12,6 juta. Pada tanggal 6 Juli 2021 MEG telah menerima pembayaran sebesar AS$5 juta dari ATOG dan sisanya sebesar AS$6,95 juta akan dibayarkan pada/atau sebelum 1 Januari 2024.

7. OTHER RECEIVABLES (continued)

Third parties (continued)

b. Reimbursable Value Added Tax (VAT) represents VAT paid by subsidiaries involved in oil and gas exploration and production in Indonesia which are reimbursable from Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas).

c. Advance receivables pertain to advances for power plant construction project. These receivables are due more than one year.

d. Receivables from Joint Operations represent receivables from Joint Operations partners relating to oil and gas exploration and production activities.

e. The underlifting receivables relates to receivables from SKK Migas and joint operations partners for subsidiaries engaged in oil and gas sector.

f. The receivables from PT Graha Permata Sukses (“GPS”) is the amount outstanding following the divestment of PT Medco Services Indonesia (“MSI”). On June 8, 2022, the Company received full settlement for the remaining balance.

g. Receivables from Anglo Tunisia Oil and Gas Limited (“ATOG”) pertain to the outstanding amount related to the selling price arising from the divestment by MEG of its 100% shares in Medco Tunisia Petroleum Limited (“MTPL”) in 2019. Based on the latest Share Purchase and Sales Agreement (“SPSA”), the agreed purchase price was US$24.5 million. As of January 1, 2021, the Company had received total payments of US$12.6 million. On July 6, 2021, MEG received the US$5 million payment from ATOG and the remaining amount of US$6.95 million will be paid on/or before January 1, 2024.

7. PIUTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

Pihak ketiga (lanjutan)

Grup telah menerapkan metode yang disederhanakan untuk menghitung kerugian kredit ekspektasian sesuai dengan PSAK 71 yang mengizinkan penggunaan cadangan kerugian ekspektasian seumur hidup untuk seluruh piutang usaha dan lain-lain. Untuk mengukur kerugian kredit ekspektasian, piutang lain-lain telah dikelompokkan berdasarkan peringkat kredit setiap rekanan.

Manajemen berkeyakinan bahwa penyisihan kerugian kredit ekspektasian piutang lain-lain cukup untuk menutup kemungkinan kerugian atas penurunan nilai piutang lain-lain.

7. OTHER RECEIVABLES (continued)

Third parties (continued)

The Group applies the simplified approach to calculate expected credit losses prescribed by PSAK 71 which permits the use of the lifetime expected loss provision for all trade and other receivables. To measure the expected credit losses, other receivables have been grouped based on credit rating of each counterparty.

The management believes that the provisions for expected credit losses of other receivables are sufficient to cover losses from impairment of the other receivables.

8. PIUTANG SEWA PEMBIAYAAN

Akun ini terutama terdiri dari Perjanjian Pembelian Listrik entitas anak tertentu yang dimiliki oleh PT Medco Power Indonesia yang dicatat sebagai sewa pembiayaan dan *sublease* aset hak guna. Syarat perjanjian kontraktual sewa disajikan pada Catatan 49b.

Pembayaran sewa minimum di masa mendatang dalam sewa pembiayaan dengan nilai kini pembayaran sewa minimum adalah sebagai berikut:

8. FINANCE LEASE RECEIVABLES

This account comprises mainly of Power Purchase Agreement of certain subsidiaries of PT Medco Power Indonesia that are accounted for as finance leases and sublease of right-of-use assets. The terms of the contractual lease arrangements are disclosed in Note 49b.

The future minimum lease payments under finance lease with the present value of the net minimum lease payments are as follows:

	2022	2021	
Kurang dari satu tahun	46.970.665	56.114.192	*Within one year*
Lebih dari satu tahun sampai lima tahun	128.989.033	137.083.277	*After one year but not more than five years*
Lebih dari lima tahun	95.956.627	119.439.011	*More than five years*
Jumlah	271.916.325	312.636.480	*Total*
Dikurangi jumlah yang terkait dengan bunga	(96.689.999)	(114.998.815)	*Less amount applicable to interest*
Nilai kini dari pembayaran sewa minimum	175.226.326	197.637.665	*Present value of minimum lease payments*
Penyesuaian nilai wajar	21.283.374	32.513.578	*Fair value adjustment*
Jumlah	**196.509.700**	**230.151.243**	***Total***
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	(41.582.594)	(37.897.470)	*Less current maturities*
Bagian jangka panjang - neto	**154.927.106**	**192.253.773**	***Long-term maturities - net***

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, piutang sewa pembiayaan telah diasuransikan kepada berbagai perusahaan asuransi (Catatan 15). Manajemen memiliki keyakinan bahwa nilai pertanggungan cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

As of December 31, 2022 and 2021, all finance lease receivables were insured with various insurance companies (Note 15). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

8. PIUTANG SEWA PEMBIAYAAN (lanjutan)

Berdasarkan penelaahan status akun piutang sewa pembiayaan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, manajemen berpendapat bahwa seluruh piutang sewa pembiayaan dapat direalisasikan dan tidak ada penyisihan kerugian penurunan nilai yang dibutuhkan.

Aset proyek tertentu dalam akun piutang sewa pembiayaan tertentu digunakan sebagai jaminan atas utang yang diperoleh oleh Entitas Anaknya (Catatan 28).

8. FINANCE LEASE RECEIVABLES (continued)

Based on the review of finance lease receivables as of December 31, 2022 and 2021, management is of the opinion that all finance lease receivables are realizable and no provision for impairment is necessary to be provided.

Certain project assets in finance lease receivables account are used as collateral to the loans obtained by its Subsidiaries (Note 28).

9. ASET KEUANGAN KONSESI

Akun ini merupakan piutang dari PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (“PLN”) terkait Kontrak Penjualan Energi kepada PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") yang dicatat sebagai konsesi jasa. Pergerakan dari aset konsesi adalah sebagai berikut:

9. CONCESSION FINANCIAL ASSETS

This account represents receivable from PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (“PLN”) related to the Energy Sales Contract with PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") that are accounted for as service concession arrangement. The movements in the concession financial assets are as follows:

	2022	2021	
Saldo awal	321.140.674	267.196.060	*Beginning balance*
Penambahan:			*Additions:*
Pendapatan bunga dari jasa konsesi	25.683.146	22.710.746	*Finance income from service concession*
Pendapatan konstruksi	13.576.018	31.547.662	*Construction revenue*
Penerimaan dari PLN	(28.211.819)	-	*Collection from PLN*
Jumlah	332.188.019	321.454.468	*Total*
Akumulasi penyisihan kerugian kredit ekspetasian	-	(313.794)	*Accumulated provision for expected credit losses*
Neto	**332.188.019**	**321.140.674**	***Net***
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	32.835.946	30.047.139	*Less current maturities*
Bagian jangka panjang - neto	**299.352.073**	**291.093.535**	***Long-term maturities - net***

Perubahan dalam penyisihan kerugian kredit ekspektasian adalah sebagai berikut:

The changes in the provision for expected credit losses are as follows:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	313.794	815.889	*Balance at beginning of year*
Pembalikan selama tahun berjalan	(313.794)	-	*Reversal of provision during the year*
Penyisihan kerugian kredit ekspektasian	-	46.993	*Provision for expected credit losses*
Direklasifikasi ke aset dimiliki untuk dijual (Catatan 39)	-	(549.088)	*Reclassified to assets held for sale (Note 39)*
Saldo akhir tahun	**-**	**313.794**	***Balance at end of year***

9. ASET KEUANGAN KONSESI (lanjutan)

Berdasarkan penelaahan status akun-akun aset keuangan konsesi pada 31 Desember 2022 dan 2021, manajemen berpendapat bahwa cadangan penurunan nilai aset keuangan konsesi cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya akun-akun tersebut.

9. CONCESSION FINANCIAL ASSETS (continued)

Based on the review of concession financial assets as of December 31, 2022 and 2021, management is of the opinion that the allowance for impairment of concession financial assets is adequate to cover possible losses on uncollectible accounts.

10. PERSEDIAAN / *10. INVENTORIES*

Persediaan terdiri dari: / *Inventories consist of:*

	2022	2021	
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya	98.733.993	89.145.136	*Spareparts, well supplies and others*
Persediaan minyak mentah	8.280.776	12.016.159	*Crude oil inventories*
Jumlah	107.014.769	101.161.295	*Total*
Cadangan keusangan dan penurunan nilai	(934.662)	(276.885)	*Allowance for obsolescence and decline in value*
Neto	**106.080.107**	**100.884.410**	***Net***

Jumlah persediaan yang diakui sebagai beban untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing sebesar AS$8,5 juta, dan AS$7,9 juta, yang disajikan pada beban pokok pendapatan (biaya produksi dan *lifting*).

Total inventories recognized as expense for the years ended December 31, 2022 and 2021 amounted to US$8.5 million, and US$7.9 million, respectively, which are presented in the cost of revenue (production and lifting costs).

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, seluruh persediaan telah diasuransikan kepada berbagai perusahaan asuransi (Catatan 15 dan 18). Manajemen memiliki keyakinan bahwa nilai pertanggungan cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

As of December 31, 2022 and 2021, all inventories were insured with various insurance companies (Notes 15 and 18). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, tidak ada persediaan yang dijaminkan sebagai jaminan.

As of December 31, 2022 and 2021, there are no inventories that are pledged as collateral.

Perubahan dalam cadangan keusangan dan penurunan nilai adalah sebagai berikut:

The changes in the allowance for obsolescence and decline in value are as follows:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	276.885	276.885	*Balance at beginning of year*
Penyisihan tahun berjalan	657.777	-	*allowance during the year*
Saldo akhir tahun	**934.662**	**276.885**	***Balance at end of year***

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, tidak ada persediaan yang dijaminkan sebagai jaminan.

As of December 31, 2022 and 2021, there are no inventories that are pledged as collateral.

Berdasarkan hasil penelaahan terhadap kondisi fisik dan nilai realisasi neto dari persediaan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, manajemen berpendapat bahwa cadangan keusangan dan penurunan nilai persediaan adalah cukup.

Based on the review of the physical condition and net realizable values of inventories as of December 31, 2022 and 2021, management is of the opinion that the allowance for obsolescence and decline in value is adequate.

11. PAJAK DIBAYAR DIMUKA DAN ESTIMASI PENGEMBALIAN PAJAK

11. PREPAID TAXES AND ESTIMATED CLAIMS FOR TAX REFUND

Rincian akun ini adalah sebagai berikut:

The details of this account are as follows:

a. Pajak dibayar dimuka

a. Prepaid taxes

	2022	2021	
Perusahaan			*The Company*
Pajak Pertambahan Nilai (PPN)	165.167	1.897.812	*Value Added Tax (VAT)*
Entitas anak			*Subsidiaries*
PPN	1.988.088	2.145.236	*VAT*
Lebih bayar Pajak Penghasilan Badan	2.218.169	900.167	*Corporate Income Tax overpayments*
Sub-jumlah	4.206.257	3.045.403	*Sub-total*
Jumlah	**4.371.424**	**4.943.215**	***Total***

b. Estimasi pengembalian pajak

a. Estimated claims for tax refunds

	2022	2021	
Perusahaan			*The Company*
Pajak Penghasilan Badan			*Corporate Income Tax*
Tahun 2021	1.951.464	1.180.383	*Year 2021*
PPN	41.890	-	*VAT*
Sub-jumlah	1.993.354	1.180.383	*Sub-total*
Entitas anak			*Subsidiaries*
Pajak Penghasilan Badan			*Corporate Income Tax*
Tahun 2022	266.245	-	*Year 2022*
Tahun 2021	452.095	490.871	*Year 2021*
Tahun 2020	685.977	1.867.578	*Year 2020*
Tahun 2019	915.467	1.693.194	*Year 2019*
Tahun 2018	50.373	131.009	*Year 2018*
Tahun 2016	288.187	392.585	*Year 2016*
PPN			*VAT*
Tahun 2022	549.558	-	*Year 2022*
Tahun 2021	47.255	2.087.175	*Year 2021*
Tahun 2020	-	107.380	*Year 2020*
Sub-jumlah	3.255.157	6.769.792	*Sub-total*
Jumlah	**5.248.511**	**7.950.175**	***Total***

12. BEBAN DIBAYAR DI MUKA

12. PREPAID EXPENSES

Akun ini terdiri dari beban dibayar di muka jangka pendek sebagai berikut:

This account consists of short-term prepayments with details as follows:

	2022	2021	
Asuransi	5.636.868	5.798.876	*Insurance*
Sewa	2.578.677	2.200.403	*Rental*
Lain-lain	2.851.566	3.466.880	*Others*
Jumlah	**11.067.111**	**11.466.159**	***Total***

13. DEPOSITO DAN REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA

13. RESTRICTED TIME DEPOSITS AND CASH IN BANKS

Rincian akun ini adalah sebagai berikut:

The details of this account are as follows:

	2022	2021	
Lancar			*Current*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya			*Restricted cash in banks*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	523.131	287.643	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Deposito yang dibatasi penggunaannya			*Restricted time deposit*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	-	13.946	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya			*Restricted cash in banks*
Australia and New Zealand Banking Group Ltd	71.959.950	-	*Australia and New Zealand Banking Group Ltd*
Standard Chartered Bank - Cabang Singapura	27.965.590	41.507.140	*Standard Chartered Bank Singapore Branch*
Bank of New York Mellon	19.461.278	20.801.676	*Bank of New York Mellon*
DBS Bank Ltd	16.428.586	388.416.547	*DBS Bank Ltd*
PT Bank Syariah Indonesia Tbk	834.183	771.964	*PT Bank Syariah Indonesia Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	42.500	-	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Deposito yang dibatasi penggunaannya			*Restricted time deposit*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	-	148.818	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Jumlah	**137.215.218**	**451.947.734**	***Total***
Tidak lancar			*Non-current*
Pihak berelasi			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
Deposito yang dibatasi penggunaannya			*Restricted time deposit*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	121.692	35.553	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third party*
Rupiah			*Rupiah*
Deposito yang dibatasi penggunaannya			*Restricted time deposit*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	87.471	383.909	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
Jumlah	**209.163**	**419.462**	***Total***

13. DEPOSITO DAN REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA (lanjutan)

13. RESTRICTED TIME DEPOSITS AND CASH IN BANKS (continued)

	2022	2021	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Deposito yang dibatasi penggunaannya			*Restricted time deposits*
Rupiah	3,50% - 5,25%	3,50% - 5,25%	*Rupiah*
Dolar AS	0,01% - 3,73%	0,01% - 1,50%	*United States Dollar*

Bank/ ***Bank***	**Periode/** ***Period***	**Deskripsi/** ***Description***
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Rupiah)/ ***Restricted cash in bank (Rupiah)***		
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	31 Desember 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*	*Debt Service Reserve Account* atas fasilitas kredit dari PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk untuk MPI/ *Debt Service Reserve Account for credit facility from PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk for MPI.*
Deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya (Rupiah)/ ***Restricted time deposit (Rupiah)***		
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk dan PT Bank CIMB Niaga Tbk	31 Desember 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*	Deposito berjangka entitas anak yang terutama digunakan untuk jaminan utang karyawan/ *Subsidiaries' time deposits used mainly as collaterals for employees' loan.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	31 Desember 2021/ *December 31, 2021*	*Debt service accounts* untuk pembayaran pokok pinjaman dan bunga dan *escrow accounts* untuk penerimaan penjualan, sesuai dengan perjanjian pinjaman dengan beberapa kreditur bank (Catatan 28)/ *Debt service accounts for loan principal and interest payments and escrow accounts for sales collection, in compliance with the loan agreements with certain bank creditors (Note 28).*
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Dolar AS)/ ***Restricted cash in bank (US Dollar)***		
DBS Bank Ltd	31 Desember 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*	*Escrow accounts* untuk pembayaran kembali pinjaman di mana dananya berasal dari hasil penerbitan obligasi Dolar AS dan *interest reserve account* untuk pembayaran bunga atas obligasi Dolar AS yang diterbitkan oleh Medco Laurel Tee, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya (Catatan 29)/ *Escrow accounts for loan refinancing where the funds originated from US Dollar bonds issuance and interest reserve account for interest payment of US Dollar Bonds issued by Medco Laurel Tee Ltd, wholly-owned subsidiary (Note 29).*
Standard Chartered Bank Cabang Singapura/ *Singapore Branch*	31 Desember 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*	*Escrow accounts* untuk pembayaran kembali pinjaman di mana dananya berasal dari hasil penerbitan obligasi Dolar AS dan *interest reserve account* untuk pembayaran bunga atas obligasi Dolar AS yang diterbitkan oleh Medco Oak Tree Pte Ltd dan Medco Platinum Road Pte Ltd, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya (Catatan 29)/ *Escrow accounts for loan refinancing where the funds originated from US Dollar bonds issuance and interest reserve account for interest payment of US Dollar Bonds issued by Medco Oak Tree Pte Ltd and Medco Platinum Road Pte Ltd, wholly-owned subsidiaries (Note 29).*
Bank of New York Mellon	31 Desember 2022 and 2021/ *December 31, 2022 and 2021*	*Escrow accounts* untuk pembayaran kembali pinjaman di mana dananya berasal dari hasil penerbitan obligasi Dolar AS dan *interest reserve account* untuk pembayaran bunga atas obligasi Dolar AS yang diterbitkan oleh Medco Bell Pte Ltd, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya (Catatan 29)/ *Escrow accounts for loan refinancing where the funds originated from US Dollar bonds issuance and interest reserve account for interest payment of US Dollar Bonds issued by Medco Bell Pte Ltd, wholly-owned subsidiary (Note 29).*
Australia and New Zealand Banking Group Ltd	31 Desember 2022/ *December 31, 2022*	*Debt Service Reserve Accounts* ("DSRA") atas Fasilitas Kredit dari Pemberi Pinjaman/ *Debt Service Reserve Account ("DSRA") of Credit Facility from Lenders.*
PT Bank Syariah Indonesia Tbk	31 Desember 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*	*Debt service account* untuk pembayaran pokok pinjaman dan bunga (Catatan 28)/ *Debt service account for loan principal and interest payments (Note 28).*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk.	31 Desember 2022/ *December 31, 2022*	*Debt service account* untuk pembayaran bunga/ *Debt service account for loan interest payments.*
Deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya (Dolar AS)/ ***Restricted time deposit (US Dollar)***		
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	31 Desember 2021/ *December 31, 2021*	Jaminan pelaksanaan sehubungan dengan eksplorasi Proyek Ijen/ *Performance security in relation with Ijen Project exploration.*

14. INVESTASI JANGKA PANJANG

14. LONG-TERM INVESTMENTS

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

This account consists of the following:

2022

	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Nilai tercatat 1 Januari 2022/ *Carrying value January 1, 2022*	Penambahan/ *Additions* (Pengurangan)/ *(Deductions)*	Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan/ *Translation adjustments*	Pendapatan bunga/ *Interest Income*	Perubahan ekuitas/ *Equity changes*	Nilai tercatat 31 Desember 2022/ *Carrying value December 31, 2022*
Entitas asosiasi/*Associates*							
Metode ekuitas/*Equity method*							
PT Amman Mineral Internasional (“AMI”)	23,13%	606.919.701	-	-	-	256.883.630	863.803.331
PT Api Metra Graha (“AMG”)	49,00%	103.380.819	-	(3.267.402)	-	881.296	100.994.713
Lain-lain/*Others*	50,00%	357.360	3.901.357	22.178	-	(413)	4.280.482
Sub-jumlah/*Sub-total*		710.657.880	3.901.357	(3.245.224)	-	257.764.513	969.078.625
Metode nilai wajar/*Fair value method*							
PT Donggi Senoro LNG (”DSLNG”)	11,11%	164.783.103	(5.095.877) [4]	-	-	-	159.687.226
PT Sumber Mineral Citra Nusantara (“SMCN”)	18,00%	15.625.267	9.490.520 [5] [6]	-	-	-	25.115.787
Sub-jumlah/*Sub-total*		180.408.370	4.394.643	-	-	-	184.803.013
Sub-jumlah entitas asosiasi/ *Sub-total associates*		891.066.350	8.296.000	(3.245.224)	-	257.764.513	1.153.881.638
Ventura bersama/*Joint venture*							
Metode ekuitas/*Equity method*							
Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd (“Transasia”)	35,00%	-	109.899.294 [7] [9]	-	22.351.224	(18.781.307)	113.469.211
APICO LLC	27,18%	46.110.576	(39.180.058) [8]	-	-	(6.930.518)	-
PT Medco Geopower Sarulla (”MGeoPS”)	49,00%	138.253.535	-	-	-	5.256.297	143.509.832
Sub-jumlah ventura bersama/ *Sub-total joint venture*		184.364.111	70.719.236	-	22.351.224	(20.455.528)	256.979.043
Jumlah/*Total*		**1.075.430.361**	**79.015.236**	**(3.245.224)**	**22.351.224**	**237.308.985**	**1.410.860.680**

2021

	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Nilai tercatat 1 Januari 2021/ *Carrying value January 1, 2021*	Penambahan/ *Additions* (Pengurangan)/ *(Deductions)*	Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan/ *Translation adjustments*	Perubahan ekuitas/ *Equity changes*	Nilai tercatat 31 Desember 2021/ *Carrying value December 31, 2021*
Entitas asosiasi/*Associates*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
PT Amman Mineral Internasional (“AMI”)	23,13%	529.235.977	-	-	77.683.724	606.919.701
PT Api Metra Graha (“AMG”)	49,00%	115.134.207	(15.184.819) [3]	(361.228)	3.792.659	103.380.819
Lain-lain/*Others*	50,00%	357.460	-	-	(100)	357.360
Sub-jumlah/*Sub-total*		644.727.644	(15.184.819)	(361.228)	81.476.283	710.657.880
Metode nilai wajar/*Fair value method*						
PT Donggi Senoro LNG (”DSLNG”)	11,11%	139.807.000	24.976.103 [4]	-	-	164.783.103
PT Sumber Mineral Citra Nusantara (“SMCN”)	18,00%	-	15.625.267 [2] [5]	-	-	15.625.267
Sub-jumlah/*Sub-total*		139.807.000	40.601.370	-	-	180.408.370
Sub-jumlah entitas asosiasi/ *Sub-total associates*		784.534.644	25.416.551	(361.228)	81.476.283	891.066.250
Ventura bersama/*Joint venture*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
APICO LLC	27,18%	47.178.163	-	-	(1.067.587)	46.110.576
PT Medco Geopower Sarulla (”MGeoPS”)	49,00%	-	152.370.305 [1]	(1.009.906)	(13.106.864)	138.253.535
Sub-jumlah ventura bersama/ *Sub-total joint venture*		47.178.163	152.370.305	(1.009.906)	(14.174.451)	184.364.111
Jumlah/*Total*		**831.712.807**	**177.786.856**	**(1.371.134)**	**67.301.832**	**1.075.430.361**

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

Akun ini terdiri dari sebagai berikut: (lanjutan)

1) Pada tanggal 18 Mei 2021, Grup telah melepaskan 2% kepemilikan pada PT Medco Geopower Sarulla (“MGeoPS”), yang mengakibatkan Grup kehilangan pengendalian atas anak perusahaan (Catatan 39). Setelah divestasi, Grup mencatat 49% kepemilikan saham pada MGeoPS dengan nilai tercatat AS$105.143.462 dan mengakui kepemilikan yang ditahan sebagai bagian dari investasi pada ventura bersama pada nilai wajar pada saat pengakuan yang menghasilkan keuntungan dari nilai wajar dari pengukuran kembali investasi sebesar AS$47.226.843 pada laba atau rugi tanggal 31 Desember 2021.
2) Pada Maret dan April 2021, Grup telah melakukan penyetoran modal tambahan sebesar AS$7.362.000 ke PT Sumber Mineral Citra Nusantara (“SMCN”) untuk mempertahankan 18% kepemilikan saham pada SMCN. Investasi pada SMCN diklasifikasi dan dicatat pada nilai wajar melalui laporan laba rugi.
3) Pada tahun 2021, Grup mengakui kerugian penurunan nilai atas investasi pada PT Api Metra Graha sebesar AS$15.184.819.
4) Pada tahun 2022 dan 2021, Grup mengakui penyesuaian nilai wajar atas investasi pada PT Donggi Senoro LNG masing-masing sebesar AS$5.095.877 dan AS$24.976.103.
5) Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Grup mengakui penyesuaian nilai wajar atas investasi pada PT Sumber Mineral Citra Nusantara, masing-masing sebesar AS$4,090,520 dan AS$8.263.267.
6) Pada Juni 2022, Grup telah melakukan penyetoran modal tambahan sebesar AS$5.400.000 ke PT Sumber Mineral Citra Nusantara (“SMCN”) untuk mempertahankan 18% kepemilikan saham pada SMCN.
7) Pada tanggal 3 Maret 2022, Grup telah mengakuisisi saham 100% kepemilikan saham ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. (“CIHL”), dimana CIHL memiliki 35% saham Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd. Pada tanggal akuisisi tersebut, Grup melakukan revisi nilai wajar untuk menunjukkan alokasi harga pembelian yang tepat (Catatan 48) dan melakukan pencatatan menggunakan metode ekuitas.
8) Pada tanggal 31 Desember 2022, sehubungan dengan rencana pelepasan atas investasi jangka panjang pada APICO LLC, Grup mereklasifikasikan investasi tersebut sebagai aset dimiliki untuk dijual.
9) Penambahan pada tahun 2022 termasuk pembayaran pinjaman pemegang saham.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

This account consists of the following: (continued)

1) On May 18, 2021, the Group has divested 2% ownership in PT Medco Geopower Sarulla (“MGeoPS”), resulting to loss of control over the subsidiary (Note 39). After the divestment, the Group measured the remaining 49% ownership in MGeoPS with carrying value of US$105,143,462 and recognized the retained interest as part of investment in joint venture at fair value at initial recognition resulting to gain on fair value on remeasurement of investment amounting to US$47,226,843 in December 31, 2021 profit or loss.

2) In March and April 2021, the Group has injected additional capital to PT Sumber Mineral Citra Nusantra (“SMCN”) amounting to US$7,362,000 to maintain its 18% share ownership. The investment in SMCN is classified and measured at fair value through profit or loss.

3) In 2021, the Group recognized loss on impairment of investment in PT Api Metra Graha amounting to US$15,184,819.
4) In 2022 and 2021, the Group recognized adjustment on fair value of investment in PT Donggi Senoro LNG amounting to US$5,095,877 and US$24,976,103, respectively.
5) As of December 31, 2022 and 2021, the Group recognized gain on fair value in PT Sumber Mineral Citra Nusantara amounting US$4,090,520 and US$8,263,267, respectively.

6) In June 2022, the Group has injected additional capital to PT Sumber Mineral Citra Nusantra (“SMCN”) amounting to US$5,400,000 to maintain its 18% share ownership.

7) On March 3, 2022, the Group has acquired 100% share ownership in ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. (“CIHL”), whereas CIHL owned 35% share ownership in Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd. On the acquisition date, the Group has revised the fair value to reflect the correct purchase price allocation (Note 48) and has recorded it using equity method.
8) As of December 31, 2022, in relation with the plan to sell long-term investment in APICO LLC, the Group reclassify the investment to asset held for sale.

9) Addition in 2022 including payment of shareholder loans.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

Tabel berikut menyajikan perubahan ekuitas pada entitas asosiasi dan ventura bersama:

The following table illustrates the equity changes in associates and joint venture:

	2022					
	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	**Laba (rugi) tahun berjalan/ *Profit (loss) for the year***	**Pendapatan komprehensif lain/ *Other comprehensive income***	**Dividen yang dideklarasikan/ *Dividends declared***	**Dampak perubahan transaksi ekuitas/ *Effect of changes in equity transactions***	**Jumlah/ *Total***
Entitas asosiasi/*Associates*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
PT Amman Mineral International ("AMI")	23,13%	252.923.774	3.959.856	-	-	256.883.630
PT Api Metra Graha ("AMG")	49,00%	1.204.333	(323,037)	-	-	881.296
Lain-lain/*Others*	50,00%	(413)	-	-	-	(413)
Sub-jumlah/*Sub-total*		254.127.694	3.636.819	-	-	257.764.513
Ventura bersama/*Joint venture*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd ("Transasia")	35,00%	(18.781.307)	-	-	-	(18.781.307)
APICO LLC	27,18%	-	-	-	-	-
PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")	49,00%	(2,436,378)	11.816.599	-	(2.436.378)	6.943.843
Sub-jumlah/*Sub-total*		(21,217,685)	11.816.599	-	(2.436.378)	(11.837.464)
Jumlah/*Total*		**232.910.009**	**15.453.418**	**-**	**(2.436.378)**	**245.927.049**

	2021					
	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	**Laba (rugi) tahun berjalan/ *Profit (loss) for the year***	**Pendapatan komprehensif lain/ *Other comprehensive income***	**Dividen yang dideklarasikan/ *Dividends declared***	**Dampak perubahan transaksi ekuitas/ *Effect of changes in equity transactions***	**Jumlah/ *Total***
Entitas asosiasi/*Associates*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
PT Amman Mineral International ("AMI")	23,13%	72.978.157	4.705.567	-	-	77.683.724
PT Api Metra Graha ("AMG")	49,00%	2.557.310	1.235.349	-	-	3.792.659
Lain-lain/*Others*	50,00%	(100)	-	-	-	(100)
Sub-jumlah/*Sub-total*		75.535.367	5.940.916	-	-	81.476.283
Ventura bersama/*Joint venture*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
APICO LLC	27,18%	4.504.313	-	(5.571.900)	-	(1.067.587)
PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPs")	49,00%	(13.634.885)	528.021	-	-	(13.106.864)
Sub-jumlah/*Sub-total*		(9.130.572)	528.021	(5.571.900)	-	(14.174.451)
Jumlah/*Total*		**66.404.795**	**6.468.937**	**(5.571.900)**	**-**	**67.301.832**

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

Tabel berikut menyajikan ringkasan informasi keuangan entitas asosiasi dan ventura bersama:

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

The following table illustrates the summarized financial information of the associates and joint venture:

Laporan posisi keuangan: / ***Statement of financial position:***

2022

	Aset lancar/ *Current assets*	Aset tidak lancar/ *Non-current assets*	Liabilitas jangka pendek/ *Current liabilities*	Liabilitas jangka panjang/ *Non-current liabilities*	Ekuitas entitas induk/ *Equity of parent company*	Kepentingan non-pengendali/ *Non-controlling interest*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Bagian Grup atas aset neto/ *The Group's share of net assets*	Penyesuaian ekuitas/ *Equity adjustment*	Nilai tercatat investasi/ *Investment carrying value*
Entitas asosiasi/*Associate*										
PT Amman Mineral Internasional ("AMI") [1]	1.881.272.000	4.617.687.000	545.805.000	2.343.855.000	3.528.749.000	80.550.000	23,13%	816.199.644	47.603.687	863.803.331
PT Api Metra Graha ("AMG")	42.834.714	88.483.495	8.861.585	59.140.693	63.315.931	-	49,00%	31.024.806	69.969.906	100.994.712
Lain-lain/*Others*	3.026.884	18.198.522	2.098.402	11.369.040	7.757.964	-	50,00%	3.878.982	401.600	4.280.582
Sub-jumlah/*Sub-total*	1.927.133.598	4.724.369.017	556.764.987	2.414.364.733	3.599.822.895	80.550.000		851.103.432	117.975.194	969.078.626
Ventura bersama/ *Joint venture*										
Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd ("Transasia")	1.016.317	267.189.211	335.210	904.248.115	(636.377.797)	-	35,00%	(222.732.229)	336.201.439 [2)3)]	113.469.210
APICO LLC [2]	28.730.397	162.920.013	26.323.357	7.263.233	158.063.820	-	27,18%	42.961.746	(42.961.746) [1)]	-
PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")	123.088.366	449.203.636	319.273.713	49.052.538	203.965.751	-	49,00%	99.943.218	43.566.614	143.509.832
Sub-jumlah/*Sub-total*	152.835.080	879.973.233	345.932.280	960.563.886	(274.348.226)	-		(79.827.265)	336.806.307	256.979.042
Jumlah/*Total*	**2.079.968.678**	**5.603.681.877**	**902.697.267**	**3.374.928.619**	**3,325,474,669**	**80.550.000**		**771.276.167**	**454.781.501**	**1.226.057.668**

2021

	Aset lancar/ *Current assets*	Aset tidak lancar/ *Non-current assets*	Liabilitas jangka pendek/ *Current liabilities*	Liabilitas jangka panjang/ *Non-current liabilities*	Ekuitas entitas induk/ *Equity of parent company*	Kepentingan non-pengendali/ *Non-controlling interest*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Bagian Grup atas aset neto/ *The Group's share of net assets*	Penyesuaian ekuitas/ *Equity adjustment*	Nilai tercatat investasi/ *Investment carrying value*
Entitas asosiasi/*Associate*										
PT Amman Mineral Internasional ("AMI") [1]	1.370.638.412	3.819.993.000	562.103.758	2.162.182.000	2.390.767.654	75.578.000	23,13%	552.984.558	53.935.143	606.919.701
PT Api Metra Graha ("AMG")	41.533.374	100.554.588	10.453.249	63.449.197	68.185.516	-	49,00%	33.410.903	69.969.916	103.380.819
Other	567.082	159.185	11.548	-	714.719	-	50,00%	357.360	-	357.360
Sub-jumlah/*Sub-total*	1.412.738.868	3.920.706.773	572.568.555	2.225.631.197	2.459.667.889	75.578.000		586.752.821	123.905.059	710.657.880
Ventura bersama/ *Joint venture*										
APICO LLC [1]	30.285.373	158.348.909	22.445.348	6.459.090	159.729.844	-	27,18%	43.414.572	2.696.004	46.110.576
PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")	117.628.837	472.231.572	341.579.706	62.711.728	185.568.975	-	49,00%	90.928.798	47.324.737	138.253.535
Sub-jumlah/*Sub-total*	147.914.210	630.580.481	364.025.054	69.170.818	345.298.819	-		134.343.370	50.020.741	184.364.111
Jumlah/*Total*	**1.560.653.078**	**4.551.287.254**	**936.593.609**	**2.294.802.015**	**2.804.966.708**	**75.578.000**		**721.096.191**	**173.925.800**	**895.021.991**

1) Ringkasan informasi keuangan entitas asosiasi/ventura bersama berdasarkan angka konsolidasi.
2) Pada tanggal 31 Desember 2022, sehubungan dengan rencana pelepasan atas investasi jangka panjang pada APICO LLC, Grup mereklasifikasikan investasi tersebut sebagai aset dimiliki untuk dijual.
3) Penyesuaian ekuitas termasuk pinjaman pemegang saham yang merupakan kepentingan jangka panjang pada entitas asosiasi.

1) The summarized financial information of the associate/joint venture are based on consolidated amounts.
2) As of December 31, 2022, in relation with the plan to sell long-term investment in APICO LLC, the Group reclassify the investment to asset held for sale.
3) Equity adjustment included of shareholder loan which represents long-term interest in the associate

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

Tabel berikut menyajikan ringkasan informasi keuangan entitas asosiasi dan ventura bersama: (lanjutan)

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

The following table illustrates the summarized financial information of the associates and joint venture: (continued)

Laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain: / ***Statement of profit or loss and other comprehensive income*:**

2022

	Pendapatan neto/ *Net revenues*	Laba (rugi)/ *Profit (loss)*	Pendapatan komprehensif lain/ *Other comprehensive income*	Jumlah penghasilan (rugi) komprehensif/ *Total comprehensive income (loss)*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Bagian investor atas laba (rugi)/ *Investor's share on profit (loss)*
Entitas asosiasi/*Associates*						
PT Amman Mineral Internasional ("AMI") [1]	2.830.122.000	1.093.488.000	17.120.000	1.110.608.000	23,13%	252.923.774
PT Api Metra Graha ("AMG")	21.550.006	2.457.822	(659.259)	1.798.563	49,00%	1.204.333
Lain-lain/*Others*	-	(826)	-	(826)	50,00%	(413)
Sub-jumlah/*Sub-total*	2.851.672.006	1.095.944.996	16.460.741	1.112.405.737		254.127.694
Ventura bersama/ *Joint venture*						
Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd ("Transasia")	29.377.224	(53,660,878)	-	(53.660.878)	35,00%	(18.781.307)
APICO LLC [1]	67.397.261	-	-	-	27,18%	-
PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")	48.938.865	(4.972.200)	24.115.508	19.143.308	49,00%	(2.436.378)
PT Medcopower Solar Sumbawa ("MPSOS")					50,00%	
Sub-jumlah/*Sub-total*	145.713.350	(58.633.078)	24.115.508	(34.517.570)		(21.217.685)
Jumlah/Total	**2.997.385.356**	**1.037.311.918**	**40.576.249**	**1.077.888.167**		**232.910.009**

2021

	Pendapatan neto/ *Net revenues*	Laba (rugi)/ *Profit (loss)*	Pendapatan komprehensif lain/ *Other comprehensive income*	Jumlah penghasilan (rugi) komprehensif/ *Total comprehensive income (loss)*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Bagian investor atas laba (rugi)/ *Investor's share on profit (loss)*
Entitas asosiasi/*Associates*						
PT Amman Mineral Internasional ("AMI") [1]	1.299.060.000	315.513.000	20.344.000	335.857.000	23,13%	72.978.157
PT Api Metra Graha ("AMG")	23.828.157	5.219.000	2.521.120	7.740.120	49,00%	2.557.310
Lain-lain/*Others*	-	(200)	-	(200)	50,00%	(100)
Sub-jumlah/*Sub-total*	1.322.888.157	320.731.800	22.865.120	343.596.920		75.535.367
Ventura bersama/ *Joint venture*						
APICO LLC [1]	64.830.278	16.572.160	-	16.572.160	27,18%	4.504.313
PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")	35.532.859	(27.826.296)	1.080.840	(26.745.456)	49,00%	(13.634.885)
Sub-jumlah/*Sub-total*	100.363.137	(11.254.136)	1.080.840	(10.173.296)		(9.130.572)
Jumlah/Total	**1.423.251.294**	**309.477.664**	**23.945.960**	**333.423.624**		**66.404.795**

1) Ringkasan informasi keuangan entitas asosiasi/ventura bersama berdasarkan angka konsolidasi.

1) The summarized financial information of the associate/joint venture are based on consolidated amounts.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

Entitas asosiasi dan ventura bersama tidak mempunyai komitmen modal dan liabilitas kontinjensi pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021.

Tidak ada pembatasan signifikan atas kemampuan entitas asosiasi dan ventura bersama untuk mentransfer dana kepada Grup, kecuali untuk AMI dan AMG.

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")

Pada tanggal 18 Mei 2021, PT Medco Power Indonesia ("MPI") melakukan divestasi sebesar 2% saham kepemilikan pada MGeoPS kepada PT Medco Daya Abadi Lestari, entitas induk Perusahaan. Setelah divestasi tersebut, MPI mengukur kembali 49% kepemilikan saham pada MGeoPS pada nilai wajar. Setelah divestasi, untuk selanjutnya, investasi dicatat menggunakan metode ekuitas mengingat Grup tetap memiliki pengendalian bersama, dengan mengacu pada PSAK 66.

Terkait pengukuran kembali atas 49% sisa kepemilikan tersebut, Grup mengakui keuntungan atas nilai wajar di laporan laba rugi sebesar AS$47,2 juta yang dicatat sebagai keuntungan dari pengukuran kembali nilai wajar investasi.

Jumlah pembayaran atas kepemilikan 2% saham sebesar Rp68.213.400.000 (AS$4.766.834) melebihi nilai tercatat investasi yaitu sebesar AS$4.232.274 dan karenanya menyebabkan keuntungan sebesar AS$534.560 (sebelum pajak). Transaksi divestasi kepada entitas induk terakhir merupakan transaksi dengan entitas sepengendali sehingga MPI mengakui keuntungan setelah pajak sebesar Rp5.966.650.391 (AS$416.957), setelah pengaruh pajak terkait sebesar Rp1.682.901.392 (AS$117.603) sebagai bagian dari akun Tambahan Modal Disetor sesuai dengan PSAK 38.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

The associates and joint venture had no capital commitments or contingent liabilities as of December 31, 2022 and 2021.

There are no significant restrictions on the ability of associates and joint venture entity to transfer funds to the Group, except for AMI and AMG.

a. Associate and joint ventures – equity method

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")

On May 18, 2021, PT Medco Power Indonesia ("MPI") divested 2% of its share ownership in MGeoPS to PT Medco Daya Abadi Lestari, the Company's parent entity. After the divestment, MPI revalued the 49% share ownership in MGeoPS at fair value. Subsequent to the divestment, the investment is accounted using equity method based on the Group having joint control, with reference to PSAK 66.

As a result of the fair value remeasurement of the 49% retained interest, the Group recognized a fair value gain to the profit or loss of US$47.2 million which is recorded as gain on fair value remeasurement of investments.

The consideration for the 2% divestment was Rp68,213,400,000 (US$4,766,834) which is higher than the investment carrying value of US$4,232,274 and as such resulted in a capital gain of US$534,560 (before tax). The divestment transaction to the ultimate parent entity represents transaction with entity under common control and therefore MPI recognized gain after tax of Rp5,966,650,391 (US$416,957), after the effect of related taxes of Rp1,682,901,392 (US$117,603) as part of Additional Paid-in Capital in accordance with PSAK 38.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (lanjutan)

Nilai wajar kepemilikan Perusahaan atas 49% saham yang dimiliki pada MGeoPS pada saat pelepasan 2% saham adalah sebesar Rp2.159.063.676.415 (AS$152.320.720). Atas selisih dengan nilai tercatat, Perusahaan mencatat keuntungan kenaikan nilai wajar sebesar Rp675.931.133.575 (AS$47.234.880) dan pajak tangguhan terkait sebesar Rp135.186.226.715 (AS$9.446.976) pada laporan laba rugi konsolidasian untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2021.

Transaksi ini dilengkapi dengan Perjanjian *Counter Guarantee and Indemnity* tanggal 18 Februari 2021 antara Perusahaan dan MDAL di mana perjanjian *Counter Guarantee and Indemnity* efektif pada tanggal 30 Juni 2021 bersamaan dengan diterbitkannya pendapat atas kewajaran transaksi ("*fairness opinion*") tanggal 30 Juni 2021 oleh penilai independen.

Pada tanggal 2 Oktober 2020, Agen Fasilitas *Global Facility Agent* (GFA) menyampaikan secara tertulis kepada Sarulla Operations Ltd (SOL) dalam kapasitasnya mewakili pemberi pinjaman (kreditur) SOL bahwa telah terjadi Peristiwa Cidera Janji ("*Event of Default*") karena rasio *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) historis pada Tanggal Perhitungan (*Calculation Date*) 24 September 2020 di bawah nilai rasio yang dipersyaratkan. GFA meminta SOL untuk memenuhi semua tindakan, komitmen dan kewajiban yang diperlukan hingga tanggal 24 Maret 2021.

Pada tanggal 16 April 2021, GFA menyetujui SOL untuk memenuhi semua tindakan, komitmen dan kewajiban yang diperlukan pada periode tambahan hingga tanggal 24 September 2021.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (continued)

The fair value of the Company's ownership of 49% shares owned in MGeoPS at the time of disposal of the 2% shares amounted to Rp2,159,063,676,415 (US$152,320,720). For the difference with the carrying amount, the Company recorded a gain in fair value increase amounted to Rp675,931,133,575 (US$47,234,880) and related deferred tax amounted to Rp135,186,226,715 (US$9,446,976) in the consolidated statement of profit loss for the year ended December 31, 2021.

This transaction also includes Counter Guarantee and Indemnity dated February 18, 2021 executed between the Company and MDAL in which Counter Guarantee and Indemnity agreement was effective on June 30, 2021 together upon with the issuance of a fairness opinion on such transaction by an independent appraiser dated June 30, 2021.

On October 2, 2020, the Global Facility Agent (GFA) submitted in writing to Sarulla Operations Ltd (SOL) in its capacity to represent SOL's lenders (creditors) that an Event of Default had occurred due to the Debt Service Coverage Ratio (DSCR). The historical coverage ratio on the Calculation Date September 24, 2020 is below the required ratio value. GFA asks SOL to fulfill all required actions, commitments and obligations to date March 24, 2021.

On April 16, 2021, GFA approved SOL to fulfill all necessary action, commitments and obligation for an additional period up to September 24, 2021.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (lanjutan)

Pada tanggal 16 Desember 2021, Agen Fasilitas Global (*Global Facility Agent*, GFA) menyampaikan secara tertulis kepada Sarulla Operations Ltd (SOL) dalam kapasitasnya mewakili pemberi pinjaman (kreditur) SOL bahwa telah terjadi Peristiwa Cidera Janji ("*Event of Default*") karena Debt Service Coverage Ratio historis pada Tanggal Perhitungan (*Calculation Date*) 24 September 2021 di bawah nilai rasio yang dipersyaratkan serta SOL tidak membayar Premi EPRG pada saat jatuh tempo. GFA meminta SOL untuk memenuhi semua tindakan, komitmen, dan kewajiban yang diperlukan hingga tanggal 24 Maret 2022.

Pada tanggal 30 Maret 2022, SOL telah menginformasikan kepada Pemberi Pinjaman bahwa *Debt Service Coverage Ratio* historis pada Tanggal Perhitungan 24 Maret 2022 telah mencapai nilai yang dipersyaratkan dan SOL telah membayar Premi EPRG pada saat jatuh tempo. SOL juga telah menginformasikan perkembangan situasi kepada Pemberi Pinjaman. Dengan mempertimbangkan tindakan yang sedang berlangsung untuk memperbaiki sumur dan fasilitas produksi terkait, termasuk mempersiapkan rencana perbaikan jangka panjang serta terpenuhinya ketentuan pinjaman pada tanggal 24 Maret 2022.

Dengan demikian, manajemen SOL berkeyakinan bahwa pemberi pinjaman tidak akan menggunakan hak mereka untuk mengambil alih proyek SOL atau meminta SOL untuk melunasi pinjaman yang belum dibayar, setidaknya selama 12 bulan ke depan, walaupun batasan DSCR selama tahun 2020 dan 2021 di bawah nilai rasio yang dipersyaratkan.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (continued)

On December 16, 2021, the Global Facility Agent (GFA) submitted in writing to Sarulla Operations Ltd (SOL) in its capacity to represent SOL's lenders (creditors) that an Event of Default had occurred due to the historical Debt Service Coverage Ratio on the Calculation Date of September 24, 2021 was below the required ratio value and SOL did not pay the due-dated EPRG Premium. GFA asks SOL to fulfill all required actions, commitments, and obligations to date March 24, 2022.

On March 30, 2022, SOL has informed the Lenders that the minimum required historical Debt Service Coverage Ratio on the Calculation Date of March 24, 2022 was met and SOL has paid the due-dated EPRG premium. SOL has also continuously inform the lender of the situation developments. Taking into account the ongoing actions to repair the well and associated production facilities, including preparing for a long-term recovery plan and achieved the covenants as of March 24, 2022.

Due to considerations above, SOL's management believes that the lenders will not exercise their rights to take over the SOL project or require SOL to repay outstanding loans, for at least the next 12 months, eventhough the DSCR during 2020 and 2021 were below the required ratio value.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (lanjutan)

SOL telah memperoleh persetujuan Pemberi Pinjaman terkait dengan rencana perbaikan jangka panjang yang mana para sponsor telah sepakat untuk menerbitkan *Standby Letter of Credit* (SBLC) untuk memastikan terpenuhi kewajiban pembayaran SOL kepada pemberi pinjaman selama periode pelaksanaan perbaikan jangka panjang tersebut. Dalam hal pemberi pinjaman melaksanakan haknya, Perusahaan, sebagai pemegang 49% saham di MGeoPS, memiliki saldo kas yang cukup dan fasilitas pembiayaan yang tersedia untuk memenuhi bagian kewajiban Perusahaan atas pinjaman SOL yaitu sebesar AS$162.614.437. Pemulihan kepentingan di SOL bergantung kepada risiko dan ketidakpastian atas keberhasilan menjalankan usaha perbaikan jangka panjang. Nilai tercatat atas kepentingan di SOL tidak mencakup penyesuaian yang mungkin timbul dari ketidakpastian tersebut.

Sehubungan dengan perjanjian pinjaman bank SOL, SOL tidak diperbolehkan untuk membagikan dividen kepada para pemegang sahamnya tanpa persetujuan tertulis dari bank.

Untuk tujuan pengujian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2022, perhitungan jumlah terpulihkan investasi pada penyertaan saham berdasarkan proyeksi arus kas yang didiskontokan dari rencana bisnis yang mencakup periode kontrak jangka panjang sementara pada tanggal 31 Desember 2021 didasarkan pada harga transaksi dan proyeksi arus kas. Penilaian tersebut memerlukan penggunaan estimasi dan asumsi seperti tingkat diskonto, harga gas, cadangan, beban modal, biaya operasi dan kinerja operasi (termasuk volume produksi dan penjualan). Jumlah terpulihkan dihitung oleh penilai independen. Perhitungan nilai wajar dikategorikan level 3 dari hirarki nilai wajar.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (continued)

SOL has obtained the Lenders' approval on the long-term recovery plan, in which the sponsors have agreed to provide Standby Letter of Credit (SBLC) to guarantee the fulfillment of SOL's payment terms to the Lenders in accordance to the loan agreement during the long-term recovery period. However, in the event that the lender exercises its rights, the Company, as the holder of 49% shares in MGeoPS, has sufficient cash balance and available financing facilities to fulfill the Company's portion on the loan of SOL amounted to US$162,614,437. Restoration of interest in SOL is dependent on risk and uncertainty over the success of running a long-term improvement effort. The carrying amount of the interest in SOL does not include any adjustments that may arise from these uncertainties.

In relation with the bank loan agreement of SOL, SOL is not allowed to distribute dividends to its shareholders without written consent from the bank.

For impairment testing purposes on December 31, 2022, the calculation of recoverable amount of the investment in shares of stock is based on discounted cash flow projections from the business plan covering long-term contract period while in December 31, 2021 is based on transaction price and discounted cash flow projections. The assessment require the use of estimates and assumptions such as discount rate, gas prices, reserves, capital expenses, operating costs and operating performance (which includes production and sales volumes). The recoverable amount is calculated by an independent appraiser. The calculation of fair value is categorized level 3 of the fair value hierarchy.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (lanjutan)

Asumsi-asumsi utama yang digunakan

Paragraf berikut menunjukkan informasi tentang input signifikan yang tidak dapat diobservasi.

a. Tingkat diskonto
   Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, tingkat diskonto sebelum pajak yang diterapkan pada proyeksi arus kas masing-masing berada dalam kisaran 6,68% - 8,38% dan 7,32% - 9,24%.
b. Pengeluaran modal, biaya operasi dan kinerja operasi
   Asumsi-asumsi ini didasarkan pada kinerja operasi MGeoPS, beban modal dan rencana anggaran.
c. Tarif listrik
   Asumsi ini didasarkan pada kontrak penjualan listrik dengan PLN.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, nilai terpulihkan atas investasi melebihi nilai tercatatnya, sehingga manajemen berpendapat bahwa tidak dibutuhkan penurunan nilai.

PT Amman Mineral Internasional

Pada Februari 2020, Manajemen memutuskan untuk menjual 10% kepemilikannya di AMI dengan menandatangani Perjanjian Jual Beli dengan PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN") seharga AS$202 juta.

Pada bulan Desember 2020, AMI menerbitkan 6.952.892.523 saham baru kepada pemegang saham baru. Perusahaan mencatat kerugian sebesar AS$19 juta yang mencerminkan penurunan kepemilikan Perusahaan akibat dilusi kepemilikannya di AMI dari 29,35% menjadi 23,13%.

Sehubungan dengan perjanjian pinjaman bank AMNT, AMI hanya diizinkan untuk membagikan dividen kepada pemegang saham hanya pada atau setelah penawaran umum perdana atas saham AMI.

Pada tanggal 31 Desember 2022 and 2021, manajemen berpendapat bahwa tidak ada indikator penurunan nilai di investasi di AMI.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (continued)

Key assumptions used

The following paragraph shows the information about significant unobservable inputs.

a. Discount rate
   As at December 31, 2022 and 2021, the pre-tax discount rate applied to the cash flow projection is within the range of 6.68% - 8.38% and *7.32% - 9.24%, respectively.*
b. Capital expenses, operating costs and operating performances
   These assumptions are based on the MGeoPS operating performance, capital expenses and budget plan.
c. Electricity tariff
   These assumptions are based on electricity sales contract with PLN.

As of December 31, 2022 and 2021, the recoverable amount of the investment is higher than its carrying amounts, thus, management is of the opinion that there is no impairment loss necessary.

PT Amman Mineral Internasional

In February 2020, Management decided to sell 10% of its shares ownership in AMI by entering into Sale and Purchase Agreement with PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN") amounting to US$202 million.

In December 2020, AMI issued 6,952,892,523 new shares to new shareholders. The Company recorded a US$19 million loss reflecting the reduction in the Company's rights due to the dilution of its ownership interest in AMI from 29.35% to 23.13%.

In relation with the bank loan agreement of AMNT, AMI is only allowed to distribute dividends to its shareholders only on or after the initial public offering of AMI shares.

As of December 31, 2022 and 2021, management is of the opinion that there is no impairment indicator in the investment in AMI.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

PT Api Metra Graha

Pada tanggal 29 Maret 2019, Grup melakukan divestasi sebesar 51% saham kepemilikan pada PT Api Metra Graha (AMG) kepada PT Medco Daya Abadi Lestari, entitas induk. Setelah divestasi tersebut, Grup mencatat 49% kepemilikan saham pada AMG pada nilai wajar dan selanjutnya mencatat perubahan investasi menggunakan metode ekuitas mengingat Grup memiliki pengaruh signifikan.

Sehubungan dengan perjanjian pinjaman bank AMG, AMG tidak diperbolehkan untuk membagikan dividen kepada para pemegang sahamnya tanpa persetujuan tertulis dari bank.

Pada tanggal 31 Desember 2022, manajemen berpendapat bahwa tidak ada indikator penurunan nilai di investasi di AMG.

Pada tanggal 31 Desember 2021, karena penurunan tarif sewa secara keseluruhan, serta ketidakpastian berkelanjutan yang mempengaruhi permintaan di *real estate industry*, yang mengindikasikan potensi penurunan nilai investasi. Akibatnya, Manajemen melakukan uji penurunan nilai

Untuk tujuan pengujian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2021, jumlah terpulihkan UPK ditentukan berdasarkan kombinasi "nilai pakai" (*value in use*) menggunakan proyeksi arus kas yang didiskontokan dari rencana bisnis sampai dengan tahun 2030 dan metode aset bersih yang disesuaikan. Jumlah terpulihkan dihitung oleh penilai independen. Perhitungan nilai wajar dikategorikan level 2 dari hierarki nilai wajar.

Asumsi-asumsi utama yang digunakan

a. Tingkat diskonto
   Pada tanggal 31 Desember 2021, tingkat diskonto sebelum pajak yang diterapkan pada proyeksi arus kas masing-masing berada dalam kisaran 10,76%.
b. Biaya operasional dan modal
   Asumsi ini didasarkan pada proyeksi biaya operasional dan biaya modal AMG dari rencana bisnis.
c. Tarif sewa
   Perkiraan tarif sewa didasarkan pada tarif sewa kontraktual, estimasi manajemen dan data pasar yang tersedia.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

PT Api Metra Graha

On March 29, 2019, the Group divested 51% share ownership in PT Api Metra Graha (AMG) to PT Medco Daya Abadi Lestari, parent entity. After such divestment, the Group measured the 49% share ownership in AMG at fair value and this was subsequently accounted for as an investment using equity method with consideration that the Group has significant influence.

In relation with the bank loan agreement of AMG, AMG is not allowed to distribute dividends to its shareholders without written consent from the bank.

As of December 31, 2022, management is of the opinion that there is no impairment indicator in the investment in AMG.

As of December 31, 2021, due to overall decline in rental rates, as well as ongoing uncertainty which affected the demand in the real estate industry, which indicate a potential impairment of the investment. As a result, the Management performed an impairment test.

For impairment testing purposes on December 31, 2021, the recoverable amounts of the CGU are determined based on a combination of "value-in-use" using discounted cash flows projections from the business plan until year 2030 and adjusted net asset method. The recoverable amount is calculated by an independent appraiser. The calculation of fair value is categorized level 2 of the fair value hierarchy.

Key assumptions used

a. Discount rate
   As at December 31, 2021, the pre-tax discount rate applied to the cash flow projection is within the range of 10.76%.

b. Operating and capital expenses
   These assumptions are based on the AMG's operating and capital expenses projection from the business plan.
c. Rental rates
   Forecasted rental rates are based on contractual rental rate, management's estimates and available market data.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

APICO LLC ("APICO")

APICO LLC adalah perusahaan terbatas yang didirikan di negara bagian Delaware, Amerika Serikat ("AS"). APICO LLC memiliki seluruh kepemilikan secara langsung dan tidak langsung atas APICO (Khorat) Holding LLC, perusahaan terbatas yang dibentuk di negara bagian Delaware, AS. APICO (Khorat) Holding LLC memiliki seluruh kepemilikan atas APICO (Khorat) Limited yang merupakan perusahaan terbatas yang didirikan di Thailand dan memiliki usaha di Kerajaan Thailand. Usaha utama APICO adalah akuisisi, eksplorasi, pengembangan dan produksi hak petroleum di Kerajaan Thailand.

Sehubungan dengan akuisisi yang dilakukan oleh Grup atas 100% saham Ophir Energy Plc (Catatan 47), efektif sejak tanggal akuisisi, Grup memiliki 27,18% kepemilikan saham pada APICO LLC yang dihitung menggunakan metode ekuitas.

Berdasarkan *Operating Agreement*, seluruh pengambilan keputusan penting dianggap sah apabila memenuhi kuorum 75% pemegang hak partisipasi. Dengan struktur kepemilikan saat ini, maka sifat pengendalian yang terdapat pada APICO adalah pengendalian bersama yang memenuhi persyaratan metode ekuitas berdasarkan PSAK 66.

Pada kuartal empat tahun 2022, Dewan Direksi menyetujui untuk melepas 27.18% investasi jangka panjang pada APICO LLC. Dengan demikian, Perusahaan memutuskan untuk mengklasifikasikan aset yang dimiliki untuk dijual dan menyajikan kinerja keuangannya sebagai bagian dari operasi yang dihentikan pada tanggal 31 Desember 2022 (Catatan 39).

Pada tahun 2021, karena penurunan proyeksi arus kas masa depan yang mengakibatkan jumlah terpulihkan yang lebih rendah dibandingkan dengan nilai tercatat investasi, manajemen melakukan pengujian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2021.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

APICO LLC ("APICO")

APICO LLC is a limited liability company formed in the State of Delaware, United States of America ("USA"). APICO LLC directly and indirectly wholly owns APICO (Khorat) Holding LLS, a limited liability company formed in the State of Delaware, USA. APICO (Khorat) Holding LLC wholly owns APICO (Khorat) Limited, which is a limited company that was incorporated in Thailand and has its principal place of business in the Kingdom of Thailand. The APICO's primary business purpose is the acquisition, exploration, development and production of petroleum interests in the Kingdom of Thailand.

In relation to the Group's acquisition of 100% share ownership in Ophir Energy Plc (Note 47), starting from the acquisition effective date, the Group owns 27.18% share ownership in APICO LLC which is accounted for using equity method.

Based on the Operating Agreement, all important decisions are considered valid if they meet a quorum of 75% of the working interest. With the current ownership structure, the nature of control in APICO is joint control that meets the requirements of the equity method based on PSAK 66.

In fourth quarter of 2022, the Company's board of directors approved to sell 27,18% of long-term investment in APICO LLC. Therefore, the Company decided to classify the asset available for sale and present its financial performance as part of discontinued operations as of December 31, 2022 (Note 39).

In 2021, due to the decline in the projected future cash flows which resulted to lower recoverable amount as compared to the carrying amount of the investment, management performed an impairment test as of December 31, 2021.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

APICO LLC ("APICO") (lanjutan)

Untuk tujuan pengujian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2021, jumlah terpulihkan dari penyertaan saham diukur untuk setiap entitas anak APICO berdasarkan kombinasi "nilai pakai" (*value in use*) menggunakan proyeksi arus kas yang didiskontokan dari rencana bisnis yang mencakup periode kontrak jangka panjang dan metode aset bersih yang disesuaikan. Jumlah terpulihkan dihitung oleh penilai independen.

Asumsi-asumsi utama yang digunakan

a. Tingkat diskonto
   Pada tanggal 31 Desember 2021, tingkat diskonto sebelum pajak yang diterapkan pada proyeksi arus kas berada pada kisaran 19,86% - 20,58%.
b. Harga minyak dan gas
   Perkiraan harga minyak dan gas didasarkan pada estimasi manajemen, data transaksi seperti perjanjian penjualan dan data pasar yang tersedia.
c. Pengeluaran modal, biaya operasi dan kinerja operasi
   Asumsi-asumsi ini didasarkan pada kinerja operasi APICO, beban modal dan rencana anggaran.
d. Cadangan
   Asumsi ini didasarkan pada informasi cadangan dari konsultan teknis independen.

Pada tanggal 31 Desember 2021, nilai terpulihkan atas investasi melebihi nilai tercatatnya, sehingga manajemen berpendapat bahwa tidak tidak dibutuhkan penurunan nilai.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

APICO LLC ("APICO") (continued)

For impairment testing purposes on December 31, 2021, the recoverable amounts of the investments in shares of stock is measured for each of the subsidiaries of APICO based on a combination of "value-in-use" using discounted cash flows projections from the business plan covering the long-term contract period and adjusted net assets method. The recoverable amounts are calculated by the independent appraiser.

Key assumptions used

a. Discount rate
   As of December 31, 2021 the pre-tax discount rate applied to the cash flow projection is within the range of 19.86% - 20.58%.
b. Oil and gas prices
   Forecasted oil and gas prices are based on management's estimates, transaction data such as sales agreements and available market data.
c. Capital expenses, operating costs and operating performances
   These assumptions are based on the APICO's operating performance, capital expenses and budget plan.
d. Reserves
   These assumptions are based on the reserves information from independent technical consultants.

As of December 31, 2021, the recoverable amount of the investment is higher than its carrying amounts, thus, management is of the opinion that there is no impairment loss necessary.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd.

Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd. ("Transasia") adalah perusahaan tertutup yang didirikan di Mauritius. Transasia adalah perusahaan induk investasi dengan 40% kepemilikan pada PT Transportasi Gas Indonesia ("TGI"), yaitu perusahaan yang bergerak di bidang transportasi gas alam melalui jalur pipa yang dimilikinya. TGI didirikan dan berdomisili di Republik Indonesia.

Infrastruktur pipa gas TGI, yang terdiri dari Jaringan Pipa Transmisi Grissik-Duri ("GD") dan Grissik-Singapura ("GS") diserahterimakan dari PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk. ("PGN") – pemegang saham mayoritas TGI. TGI mulai mengoperasikan Jaringan Pipa Transmisi GD sejak tanggal Perjanjian Pengalihan Aset, yaitu tanggal 9 Maret 2002, dan Jaringan Pipa Transmisi GS sejak tanggal pengalihan aset, yaitu tanggal 2 Juni 2004.

Untuk tujuan pengujian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2022, jumlah terpulihkan dari penyertaan saham diukur untuk setiap entitas anak Transasia berdasarkan kombinasi "nilai pakai" (*value in use*) menggunakan proyeksi arus kas yang didiskontokan dari rencana bisnis yang mencakup periode kontrak jangka panjang dan metode aset bersih yang disesuaikan. Jumlah terpulihkan dihitung oleh penilai independen.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd.

Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd. ("Transasia") is a private company incorporated in Mauritius. Transasia is an investment holding company with a 40% ownership in PT Transportasi Gas Indonesia ("TGI"), a company engaged in the transportation of natural gas through its pipeline. TGI is incorporated and domiciled in the Republic of Indonesia.

TGI's gas infrastructures, which consist of the Grissik-Duri ("GD") Pipeline and Grissik-Singapore ("GS") Pipeline were transferred from PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk. ("PGN") – the majority shareholder. TGI began operating the GD Pipeline on the date of the Asset Transfer Agreement, which was on March 9, 2002 and the GS Pipeline on the date of asset transfer, which was on June 2, 2004.

For impairment testing purposes on December 31, 2022, the recoverable amounts of the investments in shares of stock is measured for each of the subsidiaries of Transasia based on a combination of "value-in-use" using discounted cash flows projections from the business plan covering the long-term contract period and adjusted net assets method. The recoverable amounts are calculated by the independent appraiser.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

a. Entitas asosiasi dan ventura bersama – metode ekuitas (lanjutan)

Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd. (lanjutan)

Pinjaman pemegang saham

Grup memiliki perjanjian pinjaman pemegang saham dengan Transasi. Pinjaman pemegang saham tersebut tidak dijamin, dikenakan bunga sebesar 10% dan dibayarkan sesuai permintaan dengan persetujuan dewan Grup.

Pada tanggal 31 Desember 2022, pinjaman pemegang saham membentuk nilai investasi neto Grup pada entitas asosiasi dikarenakan akumulasi rugi entitas asosiasi telah melebihi kepentingannya dan pinjaman pemegang saham merupakan kepentingan jangka panjang pada entitas asosiasi.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

a. Associate and joint ventures – equity method (continued)

Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd. (continued)

Shareholder loan

Group had shareholder loan agreement with Transasia. The shareholder's loans are unsecured, bears interest at 10% per annum and are payable on demand subject to the approval of the board of the Group.

As of December 31, 2022, the balance of the shareholder loan forms part of the carrying amount of the Group's net investment in associate due to accumulated loss of the associate already exceeded its interest and the shareholder loan represents long-term interest in the associate.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

b. Investasi ekuitas pada nilai wajar melalui laba rugi

Grup memiliki investasi saham (saham tidak diperdagangkan) yang diklasifikasikan oleh Grup sebagai aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi sesuai dengan PSAK 71, dengan rincian sebagai berikut:

PT Donggi Senoro LNG ("DSLNG")

Perusahaan melalui anak perusahaannya, PT Medco LNG Indonesia ("MLI") memiliki 11,11% saham DSLNG, sebuah perusahaan yang didirikan pada Desember 2007 untuk memproduksi LNG dengan persediaan dasar gas dari lapangan gas Donggi dan Senoro. DSLNG mulai beroperasi secara komersial pada Juli 2015.

Asumsi-asumsi utama yang digunakan

Perhitungan nilai wajar penyertaan saham pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 dilakukan oleh penilai independen berdasarkan proyeksi arus kas yang didiskontokan dari rencana bisnis yang mencakup periode kontrak jangka panjang dan metode *guideline publicly traded companies* (GPTC). Penilaian tersebut memerlukan penggunaan estimasi dan asumsi seperti tingkat diskonto, harga gas, cadangan, beban modal, biaya operasi dan kinerja operasi (termasuk volume produksi dan penjualan). Perhitungan nilai wajar dikategorikan level 3 dari hirarki nilai wajar.

Paragraf berikut menunjukkan informasi tentang input signifikan yang tidak dapat diobservasi.

a. Tingkat diskonto
   Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, tingkat diskonto sebelum pajak yang diterapkan pada proyeksi arus kas masing-masing berada pada kisaran 9,12% - 10,18% dan 7,52% - 9,32%.
b. Harga LNG
   Perkiraan harga LNG didasarkan pada perkiraan manajemen, data transaksi seperti perjanjian penjualan dan data pasar yang tersedia.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

b. Equity investments at fair value through profit or loss

The Group has investments in shares of stock (unlisted shares) that are classified by the Group as financial assets at fair value through profit or loss in accordance with PSAK 71, with details as follows:

PT Donggi Senoro LNG ("DSLNG")

The Company, through its subsidiary, PT Medco LNG Indonesia ("MLI") holds a 11.11% interest in the equity of DSLNG, a company which was established in December 2007 to produce LNG with gas feed stock from Donggi and Senoro gas fields. DSLNG started commercial operations in July 2015.

Key assumptions used

The calculation of fair value of the investment in shares of stocks as of December 31, 2022 and 2021 are performed by independent appraiser based on discounted cash flow projections from the business plan covering the long-term contract period and guideline publicly traded companies (GPTC) method. The assessment require the use of estimates and assumptions such as discount rate, gas prices, reserves, capital expenses, operating costs and operating performance (which includes production and sales volumes). The calculation of fair value is categorized level 3 of the fair value hierarchy.

The following paragraph shows the information about significant unobservable inputs.

a. Discount rate
   As at December 31, 2022 and 2021, the pre-tax discount rate applied to the cash flow projection is within the range of 9.12% - 10.18% and 7.52% - 9.32%, respectively.

b. LNG prices
   Forecasted LNG prices are based on management's estimates, transaction data such as sales agreements and available market data.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

b. Investasi ekuitas pada nilai wajar melalui laba rugi (lanjutan)

PT Donggi Senoro LNG ("DSLNG") (lanjutan)

Asumsi-asumsi utama yang digunakan (lanjutan)

Paragraf berikut menunjukkan informasi tentang input signifikan yang tidak dapat diobservasi. (lanjutan)

c. Pengeluaran modal, biaya operasi dan kinerja operasi
Asumsi-asumsi ini didasarkan pada kinerja operasi Perusahaan, beban modal dan rencana anggaran. Manajemen memiliki kendali penuh atas biaya, dan yakin bahwa asumsi tersebut cukup wajar dan akan dapat dicapai.
d. Cadangan
Asumsi ini didasarkan pada laporan cadangan dan informasi dari konsultan cadangan independen dan teknis.

Perubahan asumsi yang digunakan oleh manajemen untuk menentukan nilai wajar, khususnya tingkat diskonto, dapat berdampak signifikan terhadap hasil penilaian nilai wajar.

Manajemen berpendapat bahwa tidak ada kemungkinan perubahan yang wajar atas salah satu asumsi utama yang disebutkan di atas yang akan menyebabkan jumlah tercatat secara material melebihi jumlah terpulihkannya.

Pada tanggal 27 Mei 2022, PT Medco LNG Indonesia ("MLI") telah menerima pembayaran dividen dari DSLNG sebesar AS$28.083.000.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

b. Equity investments at fair value through profit or loss (continued)

PT Donggi Senoro LNG ("DSLNG") (continued)

Key assumptions used (continued)

The following paragraph shows the information about significant unobservable inputs. (continued)

c. Capital expenses, operating costs and operating performances
These assumptions are based on the Company's operating performance, capital expenses and budget plan. The management has full control over the costs, and believes the assumptions are reasonable and will be achievable.
d. Reserves
These assumptions are based on the reserves report and information from independent reserves and technical consultants.

Changes to the assumptions used by the management to determine the fair value, in particular the discount rate, can have significant impact on the result of the fair value assessment.

Management is of the opinion that there was no reasonably possible change in any of the key assumptions stated above that would cause the carrying amount to materially exceed its recoverable amount.

On May 27, 2022, PT Medco LNG Indonesia ("MLI") has been received a dividend payment from DSLNG amounting to US$28,083,000.

14. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

b. Investasi ekuitas pada nilai wajar melalui laba rugi (lanjutan)

PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN")

Perusahaan melakukan penyetoran modal tambahan sebesar AS$7.362.000 pada bulan Maret dan April 2021, dan AS$5.400.000 pada bulan Juni 2022, untuk mempertahankan porsi kepemilikan Perusahaan di SMCN sebesar 18%.

Asumsi-asumsi utama yang digunakan

Perhitungan nilai wajar penyertaan saham pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 ditentukan menggunakan pendekatan pasar dengan menggunakan metode *guideline publicly traded companies* ("GPTC") berdasarkan laporan penilai independen. Berdasarkan metode pendekatan pasar GPTC, nilai wajar diperoleh dari harga perdagangan sejumlah perusahaan publik yang sebanding (yaitu: perusahaan pemandu) dengan objek penilaian pada tanggal penilaian. Perbandingan rasio yang digunakan adalah *Price to Earning*, *Price to Sales* dan *Price to Book Value*. Perhitungan nilai wajar dikategorikan *level* 3 dari hirarki nilai wajar.

Perubahan asumsi yang digunakan oleh manajemen untuk menentukan nilai wajar, khususnya harga pasar, dapat berdampak signifikan terhadap hasil penilaian nilai wajar.

Manajemen berpendapat bahwa tidak ada kemungkinan perubahan yang wajar atas salah satu asumsi utama yang disebutkan di atas yang akan menyebabkan jumlah tercatat secara material melebihi jumlah terpulihkannya.

14. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

b. Equity investments at fair value through profit or loss (continued)

PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN")

The Company injected additional capital totaling US$7,362,000 in March and April 2021 and US$5,400,000 in June 2022, to maintain its 18% ownership in SMCN.

Key assumptions used

The calculation of fair value of the investment in shares of stock as of December 31, 2022 and 2021 is determined using market approach using guideline publicly traded companies ("GPTC") method based on independent appraisal report. Under the market approach GPTC method, the fair value is derived from trading price multiples of selected set of comparable public companies (i.e.: guideline companies) to the valuation object at the valuation date. The comparative ratios used are Price to Earnings, Price to Sales and Price to Book Value. The calculation of fair value is categorized level 3 of the fair value hierarchy.

Changes to the assumptions used by the management to determine the fair value, in particular the market prices, can have significant impact on the result of the fair value assessment.

Management is of the opinion that there was no reasonably possible change in any of the key assumptions stated above that would cause the carrying amount to materially exceed its recoverable amount.

15. ASET TETAP

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

15. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

This account consists of the following:

	2022						
	Saldo Awal 1 Januari 2022/ *Beginning Balance January 1, 2022*	**Penambahan/ *Additions***	**Pengurangan/ *Deductions***	**Reklasifikasi/ *Reclassi-fications***	**Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments***	**Saldo Akhir 31 Desember 2022/ *Ending Balance December 31 2022***	
Biaya Perolehan							*Acquisition Cost*
Tanah	8.211.137	2.105.111	-	-	(356.808)	9.959.444	*Land*
Bangunan dan prasarana	11.815.199	19.943	-	-	(392.494)	11.442.648	*Buildings and improvement*
Mesin	50.774.348	12.477.451	(5.136.768)	-	(3.897.862)	54.217.169	*Machinery*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	51.745.857	-	(4.569.079)	-	-	47.176.778	*Drilling rigs and equipment*
Peralatan *wireline logging* dan aksesoris	6.236.050	-	(265.244)	-	-	5.970.806	*Wireline logging and accessories*
Kendaraan bermotor	5.110.080	379.463	-	(2.979)	(99.713)	5.386.851	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	16.514.966	2.293.551	(29.383)	(58.109)	(1.001.985)	17.719.040	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	1.931.345	3.652.547	-	-	(253.892)	5.330.000	*Leasehold improvements*
Peralatan	2.515.488	-	-	-	-	2.515.488	*Tools*
Aset tetap dalam pembangunan	18.151.242	13.764.449	-	(11.602.118)	(838.694)	19.474.879	*Construction in progress*
Jumlah Biaya Perolehan	173.005.712	34.692.515	(10.000.474)	(11.663.206)	(6.841.448)	179.193.099	*Total Acquisition Cost*
Akumulasi Penyusutan							*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	6.033.534	636.506	-	(62.687)	(165.750)	6.441.603	*Buildings and improvement*
Mesin	35.237.815	4.086.102	(5.136.768)	-	(2.486.787)	31.700.362	*Machinery*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	32.491.632	2.780.688	(2.467.895)	-	-	32.804.425	*Drilling rigs and equipment*
Peralatan *wireline logging* dan aksesoris	7.986.744	36.929	(2.276.252)	-	(974.505)	4.772.916	*Wireline logging and accessories*
Kendaraan bermotor	4.648.395	301.510	-	(1.521)	(82.433)	4.865.951	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	15.343.595	988.974	(29.305)	(8.001)	(488.450)	15.806.813	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	1.588.985	276.293			(49.278)	1.816.000	*Leasehold improvements*
Peralatan	1.306.105	28.071	(90.254)	-	-	1.243.922	*Tools*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	104.636.805	9.135.073	(10.000.474)	(72.209)	(4.247.203)	99.451.992	*Total Accumulated Depreciation*
Akumulasi Penurunan Nilai							*Accumulated Impairment*
Penurunan nilai	17.996.828	-	-	-	(160.415)	17.836.413	*Impairment*
Nilai Tercatat	**50.372.079**					**61.904.694**	***Carrying Value***

15. ASET TETAP (lanjutan) / *15. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT (continued)*

2021

	Saldo Awal 1 Januari 2021/ *Beginning Balance January 1, 2021*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deductions*	Reklasifikasi/ *Reclassi-fications*	Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Saldo Akhir 31 Desember 2021/ *Ending Balance December 31 2021*	
Biaya Perolehan							*Acquisition Cost*
Tanah	8.254.425	-	-	-	(43.288)	8.211.137	*Land*
Bangunan dan prasarana	11.841.802	-	-	-	(26.603)	11.815.199	*Buildings and improvement*
Mesin	51.067.519	144.005	-	-	(437.176)	50.774.348	*Machinery*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	51.869.414	-	-	(123.557)	-	51.745.857	*Drilling rigs and equipment*
Peralatan *wireline logging* dan aksesoris	8.595.725	-	-	(2.359.675)	-	6.236.050	*Wireline logging and accessories*
Kendaraan bermotor	4.949.650	260.888	(80.565)	-	(19.893)	5.110.080	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	14.393.451	2.104.765	-	(1.718)	18.468	16.514.966	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	1.937.665	-	-	-	(6.320)	1.931.345	*Leasehold improvements*
Peralatan	2.593.420	-	-	(77.932)	-	2.515.488	*Tools*
Aset tetap dalam pembangunan	4.289.763	13.883.191	-	-	(21.712)	18.151.242	*Construction in progress*
Jumlah Biaya Perolehan	159.792.834	16.392.849	(80.565)	(2.562.882)	(536.524)	173.005.712	*Total Acquisition Cost*
Akumulasi Penyusutan							*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	5.466.363	580.641	-	-	(13.470)	6.033.534	*Buildings and improvement*
Mesin	34.968.426	3.726.200	-	(3.087.054)	(369.757)	35.237.815	*Machinery*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	31.134.092	1.482.710	-	(125.170)	-	32.491.632	*Drilling rigs and equipment*
Peralatan *wireline logging* dan aksesoris	7.909.147	77.597	-	-	-	7.986.744	*Wireline logging and accessories*
Kendaraan bermotor	4.487.050	241.664	(80.565)	-	246	4.648.395	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	12.965.031	2.401.386	-	-	(22.822)	15.343.595	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	1.473.580	121.180	-	-	(5.775)	1.588.985	*Leasehold improvements*
Peralatan	1.353.875	30.163	-	(77.933)	-	1.306.105	*Tools*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	99.757.564	8.661.541	(80.565)	(3.290.157)	(380.180)	104.636.805	*Total Accumulated Depreciation*
Akumulasi Penurunan Nilai							*Accumulated Impairment*
Penurunan nilai	22.236.073	-	-	(4.219.176)	(20.069)	17.996.828	*Impairment*
Nilai Tercatat	**37.799.197**					**50.372.079**	***Carrying Value***

Beban penyusutan dialokasikan sebagai berikut: / *Allocation of depreciation expense is as follows:*

	2022	2021	
Operasi yang Dilanjutkan			*Continuing Operations*
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	6.380.007	6.197.503	*Cost of sales and other direct costs*
Beban penjualan, umum dan administrasi (Catatan 36)	2.755.066	2.464.038	*Selling, general and administrative expenses (Note 36)*
Jumlah	**9.135.073**	**8.661.541**	***Total***

15. ASET TETAP (lanjutan)

Tidak ada aset tetap yang digunakan sebagai jaminan atas utang yang diperoleh oleh Perusahaan dan Entitas Anaknya.

Beberapa pelepasan aset tetap adalah sebagai berikut:

15. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT (continued)

There is no property, plant and equipment used as collateral to the loans obtained by the Company and its Subsidiaries.

Disposals of property, plant and equipment are as follows:

	2022	2021	
Biaya	10.000.474	80.565	*Cost*
Akumulasi penyusutan	(10.000.474)	(80.565)	*Accumulated depreciation*
Nilai tercatat	-	-	*Carrying amount*
Harga jual	-	-	*Selling price*
Rugi atas pelepasan	**-**	**-**	***Loss on disposal***

Aset tetap dalam pembangunan

Aset dalam pembangunan sebagian besar merupakan renovasi kantor dan konstruksi persiapan pembangkit listrik tenaga surya dengan keterangan sebagai berikut:

Construction in progress

Construction in progress mostly represents office renovation and construction of preparation for solar power plant with details as follows:

	2022	2021	
Bangunan dan prasarana			***Building and improvements***
Nilai tercatat	5.917.227	5.438.160	*Carrying value*
Persentase penyelesaian	83%	83%	*Percentage of completion*
Estimasi tahun penyelesaian	2024	2022	*Estimated completion year*
Mesin			***Machineries***
Nilai tercatat	11.470.060	11.580.206	*Carrying value*
Persentase penyelesaian	7	96%	*Percentage of completion*
Estimasi tahun penyelesaian	2024	2022	*Estimated of completion year*

Manajemen berkeyakinan tidak terdapat hambatan dalam proses penyelesaian aset tetap dalam pembangunan.

Tidak ada biaya pinjaman yang dikapitalisasi ke aset tetap untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021.

Seluruh persediaan (Catatan 10) dan aset tetap, kecuali tanah, termasuk aset tetap dalam perjanjian mengandung sewa (Catatan 8) telah diasuransikan terhadap risiko kebakaran, pencurian dan risiko lainnya dengan nilai pertanggungan sebesar AS$1,4 miliar dan Rp602,8 miliar pada tanggal 31 Desember 2022 dan AS$1,8 miliar dan Rp577,1 miliar pada tanggal 31 Desember 2021. Manajemen berkeyakinan bahwa nilai pertanggungan tersebut adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

Management believes that there will be no difficulties in the completion of the construction in progress.

There were no borrowing costs capitalized to property, plant and equipment for the year ended December 31, 2022 and 2021.

All inventories (Note 10) and property, plant and equipment, except land, including property, plant and equipment under an arrangement containing a lease (Note 8) were insured against fire, theft and other possible risks for US$1.4 billion and Rp602.8 billion as of December 31, 2022 and US$1.8 billion and Rp577.1 billion as of December 31, 2021. Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

15. ASET TETAP (lanjutan)

Aset tetap dalam pembangunan pada tanggal 31 Desember 2022 yang telah mencapai tahapan operasi komersial pada tahun 2022 adalah pembangkit listrik solar photovoltaik yang berlokasi di Sumbawa, Nusa Tenggara Barat dengan kapasitas 20,6 MW. Biaya konstruksinya sebesar AS$11,13 juta direklasifikasi sebagai piutang sewa pembiayaan (Catatan 8) sesuai dengan Perjanjian Sewa, Pengoperasian dan Pemeliharaan Solar Photovoltaik dengan PT Amman Mineral Nusa Tenggara (Catatan 49b).

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, biaya perolehan aset tetap yang telah disusutkan penuh namun masih digunakan oleh Grup masing-masing sebesar AS$8,9 juta dan AS$27,3 juta terdiri atas mesin dan peralatan kantor dan lainnya.

Pada 31 Desember 2022 dan 2021, manajemen berpendapat bahwa penyisihan penurunan nilai yang dicadangkan adalah cukup dan tidak diperlukan penurunan nilai lebih lanjut atas aset tetap lainnya.

15. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT (continued)

Construction in progress as of December 31, 2022 which has started commercial operations in 2022 was the solar photovoltaic power plant located in Sumbawa, West Nusa Tenggara with capacity of 20.6 MW. Related construction cost which amounted to US$11.13 million was reclassified to finance lease receivables (Note 8) in accordance with the Lease, Operation and Maintenance of Solar Photovoltaic Agreement with PT Amman Mineral Nusa Tenggara (Note 49b).

As of December 31, 2022 and 2021, the cost of property, plant and equipment that have been fully depreciated but are still being used by the Group amounted to US$8.9 million and US$27.3 million, respectively, consisting of machinery and office and other equipment.

As of December 31, 2022 and 2021, the management is of the opinion that the allowance for impairment losses were adequate and no further impairment on the remaining property, plant and equipment is necessary.

16. ASET HAK GUNA

Grup menyewa beberapa aset termasuk bangunan dan prasarana, mesin, peralatan kantor dan lainnya, yang pada umumnya memiliki masa sewa antara 1 sampai 13 tahun.

Grup mempunyai sewa tertentu dengan masa sewa 12 bulan atau kurang dan sewa bernilai rendah. Grup menerapkan pengecualian pengakuan sewa jangka pendek dan sewa bernilai rendah untuk sewa tersebut.

16. RIGHT-OF-USE ASSETS

The Group leases several assets including equipment, building and land improvement, machinery and vehicles which generally has lease term between 1 to 13 years.

The Group also has certain leases with lease terms of 12 months or less and low value leases. The Group applies the short-term lease and lease of low-value assets recognition exemptions for these leases.

16. ASET HAK GUNA (lanjutan)

Nilai tercatat untuk aset hak guna adalah sebagai berikut:

16. RIGHT-OF-USE ASSETS (continued)

The carrying value of right-of-use assets are as follows:

	2022						
	Saldo Awal 1 Januari 2022/ *Beginning Balance January 1, 2022*	**Penambahan/ *Additions***	**Pengurangan/ *Deductions***	**Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments***	**Reklasifikasi ke operasi yang dihentikan/ Reclass *to Discontinued Operations***	**Saldo Akhir 31 Desember 2022/ *Ending Balance December 31 2022***	
Biaya Perolehan							***At Cost***
Bangunan dan prasarana	41.156.307	6.434.288	(1.472.042)	(378.437)	-	45.740.116	*Buildings and improvement*
Mesin	225.331.612	42.302.917	(21.651.873)	-	(54.759.618)	191.223.038	*Machinery*
Peralatan	211.010	3.949.274	-	(86.733)	-	4.073.551	*Equipment*
Kendaraan	35.910.117	43.107.453	(9.611.657)	(270.181)	(5.392.723)	63.743.009	*Vehicles*
Jumlah	302.609.046	95.793.932	(32.735.572)	(735.351)	(60.152.341)	304.779.714	*Total*
Akumulasi Penyusutan							***Accumulated Depreciation***
Bangunan dan prasarana	15.089.738	10.683.756	(1.472.042)	(180.296)	-	24.121.156	*Buildings and improvement*
Mesin	94.554.942	55.219.054	(21.651.873)		(25.093.858)	103.028.265	*Machinery*
Peralatan	129.694	999.381	-	(83.882)	-	1.045.193	*Equipment*
Kendaraan	19.500.381	22.872.293	(9.611.657)	(305.721)	(2.145.339)	30.309.957	*Vehicles*
Jumlah	129.274.755	89.774.484	(32.735.572)	(569.899)	(27.239.197)	158.504.571	*Total*
Nilai Tercatat	**173.334.291**					**146.275.143**	***Carrying Value***

Nilai tercatat untuk aset hak guna adalah sebagai berikut:

The carrying value of right-of-use assets are as follows:

	2021					
	1 Januari 2021/ *January 1, 2021*	**Penambahan/ *Addition***	**Pengurangan/ *Deduction***	**Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustment***	**Jumlah/ *Total***	
Biaya perolehan						***At cost***
Bangunan dan prasarana	40.813.220	2.326.387	(1.929.855)	(53.444)	41.156.308	*Building and land improvement*
Mesin	206.875.556	22.262.280	(3.806.224)	-	225.331.612	*Machinery*
Peralatan	239.812	34.785	(138.186)	74.598	211.009	*Equipment*
Kendaraaan	37.884.682	10.856.816	(12.761.663)	(69.718)	35.910.117	*Vehicles*
Jumlah	**285.813.270**	**35.480.268**	**(18.635.928)**	**(48.564)**	**302.609.046**	***Total***
Akumulasi penyusutan						***Accumulated depreciation***
Bangunan dan prasarana	8.799.737	8.250.634	(1.929.855)	(30.778)	15.089.738	*Building and land improvement*
Mesin	43.570.502	54.790.664	(3.806.224)	-	94.554.942	*Machinery*
Peralatan	130.037	62.375	(138.186)	75.468	129.694	*Equipment*
Kendaraaan	15.122.140	17.200.653	(12.761.663)	(60.749)	19.500.381	*Vehicles*
Jumlah	**67.622.416**	**80.304.326**	**(18.635.928)**	**(16.059)**	**129.274.755**	***Total***
Nilai tercatat	**218.190.854**				**173.334.291**	***Carrying value***

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Grup mengakui aset hak guna atas sewa dengan PT Api Metra Graha (pihak berelasi) masing-masing sebesar AS$16.791.891 dan AS$24.113.093.

As of December 31, 2022 dan 2021, the Group recognized right-of-use assets related to leases with PT Api Metra Graha (related party) amounting to US$16,791,891 and US$24,113,093 respectively.

16. ASET HAK GUNA (lanjutan)

Beban penyusutan untuk asset hak guna yang diakui pada laporan laba rugi:

16. RIGHT-OF-USE ASSETS (continued)

Depreciation expenses of right-of-use assets have been charged to profit or loss as follows:

	2022	2021	
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	39.650.676	49.990.026	*Cost of sales and other direct costs*
Beban penjualan, umum dan administrasi (Catatan 36)	3.047.090	2.916.955	*General and administrative expenses (Note 36)*
Jumlah	**42.697.766**	**52.906.981**	***Total***

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, berdasarkan evaluasi manajemen, tidak terdapat indikasi bahwa nilai tercatat aset hak guna mengalami penurunan nilai.

As of December 31, 2022 and 2021, based on management's assessment, there are no circumstances or no significant factors that would indicate the carrying value of right-of-use assets may be impaired.

17. ASET EKSPLORASI DAN EVALUASI

17. EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS

	Jumlah/ *Amount*	
Saldo akhir 31 Desember 2020/ Saldo awal 1 Januari 2021	**296.812.958**	***Ending balance, December 31, 2020/ Beginning balance, January 1, 2021***
Penambahan	34.955.789	*Additions*
Reklasifikasi dari asset minyak dan gas bumi	16.721.193	*Reclassified from oil and gas properties*
Direklasifikasi ke aset minyak dan gas bumi	(11.238.437)	*Reclassified to oil and gas properties*
Direklasifikasi ke aset tetap	(2.936.372)	*Reclassified to property, plant and equipment*
Pelepasan hak partisipasi (Catatan 39)	(5.000.000)	*Divestment of participating interest (Note 39)*
Penurunan nilai	(18.412.453)	*Impairment*
Sumur kering	(9.079.540)	*Dry hole*
Saldo akhir 31 Desember 2021	**301.823.138**	***Ending balance, December 31, 2021***
Penambahan	15.645.889	*Additions*
Direklasifikasi ke aset minyak dan gas bumi	(5.554.387)	*Reclassified to oil and gas properties*
Penurunan nilai	(483.489)	*Impairment*
Saldo akhir 31 Desember 2022	**311.431.151**	***Ending balance, December 31, 2022***

Berdasarkan penelaahan aset eksplorasi dan evaluasi, manajemen berkeyakinan tidak diperlukan penurunan nilai lebih lanjut untuk aset eksplorasi dan evaluasi pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021.

Based on the review of exploration and evaluation assets, management believes that no further impairment of exploration and evaluation assets as of December 31, 2022 and 2021 is necessary.

18. ASET MINYAK DAN GAS BUMI

18. OIL AND GAS PROPERTIES

a. Aset Minyak dan Gas Bumi

a. Oil and Gas Properties

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

This account consists of the following:

	2022	2021	
Sumur dan perlengkapan terkait dan fasilitasnya	4.421.348.774	3.323.037.549	*Wells and related equipment and facilities*
Sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan	246.044.245	405.116.679	*Uncompleted wells, equipment and facilities*
Operated acreage	399.880.111	247.850.428	*Operated acreage*
Peralatan dan gudang	20.578.016	19.893.181	*Equipment and warehouse*
Kendaraan bermotor	911.740	908.021	*Vehicles*
Jumlah	**5.088.762.886**	**3.996.805.858**	***Total***
Akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi dan cadangan penurunan nilai	(2.508.042.438)	(2.316.335.389)	*Accumulated depreciation, depletion and amortization and impairment reserves*
Nilai Tercatat	**2.580.720.447**	**1.680.470.469**	***Carrying Amount***

		2022				
Area Kepemilikan	**Lokasi/ *Location***	**Saldo Awal 1 Januari 2022/ *Beginning Balance January 1, 2022***	**Penambahan / *Additions*[1)]**	**Pengurangan/ *Deductions***	**Saldo Akhir 31 Desember 2022/ *Ending Balance December 31, 2022***	***Area of Interest***
Blok A	Aceh	432.638.100	456.793	48.222.745	384.872.148	*Block A*
Grissik	Sumatera	-	1.299.006.409	289.608.390	1.009.398.019	*Grissik*
Sumatera Selatan	Sumatera	50.879.399	1.298.741	20.597.430	31.580.710	*South Sumatera*
Rimau	Sumatera	26.332.810	5.715.757	5.078.644	26.969.923	*Rimau*
Lematang	Sumatera	7.576.304	5.211.715	2.288.194	10.499.825	*Lematang*
Senoro-Toili	Sulawesi	162.764.074	21.440.924	14.574.005	169.630.993	*Senoro-Toili*
Tarakan	Kalimantan	1.331.556	248.792	1.064.575	515.773	*Tarakan*
Simenggaris	Kalimantan	40.196.841	17.884.511	6	58.081.346	*Simenggaris*
Bangkanai	Kalimantan	281.039.665	31.114	28.503.050	252.567.729	*Bangkanai*
Blok B	Kepulauan Riau/ *Riau Islands*	145.530.301	149.117.165	47.247.326	247.400.140	*Block B*
Madura	Jawa Timur/ *East Java*	56.317.279	200.158	32.446.917	24.070.520	*Madura*
Sampang	Jawa Timur/ *East Java*	5.585.502	-	4.855.019	730.483	*Sampang*
Bualuang	Thailand	279.140.476	29.854.280	70.064.379	238.930.377	*Bualuang*
Blok 12W [2)]	Vietnam	68.027.961	-	68.027.961	-	*Block 12W [2)]*
Area 47	Libya	119.248.346	25.000	29.061	119.244.285	*Area 47*
Blok 9	Yaman/*Yemen*	3.861.855	2.938.458	572.136	6.228.177	*Block 9*
		1.680.470.469	**1.533.429.817**	**633.179.838**	**2.580.720.447**	

18. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Aset Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

18. OIL AND GAS PROPERTIES (continued)

a. Oil and Gas Properties (continued)

		2021				
Area Kepemilikan	**Lokasi/ *Location***	**Saldo Awal 1 Januari 2021/ *Beginning Balance January 1, 2021***	**Penambahan / *Additions***	**Pengurangan/ *Deductions***	**Saldo Akhir 31 Desember 2021/ *Ending Balance December 31, 2021***	***Area of Interest***
Blok A	Aceh	469.000.019	184.838	36.546.757	432.638.100	*Block A*
Sumatera Selatan	Sumatera	58.592.261	8.110.377	15.823.239	50.879.399	*South Sumatera*
Rimau	Sumatera	36.809.970	85.998	10.563.158	26.332.810	*Rimau*
Lematang	Sumatera	9.079.433	603.708	2.106.837	7.576.304	*Lematang*
Senoro-Toili	Sulawesi	175.663.937	501.034	13.400.897	162.764.074	*Senoro-Toili*
Tarakan	Kalimantan	1.206.276	1.095.533	970.253	1.331.556	*Tarakan*
Simenggaris	Kalimantan	35.809.598	4.387.253	10	40.196.841	*Simenggaris*
Bangkanai	Kalimantan	306.266.225	110.996	25.337.556	281.039.665	*Bangkanai*
Blok B	Kepulauan Riau/ *Riau Islands*	128.336.671	47.196.256	30.002.626	145.530.301	*Block B*
Madura	Jawa Timur/ *East Java*	82.104.232	-	25.786.953	56.317.279	*Madura*
Sampang	Jawa Timur/ *East Java*	10.129.631	7.035	4.551.164	5.585.502	*Sampang*
Bualuang	Thailand	338.847.459	8.593.306	68.300.289	279.140.476	*Bualuang*
Blok 12W	Vietnam	85.751.169	1.909.104	19.632.312	68.027.961	*Block 12W*
Area 47	Libya	119.277.625	-	29.279	119.248.346	*Area 47*
Blok 9	Yaman/*Yemen*	1.251.826	3.032.856	422.827	3.861.855	*Block 9*
		1.858.126.332	**75.818.294**	**253.474.157**	**1.680.470.469**	

1) Penambahan termasuk akuisisi Medco E&P Corridor Holding Ltd. (dahulu ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. ("CIHL")) sebesar AS$1.295.928.535 (Catatan 48).
2) Pengurangan termasuk reklasifikasi ke aset yang dimiliki untuk dijual dan operasi yang dihentikan (Catatan 39).

1) Additions include acquisition of Medco E&P Corridor Holding Ltd. (formerly ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. ("CIHL")) amounting to US$1,295,928,535 (Note 48).
2) Deductions include reclassification to assets held for sale and discontinued operations (Note 39).

Pada tahun 2022, Grup merevisi estimasi cadangan terbukti dan terduga (P1 dan P2) di wilayah kerja Senoro-Toili, Blok A dan Simenggaris berdasarkan laporan penilai independen yang diperoleh dari konsultan teknik independen perusahaan serta di wilayah kerja Rimau, Sumatera Selatan, Tarakan, Lematang, Blok B, Sampang, Madura, Bualuang dan Blok 12W berdasarkan laporan internal Perusahaan. Penyesuaian atas saldo estimasi cadangan tersebut menurunkan beban deplesi sebesar AS$26,9 juta.

In 2022, the Group revised the estimated proved and probable reserves (P1 and P2) in Senoro-Toili, Block A and Simenggaris area based on the independent appraisal reports from independent technical consultants as well as in Rimau, South Sumatera, Tarakan, Lematang, Block B, Sampang, Madura, Bualuang and Block 12W area based on the Company's internal report. As a result, the depletion expense decreased by US$26.9 million.

Pada tahun 2021, Grup merevisi estimasi cadangan terbukti dan terduga (P1 dan P2) di wilayah kerja Senoro-Toili, Blok A, Blok B dan Bualuang berdasarkan laporan penilai independen yang diperoleh dari konsultan teknik independen perusahaan serta di wilayah kerja Sumatera Selatan, Tarakan, Lematang, Madura, Bangkanai dan Blok 12W berdasarkan laporan internal Perusahaan. Penyesuaian atas saldo estimasi cadangan tersebut menurunkan beban deplesi sebesar AS$17,2 juta.

In 2021, the Group revised the estimated proved and probable reserves (P1 and P2) in Senoro-Toili, Block A, Block B and Bualuang area based on the independent appraisal reports from independent technical consultants as well as in South Sumatera, Tarakan, Lematang, Madura, Bangkanai and Block 12W area based on the Company's internal report. As a result, the depletion expense decreased by US$17.2 million.

18. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Aset Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

Dampak perubahan estimasi cadangan terbukti dan terduga (P1 dan P2) tersebut pada periode mendatang pada beban deplesi adalah sebagai berikut:

Tahun	Jumlah/ *Amount*
2023	(27.380.838)
2024	(18.391.577)
2025	3.955.214
2026	13.997.991
2027	30.036.324
Jumlah	**2.217.114**

Tidak terdapat beban bunga dan beban pendanaan lainnya yang dikapitalisasi sebagai aset minyak dan gas bumi untuk untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2022 dan 2021.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, seluruh sumur, area tambang dan perlengkapan dan fasilitas terkait yang dimiliki entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi diasuransikan dengan nilai pertanggungan masing-masing sebesar AS$12,5 miliar dan AS$10,7 miliar. Manajemen berkeyakinan bahwa nilai pertanggungan tersebut adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

b. Uji penurunan nilai atas aset eksplorasi dan evaluasi, dan aset minyak dan gas bumi

Pengujian penurunan nilai atas aset minyak dan gas bumi dilakukan ketika terdapat suatu indikasi bahwa nilai tercatat aset minyak dan gas bumi tersebut mengalami penurunan. Dalam hal ini, manajemen Grup menentukan hak kepemilikan pada masing-masing blok sebagai satu UPK.

18. OIL AND GAS PROPERTIES (continued)

a. Oil and Gas Properties (continued)

The impact of the change in the estimated proved and probable reserves (P1 and P2) in the future periods in depletion expenses are as follows:

Year
2023
2024
2025
2026
2027
Total

There is no interest and other financing costs that are capitalized as oil and gas properties for the years ended December 31, 2022 and 2021.

As of December 31, 2022 and 2021, all wells, mining areas and related equipment and facilities of subsidiaries involved in oil and gas exploration and production are insured for US$12.5 billion and US$10.7 billion respectively. Management believes the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

b. Impairment test on exploration and evaluation assets, and oil and gas properties

Impairment test on oil and gas properties is performed when circumstances indicate the CGU's carrying value may be impaired. In this matter, the management of the Group determined the participating interests in the respective blocks as a CGU.

18. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

b. Uji penurunan nilai atas aset eksplorasi dan evaluasi, dan aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

Grup mempertimbangkan berbagai faktor eksternal dan internal ketika menelaah indikator penurunan nilai, seperti perubahan signifikan dengan dampak yang buruk pada entitas yang telah terjadi selama tahun berjalan, suku bunga pasar atau tingkat pengembalian investasi yang naik selama tahun berjalan, keusangan atau kerusakan fisik suatu aset, analisa harga minyak dan gas bumi aktual, perkiraan harga minyak dan kecenderungan harga minyak global dan faktor - faktor lainnya.

Pada tanggal 31 Desember 2022, manajemen melakukan evaluasi atas jumlah terpulihkan dan nilai tercatat atas minyak dan gas dan membukukan penurunan nilai sebagai berikut:

18. OIL AND GAS PROPERTIES (continued)

b. Impairment test on exploration and evaluation assets, and oil and gas properties (continued)

The Group considers various external and internal factors when reviewing for indicators of impairment, such as significant changes with an adverse effect on the entity have taken place during the year, market interest rates or other market rates of return on investments have increased during the year, obsolescence or physical damage of an asset, analysis of actual oil and gas prices, forecasted oil prices and trend of global oil prices, among other factors.

As of December 31, 2022, management made an evaluation of the recoverable amount and the carrying amount of oil and gas properties and recorded the impairment losses as follows:

	2022			
	Jumlah terpulihkan/ *Recoverable amount*	**Nilai tercatat/ *Carrying amount***	**Penurunan nilai *Impairment losses***	
Aset minyak dan gas bumi				***Oil and gas properties***
Bangkanai	252.567.729	254.717.047	2.149.318	Bangkanai
Jumlah	**252.567.729**	**254.717.047**	**2.149.318**	***Total***

Mutasi cadangan penurunan nilai adalah sebagai berikut:

Movements in allowance for impairment losses are as follows:

	2022	**2021**	
Saldo awal	386.616.474	386.616.474	*Beginning balance*
Penurunan nilai tahun berjalan	2.149.348	-	*Impairment during the year*
Saldo akhir	**388.765.822**	**386.616.474**	***Ending balance***

Grup memperhitungkan jumlah terpulihkan berdasarkan nilai pakai yang dihitung berdasarkan proyeksi arus kas. Nilai wajar ditentukan dengan menggunakan perhitungan arus kas diskonto setelah pajak.

The Group calculated the recoverable amount based on value in use calculation using cash flow projection. The fair value was determined by using a post-tax discounted cashflow ("DCF") calculation.

18. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

b. Uji penurunan nilai atas aset eksplorasi dan evaluasi, dan aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

Proyeksi arus kas didasarkan pada produksi dan rencana pengembangan yang telah disetujui oleh manajemen yang mencakup estimasi periode kontrak termasuk perpanjangan kontrak dan investasi masa depan untuk peningkatan hasil produksi. Periode proyeksi berkisar antara 1 - 26 tahun.

Asumsi yang digunakan

Perhitungan nilai pakai untuk aset minyak dan gas bumi sangat sensitif terhadap asumsi-asumsi di bawah ini:
a. *Lifting*
b. Harga
c. Tingkat diskonto
d. Beban operasi dan modal

Lifting: Lifting tahunan yang diproyeksikan ini berdasarkan rencana bisnis manajemen dengan mempertimbangkan kondisi saat ini dan ekspektasi masa depan.

Harga: Harga perkiraan minyak dan gas didasarkan pada estimasi manajemen dan data pasar yang tersedia.

Kenaikan sepuluh persen (10%) pada proyeksi harga minyak akan menaikkan jumlah terpulihkan aset minyak dan gas bumi masing-masing sebesar AS$179,3 juta juta pada tanggal 31 Desember 2022.

Tingkat diskonto: Pada tanggal 31 Desember 2022, tingkat diskonto sebelum pajak yang diterapkan pada proyeksi arus kas berada pada kisaran 15,42% - 31,43%.

Kenaikan satu persen (1%) pada tingkat diskonto akan menurunkan jumlah terpulihkan aset minyak dan gas bumi masing-masing sebesar AS$112,8 juta pada tanggal 31 Desember 2022.

Beban operasi dan modal: Asumsi ini didasarkan pada perencanaan beban operasi dan modal Grup. Manajemen memiliki kontrol penuh atas biaya, dan percaya bahwa asumsi akan tercapai.

18. OIL AND GAS PROPERTIES (continued)

b. Impairment test on exploration and evaluation assets, and oil and gas properties (continued)

The cashflow projection is based on production and development forecast approved by management covering the estimated period of contract including contract extension and future investment to increase output. The period of projection ranges from 1 - 26 years.

Key assumptions used

The calculation of value in use for oil and gas properties is most sensitive to the following assumptions:
a. Lifting
b. Prices
c. Discount rates
d. Operating and capital expenses

Lifting: The projected annual lifting is based on management business plan considering the current conditions and future expectations.

Prices: Forecasted oil and gas prices are based on management's estimation and available market data.

The increase of ten percent (10%) in oil price forecast will increase the recoverable amount of oil and gas properties by US$179.3 million as of December 31, 2022.

Discount rates: As of December 31, 2022 the pre-tax discount rate applied to the cash flow projection is within the range of 15.42% - 31.43%.

The increase of one percent (1%) in discount rate will decrease the recoverable amount of oil and gas properties by US$112.8 million as of December 31, 2022.

Operating and capital expenses: These assumptions are based on the Group's operating and capital expenses plan. The management has full control over the costs and believes that assumptions will be achievable.

18. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

b. Uji penurunan nilai atas aset eksplorasi dan evaluasi, dan aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

Asumsi yang digunakan (lanjutan)

Perubahan terhadap asumsi yang digunakan oleh manajemen dalam menentukan jumlah terpulihkan, khususnya tingkat diskonto dan harga minyak, dapat berdampak signifikan pada hasil pengujian. Manajemen berkeyakinan bahwa tidak terdapat kemungkinan yang beralasan bahwa asumsi utama tersebut di atas dapat berubah sehingga nilai yang terpulihkan masing-masing UPK menjadi lebih rendah dari nilai yang tercatat secara material.

Berdasarkan penelaahan atas aset minyak dan gas bumi secara individu, manajemen berkeyakinan bahwa tidak diperlukan penurunan nilai lebih lanjut atas aset minyak dan gas bumi pada tanggal 31 Desember 2022.

Pada tanggal 31 Desember 2021, berdasarkan evaluasi manajemen, tidak terdapat indikasi atau tidak ada faktor yang signifikan bahwa nilai tercatat aset minyak dan gas bumi mengalami penurunan nilai.

18. OIL AND GAS PROPERTIES (continued)

b. Impairment test on exploration and evaluation assets, and oil and gas properties (continued)

Key assumptions used (continued)

Changes to the assumptions used by the management to determine the recoverable amount, in particular the discount rate and oil price, can have significant impact on the result of the impairment assessment. Management is of the opinion that there was no reasonably possible change in any of the key assumptions stated above that would cause the recoverable amount of the CGU to decline materially below its carrying amount.

Based on the review of the individual oil and gas properties, the management believes that no further impairment in value of oil and gas properties is necessary as of December 31, 2022.

As of December, 2021, based on management's assessment, there are no circumstances or no significant factors that would indicate the carrying value of oil and gas assets may be impaired.

19. *GOODWILL*

Goodwill yang diakui muncul dari akuisisi operasi bisnis oleh Grup, yang menciptakan sinergi dengan portofolio Grup yang ada.

19. GOODWILL

Recognized Goodwill is arising on the Group's acquisitions of business operations, that creates synergies with the Group's existing portfolio.

	Jumlah/ *Amount*	
Saldo akhir 31 Desember 2020/ Saldo awal 1 Januari 2021	**67.024.515**	***Ending balance, December 31, 2020/ Beginning balance, January 1, 2021***
Penghentian sehubungan dengan divestasi hak kepemilikan pada entitas anak	27.958.070	*Derecognition in relation to divestment of ownership interest in the subsidiary*
Saldo akhir 31 Desember 2021	**39.066.445**	***Ending balance, December 31, 2021***
Penambahan (Pengurangan)	-	Additions (Deductions)
Saldo akhir 31 Desember 2022	**39.066.445**	***Ending balance, December 31, 2022***

Goodwill tersebut tidak diharapkan dapat dikurangkan untuk tujuan pelaporan pajak.

Goodwill is not expected to be deductible for tax purposes.

19. *GOODWILL* (lanjutan)

Akuisisi PT Medco Power Internasional ("MPIn") (dahulu PT Saratoga Power ("SP"))

Efektif pada tanggal 3 Oktober 2017, Perusahaan mengakuisisi 77,68% kepemilikan atas PT Saratoga Power ("SP") dari PT Saratoga Sentra Business ("SSB"), dan S Asia III Luxembourg S.A.R.L. ("SAL"). PT Saratoga Power memiliki 51% kepemilikan di PT Medco Power Indonesia ("MPI"), dimana Perusahaan saat itu sudah memiliki 49% kepemilikan atas MPI. Dengan transaksi ini, kepemilikan efektif Perusahaan atas MPI meningkat dari 49% menjadi 88,62%. Berdasarkan alokasi harga pembelian, Perusahaan mengakui *goodwill* dari akuisisi ini sebesar AS$66.007.311. Selanjutnya, efektif pada Juli 2019, MPIn telah 100% dimiliki oleh Grup.

Pada tanggal 5 Maret 2021, PT Medco Kansai Power Indonesia ("MKPI") (dahulu PT Kansai Electric Power and Technology Indonesia) dan MPI menandatangani perjanjian jual beli untuk melaksanakan pembelian entitas anak MPI yang bergerak di bisnis Gas IPP dan O&M (selain MRPR) dengan memindahkan entitas-entitas anak tersebut untuk dimiliki oleh MKPI. Setelah MPI melakukan penyetoran modal melalui pembelian saham baru yang diterbitkan MKPI, MKPI menjadi entitas anak MPI (Catatan 47). Sebagai akibat dari transaksi ini, Perusahaan menghentikan pengakuan *goodwill* sebesar AS$24,9 juta.

19. GOODWILL (continued)

Acquisition of PT Medco Power Internasional ("MPIn") (formerly PT Saratoga Power ("SP"))

Effective on October 3, 2017, the Company acquired 77.68% ownership in PT Saratoga Power ("SP") from PT Saratoga Sentra Business ("SSB"), and S Asia III Luxembourg S.A.R.L. ("SAL"). PT Saratoga Power owns 51% ownership in PT Medco Power Indonesia ("MPI"), where the Company had owned 49% ownership in MPI. With this transaction, the effective portion of Company's stake in MPI increased from 49% to 88.62%. Based on the purchase price allocation, the Company recognized goodwill from this acquisition amounting to US$66,007,311. Furthermore, effective July 2019, MPIn is 100% owned by the Group.

On March 5, 2021, PT Medco Kansai Power Indonesia ("MKPI") (previously PT Kansai Electric Power and Technology Indonesia) and MPI entered into a sales and purchase agreement to execute the purchase of MPI subsidiaries engaged in Gas IPP and O&M businesses (except for MRPR) by transferring such subsidiaries to be owned by MKPI. Upon MPI's contribution through capital injection of new shares issued by MKPI, MKPI became a subsidiary of MPI (Note 47). As the result of this transaction, the Company derecognized the related goodwill amounted to US$24.9 million.

19. *GOODWILL* (lanjutan)

Akuisisi PT Medco Power Internasional ("MPIn") (dahulu PT Saratoga Power ("SP")) (lanjutan)

Pada tanggal 18 Mei 2021, Grup melakukan divestasi sebesar 2% saham kepemilikan pada MGeoPS kepada PT Medco Daya Abadi Lestari, entitas induk Perusahaan. Sebagai akibat dari transaksi ini, Perusahaan menghentikan pengakuan *goodwill* sebesar AS$3 juta. Setelah divestasi tersebut, Grup mencatat 49% kepemilikan saham pada MGeoPS pada nilai wajar dan selanjutnya mencatat investasi tersebut sebagai investasi pada ventura bersama dengan menggunakan metode ekuitas (Catatan 14).

Akuisisi ConocoPhillips Singapore Operations Pte Limited ("CSOP")

Pada tanggal 18 September 2016, Medco Natuna Pte Ltd menandatangani *Share Purchase and Sale Agreement* ("SPA") dengan ConocoPhillips Indonesia Holding Limited ("ConocoPhillips") dan ConocoPhillips Company, untuk mengakuisisi 100% saham anak perusahaannya, ConocoPhillips Singapore Operations Pte Limited ("CSOP") dengan nilai pembelian sebesar AS$1.000.000. Nilai *goodwill* yang timbul dari akuisisi ini sebesar AS$1.017.204.

Uji penurunan nilai terhadap *Goodwill*

Dalam menguji apakah penurunan nilai *goodwill* diperlukan, nilai tercatat *goodwill* dialokasikan ke aset atau UPK yang relevan untuk mendapatkan nilai tercatat kombinasian. Nilai tercatat kombinasian tersebut dibandingkan dengan nilai terpulihkan UPK. Grup menguji penurunan nilai *goodwill* setiap tahun (pada tanggal 31 Desember) atau ketika keadaan yang mengindikasikan bahwa nilai tercatat mungkin mengalami penurunan nilai.

19. GOODWILL (continued)

Acquisition of PT Medco Power Internasional ("MPIn") (formerly PT Saratoga Power ("SP")) (continued)

On May 18, 2021, the Group divested 2% of its share ownership in MGeoPS to PT Medco Daya Abadi Lestari, the Company's parent entity. As the result of this transaction, the Company derecognized the related goodwill of US$3 million. After the divestment, the Group measured the 49% share ownership in MGeoPS at fair value and this was subsequently accounted for as investment in joint venture using equity method (Note 14).

Acquisition of ConocoPhillips Singapore Operations Pte Limited ("CSOP")

On September 18, 2016, Medco Natuna Pte Ltd signed a Share Purchase and Sale Agreement ("SPA") with ConocoPhillips Indonesia Holding Limited ("ConocoPhillips") and ConocoPhillips Company, to acquire 100% shares of its subsidiaries, ConocoPhillips Singapore Operations Pte Limited ("CSOP") with acquisition price amounting to US$1,000,000. Goodwill that was recognized from this acquisition amounted to US$1,017,204.

Impairment test on Goodwill

In assessing whether impairment on goodwill is required, the carrying value of goodwill is allocated to the relevant assets or CGU to obtain combined carrying value. The combined carrying value is compared with CGU's recoverable amount. The Group performs testing of goodwill impairment annually (on December 31) or when circumstances indicate that the carrying value may be impaired.

19. *GOODWILL* (lanjutan)

Uji penurunan nilai terhadap Goodwill (lanjutan)

Grup mempertimbangkan berbagai faktor eksternal dan internal ketika menelaah indikator penurunan nilai selama periode interim sehubungan UPK, seperti perubahan signifikan dengan dampak yang buruk pada entitas yang telah terjadi selama tahun berjalan, suku bunga pasar atau tingkat pengembalian investasi yang telah naik selama tahun berjalan, keusangan atau kerusakan fisik suatu aset dan kontrak jangka panjang dengan pembeli dan faktor-faktor lainnya.

Untuk tujuan pengujian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, jumlah terpulihkan UPK ditentukan berdasarkan "nilai pakai" (*value-in-use*) dengan menggunakan metode arus kas yang didiskontokan. Berikut adalah ringkasan dari asumsi utama yang digunakan:

Asumsi-asumsi utama yang digunakan

PT Medco Power Internasional ("MPIn")

Jumlah terpulihkan UPK ditentukan berdasarkan jumlah terpulihkan penilaian bisnis MPIn yang terdiri dari MPI dan entitas anaknya dengan menggunakan proyeksi arus kas yang didiskontokan dari rencana bisnis selama 11 sampai dengan 36 tahun yang merupakan periode kontrak entitas-entitas tersebut dengan pelanggan.

a. Tingkat diskonto: tingkat diskonto sebelum pajak yang digunakan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing adalah 8,81% - 11,92% dan 5,92% - 11,85% yang dihasilkan dari rata-rata biaya modal tertimbang setelah dikurangi pajak (WACC) dari UPK, dengan tingkat bunga bebas risiko masing-masing adalah 4,54% - 7,27% dan 2,05% - 7,16% dan biaya utang masing-masing adalah 5,97% - 9,80% dan 3,96% - 8,49% yang sudah disesuaikan berdasarkan kondisi kini MPI dan entitas anaknya.

b. Harga listrik dan jasa perawatan: asumsi harga selama periode proyeksi berdasarkan data historis dan estimasi manajemen atas fluktuasi harga masa depan dan penyesuaian.

c. Biaya produksi listrik dan belanja modal: asumsi ini berdasarkan biaya produksi historis dan rencana belanja modal.

19. GOODWILL (continued)

Impairment test on Goodwill (continued)

The Group considers various external and internal factors when reviewing for indicators of impairment during the interim period as it relates to the CGU, such as significant changes with an adverse effect on the entity have taken place during the year, market interest rates or other market rates of return on investments thus have increased during the year, obsolescence or physical damage of an asset and long-term contracts with customers, among other factors.

For impairment testing purposes on December 31, 2022 and 2021, the recoverable amounts of the CGU are determined based on "value-in-use" using discounted cash flows method. The following is the summary of key assumptions used:

Key assumptions used

PT Medco Power Internasional ("MPIn")

The recoverable amount of the CGU has been determined based on the recoverable amount of MPIn business valuation comprised of MPI and its subsidiaries using discounted cash flow projections from the business plan covering 11-year period to 36-year period which represents contract period for the respective entities with their customers.

a. Discount rate: the pre-tax discount rate used as of December 31, 2022 and 2021 was 8.81% - 11.92% and 5.92% - 11.85%, respectively, derived from the post-tax weighted average cost of capital (WACC) of the respective CGUs, with risk free rate of 4.54% - 7.27% and 2.05% - 7.16%, respectively, and cost of debt of 5.97% - 9.80% and 3.96% - 8.49%, respectively, which are already adjusted based on the current condition of MPI and its subsidiaries.

b. Electricity rates and maintenance service rates: forecasted prices over the projection period are based on historical rates and management's estimates on future price fluctuation and adjustments.

c. Electricity production costs and capital expenditures: these assumptions are based on the historical production costs and capital expenses plan.

19. *GOODWILL* (lanjutan)

Asumsi-asumsi utama yang digunakan (lanjutan)

Manajemen berpendapat bahwa tidak ada kemungkinan perubahan yang wajar atas salah satu asumsi utama yang disebutkan di atas yang akan menyebabkan jumlah tercatat secara material melebihi jumlah terpulihkannya.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, berdasarkan evaluasi manajemen, jumlah terpulihkan dari UPK lebih tinggi dari nilai tercatat UPK. Sehingga, manajemen berpendapat tidak terdapat kerugian penurunan nilai yang diperlukan atas *goodwill* dari akuisisi MPIn.

19. GOODWILL (continued)

Key assumptions used (continued)

Management is of the opinion that there was no reasonably possible change in any of the key assumptions stated above that would cause the carrying amount to materially exceed its recoverable amount.

As of December 31, 2022 and 2021, based on management's evaluation, the total recoverable amount of the CGU is higher than the CGU's carrying amount. Therefore, management is of the opinion that there are no impairment losses necessary on the goodwill arising from MPIn acquisition.

20. ASET LAIN-LAIN

Rincian akun ini adalah sebagai berikut:

20. OTHER ASSETS

The details of this account are as follows:

	2022	2021	
Lancar			*Current*
Uang muka kontrak kepada pihak berelasi	32.925.264	29.119.027	*Contract advance to a related party*
Uang muka	16.942.998	33.091.745	*Advances*
Uang muka pemasaran	9.581.624	9.581.624	*Marketing advance*
Jumlah	**59.449.886**	**71.792.396**	***Total***
Tidak lancar			*Non-current*
Uang muka kontrak kepada pihak berelasi	26.800.000	30.150.000	*Contract advance to a related party*
Uang muka untuk pembelian/sewa	8.598.136	7.181.555	*Advance payments for purchase/rental*
Uang muka pemasaran	6.872.603	12.405.720	*Marketing advance*
Setoran jaminan	1.132.874	1.179.549	*Security deposits*
Lain-lain	4.317.216	1.090.620	*Others*
Jumlah	**47.720.829**	**52.007.444**	***Total***

Uang muka kontrak kepada pihak berelasi merupakan uang muka kepada PT Medco Daya Abadi Lestari (MDAL) yang dikenakan bunga serta terkait dengan transaksi minyak mentah (Catatan 49).

Uang muka terutama merupakan uang muka yang dibayarkan kepada pihak ketiga sehubungan dengan investasi potensial yang sedang ditinjau oleh Grup.

Uang muka pemasaran merupakan uang muka yang dibayarkan kepada Meta Pacific Resources Pte. Ltd. terkait dengan pemberian jasa pemasaran termasuk namun tidak terbatas pada pengadaan fasilitas uang muka sehubungan dengan pemasaran minyak mentah Grup.

Contract advance to a related party is advance to PT Medco Daya Abadi Lestari (MDAL) which is interest bearing and pertaining to crude oil transaction (Note 49).

Advances mainly represents deposit payment to third party in respect of a potential investment which is under review by the Group.

Marketing advance is advance to Meta Pacific Resources Pte. Ltd. to provide marketing activities including but not limited to procurement of prepayment facilities related to the marketing of the crude oil of the Group.

20. ASET LAIN-LAIN (lanjutan)

Saldo uang muka untuk pembelian/sewa terdiri atas pembayaran-pembayaran uang muka yang dibuat berkaitan dengan perolehan/sewa berbagai aset.

20. OTHER ASSETS (continued)

Advance payments for purchase/rental represent payments made in relation to the acquisition/rental of various assets.

21. UTANG USAHA / *21. TRADE PAYABLES*

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

This account consists of the following:

a. Berdasarkan Pemasok / *a. By Supplier*

	2022	2021	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Medco Daya Makmur	190.452	4.075.427	*PT Medco Daya Makmur*
PT Medco Daya Natuna	84.430	12.430.065	*PT Medco Daya Natuna*
PT Bahtera Daya Makmur	-	3.540.812	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Energi Nusantara	-	3.982.220	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Sub-jumlah	274.882	24.028.524	*Sub-total*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pemasok dalam negeri	157.045.120	109.361.475	*Local suppliers*
Pemasok luar negeri	33.105.393	55.308.644	*Foreign suppliers*
Sub-jumlah	190.150.513	164.670.119	*Sub-total*
Jumlah	**190.425.395**	**188.698.643**	***Total***

b. Berdasarkan Umur / *b. By Aging Category*

	2022	2021	
Sampai dengan 1 bulan	136.791.128	125.887.066	*Up to 1 month*
1 - 3 bulan	16.262.444	11.026.209	*1 - 3 months*
3 - 6 bulan	1.312.195	14.410.161	*3 - 6 months*
6 bulan - 1 tahun	10.168.644	2.904.714	*6 months - 1 year*
Lebih dari 1 tahun	25.890.984	34.470.493	*More than 1 year*
Jumlah	**190.425.395**	**188.698.643**	***Total***

c. Berdasarkan Mata Uang / *c. By Currency*

	2022	2021	
Dolar Amerika Serikat	151.036.519	167.663.211	*United States Dollar*
Rupiah	36.108.386	18.406.189	*Rupiah*
Baht Thailand	3.203.452	2.525.199	*Thailand Baht*
Dolar Singapura	22.597	19.028	*Singapore Dollar*
Lain-lain	54.440	85.016	*Others*
Jumlah	**190.425.395**	**188.698.643**	***Total***

Utang usaha dari pemasok dalam negeri maupun luar negeri, mitra operasi bersama dan pihak berelasi dimana Perusahaan merupakan operator PSC tidak dikenakan bunga, tidak dijaminkan dan secara umum mempunyai masa kredit sampai dengan satu bulan.

Trade payables to local and foreign suppliers, joint venture partners and related parties where the Company is the PSC Operator are non-interest bearing, unsecured and generally have credit terms of up to one month.

22. LIABILITAS KONTRAK

Liabilitas kontrak termasuk uang muka jangka pendek dan panjang yang diterima untuk mengirimkan minyak dan gas bumi kepada pelanggan.

Rincian liabilitas kontrak adalah sebagai berikut:

22. CONTRACT LIABILITIES

Contract liabilities include short-term and long-term advances received to deliver oil and gas to customers.

The details of contract liabilities are as follows:

	2022	2021	
Glencore Singapore Pte Ltd (Catatan 48)	80.000.000	31.250.000	*Glencore Singapore Pte Ltd (Note 48)*
PT Perusahaan Gas Negara (Persero)	27.678.057	-	*PT Perusahaan Gas Negara (Persero)*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	9.519.471	9.578.052	*PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)*
PT Metaepsi Pejebe Power Generation	1.158.696	-	*PT Metaepsi Pejebe Power*
Lukoil Asia Pacific Pte Ltd (Catatan 48)	-	30.000.000	*Lukoil Asia Pacific Pte Ltd (Note 48)*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$1.000.000)	935.147	2.005.202	*Others (each below US$1,000,000)*
Jumlah	**119.291.371**	**72.833.254**	***Total***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	(34.492.956)	(65.247.578)	*Current portion*
Bagian jangka panjang	**84.798.415**	**7.585.676**	***Long-term portion***

23. UTANG LAIN-LAIN

23. OTHER PAYABLES

	2022	2021	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Bahtera Daya Makmur	5.266.294	5.245.129	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Makmur	4.523.567	270.631	*PT Medco Daya Makmur*
PT Medco Daya Abadi Lestari	674.047	67.982	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
PT Medco Daya Natuna	292.835	1.745.594	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Energi Nusantara	101.515	68.320	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Kuala Langsa (Block A) Limited (KLL)	-	79.833	*Kuala Langsa (Block A) Limited (KLL)*
Jumlah	**10.858.258**	**7.477.489**	***Total***
Pihak ketiga			*Third parties*
Utang kepada Operasi Bersama	18.314.480	26.945.912	*Payables to Joint Operations*
Kewajiban pajak atas First Tranche Petroleum	26.940.215	19.787.756	*Tax payable on First Tranche Petroleum*
PT Ormat Geothermal Power	9.602.372	5.609.737	*PT Ormat Geothermal Power*
Utang untuk pembiayaan kegiatan konstruksi dan operasi	9.170.680	9.439.268	*Payables for construction and operation activities financing*
KPIC Netherlands B.V. and Kanden Power-Tech Corp.	3.708.265	4.088.213	*KPIC Netherlands B.V. and Kanden Power-Tech Corp.*
PT Sangsaka Hidro Tiara (SHT)	2.787.267	3.071.821	*PT Sangsaka Hidro Tiara (SHT)*
Solar Philippines Power Project Holdings, Inc.	2.677.547	2.540.636	*Solar Philippines Power Project Holdings, Inc.*
Utang kepada Lundin Sea Holding B.V.	2.166.242	2.166.242	*Payable to Lundin Sea Holding B.V.*
Asuransi	1.251.192	2.580.919	*Insurance*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$2.000.000)	41.644.248	22.275.881	*Others (each below US$2,000,000)*
Jumlah	**118.262.508**	**98.506.385**	***Total***

23. UTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

23. OTHER PAYABLES (continued)

	2022	2021	
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	(84.331.088)	(54.050.175)	*Current portion*
Bagian jangka panjang	**33.931.420**	**44.456.210**	***Long-term portion***

Utang kepada PT Medco Daya Makmur (“MDM”), PT Bahtera Daya Makmur (“BDM”) dan PT Medco Daya Natuna (“MDN”) terkait dengan aktivitas eksplorasi dan produksi untuk kontrak kerjasama di Blok Sumatera Selatan, Rimau dan Blok B.

Payables to PT Medco Daya Makmur (“MDM”), PT Bahtera Daya Makmur (“BDM”) and PT Medco Daya Natuna (“MDN”) in relation to exploration and production activities to joint operations in South Sumatera, Rimau and Block B blocks.

Utang kepada Operasi Bersama merupakan utang atas aktivitas eksplorasi dan produksi yang berkaitan dengan kontrak kerjasama dimana Grup bukan merupakan operator.

Payables to Joint Operations represent payables for exploration and production activities related to joint operations where the Group is not the operator.

Kewajiban pajak atas *First Tranche Petroleum* (FTP) merupakan bagian kurang bayar pajak penghasilan badan dan pajak dividen atas bagian FTP entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia. Entitas Anak akan membayar pajak tersebut apabila saldo akumulasi FTP lebih besar daripada saldo *unrecovered cost*.

Tax payable on First Tranche Petroleum (FTP) is part of underpayment of income tax and dividend tax on FTP share of subsidiaries involved in oil and gas exploration and production in Indonesia. The Subsidiaries will pay the tax if the balance of accumulative FTP has exceeded the balance of the unrecovered cost.

Utang untuk pembiayaan kegiatan konstruksi dan operasi merupakan utang atas pembiayaan proyek pembangunan dan untuk operasi proyek pembangkit tenaga listrik.

Payables for construction and operation activities financing represent payables for financing power plant construction and for the operation of power plant projects.

Utang kepada PT Ormat Geothermal Power merupakan utang terkait biaya eksplorasi dan evaluasi tenaga panas bumi.

The amount payable to PT Ormat Geothermal Power represents payable related to exploration and evaluation costs of the geothermal power plant.

Utang kepada KPIC Netherlands B.V. (KPN) dan Kanden Power-Tech Corporation (KPT) merupakan utang yang belum terselesaikan terkait dengan transaksi antara MPI dengan KPN dan KPT dalam pengembangan bisnis produsen listrik independen gas ("gas-IPP") dan operasi & pemeliharaan ("O&M") di Indonesia.

Payable to KPIC Netherlands B.V. (KPN) and Kanden Power-Tech Corporation (KPT) represents outstanding amount related to the transaction between MPI with KPN and KPT on the development of gas independent power producer (“gas-IPP”) and operation & maintenance (“O&M”) businesses in Indonesia.

Utang kepada SHT merupakan biaya konstruksi pembangkit listrik tenaga mini-hidro yang dibayarkan oleh SHT.

Payable to SHT represents construction costs of the mini-hydro power plant advanced by SHT.

Asuransi merupakan utang terkait asuransi medis dan kesehatan karyawan.

Insurance mainly represents payable related to medical and health insurance of employees.

Utang kepada Solar Philippines Power Project Holdings Inc. merupakan utang terkait biaya pengembangan proyek pembangkit listrik solar Bali Barat dan Bali Timur.

The amount payable to Solar Philippines Power Project Holdings, Inc. represents payable related to project development cost of Bali West and Bali East Solar power plant.

23. UTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

Utang kepada Lundin Sea Holding B.V. merupakan jumlah yang akan dibayar oleh Medco Lematang B.V., entitas anak, pada saat pendapatan dari Blok Lematang setelah periode perpanjangan telah mencapai kondisi yang disebutkan pada perjanjian.

23. OTHER PAYABLES (continued)

Payable to Lundin Sea Holding B.V. represents the amount to be paid by Medco Lematang B.V., a subsidiary, once the revenue from the Lematang Block after the extension has reached certain condition as stipulated in the agreement.

24. LIABILITAS SEWA

Liabilitas sewa jangka panjang merupakan pengakuan liabilitas sewa (PSAK 73) atas perjanjian sewa peralatan kantor dan lainnya, sewa bangunan dan prasarana, sewa mesin, dan sewa kendaraan.

Pembayaran sewa minimum masa yang akan datang dianalisis sebagai berikut:

24. LEASE LIABILITIES

The long-term lease liabilities represent the recognition of lease liabilities (PSAK 73) from equipment rental, building and land improvement rental, machinery rental, and vehicle rental.

Future minimum lease payment may be analyzed as follows:

	2022	2021	
Saldo awal	222.331.139	277.410.803	*Beginning balance*
Ditambah:			*Add:*
Penambahan tahun berjalan	108.376.870	45.104.612	*Addition in current year*
Akresi bunga	11.388.248	12.865.757	*Accretion of interest*
Dikurangi:			*Less:*
Pembayaran liabilitas sewa	(121.482.295)	(112.689.688)	*Repayment of lease liabilities*
Penyesuaian kurs	(184.331)	(360.345)	*Foreign exchange adjustment*
Reklasifikasi ke operasi yang dihentikan	(34.199.011)	-	*Reclassification to discontinued operations*
Saldo akhir	186.230.620	222.331.139	*Ending balance*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	(101.784.419)	(95.261.352)	*Less current maturities*
Bagian jangka panjang - neto	84.446.201	127.069.787	*Long-term maturities - net*
Lebih dari satu tahun sampai lima tahun	84.168.161	126.708.052	*After one year but not more than five years*
Lebih dari lima tahun	278.040	361.735	*More than five years*
Jumlah	**84.446.201**	**127.069.787**	***Total***

Grup tidak menghadapi risiko likuiditas signifikan sehubungan dengan liabilitas sewa yang dimiliki.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Grup mengakui liabilitas sewa atas sewa dengan PT Api Metra Graha (pihak berelasi) masing-masing sebesar AS$16.510.334 dan AS$24.371.152.

The Group does not face a significant liquidity risk with regard to its lease liabilities.

As of December 31, 2022 and 2021, the Group recognized lease liabilities related to leases with PT Api Metra Graha (related party) amounting to US$16,510,334 and US$24,371,152 respectively.

24. LIABILITAS SEWA (lanjutan)

Pembayaran sewa minimum masa depan berdasarkan perjanjian sewa dengan nilai sekarang atas pembayaran sewa minimum adalah sebagai berikut:

24. LEASE LIABILITIES (continued)

Future minimum lease payments under the lease agreements together with the present value of minimum lease payments are as follows:

	2022	2021	
Dalam satu tahun	108.875.128	98.852.777	*Within one year*
Lebih dari satu tahun sampai lima tahun	87.145.973	140.774.491	*After one year but not more than five years*
Lebih dari lima tahun	-	505.672	*More than five years*
Jumlah pembayaran sewa minimum di masa depan	196.021.101	240.132.940	*Total future minimum lease payments*
Jumlah beban keuangan di masa depan	(9.790.481)	(17.801.801)	*Amount representing finance charges*
Nilai sekarang atas pembayaran sewa minimum	**186.230.620**	**222.331.139**	***Present value of minimum lease payments***

Jumlah yang diakui pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain yang berkaitan dengan sewa adalah sebagai berikut:

Amount recognized in the statement of profit or loss and other comprehensive income related to leases are as follows:

	2022	2021	
Beban penyusutan aset hak-guna	42.697.766	52.906.981	*Depreciation expense of right-of-use assets*
Pembayaran sewa variabel	6.168.120	7.549.998	*Variable lease payments*
Beban yang berkaitan dengan sewa jangka pendek dan aset bernilai rendah	19.519.027	7.374.959	*Expenses relating to short-term leases and low-value asset*
Beban bunga atas liabilitas sewa	6.005.484	8.040.803	*Interest on lease liabilities*
Total	**74.390.397**	**75.872.741**	***Total***

Grup memiliki arus kas keluar berkaitan dengan sewa, termasuk pembayaran sewa variabel, pembayaran sewa jangka pendek dan sewa bernilai rendah pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, masing-masing sebesar AS$147.169.442 dan AS$127.614.645

The Group had total cash outflows related to leases, including variable lease payment, short-term and low-value assets lease payments as of December 31, 2022 and 2021, amounting to US$147,169,442 and US$127,614,645 respectively.

Pada tanggal 31 Desember 2022 and 2021, opsi sewa memiliki harga sewa yang bersifat akan dinegosiasikan kembali saat periode kontrak selesai.

As of December 31, 2022 and 2021, the extension options have lease rate that will be re-negotiated after contract period end.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Grup tidak memiliki intensi untuk mengeksekusi opsi terminasi atas kontrak sewa yang ada.

As of December 31, 2022 and 2021, the Group has no intention to execute termination option on the available lease contracts.

24. LIABILITAS SEWA (lanjutan)

Di bawah ini adalah pembayaran sewa masa depan potensial yang tidak didiskontokan terkait dengan periode setelah tanggal pelaksanaan opsi penghentian yang tidak termasuk dalam jangka waktu sewa:

24. LEASE LIABILITIES (continued)

Set out below are the undiscounted potential future rental payments relating to periods following the exercise date of termination options that are not included in the lease term:

	2022	2021	
Opsi penghentian diharapkan akan dilakukan			*Termination options expected to be exercised*
Dalam lima tahun	32.600.000	37.900.000	*Within five years*
Jumlah	**32.600.000**	**37.900.000**	***Total***

25. UTANG PAJAK

Akun ini terdiri dari:

25. TAXES PAYABLE

This account consists of:

	2022	2021	
Perusahaan			*The Company*
Pajak yang dipungut:			*Withholding tax:*
Pasal 4(2)	36.625	4.081	*Article 4(2)*
Pasal 15	33.255	31.164	*Article 15*
Pasal 21	1.447.852	304.310	*Article 21*
Pasal 23	1.756	6.189	*Article 23*
Pasal 26	6.919	3.635	*Article 26*
Sub-jumlah	1.526.407	349.379	*Sub-total*
Entitas anak			*Subsidiaries*
Pajak penghasilan (PPh) Badan	128.643.722	85.932.895	*Corporate income tax*
Pajak yang dipungut:			*Withholding tax:*
Pasal 4(2)	60.597.087	315.946	*Article 4(2)*
Pasal 15	20.400	13.450	*Article 15*
Pasal 21	2.664.311	1.175.710	*Article 21*
Pasal 23	1.204.556	1.148.509	*Article 23*
Pasal 26	355.229	99.297	*Article 26*
Pajak Pertambahan Nilai (PPN)	7.319.631	5.777.425	*Value-added Tax (VAT)*
Sub-jumlah	200.804.936	94.463.232	*Sub-total*
Jumlah	**202.331.343**	**94.812.611**	***Total***

Surat Ketetapan Pajak (SKP) – Perusahaan

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas pajak penghasilan Perusahaan untuk tahun pajak 2019 telah selesai. Perusahaan telah menerima Surat Ketetapan Pajak Lebih Bayar (SKPLB) sejumlah AS$1,7 juta pada tanggal 24 Juni 2021. Jumlah lebih bayar tersebut telah diterima Perusahaan pada tanggal 10 Agustus 2021.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas Pajak Pertambahan Nilai Perusahaan untuk tahun pajak 2019 telah selesai. Perusahaan telah menerima Surat Ketetapan Pajak Lebih Bayar (SKPLB) sejumlah Rp7.788.896.168 pada tanggal 24 Juni 2021. Jumlah lebih bayar tersebut telah diterima Perusahaan pada tanggal 29 Juli 2021.

Tax Assessment Letters - the Company

The tax audit by the Tax Office on the Company's corporate income tax for fiscal year 2019 has been completed. The Company received overpayment tax assessment letter amounting to US$1.7 million on June 24, 2021. The overpayment was received by the company on August 10, 2021.

The tax audit by the Tax Office on the Company's Value Added Tax for fiscal year 2019 has been completed. The Company received Overpayment Tax Assessment Letter amounting to Rp7,788,896,168 on June 24, 2021. The refund was received on July 29, 2021.

25. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) - Entitas Anak

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan Pajak sampai tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

25. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters - Subsidiaries

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of Tax Assessment Letters up to December 31, 2022 and 2021 are as follows:

Jenis Pajak dan Masa/ *Type of Tax and Period*	Jenis/ *Type*	Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/ *Amount Assessed by Tax Authority*	Jumlah Keberatan/ Banding menurut Grup/ *Amount of Objection/Appeal According to the Group*	Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/ *Number and Date of Latest Tax Letters*	Status pada tanggal 31 Desember 2022/ *Status as of December 31, 2022*	Status pada tanggal 31 Desember 2021/ *Status as of December 31, 2021*
PT TJB Power Services (TJBPS)						
PPN Juli 2016/ *VAT July 2016*	SKP Kurang Bayar Tambahan/ *Additional Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp343.148.076	Nihil/ *Nil*	KEP-00003/KEB/WPJ.10/2021 2 Februari 2021/ *February 2, 2021*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPN September 2016/ *VAT September 2016*	SKP Kurang Bayar Tambahan/ *Additional Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.147.586.586	Nihil/ *Nil*	KEP-00004/KEB/WPJ.10/2021 2 Februari 2021/ *February 2, 2021*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPh 26 September 2016/ *WHT Art 26 September 2016*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.278.674.504	Nihil/ *Nil*	KEP-00002/KEB/WPJ.10/2021 2 Februari 2021/ *February 2, 2021*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPh Badan Tahun 2016/ *Corporate Income Tax Year 2016*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp3.624.483.370	Rp980.804.510	KEP-00001/KEB/WPJ.10/2021 2 Februari 2021/ *February 2, 2021*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPN Maret 2018/ *VAT March 2018*	Surat Tagihan Pajak/ *Tax Collection Letter*	Rp792.422.654	Nihil/ *Nil*	KEP-07350/NKEB/WPJ.10/2020 10 Desember 2020/ *December 10, 2020*	Gugatan/ *Lawsuit*	Gugatan/ *Lawsuit*
PPN Maret 2019/ *VAT March 2019*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp782.979.541	Rp797.381.615	KEP-00031/KEB/WPJ.10/ 2021 9 Maret 2021/ *March 9, 2021*	Selesai/ *Closed*	Permohonan keberatan ditolak/ *Objection request was rejected*
PPN Mei 2019/ *VAT May 2019*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp918.468.121	Rp932.403.869	KEP-00032/KEB/WPJ.10/ 2021 9 Maret 2021/ *March 9, 2021*	Selesai/ *Closed*	Permohonan keberatan ditolak/ *Objection request was rejected*
PPN Juni 2019/ *VAT June 2019*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp755.668.191	Rp1.336.639.627	KEP-00166/KEB/ WPJ.10/2021 13 Juli 2021/ *July 13, 2021*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPN September 2019/ *VAT September 2019*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.155.651.046	Rp1.194.179.537	KEP-00157/KEB/WPJ.10/2021 18 Juni 2021/ *June 18, 2021*	Selesai/ *Closed*	Permohonan keberatan ditolak/ *Objection request was rejected*
PPN Februari, Maret, April, Juli 2019/ *VAT February, March, April, July 2019*	Surat Tagihan Pajak/ *Tax Collection Letter*	Rp807.970.989	Rp132.800	Berbagai nomor/ *Various numbers* 4 Maret 2021/ *March 4, 2021*	Gugatan/ *Lawsuit*	Gugatan/ *Lawsuit*
PPN Agustus, Oktober, November 2019/ *VAT August, October, November 2019*	Surat Tagihan Pajak/ *Tax Collection Letter*	Rp41.600	Rp41.600	Berbagai nomor/ *Various numbers* 9 Agustus 2021/ *August 9, 2021*	Selesai/ *Closed*	Permohonan pembatalan kedua dikabulkan seluruhnya/ *Second cancellation request was fully granted*
PPN April & Mei 2020/ *VAT April & May 2020*	Surat Tagihan Pajak/ *Tax Collection Letter*	Nihil/ *Nil*	Nihil/ *Nil*	Berbagai nomor/ *Various numbers* 11 November 2021/ *November 11, 2021*	Selesai/ *Closed*	Permohonan pembatalan pertama dikabulkan seluruhnya/ *First cancellation request was fully granted*

25. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) - Entitas Anak (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan Pajak sampai tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut: (lanjutan)

25. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters - Subsidiaries (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of Tax Assessment Letters up to December 31, 2022 and 2021 are as follows: (continued)

Jenis Pajak dan Masa/ *Type of Tax and Period*	Jenis/ *Type*	Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/ *Amount Assessed by Tax Authority*	Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/ *Amount of Objection/Appeal According to the Group*	Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/ *Number and Date of Latest Tax Letters*	Status pada tanggal 31 Desember 2022/ *Status as of December 31, 2022*	Status pada tanggal 31 Desember 2021/ *Status as of December 31, 2021*
PT TJB Power Services (TJBPS) (lanjutan) / *(continued)*						
PPN Agustus 2020/ *VAT August 2020*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp746.870.324	Rp1.536.216.887	KEP-00182/KEB/PJ/WPJ.10/2022 8 Juli 2022/ July 8, 2022	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPN September 2020/ *VAT September 2020*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp836.084.212	Rp965.847.100	KEP-00183/KEB/PJ/WPJ.10/2022 8 Juli 2022/ July 8, 2022	Selesai/ *Closed*	Keberatan/ *Objection*
PT Energi Listrik Batam (ELB)						
PPh 23 Desember 2015/ *WHT Art 23 December 2015*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp251.550	Rp251.550	00106/KEB/WPJ.34/2021 30 Desember 2021/ *December 30, 2021*	Selesai/ *Closed*	Permohonan keberatan dikabulkan seluruhnya/ *Objection request was fully granted*
PPh 23 Desember 2016/ *WHT Art 23 December 2016*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.390.610.784	Rp14.418.682	KEP-00156/KEB/ PJ/ WPJ.34/2022 15 Juli 2022/ *July 15, 2022*	Selesai/ *Closed*	Keberatan/ *Objection*
PPh 23 Desember 2017/ *WHT Art 23 December 2017*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.543.228.188	Rp17.354.403	KEP-00154/KEB/ PJ/ WPJ.34/2022 15 Juli 2022/ *July 15, 2022*	Selesai/ *Closed*	Keberatan/ *Objection*
PT Medco Power Indonesia (MPI)						
PPh Badan Tahun 2016/ *Corporate Income Tax Year 2016*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.811.803.722	Rp1.811.803.722	KEP-00959/KEB/ PJ/ WPJ.07/2022 12 April 2022/ *April 12, 2022*	Selesai/ *Closed*	Keberatan/ *Objection*
PT Medco Ratch Power Riau (MRPR)						
PPh Badan Tahun 2019/ *Corporate Income Tax Year 2019*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Koreksi fiskal atas biaya sebesar Rp1.680.176.190/ *Fiscal correction on expenses of Rp1,680,176,190*	Koreksi fiskal nihil atas biaya/ *Zero fiscal correction on expenses*	KEP-00065/KEB/PJ/ WPJ.30/2022 24 Februari 2022/ *February 24, 2022*	Banding/ *Appeal *)*	Keberatan/ *Objection(*)*
PT Mitra Energi Batam (MEB)						
PPh Badan Tahun 2019/ *Corporate Income Tax Year 2019*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp3.229.558.100	Rp12.519.271.350	KEP-00159/KEB/ PJ/ WPJ.34/2022 21 Juli 2022/ *July 21, 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPh 21 Desember 2019/ *WHT Art. 21 December 2019*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp175.434.607	Nihil/ *Nil*	KEP-00158/KEB/ PJ/ WPJ.34/2022 21 Juli 2022/ *July 21, 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPh Badan Tahun 2020/ *Corporate Income Tax Year 2020*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Kompensasi rugi fiskal nihil/ *Zero tax loss carried forward*	Kompensasi rugi fiskal/ *Tax loss carryforward of Rp12.759.250.307*	SKPLB-00023/406/20/217/22 28 Juni 2022/ *June 28, 2022*	Keberatan/ *Objection*	Pemeriksaan pajak oleh DJP/ *Tax audit by DGT*
PT Dalle Energy Batam (DEB)						
PPh Badan Tahun 2019/ *Corporate Income Tax Year 2019*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.008.760.284	Rp7.960.998.326	KEP-00160/KEB/ PJ/ WPJ.34/2022 21 Juli 2022/ *July 21, 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*

(*) Pengadilan Pajak telah menerbitkan Putusan Pengadilan Pajak No. PUT-005446.15/2022/PP/M.VIIIA Tahun 2023 yang menolak banding pajak MRPR pada tanggal 27 Februari 2023 atau setelah periode pelaporan

(*) Tax Court has issued Tax Court Decision No. PUT-005446.15/2022/PP/M.VIIIA Year 2023 that rejected tax appeal of MRPR on February 27, 2023 or after reporting period

25. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) - Entitas Anak (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan Pajak sampai tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut: (lanjutan)

25. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters - Subsidiaries (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of Tax Assessment Letters up to December 31, 2022 and 2021 are as follows: (continued)

Jenis Pajak dan Masa/ ***Type of Tax and Period***	**Jenis/** ***Type***	**Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/** ***Amount Assessed by Tax Authority***	**Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/** ***Amount of Objection/Appeal According to the Group***	**Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/** ***Number and Date of Latest Tax Letters***	**Status pada tanggal 31 Desember 2022/** ***Status as of December 31, 2022***	**Status pada tanggal 31 Desember 2021/** ***Status as of December 31, 2021***
PT Bio Jatropha Indonesia (BJI)						
PPh 23 Januari – Desember 2019/ *WHT Art 23 January – December 2019*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp5.614.008.876	Nihil/ *Nil*	Berbagai nomor/ *Various numbers* 13 Januari 2022/ *January 13, 2022*	Keberatan/ *Objection**)*	Pemeriksaan pajak oleh DJP/ *Tax audit by DGT*
PPh 23 Januari – Desember 2020/ *WHT Art 23 January – December 2020*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp2.663.607.207	Rp2.537.952	Berbagai nomor/ *Various numbers* 18 April 2022/ *April 18, 2022*	Keberatan/ *Objection*	Pemeriksaan pajak oleh DJP/ *Tax audit by DGT*
PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)						
PPh Badan Tahun 2014/ *Corporate Income Tax Year 2014*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Koreksi fiskal atas biaya sebesar/*Fiscal correction on expenses of* Rp19.516.025.901	Koreksi fiskal atas biaya sebesar/*Fiscal correction on expenses of* Rp19.516.025.901	Surat Putusan Mahkamah Agung RI No. / *Supreme Court Decision Letter No. 1833/B/PK/Pjk/2021* 10 Juni 2021/ *June 10, 2021* yang diterbitkan pada 17 Februari 2022/*which issued on February 17, 2022*	Selesai/ *Closed*	Peninjauan Kembali oleh DJP tambahan koreksi fiskal biaya sebesar/*Judicial Review by DGT of additional fiscal correction on expenses of Rp34.698.301.544*
PPh Badan Tahun 2015/ *Corporate Income Tax Year 2015*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Koreksi fiskal atas biaya sebesar/*Fiscal correction on expenses of* Rp10.935.520.304	Koreksi fiskal atas biaya sebesar/*Fiscal correction on expenses of* Rp10.935.520.304	Surat Putusan Pengadilan Pajak No./ *Tax Court Decision Letter No. PUT-008607.15* 15 Juni 2020/ *June 15, 2020*	Peninjauan Kembali oleh DJP tambahan koreksi fiskal biaya sebesar/*Judicial Review by DGT of additional fiscal correction on expenses of Rp36.821.124.119*	Peninjauan Kembali oleh DJP tambahan koreksi fiskal biaya sebesar/*Judicial Review by DGT of additional fiscal correction on expenses of Rp36.821.124.119*
PPh Badan Tahun 2016/ *Corporate Income Tax Year 2016*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Koreksi fiskal atas biaya sebesar/*Fiscal correction on expenses of* Rp6.064.074.138	Koreksi fiskal atas biaya sebesar / *Fiscal correction on expenses of* Rp6.064.074.138	Surat Putusan Pengadilan Pajak No. PUT.009526.15 16 November 2021/ *November 16, 2021*	Peninjauan Kembali oleh DJP atas koreksi fiskal biaya sebesar/*Judicial Review by DGT of fiscal correction on expenses of Rp 99.675.879.706*	Pengadilan Pajak mengabulkan sebagian banding / *Tax Court partially granted the appeal*
PT Medco E & P Tarakan (MEPT)						
PPh Pasal 23 Januari - Desember 2011/ *WHT Art 23 January - December 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp2.685.285	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Mahkamah Agung No./ *Supreme Court Decision Letter No. 3765/B/PK/Pjk/2022* 18 Agustus 2022/ *August 18, 2022*	Mahkamah Agung menolak Peninjauan Kembali/ *Supreme Court rejected Judicial Review*	Peninjauan Kembali oleh DJP sebesar/ *Judicial Review by DGT of Rp94.164.155*

Surat Ketetapan Pajak (SKP) - Entitas Anak (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan Pajak sampai tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut: (lanjutan)

(**) Kantor Pajak telah menerbitkan berbagai nomor Keputusan Keberatan yang menolak keberatan pajak BJI atas PPh 23 periode Januari – Desember 2019 pada tanggal 7 Februari 2023 atau setelah periode pelaporan. BJI akan mengajukan banding atas keputusan keberatan ini.

Tax Assessment Letters - Subsidiaries (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of Tax Assessment Letters up to December 31, 2022 and 2021 are as follows: (continued)

(**) Tax Office has issued various number of Objection Decision that rejected tax objection of BJI on WHT Art. 23 period January – December 2019 on February 7, 2023 or after reporting period. BJI will appeal on this objection decision.

Jenis Pajak dan Masa/ ***Type of Tax and Period***	**Jenis/** ***Type***	**Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/** ***Amount Assessed by Tax Authority***	**Jumlah Keberatan/ Banding menurut Grup/** ***Amount of Objection/ Appeal According to the Group***	**Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/** ***Number and Date of Latest Tax Letters***	**Status pada tanggal 31 Desember 2022/** ***Status as of December 31, 2022***	**Status pada tanggal 31 Desember 2021/** ***Status as of December 31, 2021***
PT Medco E & P Rimau (MEPR)						
PPh Badan Tahun 2011/ *Corporate Income Tax Year 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$152.568/ *US$152,568*	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Mahkamah Agung No./ *Supreme Court Decision Letter No. 2542 & 2543/B/PK/Pjk/2022* 19 April 2022/ *April 19, 2022*	Mahkamah Agung menolak Peninjauan Kembali oleh MEPR dan DJP/ *Supreme Court rejected Judicial Review by MEPR and DGT*	Peninjauan Kembali oleh MEPR dan DJP/ *Judicial Review by MEPR and DGT*
PPh Badan Tahun 2012/ *Corporate Income Tax Year 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$129.784/ *US$129,784*	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Mahkamah Agung No./ *Supreme Court Decision Letter No. 398 & 399/B/PK/Pjk/2022* 1 Maret 2022/ *March 1, 2022*	Mahkamah Agung menolak Peninjauan Kembali oleh MEPR dan DJP/ *Supreme Court rejected Judicial Review by MEPR and DGT*	Peninjauan Kembali oleh MEPR dan DJP/ *Judicial Review by MEPR and DGT*
PPh Pasal 23 Agustus 2018/ *WHT Art 23 August 2018*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp445.408	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak No./ *Tax Objection Decision Letter No. KEP-00968/KEB/PJ/WPJ.07/2022* 12 April 2022/ *April 12, 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPN Juni, Agustus, Oktober, November 2018/ *VAT June, August, October, November 2018*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp526.936.447	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* April 2022/ *April, 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPN Mei, Agustus & Oktober 2012/ *VAT May, August & October 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Nihil/*Nil*	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Mahkamah Agung Berbagai nomor/ *Supreme Court Decision Letter Various numbers* 16 December 2020/ *December 16, 2020*	Selesai/ *Closed*	Mahkamah Agung menolak Peninjauan Kembali DJP/*Supreme Court rejected DGT's Judicial Review*
PT Medco E & P Indonesia (MEPI)						
PPh Badan Tahun 2011/ *Corporate Income Tax Year 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$1.053.319/ *US$1,053,319*	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Mahkamah Agung No./ *Supreme Court Decision Letter No. 343/B/PK/Pjk/2022* *1 Maret 2022/ March 1, 2022*	Mahkamah Agung menolak Peninjauan Kembali/ *Supreme Court rejected Judicial Review*	Peninjauan Kembali/ *Judicial Review*
PPh Pasal 23 Januari - Desember 2011/ *WHT Art 23 January - December 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp2.663.214.107	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Pengadilan Pajak No./ *Tax Court Decision Letter No. PUT-000796.12* 26 Agustus 2020/ *August 26, 2020*	Peninjauan Kembali/ *Judicial Review*	Peninjauan Kembali/ *Judicial Review*
PPh Badan Tahun 2012/ *Corporate Income Tax Year 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Nihil/*Nil*	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Pengadilan Pajak No./ *Tax Court Decision Letter No. PUT-009481* 18 November 2020/ *November 18, 2020*	Peninjauan Kembali oleh DJP sebesar/ *Judicial Review by DGT of US$756,773*	Peninjauan Kembali oleh DJP sebesar/ *Judicial Review by DGT of US$756,773*

25. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) - Entitas Anak (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan Pajak sampai tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut: (lanjutan)

25. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters - Subsidiaries (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of Tax Assessment Letters up to December 31, 2022 and 2021 are as follows: (continued)

Jenis Pajak dan Masa/ ***Type of Tax and Period***	**Jenis/** ***Type***	**Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/** ***Amount Assessed by Tax Authority***	**Jumlah Keberatan/ Banding menurut Grup/** ***Amount of Objection/ Appeal According to the Group***	**Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/** ***Number and Date of Latest Tax Letters***	**Status pada tanggal 31 Desember 2022/** ***Status as of December 31, 2022***	**Status pada tanggal 31 Desember 2021/** ***Status as of December 31, 2021***
PT Medco E & P Indonesia (MEPI) (lanjutan) / *(continued)*						
PPh Pasal 23 Mei - Desember 2012/ *WHT Art 23 May - December 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp9.796.638	Rp9.796.638	Surat Putusan Pengadilan Pajak No./ *Tax Court Decision Letter No.* PUT-009480 18 November 2020/ *November 18, 2020*	Peninjauan Kembali oleh DJP sebesar/ *Judicial Review by DGT of Rp2.076.553.704*	Peninjauan Kembali oleh DJP sebesar/ *Judicial Review by DGT of Rp2.076.553.704*
PPN Desember 2012/ *VAT December 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Nihil/ *Nil*	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Pengadilan Pajak No./ *Tax Court Decision Letter No.* PUT-009482 18 November 2020/ *November 18, 2020*	Peninjauan Kembali oleh DJP sebesar/ *Judicial Review by DGT of Rp183.354.857*	Peninjauan Kembali oleh DJP sebesar/ *Judicial Review by DGT of Rp183.354.857*
PPN Februari, April, Juni, Juli, September, November, Desember 2013/ *VAT February, April, June, July, September, November, December 2013*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Nihil/ *Nil*	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Mahkamah Agung Berbagai nomor/ *Supreme Court Decision Letter Various numbers* 1 Maret 2022/ *March 1, 2022*	Mahkamah Agung menolak Peninjauan Kembali/ *Supreme Court rejected Judicial Review*	Peninjauan Kembali oleh DJP sebesar/ *Judicial Review by DGT of Rp1.725.680.244*
PPN Februari, April, Mei, Juni, Agustus, September, November, Desember 2016/ *VAT February, April, May, June, August, September, November, December 2016*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp196.334.305	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* Maret-April 2022/ *March-April 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPh Pasal 23 Desember 2017/ *WHT Art 23 December 2017*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp816.367	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai No./ *Tax Objection Decision Letter No. KEP-00851/KEB/PJ/WPJ.07/2022* 1 April 2022/ *April 1, 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPN Februari, Maret, Juli, September, Oktober, Desember 2017/ *VAT February, March, July, September, October, December 2017*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp147.573.711	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* Januari dan Maret 2022/ *January and March 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*

25. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) - Entitas Anak (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan Pajak sampai tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut: (lanjutan)

25. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters - Subsidiaries (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of Tax Assessment Letters up to December 31, 2022 and 2021 are as follows: (continued)

Jenis Pajak dan Masa/ *Type of Tax and Period*	Jenis/ *Type*	Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/ *Amount Assessed by Tax Authority*	Jumlah Keberatan/ Banding menurut Grup/ *Amount of Objection/ Appeal According to the Group*	Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/ *Number and Date of Latest Tax Letters*	Status pada tanggal 31 Desember 2022/ *Status as of December 31, 2022*	Status pada tanggal 31 Desember 2021/ *Status as of December 31, 2021*
PT Medco E & P Indonesia (MEPI) (lanjutan) / *(continued)*						
PPN Januari – Desember 2018/ *VAT January – December 2018*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp682.009.461	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* Oktober-November 2022/ *October-November 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
Medco E&P Natuna Limited (MEPN)						
PPN November & Desember 2017/ *VAT November & December 2017*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp 366.854.540	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* Oktober 2021/ *October 2021*	Banding/ *Appeal*	Permohonan keberatan dikabulkan sebagian/ *Objection request was partially granted*
PPN Januari, Februari, April, Juli, Agustus, September 2017/ *VAT January, February, April, July, August, September 2017*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp 3.151.944.790	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* November 2021/ *November 2021*	Banding/ *Appeal*	Permohonan keberatan dikabulkan sebagian/ *Objection request was partially granted*
PPh Pasal 23 Mei, Agustus, Oktober, Desember 2018/ *WHT Art 23 May, August, October, December 2018*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp198.161.308	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* 11 Maret 2022/ *March 11, 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPh Pasal 15 Januari-Desember 2018/ *WHT Art 15 January-December 2018*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp802.232.914	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* 11 April 2022/ *April 11, 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*
PPN Februari, Mei, Juli, Agustus, Oktober, November, Desember 2018/ *VAT February, May, July, August, October, November, December 2018*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.547.084.099	Nihil/ *Nil*	Surat Putusan Keberatan Pajak Berbagai nomor/ *Tax Objection Decision Letter Various numbers* Maret-April 2022/ *March-April 2022*	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*

Manajemen berkeyakinan Grup telah menaati ketentuan perpajakan yang berlaku di Indonesia dan di yurisdiksi pajak lainnya. Oleh karena itu, manajemen berpendapat tidak diperlukan pencadangan atas ketidakpastian posisi perpajakan dari Surat Ketetapan Pajak yang disebutkan di atas.

Management believes the Group has fully complied with the tax requirements in Indonesia and in other tax jurisdictions. Therefore, management is of the opinion that no provision is necessary for uncertain tax position from the above mentioned Tax Assessment Letters.

26. BIAYA AKRUAL DAN PROVISI LAIN-LAIN

26. ACCRUED EXPENSES AND OTHER PROVISIONS

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2022	2021	
Kontrak jasa	75.476.867	59.249.052	*Contract services*
Bunga	42.384.704	47.105.334	*Interest*
Gaji dan bonus	27.576.540	11.973.818	*Salaries and bonuses*
Pemasok	16.955.999	16.450.950	*Suppliers*
Denda kontrak	9.264.294	5.264.894	*Contract penalties*
Jasa profesional	9.619.779	8.296.349	*Professional fees*
Operasi bersama	2.550.570	3.848.264	*Joint operations*
Sewa	1.996.627	1.435.501	*Rentals*
Bonus produksi	-	2.025.000	*Production bonus*
Beban operasional lainnya	42.037.324	14.165.692	*Other operating expenses*
Jumlah	**227.862.704**	**169.814.854**	***Total***

Kontrak jasa merupakan akrual dari berbagai servis yang berkaitan dengan aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi.

Contract services represent accrual of various services relating to oil and gas exploration and production activities.

Bunga yang masih harus dibayar terdiri dari bunga atas pinjaman bank jangka pendek dan jangka panjang, obligasi dan hutang jangka panjang lainnya.

Accrued interest consist of interest on short-term and long-term bank borrowings, bonds, and other long-term debts.

Liabilitas kepada pemasok terkait dengan aktivitas dan transaksi operasional dimana tagihan dengan jumlah tersebut belum diterima oleh Grup.

Liabilities to suppliers represent operational activities and transactions for which the related invoices for such amounts have not yet been received by the Group.

Denda kontrak terutama terdiri dari denda akrual terkait keterlambatan pencapaian tanggal operasi komersial PT Medco Ratch Power Riau (“MRPR”) dan denda akrual atas tidak dilakukannya pemboran sumur kedua di Blok 10 Mexico sesuai yang diatur dalam perjanjian.

Contract penalties mainly consist of accrued penalties related to delays in achieving the commercial operation date of PT Medco Ratch Power Riau (“MRPR”) and accrued penalties for not drilling the second well of Block 10 Mexico as stated in the agreement.

27. DERIVATIF / *27. DERIVATIVES*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/*Type*	2022 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2022 Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2022 Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*	2021 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2021 Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2021 Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*
Perusahaan/*The Company*							
PT DBS Bank Indonesia	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	157.463	2.864.567	1.084.839	86.600	3.878.544	1.139.102
PT Bank Permata Tbk	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	-	377.558	(876.983)	499.425	-	227.132
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	-	6.266.172	(9.036.305)	3.198.201	428.067	3.792.547
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	-	5.231.691	(4.386.218)	243.588	1.089.063	2.171.262
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	247.878	2.399.104	(1.905.036)	613.383	859.574	510.006
PT Bank UOB Indonesia	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	246.802	2.800.839	(2.176.007)	186.214	564.244	254.620
PT DBS Bank Indonesia	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	-	-	-	-	226.886
Barclays	Non-Deliverable Forward / *Non-Deliverable Forward*	-	202.824	(202.824)	-	-	-
Standard Chartered Bank	Perjanjian opsi komoditas/ *Commodity options*	-	-	-	-	-	913.423
Morgan Stanley & Co International Plc	Perjanjian opsi komoditas/ *Commodity options*	-	-	225.165	-	225.165	2.481.309
BNP Paribas	Perjanjian opsi komoditas/ *Commodity options*	-	-	-	-	-	295.160
ING Bank N.V.	Perjanjian opsi komoditas/ *Commodity options*	-	-	112.888	-	112.888	1.622.244
Natixis	Perjanjian opsi komoditas/ *Commodity options*	-	-	-	-	-	150.846
Natixis	Perjanjian *collar* komoditas/ *Commodity collar*	-	1.382.138	100.857	-	1.482.995	(1.482.995)
Morgan Stanley & Co International Plc	Perjanjian *collar* komoditas/ *Commodity collar*	-	4.776.866	(3.725.521)	423.526	1.474.871	(1.051.345)
ING Bank N.V.	Perjanjian *collar* komoditas/ *Commodity collar*	-	502.810	(31.180)	31.310	502.940	(471.630)

27. DERIVATIF (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

		2022			2021		
Pihak ketiga/ *Third parties*	**Jenis/*Type***	**Aset Derivatif/ *Derivative Assets***	**Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities***	**Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)***	**Aset Derivatif/ *Derivative Assets***	**Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities***	**Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)***
PT Medco E & P Malaka ("MEPM")							
Australia and New Zealand Banking Group Ltd	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	600.314	-	1.255.226	-	654.912	1.150.302
ING Bank N.V.	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	609.806	-	1.265.335	-	655.529	1.146.001
Société Générale	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	606.681	-	1.263.996	-	657.315	1.144.127
PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR")							
MUFG Bank, Ltd.	Perjanjian *forward* mata uang asing/ *Foreign exchange forward*	-	-	-	-	-	(336.386)
MUFG Bank, Ltd.	Perjanjian swap atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	9.040.404	-	11.380.862	-	2.340.458	3.923.802
Sumitomo Mitsui Banking Corp	Perjanjian swap atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	8.757.512	-	11.102.786	-	2.345.274	3.918.986
International Finance Corporation	Perjanjian swap atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	5.324.459	-	6.733.109	-	1.408.650	2.233.362
PT Medco Power Indonesia (MPI)							
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	445.817	-	445.817	-	-	(90.603)
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	-	-	-	-	-	(352.516)
Jumlah/*Total*		**26.037.136**	**26.804.569**	**12.630.806**	**5.282.247**	**18.680.489**	**23.515.642**
Dikurangi yang jatuh tempo dalam satu tahun/*Less current portion*		2.393.892	16.981.738		454.836	8.490.102	
Bagian jangka panjang/*Long-term portion*		**23.643.244**	**9.822.831**		**4.827.411**	**10.190.387**	
Keuntungan (kerugian) yang terealisasi atau belum direalisasi yang diakui pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ *Realized or unrealized gain (loss) on derivatives recognized in consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income*				**(23.286.739)**			**8.398.425**
Penghasilan komprehensif lainnya atas lindung nilai atas arus kas/ *Other comprehensive income of cash flow hedge*				**35.917.546**			**15.117.217**

27. DERIVATIF (lanjutan)

Grup melakukan transaksi *forward* atas mata uang asing, *swap* atas mata uang silang dan *swap* atas tingkat suku bunga sebagai instrumen lindung nilai untuk mengelola risiko atas mata uang asing dan tingkat bunga. Grup juga mempunyai kontrak *collar* komoditas dan kontrak opsi komoditas yang digunakan sebagai lindung nilai atas eksposur perubahan harga komoditas. Seluruh kontrak yang dilakukan Grup mempunyai kewajiban yang mendasari.

Lindung nilai arus kas - risiko mata uang asing

Kontrak *cross-currency swap* dan *foreign currency forward* ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai dalam lindung nilai arus kas dari transaksi perkiraan dalam Rupiah Indonesia. Transaksi perkiraan ini sangat mungkin diperkirakan untuk pembayaran gaji, pembelian barang dan pembayaran utang Grup dalam Rupiah Indonesia.

Lindung nilai arus kas - risiko suku bunga

Grup memiliki utang dengan suku bunga mengambang dan tetap. Grup menetapkan kontrak *swap* suku bunga sebagai lindung nilai arus kas untuk memitigasi volatilitas dari suku bunga.

Risiko harga komoditas

Grup menjual minyak mentah secara berkelanjutan. Peningkatan volatilitas harga minyak telah menyebabkan keputusan untuk masuk ke dalam kontrak opsi komoditas untuk melindungi risiko penurunan harga dari penjualan minyak mentah.

Terdapat hubungan ekonomi antara *item* yang dilindung nilai dan instrumen lindung nilai karena ketentuan instrumen lindung nilai cocok dengan persyaratan transaksi perkiraan yang sangat mungkin diperkirakan (contoh jumlah nosional dan tanggal pembayaran yang diharapkan).

Untuk menguji efektivitas lindung nilai, Grup menggunakan metode derivatif hipotetis dan membandingkan perubahan nilai wajar instrumen lindung nilai terhadap perubahan nilai wajar item yang dilindung nilai yang disebabkan oleh risiko yang dilindung nilai.

Ketidakefektifan lindung nilai dapat timbul dari:

- Perbedaan dalam waktu arus kas dari *item* yang dilindung nilai dan instrumen lindung nilai;
- Indeks yang berbeda (dan kurva yang berbeda) yang terkait dengan risiko lindung nilai dari *item* yang dilindungi dan instrumen lindung nilai;

27. DERIVATIVES (continued)

The Group entered into foreign exchange forward, cross-currency swaps and interest rate swaps hedging instruments to manage its foreign currency and interest rate risks. The Group also entered into commodity collar and commodity options contract that are used as a hedge for the exposure to changes in commodity price. All contracts entered into by the Group have underlying obligations.

Cash flow hedges - foreign currency risk

Cross-currency swaps and foreign currency forward contracts are designated as hedging instruments in cash flow hedges of forecast transactions in Indonesian Rupiah. These forecast transactions are highly probable for the Group's payment of salaries, purchases of materials and repayment of liabilities in Indonesian Rupiah.

Cash flow hedges - interest rate risk

The Group has liabilities with floating and fixed interest rate. The Group designates interest rate swaps as cash flow hedges to mitigate the volatility of interest rate.

Commodity price risk

The Group sells crude oil on an ongoing basis. The increased volatility in oil prices has led to the decision to enter into commodity option contracts to hedge the downside price risk from crude oil sales.

There is an economic relationship between the hedged items and the hedging instruments as the terms of the hedging instruments match the terms of the expected highly probable forecast transactions (i.e., notional amount and expected payment date).

To test the hedge effectiveness, the Group uses the hypothetical derivative method and compares the changes in the fair value of the hedging instruments against the changes in fair value of the hedged items attributable to the hedged risks.

The hedge ineffectiveness can arise from:

- *Differences in the timing of the cash flows of the hedged items and the hedging instruments;*
- *Different indexes (and accordingly different curves) linked to the hedged risk of the hedged items and hedging instruments;*

27. DERIVATIF (lanjutan)

Ketidakefektifan lindung nilai dapat timbul dari: (lanjutan)

- Risiko kredit rekanan yang memengaruhi pergerakan nilai wajar instrumen lindung nilai dan item yang dilindung nilai secara berbeda; dan
- Perubahan pada perkiraan arus kas dari item yang dilindung nilai dan instrumen lindung nilai.

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut:

27. DERIVATIVES (continued)

The hedge ineffectiveness can arise from: (continued)

- *The counterparties' credit risk differently impacting the fair value movements of the hedging instruments and hedged items; and*
- *Changes to the forecasted amount of cash flows of hedged items and hedging instruments.*

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows:

Pihak ketiga/ *Third parties*	**Nilai Notional/*Notional Amount***		**Tanggal Efektif/ *Effective Date***	**Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date***	**Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions***
	Dalam AS$/ *In US$*	**Dalam mata uang asing/ *In foreign currency***			
Perjanjian *forward* mata uang asing/ *Foreign exchange forward*					
MUFG Bank, Ltd.	7.788.533	Rp113.494.505.874	29 November 2019/ *November 29, 2019*	28 Juli 2021/ *July 28, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Juli 2021/ *Settled in July 2021*	MRPR dapat membeli sejumlah nilai nominal Rupiah pada *rate* yang telah disepakati dan membayar sejumlah nilai nominal Dolar AS selambat-lambatnya pada tanggal jatuh tempo/ *MRPR shall buy the Rupiah notional amount at the agreed rate and pay the US Dollar notional amount no later than the expiry date.*
Perjanjian *non deliverable* mata uang asing/ *Foreign exchange non deliverable forward*					
Barclays Bank PLC	6.000.000	Rp90.330.000.000	13 Mei 2022/ *May 13, 2022*	16 Mei 2023/ *May 16, 2023*	Perusahaan dapat membeli sejumlah nilai nominal Rupiah pada *rate* yang telah disepakati dan membayar sejumlah nilai nominal Dolar AS setiap bulannya dengan cara pembayaran *netting*/ *The Company shall buy the Rupiah notional amount at the agreed rate and pay US Dollar notional amount in a monthly basis with netting payment.*
BNP Paribas	18.000.000	Rp261.000.000.000	3 Maret 2021/ *March 3, 2021*	2 Desember 2021/ *December 2, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Desember 2021/ *Settled in December 2021*	
ING Bank N.V.	18.000.000	Rp262.800.000.000	26 Februari 2021/ *February 26, 2021*	30 November 2021/ *November 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan November 2021/ *Settled in November 2021*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	18.000.000	Rp258.300.000.000	18 Februari 2021/ *February 18, 2021*	18 November 2021/ *November 18, 2021* Telah diselesaikan pada bulan November 2021/ *Settled in November 2021*	

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ *Third parties*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
	Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
Perjanjian *swap* atas mata uang silang (lanjutan)/ *Cross- currency swap (continued)*					
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	59.606.880	Rp892.315.000.000	26 Juli 2022/ *July 26, 2022*	26 Juli 2025/ *July 26, 2025*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 25 Juli, 25 Oktober, 25 Januari dan 25 April. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every July 25, October 25, January 25 and April 25. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	43.420.174	Rp650.000.000.000	26 Juli 2022/ *July 26, 2022*	26 Juli 2025/ *July 26, 2025*	
PT Bank DBS Indonesia	23.380.094	Rp350.000.000.000	26 Juli 2022/ *July 26, 2022*	26 Juli 2025/ *July 26, 2025*	
PT Bank DBS Indonesia	6.662.225	Rp100.000.000.000	26 Juli 2022/ *July 26, 2022*	26 Juli 2027/ *July 26, 2027*	
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	28.075.616	Rp421.415.000.000	26 Juli 2022/ *July 26, 2022*	26 Juli 2027/ *July 26, 2027*	
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	19.058.628	Rp286.070.000.000	26 Juli 2022/ *July 26, 2022*	26 Juli 2029/ *July 26, 2029*	
PT Bank UOB Indonesia	20.000.000	Rp300.200.000.000	26 Juli 2022/ *July 26, 2022*	26 Juli 2029/ *July 26, 2029*	
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	19.594.362	Rp 285.000.000.000	15 Juni 2022/ *June 15, 2022*	23 Juni 2024/ *June 23, 2024*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 23 Juni, 23 September, 23 Desember dan 23 Maret. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah pada setiap tiga bulan sampai dengan pertukaran akhir sesuai dengan jadwal pembayaran/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every June 23, September 23, December 23 and March 23. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. The Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount for every three months up to the final exchange date based on the repayment schedule.*
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	19.580.900	Rp 285.000.000.000	15 Juni 2022/ June 15, 2022	23 Juni 2024/ June 23, 2024	
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	45.518.207	Rp 650.000.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	23 Juni 2024/ *June 23, 2024*	
PT Bank Permata Tbk	10.489.510	Rp 150.000.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	23 Juni 2024/ *June 23, 2024*	
PT Bank UOB Indonesia	6.993.007	Rp 100.000.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	21 Juni 2024/ *June 21, 2024*	
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	6.750.000	Rp97.031.250.000	4 Maret 2022/ March 4, 2022	26 Mei 2023/ May 26, 2023	MPI membayar tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan menerima pada tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR 3 bulan di tambah margin atas nilai nominal Dolar AS setiap bulan/ *MPI shall pay a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and receive a floating 3 months LIBOR-based interest rate plus margin on the US Dollar notional amount every month.*

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ *Third parties*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
	Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
Perjanjian *swap* atas mata uang silang (lanjutan)/ *Cross- currency swap (continued)*					
PT Bank DBS Indonesia	33.068.996	Rp470.902.500.000	23 November 2021*/ *November 23, 2021**	23 November 2024/ *November 23, 2024*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 23 November, 23 Februari, 23 Mei dan 23 Agustus. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every November 23, February 23, May 23 and August 23. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	33.092.235	Rp470.902.500.000	23 November 2021*/ *November 23, 2021**	23 November 2024/ *November 23, 2024*	
PT Bank UOB Indonesia	4.089.599	Rp58.195.000.000	23 November 2021*/ *November 23, 2021**	23 November 2024/ *November 23, 2024*	
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	28.070.175	Rp400.000.000.000	9 September 2021*/ *September 9, 2021**	9 September 2024/ *September 9, 2024*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 9 September, 9 Desember, 9 Maret dan 9 Juni. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every September 9, December 9, March 9 and June 9. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	10.526.316	Rp150.000.000.000	9 September 2021*/ *September 9, 2021**	9 September 2026/ *September 9, 2026*	
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	31.545.741	Rp450.000.000.000	9 September 2021*/ *September 9, 2021**	9 September 2026/ *September 9, 2026*	
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	43.242.297	Rp617.500.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	23 Juni 2024/ *June 23, 2024*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 23 Juni, 23 September, 23 Desember dan 23 Maret. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah pada setiap tiga bulan sampai dengan pertukaran akhir sesuai dengan jadwal pembayaran/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every June 23, September 23, December 23 and March 23. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. The Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount for every three months up to the final exchange date based on the repayment schedule.*
PT Bank Permata Tbk	9.965.035	Rp142.500.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	23 Juni 2024/ *June 23, 2024*	
PT Bank UOB Indonesia	6.643.357	Rp95.000.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	21 Juni 2024/ *June 21, 2024*	

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ *Third parties*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
	Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
Perjanjian *swap* atas mata uang silang (lanjutan)/ *Cross- currency swap (continued)*					
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	43.242.297	Rp617.500.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	23 Juni 2024/ *June 23, 2024*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 23 Juni, 23 September, 23 Desember dan 23 Maret. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah pada setiap tiga bulan sampai dengan pertukaran akhir sesuai dengan jadwal pembayaran/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every June 23, September 23, December 23 and March 23. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. The Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount for every three months up to the final exchange date based on the repayment schedule.*
PT Bank Permata Tbk	9.965.035	Rp142.500.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	23 Juni 2024/ *June 23, 2024*	
PT Bank UOB Indonesia	6.643.357	Rp95.000.000.000	2 Juni 2021*/ *June 2, 2021**	21 Juni 2024/ *June 21, 2024*	
PT Bank UOB Indonesia	14.593.214	Rp200.000.000.000	20 Februari 2020*/ *February 20, 2020**	20 Februari 2025/ *February 20, 2025*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 20 Februari, 20 Mei, 20 Agustus dan 20 November. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every February 20, May 20, August 20 and November 20. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	20.160.525	Rp276.300.000.000	20 Februari 2020*/ *February 20, 2020**	20 Februari 2025/ *February 20, 2025*	
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	29.186.428	Rp400.000.000.000	20 Februari 2020*/ *February 20, 2020**	20 Februari 2023/ *February 20, 2023*	
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	7.296.607	Rp100.000.000.000	20 Februari 2020*/ *February 20, 2020**	20 Februari 2023/ *February 20, 2023*	
PT Bank DBS Indonesia	14.593.214	Rp200.000.000.000	20 Februari 2020*/ *February 20, 2020**	20 Februari 2023/ *February 20, 2023*	
PT Bank UOB Indonesia	14.863.189	Rp203.700.000.000	20 Februari 2020*/ *February 20, 2020**	20 Februari 2023/ *February 20, 2023*	
PT Bank CIMB Niaga Tbk	8.755.928	Rp120.000.000.000	20 Februari 2020*/ *February 20, 2020**	20 Februari 2023/ *February 20, 2023*	

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ *Third parties*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
	Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
Perjanjian *swap* atas mata uang silang (lanjutan)/ *Cross- currency swap (continued)*					
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	33.471.683	Rp500.000.000.000	28 September 2018*/ *September 28, 2018**	28 September 2021/ *September 28, 2021* Telah diselesaikan lebih cepat pada bulan November 2020/ *Terminated in November 2020*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 28 September, 28 Desember, 28 Maret dan 28 Juni. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every September 28, December 28, March 28 and June 28. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	24.444.370	Rp365.150.000.000	28 September 2018*/ *September 28, 2018**	28 September 2021/ *September 28, 2021* Telah diselesaikan lebih cepat pada bulan November 2020/ *Terminated in November 2020*	
MUFG Bank, Ltd.	19.413.576	Rp290.000.000.000	28 September 2018*/ *September 28, 2018**	28 September 2021/ *September 28, 2021* Telah diselesaikan lebih cepat pada bulan November 2020/ *Terminated in November 2020*	
PT Bank Permata Tbk	3.179.810	Rp47.500.000.000	28 September 2018*/ *September 28, 2018**	28 September 2023/ *September 28, 2023*	
PT Bank CIMB Niaga Tbk	15.812.432	Rp217.500.000.000	29 Maret 2018*/ *March 29, 2018**	29 Maret 2023/ *March 29, 2023*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 29 Maret, 29 Juni, 29 September dan 29 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 29, June 29, September 29 and December 29. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	20.537.986	Rp282.500.000.000	29 Maret 2018*/ *March 29, 2018**	29 Maret 2021/ *March 29, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Maret 2021/ *Settled in March 2021*	

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ *Third parties*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
	Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
Perjanjian *swap* atas mata uang silang (lanjutan)/ *Cross- currency swap (continued)*					
PT Bank CIMB Niaga Tbk	15.812.432	Rp217.500.000.000	29 Maret 2018*/ *March 29, 2018**	29 Maret 2023/ *March 29, 2023*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 29 Maret, 29 Juni, 29 September dan 29 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 29, June 29, September 29 and December 29. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	20.537.986	Rp282.500.000.000	29 Maret 2018*/ *March 29, 2018**	29 Maret 2021/ *March 29, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Maret 2021/ *Settled in March 2021*	
PT Bank DBS Indonesia	15.554.722	Rp207.500.000.000	28 September 2017*/ *September 28, 2017**	28 Maret 2021/ *March 28, 2021* Telah diselesaikan lebih cepat pada bulan November 2020/ *Terminated in November 2020*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 28 September, 28 Desember, 28 Maret dan 28 Juni. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every September 28, December 28, March 28 and June 28. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	15.554.722	Rp207.500.000.000	28 September 2017*/ *September 28, 2017**	28 Maret 2021/ *March 28, 2021* Telah diselesaikan lebih cepat pada bulan November 2020/ *Terminated in November 2020*	
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	11.356.821	Rp151.500.000.000	28 September 2017*/ *September 28, 2017**	28 September 2022/ *September 28, 2022* Telah diselesaikan lebih cepat pada bulan Maret 2022/ *Terminated in March 2022*	
PT Bank DBS Indonesia	56.696.764	Rp753.500.000.000	14 Juni 2017*/ *June 14, 2017**	14 Juni 2022/ *June 14, 2022* Telah diselesaikan lebih cepat pada bulan Maret 2022/ *Terminated in March 2022*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 14 Maret, 14 Juni, 14 September dan 14 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 14, June 14, September 14 and December 14. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
** initial exchange date*

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ *Third parties*	**Nilai Notional/*Notional Amount***		**Tanggal Efektif/ *Effective Date***	**Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date***	**Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions***
	Dalam AS$/ *In US$*	**Dalam mata uang asing/ *In foreign currency***			
Perjanjian *swap* atas mata uang silang (lanjutan)/ *Cross- currency swap (continued)*					
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	3.945.841	Rp51.000.000.000	30 September 2016*/ *September 30, 2016**	30 September 2021/ *September 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan September 2021/ *Settled in September 2021*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 30 Maret, 30 Juni, 30 September dan 30 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 30, June 30, September 30, and December 30. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank DBS Indonesia	25.145.068	Rp325.000.000.000	30 September 2016*/ *September 30, 2016**	30 September 2021/ *September 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan September 2021/ *Settled in September 2021*	
PT Bank CIMB Niaga Tbk	25.145.068	Rp325.000.000.000	30 September 2016*/ *September 30, 2016**	30 September 2021/ *September 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan September 2021/ *Settled in September 2021*	
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	12.500.000	Rp170.750.000.000	24 Januari 2020/ *January 24, 2020*	24 September 2021/ *September 24, 2021* Telah diselesaikan pada bulan September 2021/ *Settled in September 2021*	MPI membayar tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan menerima pada tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR 6 bulan di tambah margin atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 24 Maret dan 24 September/ *MPI shall pay a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and receive a floating 6 months LIBOR-based interest rate plus margin on the US Dollar notional amount every March 24 and September 24.*
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	19.500.000	Rp266.272.500.000	21 Januari 2020/ *January 21, 2020*	26 Mei 2021/ *May 26, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Mei 2021/ *Settled in May 2021*	MPI membayar tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan menerima pada tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR 3 bulan di tambah margin atas nilai nominal Dolar AS setiap tanggal 26 di setiap bulan/ *MPI shall pay a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and receive a floating 3 months LIBOR-based interest rate plus margin on the US Dollar notional amount every 26 of month.*
Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*					
PT Bank DBS Indonesia	50.000.000	N/A	28 Maret 2018/ *March 28, 2018*	28 Desember 2021/ *December 28, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Desember 2021/ *Settled in December 2021*	Perusahaan menerima tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR per tahun dan membayar pada tingkat suku bunga tetap per tahun setiap tanggal 28 Maret, 28 Juni, 28 September dan 28 Desember/ The *Company shall receive a floating LIBOR-based interest rate per annum and pay a fixed interest rate per annum every March 28, June 28, September 28 and December 28.*

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ *Third parties*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
	Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
Perjanjian *swap* atas suku bunga (lanjutan)/ *Interest rate swap (continued)*					
Australia and New Zealand Banking Group Limited	20.666.667	N/A	31 Juli 2017/ *July 31, 2017* (Telah diamandemen menjadi 25 Oktober 2018/ *Amended to October 25, 2018*)	31 Desember 2023/ *December 31, 2023* (Telah diamandemen menjadi 30 September 2024/ *Amended to September 30, 2024*)	MEPM menerima tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR per tahun dan membayar pada tingkat suku bunga tetap per tahun setiap tanggal 31 Maret, 30 Juni, 30 September dan 31 Desember/ *MEPM shall receive a floating LIBOR-based interest rate per annum and pay a fixed interest rate per annum every March 31, June 30, September 30 and December 31.*
Société Générale	20.666.667	N/A	31 Juli 2017/ *July 31, 2017* (Telah diamandemen menjadi 25 Oktober 2018/ *Amended to October 25, 2018*)	31 Desember 2023/ *December 31, 2023* (Telah diamandemen menjadi 30 September 2024/ *Amended to September 30, 2024*)	
ING Bank N.V.	20.666.667	N/A	31 Juli 2017/ *July 31, 2017* (Telah diamandemen menjadi 25 Oktober 2018/ *Amended to October 25, 2018*)	31 Desember 2023/ *December 31, 2023* (Telah diamandemen menjadi 30 September 2024/ *Amended to September 30, 2024*)	
Mizuho Bank, Ltd.	79.756.142	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	Grup Kontraktor Sarulla menerima suku bunga mengambang dengan basis LIBOR 6 bulan ditambah spread per tahun dan membayar suku bunga tetap per tahun setiap tanggal 24 Maret dan 24 September/ *The Group Contractor Sarulla shall receive a floating 6 months LIBOR-based interest rate plus spread per annum and pay a fixed interest rate per annum on every March 24 and September 24.*
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	54.832.347	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	
MUFG Bank Ltd	54.832.347	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	
ING Bank N.V.	40.376.547	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	
Société Générale	34.893.312	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	
MUFG Bank, Ltd.	64.500.000	N/A	27 November 2019/ *November 27, 2019*	18 Maret 2039/ *March 18, 2039*	MRPR menerima suku bunga mengambang dengan basis LIBOR 6 bulan ditambah *spread* per tahun dan membayar suku bunga tetap per tahun setiap tanggal 23 Februari dan 23 Agustus/ *MRPR shall receive a floating 6 months LIBOR-based interest rate plus spread per annum and pay a fixed interest rate per annum on every February 23 and August 23.*
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	64.500.000	N/A	27 November 2019/ *November 27, 2019*	18 Maret 2039/ *March 18, 2039*	
International Finance Corporation	37.500.000	N/A	27 November 2019/ *November 27, 2019*	18 Maret 2039/ *March 18, 2039*	

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ ***Third parties***	**Nilai Notional/** ***Notional Amount***	**Tanggal Efektif/** ***Effective Date***	**Tanggal Pertukaran Akhir/** ***Final Exchange Date***	**Syarat dan ketentuan/** ***Terms and conditions***
Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ ***Commodity Options agreement on Brent***				
ING Bank N.V.	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 October 2021/ *October 1, 2021*	30 September 2022/ *September 30, 2022*	Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan, maka pada tanggal pembayaran, pihak ketiga akan membayar selisihnya setelah dipotong dengan biaya premi/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the strike price, then on the relevant payment date, the counterparty will pay the difference, offset by the premium cost.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran sama atau lebih besar dari harga kesepakatan, maka pada tanggal pembayaran, Perusahaan hanya membayar biaya premi/ *If the floating price in respect of a payment date is equal to or greater than the strike price, then on the relevant payment date, the Company will only pay the premium cost.*
Morgan Stanley & Co. International Plc	480.000 barel/ *480,000 barrels*	1 Februari 2021/ *February 1, 2021*	31 Januari 2022/ *January 31, 2022* Telah diselesaikan pada bulan Januari 2022/ *Settled in January 2022*	
ING Bank N.V.	460.000 barel/ *460,000 barrels*	1 Februari 2021/ *February 1, 2021*	31 Januari 2022/ *January 31, 2022* Telah diselesaikan pada bulan Januari 2022/ *Settled in January 2022*	
Natixis	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 Desember 2020/ *December 1, 2020*	31 Mei 2021/ *May 31, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Mei 2021/ *Settled in May 2021*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 Desember 2020/ *December 1, 2020*	31 Mei 2021/ *May 31, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Mei 2021/ *Settled in May 2021*	
Standard Chartered Bank	840.000 barel/ *840,000 barrels*	1 Desember 2020/ *December 1, 2020*	31 Mei 2021/ *May 31, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Mei 2021/ *Settled in May 2021*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	600.000 barel/ *600,000 barrels*	1 Desember 2020/ *December 1, 2020*	31 Mei 2021/ *May 31, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Mei 2021/ *Settled in May 2021*	
ING Bank N.V.	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 Desember 2020/ *December 1, 2020*	31 Mei 2021/ *May 31, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Mei 2021/ *Settled in May 2021*	
Standard Chartered Bank	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 November 2020/ *November 1, 2020*	30 April 2021/ *April 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan April 2021/ *Settled in April 2021*	
ING Bank N.V.	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 November 2020/ *November 1, 2020*	30 April 2021/ *April 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan April 2021/ *Settled in April 2021*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 September 2020/ *September 1, 2020*	28 Februari 2021/ *February 28, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Februari 2021/ *Settled in February 2021*	

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ ***Third parties***	**Nilai Notional/** ***Notional Amount***	**Tanggal Efektif/** ***Effective Date***	**Tanggal Pertukaran Akhir/** ***Final Exchange Date***	**Syarat dan ketentuan/** ***Terms and conditions***
Perjanjian Opsi komoditas pada Brent (lanjutan)/ ***Commodity Options agreement on Brent (continued)***				
ING Bank N.V.	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 September 2020/ *September 1, 2020*	31 Agustus 2021/ *August 31, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Agustus 2021/ *Settled in August 2021*	Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan, maka pada tanggal pembayaran, pihak ketiga akan membayar selisihnya setelah dipotong dengan biaya premi/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the strike price, then on the relevant payment date, the counterparty will pay the difference, offset by the premium cost.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran sama atau lebih besar dari harga kesepakatan, maka pada tanggal pembayaran, Perusahaan hanya membayar biaya premi/ *If the floating price in respect of a payment date is equal to or greater than the strike price, then on the relevant payment date, the Company will only pay the premium cost.*
Morgan Stanley & Co. International Plc	480.000 barel/ *480,000 barrels*	1 Agustus 2020/ *August 1, 2020*	31 Juli 2021/ *July 31, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Juli 2021/ *Settled in July 2021*	
ING Bank N.V.	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Agustus 2020/ *August 1, 2020*	31 Juli 2021/ *July 31, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Juli 2021/ *Settled in July 2021*	
BNP Paribas	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Juli 2020/ *July 1, 2020*	30 Juni 2021/ *June 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Juli 2021/ *Settled in July 2021*	
ING Bank N.V.	480.000 barel/ *480,000 barrels*	1 Juli 2020/ *July 1, 2020*	30 Juni 2021/ *June 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Juni 2021/ *Settled in June 2021*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	960.000 barel/ *960,000 barrels*	1 Juli 2020/ *July 1, 2020*	30 Juni 2021/ *June 30, 2021* Telah diselesaikan pada bulan Juni 2021/ *Settled in June 2021*	
Perjanjian Collar komoditas pada Brent/ ***Commodity Collar agreement on Brent***				
Natixis	1.360.000 barel/ *1,360,000 barrels*	1 Februari 2022/ *February 1, 2022*	30 Juni 2023/ *June 30, 2023*	Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih besar dari harga kesepakatan tertinggi, maka pada tanggal pembayaran, Perusahaan akan membayar selisihnya/ *If the floating price in respect of a payment date is greater than the upper strike price, then on the relevant payment date, the Company will pay the difference.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan tertinggi dan sama atau lebih tinggi dari harga kesepakatan terendah, maka tidak ada *settlement*/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the upper strike price and equal to or greater than the lower strike price, then no settlement.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan terendah, maka pada tanggal pembayaran, pihak ketiga akan membayar selisihnya/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the lower strike price, then on the relevant payment date, the counterparty will pay the difference.*
ING Bank N.V.	1.380.000 barel/ *1,380,000 barrels*	1 Februari 2022/ *February 1, 2022*	30 Juni 2023/ *June 30, 2023*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	3.360.000 barel/ *3,360,000 barrels*	1 Februari 2022/ *February 1, 2022*	31 Desember 2023/ *December 31, 2023*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	1.440.000 barel/ *1,440,000 barrels*	1 Januari 2022/ *January 1, 2022*	31 Desember 2022/ *December 31, 2022*	
ING Bank N.V.	480.000 barel/ *480,000 barrels*	1 Januari 2022/ *January 1, 2022*	31 Desember 2022/ *December 31, 2022*	
Natixis	720.000 barel/ *720,000 barrels*	1 Januari 2022/ *January 1, 2022*	31 Desember 2022/ *December 31, 2022* Di-restrike pada Februari 2022/ *Restriked in February 2022*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	960.000 barel/ *960,000 barrels*	1 Januari 2022/ *January 1, 2022*	31 Desember 2022/ *December 31, 2022* Di-restrike pada Februari 2022/ *Restriked in February 2022*	

27. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut: (lanjutan)

27. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows: (continued)

Pihak ketiga/ ***Third parties***	**Nilai Notional/** ***Notional Amount***	**Tanggal Efektif/** ***Effective Date***	**Tanggal Pertukaran Akhir/** ***Final Exchange Date***	**Syarat dan ketentuan/** ***Terms and conditions***
Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent (lanjutan)/ ***Commodity Collar agreement on Brent (continued)***				
Natixis	720.000 barel/ *720,000 barrels*	1 Juli 2021/ *July 1, 2021*	30 Juni 2022/ *June 30, 2022*	Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih besar dari harga kesepakatan tertinggi, maka pada tanggal pembayaran, Perusahaan akan membayar selisihnya/ *If the floating price in respect of a payment date is greater than the upper strike price, then on the relevant payment date, the Company will pay the difference.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan tertinggi dan sama atau lebih tinggi dari harga kesepakatan terendah, maka tidak ada *settlement/* *If the floating price in respect of a payment date is lower than the upper strike price and equal to or greater than the lower strike price, then no settlement.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan terendah, maka pada tanggal pembayaran, pihak ketiga akan membayar selisihnya/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the lower strike price, then on the relevant payment date, the counterparty will pay the difference.*
ING Bank N.V.	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Juli 2021/ *July 1, 2021*	30 Juni 2022/ *June 30, 2022* Di-*restrike* pada Februari 2022/ *Restriked in February 2022*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Juni 2021/ *June 1, 2021*	31 May 2022/ *May 31, 2022* Di-*restrike* pada Februari 2022/ *Restriked in February 2022*	
ING Bank N.V.	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 May 2021/ *May 1, 2021*	30 April 2022/ *April 30, 2022* Di-*restrike* pada Februari 2022/ *Restriked in February 2022*	
Morgan Stanley & Co. International Plc	200.000 barel/ *200,000 barrels*	1 Maret 2021/ *March 1, 2021*	31 Desember 2021/ *December 31, 2021*	

28. PINJAMAN BANK

a. Pinjaman Bank

28. BANK LOANS

a. *Bank Loans*

		2022				
Kreditur/*Lenders*	**Debitur/** ***Borrower***	**Jumlah/** ***Total***	**Jangka Pendek/** ***Short-term***	**Jatuh tempo dalam satu tahun/** ***Maturing within one year***	**Jangka Panjang/** ***Non-current***	**Pembayaran selama tahun berjalan/** ***Payments during the period***
Dolar AS/*US Dollar*						
Pinjaman Sindikasi/ ***Syndicated loan*** [1]	Perusahaan/*The Company*	152.860.592	-	67.500.000	85.360.592	-
Pinjaman Sindikasi/ ***Syndicated loan*** [2]	PT Medco E & P Tomori Sulawesi	14.227.234	-	-	14.227.234	-
	PT Medco E & P Malaka	139.874.978	-	-	139.874.978	-
Konsorsium Pemberi Pinjaman Riau/ *Riau Lenders Consortium* [3]	PT Medco Ratch Power Riau	213.816.182	-	7.633.141	206.183.041	6.794.819
Pinjaman Sindikasi ***Syndicated loan*** [4]	Medco Energi Global Pte Ltd.	169.875.000	-	169.875.000	-	280.125.000
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk [5] - Fasilitas Kredit Pendanaan Umum/ *General Financing Credit Facility*	PT Medco Power Indonesia	13.000.000	-	13.000.000	-	6.917.759

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

28. BANK LOANS (continued)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

a. Bank Loans (continued)

		2022				
Kreditur/*Lenders*	**Debitur/ *Borrower***	**Jumlah/ *Total***	**Jangka Pendek/ *Short-term***	**Jatuh tempo dalam satu tahun/ *Maturing within one year***	**Jangka Panjang/ *Non-current***	**Pembayaran selama tahun berjalan/ *Payments during the period***
Dolar AS (lanjutan)/ *US Dollar (continued)*						
PT Bank Syariah Indonesia Tbk - Fasilitas Musyarakah Mutanaqishah/*Musyarakah Mutanaqishah Facility* - Fasilitas Musyarakah/ *Musyarakah Facility* - Fasilitas Kafalah bil Ujrah/ *Kafalah bil Ujrah Facility*	PT Medco Power Indonesia	9.800.000	-	2.600.000	7.200.000	2.580.243
PT Bank Syariah Indonesia Tbk - Fasilitas Musyarakah Mutanaqishah/*Musyarakah Mutanaqishah Facility* - Fasilitas Musyarakah/ *Musyarakah Facility* - Fasilitas Kafalah bil Ujrah/ *Kafalah bil Ujrah Facility*	PT Energi Listrik Batam	22.289.955	-	5.363.837	16.926.118	6.256.063
PT HSBC Indonesia - Fasilitas Kredit Jangka Pendek/ *Short Term Loan Facility*	Perusahaan/*The Company*	35.000.000	35.000.000	-	-	30.000.000
PT Bank DBS Indonesia - Fasilitas Kredit Jangka Pendek/ *Short Term Loan Facility*	Perusahaan/*The Company*	-	-	-	-	26.500.000
PT Bank Permata Tbk - Fasilitas Kredit Jangka Pendek/ *Short Term Loan Facility*	Perusahaan/*The Company*	-	-	-	-	60.000.000
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk - Fasilitas Kredit Jangka Pendek/ *Short Term Loan Facility*	Perusahaan/*The Company*	-	-	-	-	100.000.000
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk - Fasilitas Kredit *Term Loan*/ *Credit Term Loan Facility*	PT Medco Power Indonesia	-	-	-	-	4.000.000
Sub-jumlah/*Sub-total*		**770.743.941**	**35.000.000**	**265.971.978**	**469.771.963**	**523.173.884**
Rupiah/*Rupiah*						
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk - Fasilitas Kredit *Term Loan*/ *Credit Term Loan Facility*	Perusahaan/The Company	85.341.028	-	13.826.204	71.514.824	7.422.836
PT Maybank Indonesia Finance - Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumtif/ *Consumer Credit Facility*	PT Medco Power Indonesia	5.521	-	5.521	-	22.202
PT Bank Syariah Indonesia Tbk - Fasilitas *Musyarakah*/ *Musyarakah Facility*	PT Medco Power Indonesia	33.850.359	-	5.212.637	28.637.722	5.432.187
- Fasilitas Kredit *Term Loan*/ *Credit Term Loan Facility*		27.340.919	-	1.976.988	25.363.931	190.146
Sub-jumlah/*Sub-total*		**146.537.827**	**-**	**21.021.350**	**125.516.477**	**13.102.021**
Jumlah/*Total*		**917.281.768**	**35.000.000**	**286.993.328**	**595.288.440**	**536.241.255**
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi/ *Less unamortized discount*		31.650.341	-	-	33.264.635	
Neto/*Net*		**885.631.427**	**35.000.000**	**286.993.328**	**562.023.805**	

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

28. BANK LOANS (continued)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

a. Bank Loans (continued)

		2021				
Kreditur/*Lenders*	**Debitur/ *Borrower***	**Jumlah/ *Total***	**Jangka Pendek/ *Short-term***	**Jatuh tempo dalam satu tahun/ *Maturing within one year***	**Jangka Panjang/ *Non-current***	**Pembayaran selama tahun berjalan/ *Payments during the year***
Dolar AS/*US Dollar*						
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk - Fasilitas Kredit Transaksi Khusus X ("PTK X")/ *Special Transaction Credit Facility X ("PTK X")*	Perusahaan/*The Company*	-	-	-	-	45.000.000
PT Bank DBS Indonesia - Fasilitas Perbankan Korporasi/ *Corporate Banking Facility ("DBS Corporate Facility")*	Perusahaan/*The Company*	-	-	-	-	14.285.714
Pinjaman Sindikasi/ *Syndicated loan* [2]	PT Medco E & P Tomori Sulawesi	9.611.066	-	-	9.611.066	69.943.794
	PT Medco E & P Malaka	94.491.145	-	-	94.491.145	30.640.580
Konsorsium Pemberi Pinjaman Riau/ *Riau Lenders Consortium* [3]	PT Medco Ratch Power Riau	193.611.000	-	193.611.000	-	-
ING Bank N.V, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* - Fasilitas Kredit *Term Loan/ Credit Term Loan Facility*	PT Medco Power Indonesia	-	-	-	-	10.816.366
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk [5] - Fasilitas Kredit Pendanaan Umum/ *General Financing Credit Facility*	PT Medco Power Indonesia	15.000.000	-	2.000.000	13.000.000	17.000.000
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk - Fasilitas Kredit *Term Loan/ Credit Term Loan Facility*	PT Medco Power Indonesia	-	-	-	-	12.295.817
PT Bank Syariah Indonesia Tbk - Fasilitas Musyarakah Mutanaqishah/*Musyarakah Mutanaqishah Facility* - Fasilitas Musyarakah/ *Musyarakah Facility* - Fasilitas Kafalah bil Ujrah/ *Kafalah bil Ujrah Facility*	PT Medco Power Indonesia	12.400.000	-	2.600.000	9.800.000	600.000
PT Bank Syariah Indonesia Tbk - Fasilitas Musyarakah Mutanaqishah/*Musyarakah Mutanaqishah Facility* - Fasilitas Musyarakah/ *Musyarakah Facility* - Fasilitas Kafalah bil Ujrah/ *Kafalah bil Ujrah Facility*	PT Energi Listrik Batam	28.546.018	-	6.006.063	22.539.955	5.163.379
Sub-jumlah/*Sub-total*		**353.659.229**	**-**	**204.217.063**	**149.442.166**	**205.745.650**

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Kreditur/*Lenders*	Debitur/ *Borrower*	2021 Jumlah/ *Total*	Jangka Pendek/ *Short-term*	Jatuh tempo dalam satu tahun/ *Maturing within one year*	Jangka Panjang/ *Non-current*	Pembayaran selama tahun berjalan/ *Payments during the year*
Rupiah/*Rupiah*						
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk - Fasilitas Kredit *Term Loan/ Credit Term Loan Facility*	Perusahaan/*The Company*	63.073.775	-	4.730.533	58.343.242	-
PT Maybank Indonesia Finance - Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumtif/ *Financing Credit Facility*	PT Medco Power Indonesia	29.224	-	20.132	9.092	33.666
PT Bank Syariah Indonesia Tbk (sebelumnya/*formerly known* PT Bank BNI Syariah) - Fasilitas Kredit *Term Loan/ Credit Term Loan Facility*	PT Medco Power Indonesia	2.459.879	-	280.328	2.179.551	40.068.442
PT Bank Syariah Indonesia Tbk - Fasilitas *Musyarakah/ Musyarakah Facility*	PT Medco Power Indonesia	13.981.358	-	1.541.804	12.439.554	805.012
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk - Fasilitas Kredit *Term Loan/ Credit Term Loan Facility*	PT Medco Power Indonesia	13.946.317	-	-	13.946.317	-
Sub-jumlah/*Sub-total*		**93.490.553**	**-**	**6.572.797**	**86.917.756**	**40.907.120**
Jumlah/*Total*		**447.149.782**	**-**	**210.789.860**	**236.359.922**	**246.652.770**
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi/ *Less unamortized discount*		21.556.112	-	16.662.709	4.893.403	
Neto/*Net*		**425.593.670**	**-**	**194.127.151**	**231.466.519**	

Catatan :

1) Pinjaman sindikasi Perusahaan terdiri dari Australia and New Zealand Banking Group Limited, PT Bank ANZ Indonesia, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, DBS Bank Ltd dan BNP Paribas, Cabang Singapura.

2) Pinjaman sindikasi PT Medco E & P Malaka dan PT Medco E & P Tomori Sulawesi terdiri dari Australia and New Zealand Banking Group Limited, ING Bank N.V., Cabang Singapura, PT Bank ANZ Indonesia, Societe Generale, Cabang Singapura, PT Bank DBS Indonesia, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk, Cabang Singapura, BNP Paribas, Credit Agricole Corporate and Investment Bank, Credit Suisse AG, Cabang Singapura, Natixis, Cabang Singapura, Standard Chartered Bank, Cabang Singapura, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Cabang Singapura, PT Bank BTPN Tbk, The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited, Cabang Singapura, Mizuho Bank Ltd, MUFG Bank, Ltd. dan PT Bank UOB Indonesia.

3) Konsorsium pemberi pinjaman untuk PT Medco Ratch Power Riau terdiri dari Asian Development Bank (ADB), dan International Finance Corporation (IFC), serta lembaga keuangan swasta yang terdiri dari MUFG Bank Ltd (MUFG) dan Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC). MUFG dan SMBC secara bersama-sama disebut sebagai "Peserta". Selanjutnya, ADB, IFC dan Peserta secara bersama-sama disebut sebagai "Pemberi Pinjaman".

4) Pinjaman sindikasi Medco Energi Global Pte. Ltd. terdiri dari Australia and New Zealand Banking Group Limited, Cabang Singapura, ING Bank N.V., Cabang Singapura, DBS Bank Ltd., Morgan Stanley Senior Funding Inc., MUFG Bank, Ltd., Standard Chartered Bank (Singapore) Limited, BNP Paribas, Credit Agricole Corporate and Investment Banking, Cabang Singapura, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk, Cabang Singapura, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, Cabang Singapura, Societe Generale, Cabang Singapura, dan Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Cabang Singapura.

5) Merupakan pihak berelasi (Catatan 42).

Notes :

1) Syndicated loan of The Company from lenders which comprised of Australia and New Zealand Banking Group Limited, PT Bank ANZ Indonesia, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, DBS Bank Ltd and BNP Paribas, Singapore Branch.

2) Syndicated loan of PT Medco E & P Malaka and PT Medco E & P Tomori Sulawesi from lenders which comprised of Australia and New Zealand Banking Group Limited, ING Bank N.V., Singapore Branch, PT Bank ANZ Indonesia, Societe Generale, Singapore Branch, PT Bank DBS Indonesia, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk, Singapore Branch, BNP Paribas, Credit Agricole Corporate and Investment Bank, Credit Suisse AG, Singapore Branch, Natixis, Singapore Branch, Standard Chartered Bank, Singapore Branch, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Singapore Branch, PT Bank BTPN Tbk, The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited, Singapore Branch, Mizuho Bank Ltd, MUFG Bank, Ltd. and PT Bank UOB Indonesia.

3) Consortium of lenders for PT Medco Ratch Power Riau comprised of Asian Development Bank (ADB) and International Finance Corporation (IFC), and private financial institutions consist of MUFG Bank Ltd (MUFG) and Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC). MUFG and SMBC altogether referred to as "Participants". ADB, IFC, and the Participants altogether referred to as "Lenders".

4) Syndicated loan of Medco Energi Global Pte. Ltd. from lenders which comprised of Australia and New Zealand Banking Group Limited, Singapore Branch, ING Bank N.V., Singapore Branch, DBS Bank Ltd., Morgan Stanley Senior Funding Inc., MUFG Bank, Ltd., Standard Chartered Bank (Singapore), BNP Paribas, Credit Agricole Corporate and Investment Banking, Singapore Branch, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk, Singapore Branch, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, Singapore Branch, Societe Generale, Singapore Branch, dan Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Singapore Branch.

5) Related party (Note 42).

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Tabel berikut menyajikan rentang tingkat bunga atas pinjaman bank:

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

The following table provides the range of interest rate on bank loans:

	2022	2021	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Rupiah	5,78% - 8,50%	7,00% - 8,50%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	1,97% - 7,63%	2,30% - 5,50%	*United States Dollar*

Berdasarkan perjanjian atas pinjaman-pinjaman di atas, Grup harus mematuhi batasan-batasan tertentu, antara lain untuk memperoleh persetujuan tertulis dari pemberi pinjaman sebelum melakukan transaksi-transaksi tertentu seperti mengadakan penggabungan usaha, pengambilalihan, likuidasi atau perubahan status serta Anggaran Dasar, mengurangi modal dasar, ditempatkan dan disetor penuh; pembatasan dalam pemberian pinjaman kepada pihak ketiga; penjaminan negatif, dengan beberapa pengecualian khusus; pembatasan dalam mengubah aktivitas utama dan mengumumkan dan membayar dividen melebihi persentase tertentu dari laba neto konsolidasian; dan harus mematuhi rasio-rasio keuangan tertentu.

Under its loan agreements above, the Group is subject to various covenants, among others to obtain written approval from the lenders before entering into certain transactions such as mergers, acquisitions, liquidation or change in status and Articles of Association, reducing the authorized, issued and fully paid capital; restrictions on lending money to third parties; negative pledges, with certain exceptions; restrictions on change in core business activities and declaring and paying dividends in excess of a certain percentage of consolidated net income; and requirement to comply with certain financial ratios.

Pada tanggal 31 Desember 2022 and 2021, manajemen berpendapat bahwa Grup mematuhi semua pembatasan-pembatasan tersebut dan Grup telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian pinjaman atau telah memperoleh pelepasan dari persyaratan rasio keuangan sebelum tanggal 31 Desember, kecuali untuk entitas anak tertentu yang memperoleh pelepasan atas persyaratan rasio keuangan yang ditentukan.

As of December 31, 2022 and 2021, the management is of the opinion that, the Group is in compliance with all of the above covenants and the Group has complied with all financial ratios required to be maintained under the loan agreements or has obtained waiver for non compliance on financial ratios before December 31, except for certain subsidiaries which received a waiver of the requirements to comply with the required financial ratio.

Perusahaan

Mandiri - PTK X

Pada tanggal 20 Desember 2018, Perusahaan menandatangani Perjanjian Fasilitas Kredit transaksi khusus X (“PTK X”) dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk (“Mandiri”) sebesar AS$200.000.000 dengan tenor tiga tahun. Fasilitas tersebut tidak dijamin dengan agunan khusus dan dibayar secara berkala setiap kuarter dengan pembayaran cicilan pertama pada September 2020 hingga Desember 2021.

The Company

Mandiri - PTK X

On December 20, 2018, the Company signed Special Transaction Credit Facility X (“PTK X”) with PT Bank Mandiri (Persero) Tbk (“Mandiri”) amounting to US$200,000,000 with three years tenor. The loan facility is unsecured and repayable on quarterly basis with its installment starting in September 2020 until December 2021.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

Mandiri - PTK X (lanjutan)

Pada tanggal 23 Maret dan 5 April 2021, Perusahaan telah melakukan cicilan pembayaran terjadwal sebesar AS$5.000.000 dan pelunasan dipercepat sukarela atas seluruh fasilitas PTK X yang belum dibayar dari Mandiri sebesar AS$40.000.000.

Pada tanggal 31 Desember 2021, tidak terdapat saldo terutang atas fasilitas ini.

Mandiri - Fasilitas Kredit *Term Loan*

Pada tanggal 28 Mei 2021, Perusahaan menandatangani perjanjian kredit dengan Mandiri sebesar Rp1.500.000.000.000 dengan jangka waktu 3 tahun. Pada tanggal 2 Juni 2021, Perusahaan melakukan penarikan atas fasilitas tersebut sebesar Rp900.000.000.000. Perusahaan juga telah melakukan transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("*Cross Currency Swap*") untuk mengubah kewajiban Rupiah menjadi Dolar AS dimana Perusahaan akan membayarkan suku bunga tetap dalam Dolar AS dan menerima suku bunga tetap dalam Rupiah.

Pada tanggal 15 Juni 2022, Perusahaan melakukan penarikan sebesar Rp600.000.000.000. Perusahaan juga telah melakukan transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("*Cross Currency Swap*") untuk mengubah kewajiban Rupiah menjadi Dolar AS dimana Perusahaan akan membayarkan suku bunga tetap dalam Dolar AS dan menerima suku bunga tetap dalam Rupiah.

Selama tahun 2022, Perusahaan telah melakukan pembayaran cicilan sebesar Rp112.500.000.000 kepada Mandiri.

Pada tanggal 31 Desember 2021, tidak terdapat saldo terutang atas fasilitas ini.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

The Company (continued)

Mandiri - PTK X (continued)

On March 23, and April 5, 2021, the Company has made scheduled installment of credit facility of US$5,000,000 and voluntary full repayment of total outstanding credit facility PTK X from Mandiri amounting to US$40,000,000.

As of December 31, 2021, there is no outstanding balance from this facility.

Mandiri - Credit Term Loan Facility

On May 28, 2021, the Company signed a credit facility agreement with Mandiri amounting to Rp1,500,000,000,000 with 3 year tenor. On June 2, 2021, the Company utilized the facility amounting to Rp900,000,000,000. The Company has entered into a Cross Currency Swap for the Rupiah liabilities to US Dollar in which the Company will pay fixed US Dollar interest rate and receive fixed Rupiah interest rate.

On June 15, 2022, the Company made a drawdown with total amount of Rp600,000,000,000. The Company has entered into a Cross Currency Swap for the Rupiah liabilities to US Dollar in which the Company will pay fixed US Dollar interest rate and receive fixed Rupiah interest rate.

During 2022, the Company paid installments amounting to Rp112,500,000,000 to Mandiri.

As of December 31, 2021, there is no outstanding balance from this facility.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

Mandiri - Fasilitas Kredit Jangka Pendek

Pada tanggal 8 Maret 2018, Perusahaan menandatangani perjanjian Fasilitas Kredit Jangka Pendek (“Fasilitas”) dengan Mandiri sebesar AS$50.000.000 dengan tenor satu tahun dan telah diperpanjang dari waktu ke waktu hingga 12 Maret 2023.

Pada tanggal 5 April 2022, Perusahaan melakukan penarikan atas fasilitas sebesar AS$50.000.000 untuk jangka waktu 3 bulan.

Pada tanggal 4 Juli 2022, Perusahan melakukan perpanjangan Kredit Jangka Pendek dari Mandiri untuk periode tiga bulan. Pada tanggal 29 September 2022, Perusahaan telah melunasi seluruh fasilitas tersebut.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, tidak terdapat saldo terutang atas fasilitas ini.

DBS - Fasilitas Perbankan Korporasi

Pada 28 Desember 2017, Perusahaan menandatangani perjanjian fasilitas kredit dengan PT Bank DBS Indonesia (“DBS”) dengan total fasilitas AS$50.000.000 dengan jangka waktu 4 tahun. Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus. Pada tanggal 11 Januari 2018, Perusahaan melakukan penarikan atas seluruh fasilitas tersebut. Fasilitas tersebut dibayarkan secara berkala tiap kuarter dengan pembayaran cicilan pertama dilakukan pada 28 September 2018 hingga 28 Desember 2021.

Selama tahun 2021, Perusahaan telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal kepada DBS dengan total sebesar AS$14.285.714. Per 28 Desember 2021, Perusahaan telah melunasi seluruh fasilitas tersebut.

Pada tanggal 31 Desember 2021, tidak terdapat saldo terutang atas fasilitas ini.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

The Company (continued)

Mandiri - Revolving Short-term Credit Facility

On March 8, 2018, the Company signed a Short-Term Credit Facility (“Facility”) with Mandiri amounting to US$50,000,000 with tenor of one year which has been extended from time to time up to March 12, 2023.

On April 5, 2022, the Company has utilized the credit facility amounting to US$50,000,000 with 3 months tenor.

On July 4, 2022, the Company extended the Short Term Loan from Mandiri for three months period. On September 29, 2022, the Company has fully repaid this facility.

As of December 31, 2022 and 2021, there is no outstanding balance from this facility.

DBS - Corporate Banking Facility

On December 28, 2017, the Company signed a credit facility agreement with PT Bank DBS Indonesia (“DBS”) amounting to US$50,000,000 with 4 years tenor. This facility is unsecured. On January 11, 2018, the Company has fully drawdown the facility. The facility is repayable on quarterly basis with its first installment on September 28, 2018 until December 28, 2021.

During 2021, the Company paid a scheduled loan installment to DBS amounting to US$14,285,714. On December 28, 2021, the Company has fully repaid this facility.

As of December 31, 2021, there is no outstanding balance from this facility.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

DBS - Fasilitas Kredit Jangka Pendek

Pada tanggal 28 September 2010, Perusahaan menandatangani perjanjian Fasilitas Perbankan (“Fasilitas”) dengan DBS sebesar AS$ 50.000.000 dengan tenor satu tahun dan telah diperpanjang dari waktu ke waktu hingga 24 Desember 2023.

Pada tanggal 8 Agustus 2022, Perusahaan melakukan penarikan Kredit Jangka Pendek dari DBS untuk periode tiga bulan. Pada 29 September 2022, Perusahaan melakukan pelunasan dipercepat sukarela atas seluruh fasilitas.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, tidak terdapat saldo terutang atas fasilitas ini.

HSBC - Fasilitas Perbankan

Pada tanggal 6 Agustus 2018, Perusahaan menandatangani perjanjian perbankan korporasi dengan PT Bank HSBC Indonesia (“HSBC”) sebesar AS$45.000.000 dengan tenor satu tahun dan telah diperpanjang dari waktu ke waktu hingga 20 Desember 2022.

Pada tanggal 20 Oktober 2022, Perusahaan melakukan penarikan Kredit Jangka Pendek dari HSBC sebesar AS$35.000.000 untuk periode tiga bulan.

Pada tanggal 31 Desember 2022, saldo terutang atas fasilitas ini sebesar AS$35.000.000.

Permata - Fasilitas Perbankan

Pada tanggal 25 Februari 2021, Perusahaan menandatangani perjanjian kredit sebesar AS$30.000.000 dengan PT Bank Permata Tbk (“Permata”).

Pada tanggal 31 Mei 2022, Perusahaan melakukan penarikan atas fasilitas sebesar AS$30.000.000 untuk jangka waktu 3 bulan. Pada tanggal 31 Agustus 2022, Perusahaan telah melunasi seluruh fasilitas tersebut.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, tidak terdapat saldo terutang atas fasilitas ini.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

The Company (continued)

DBS - Short-term Credit Facility

On September 28, 2010, the Company signed a Bank Facility Agreement (“Facility”) with DBS amounting to US$50,000,000 tenor of one year, which has been extended from time to time up to December 24, 2023.

On August 8, 2022, the Company withdraw the Short Term Loan from DBS for three months period. On September 29, 2022, the Company made voluntary full repayment of total outstanding credit facility.

As of December 31, 2022 and 2021, there is no outstanding balance from this facility.

HSBC - Bank Facility

On August 6, 2018, the Company signed a corporate facility agreement with PT Bank HSBC Indonesia (“HSBC”) amounting to US$45,000,000 with tenor of one year, which has been extended from time to time up to December 20, 2022.

On October 20, 2022, the Company withdraw the Short Term Loan from HSBC amounting to US$35,000,000 for three months period.

As of December 31, 2022, the outstanding balance from this facility is US$35,000,000.

Permata - Bank Facility

On February 25, 2021, the Company signed a credit facility agreement amounting to US$30,000,000 with PT Bank Permata Tbk (“Permata”).

On May 31, 2022, the Company has utilized the credit facility amounting to US$30,000,000 with 3 months tenor. On August 31, 2022, the Company has fully repaid this facility.

As of December 31, 2022 and 2021, there is no outstanding balance from this facility.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

LM Facility - Fasilitas Perbankan

Pada tanggal 13 Oktober 2022, Perusahaan menandatangani Perjanjian Fasilitas senilai AS$150.000.000 dengan BNP Paribas, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, DBS Bank Ltd. dan PT Bank ANZ Indonesia dengan jangka waktu 2 tahun.

Perusahaan telah melakukan penarikan atas seluruh fasilitas pada tanggal 4 November 2022.

Entitas anak

PT Medco E & P Malaka ("MEPM") dan PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS")

Pada tanggal 19 Oktober 2018, MEPM dan MEPTS menandatangani *Senior Secured Facility Agreement* dengan Australia and New Zealand Banking Group Limited, ING Bank N.V., Cabang Singapura, dan Societe Generale (bersama-sama disebut "Pemberi Pinjaman Sindikasi MEPM dan MEPTS") (yang kemudian diubah pada tanggal 27 Desember 2018 menjadi Perjanjian Sindikasi dengan perubahan utama pada pihak-pihak sindikasi) dengan nilai maksimal sampai dengan AS$500.000.000 yang akan jatuh tempo pada tanggal 30 September 2024.

Selama tahun 2021, MEPM dan MEPTS melakukan pembayaran cicilan dan percepatan pembayaran dengan total sebesar AS$100.584.374 atas *Senior Secured Facility Agreement* kepada Pemberi Pinjaman Sindikasi.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

The Company (continued)

LM Facility - Bank Facility

On October 13, 2022, Company signed a Facility Agreement in the amount of US$150,000,000 with BNP Paribas, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, DBS Bank Ltd. dan PT Bank ANZ Indonesia with 2 years tenor.

The Company has fully utilized the facility on November 4, 2022.

Subsidiaries

PT Medco E & P Malaka ("MEPM") and PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS")

On October 19, 2018, MEPM and MEPTS signed a Senior Secured Facility Agreement with Australia and New Zealand Banking Group Limited, ING Bank N.V., Singapore Branch, and Societe Generale (collectively referred to as "MEPM and MEPTS Syndication Loan Lender") (which was amended on December 27, 2018 to become Syndication Agreement with the main change of the syndicated parties) for a loan up to US$500,000,000 which will mature on September 30, 2024.

During 2021, MEPM and MEPTS paid a scheduled loan installment and early repayment of US$100,584,374 of Senior Secured Facility Agreement from Syndication Loan Lender.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Pada tanggal 25 Mei 2022, MEPM dan MEPTS telah melakukan penarikan atas fasilitas Senior Secured Facility Agreement dari Pemberi Pinjaman Sindikasi sebesar AS$50.000.000.

Pada tanggal 23 Desember 2022, MEPM dan MEPTS menandatangani Perjanjian Perubahan dan Pernyataan Kembali dengan Pemberi Pinjaman Sindikasi MEPM dan MEPTS dengan nilai maksimal sampai dengan AS$420.000.000 yang akan jatuh tempo pada tanggal 30 Desember 2028.

Pada tanggal 23 Desember 2022, MEPM dan MEPTS telah menggunakan fasilitas tersebut sejumlah AS$154.000.000. Perjanjian Perubahan dan Pernyataan Kembali dilakukan sehubungan dengan reformasi suku bunga untuk mengubah tingkat suku bunga efektif pinjaman sebelumnya dan memperpanjang jangka waktu pinjaman. Berdasarkan evaluasi manajemen, persyaratan Perjanjian Perubahan dan Pernyataan Kembali tidak berbeda secara substansial dengan perjanjian sebelumnya. sehingga perubahan tersebut dicatat sebagai modifikasi atas liabilitas keuangan awal. MEPM dan MEPTS mengakui keuntungan atas modifikasi liabilitas keuangan sebesar AS$2 juta dan biaya transaksi yang atas liabilitas keuangan dari Perjanjian dan Pernyataan Kembali sebesar AS$4,1 juta dikapitalisasi dan diamortisasi selama sisa periode dari liabilitas yang telah dimodifikasi tersebut. Fasilitas ini dijamin dengan gadai atas saham MEPM dan MEPTS, *project account*, fidusia atas aset bergerak, fidusia atas klaim asuransi, dan fidusia atas piutang.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

On May 25, 2022, MEPM and MEPTS made a drawdown from Senior Secured Facility Agreement from Syndication Loan Lender with total amount of US$50,000,000.

On December 23, 2022, MEPM and MEPTS sign an Amendment and Restatement Agreement with MEPM and MEPTS Syndication Loan Lender for a loan up to US$420,000,000 which will mature on December 30, 2028.

On December 23, 2022, MEPM and MEPTS has utilized a total amount of US$154,000,000 of the facility. The Amendment and Restatement Agreement was made in connection with the interest rate reform to change the effective interest rate of the previous loan and extend the term of the loan. Based on management's evaluation, the terms under the Amendment and Restatement Agreement are not substantially different from that of the previous agreement. Therefore, the Amendment and Restatement Agreement was accounted for as modification of the original financial liabilities. MEPM and MEPTS recognized gain on modification of the financial liabilities amounting to US$2 millions and the transaction cost of the Amendment and Restatement Agreement amounted to US$4.1 millions was capitalized and amortized during the remainder of the modified liabilities. This facility is collateralized by pledge over the shares of MEPM and MEPTS, project account, fiduciary over moveable assets, insurance claims, and receivables.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak

PT Medco Ratch Power Riau (“MRPR”)

Pada tanggal 20 Maret 2019, PT Medco Ratch Power Riau (“MRPR”) menandatangani perjanjian pendanaan dengan konsorsium pemberi pinjaman untuk menyediakan pendanaan dengan jumlah agregat sekitar AS$222.000.000 terkait dengan pengembangan fasilitas pembangkit listrik tenaga gas 275-megawatt (MW) dengan waktu jatuh tempo pada Maret 2039. Konsorsium pemberi pinjaman terdiri dari Asian Development Bank (“ADB”), International Finance Corporation (“IFC”), MUFG Bank Ltd (“MUFG”) dan Sumitomo Mitsui Banking Corporation (“SMBC”). Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap yang digunakan dalam aset proyek jasa konsesi, hak atas piutang atas proyek dan gadai saham dalam proyek.

Pada tanggal 26 Maret 2021, MRPR telah melakukan penarikan sebesar AS$11.400.000, dengan demikian, total fasilitas pinjaman yang telah digunakan sejumlah AS$193.611.000 dari total fasilitas yang tersedia sebesar AS$222.000.000.

Pada tanggal 16 November 2021, Konsorsium pemberi pinjaman Proyek Riau mengirimkan *Reservation Letter* yang menginformasikan bahwa Proyek Riau sudah melewati *COD Sunset Date* pada tanggal 23 September 2021 dan meminta Debitur untuk memberikan informasi terkait dengan penundaan COD yang melewati *COD Sunset Date*. Konsorsium pemberi pinjaman Proyek Riau juga menegaskan haknya sebagaimana tercantum dalam *Common Terms Agreement.* Oleh karena itu, pada laporan keuangan konsolidasian per 31 Desember 2021, pinjaman MRPR disajikan sebagai liabilitas jangka pendek.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries

PT Medco Ratch Power Riau (“MRPR”)

On March 20, 2019, PT Medco Ratch Power Riau (“MRPR”) has entered into financing agreements with a consortium of lenders to provide financing in an aggregate principal amount of up to approximately US$222,000,000 for the development of 275-megawatt (MW) gas fired power plant facilities with maturity date in March 2039. The consortium of lenders comprised of Asian Development Bank (“ADB”), International Finance Corporation (“IFC”), MUFG Bank, Ltd (“MUFG”) and Sumitomo Mitsui Banking Corporation (“SMBC”). This facility is collateralized by fixed assets used in the assets based on service project concession, rights over receivables on the project and a pledge of all shares in the project.

On March 26, 2021, MRPR has made withdrawn amounting to US$11,400,000, thus, the total utilized loan facilities amounted to US$193,611,000 from total agreed facility of US$222,000,000.

On November 16, 2021, MRPR consortium lenders has sent a Reservation Letter which informed that the Riau Project has been delayed beyond the COD Sunset Date of September 23, 2021 and has requested Borrower to give further details, information and updates regarding the delayed COD beyond the COD sunset date. MRPR consortium lenders has also reserved their right against MRPR as stated under the Common Terms Agreement. Therefore, in the consolidated financial statements as of December 31, 2021, MRPR loan balances were classified as current liability.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") dan Entitas Anak (lanjutan)

PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") (lanjutan)

Pada tanggal 10 Februari 2022, Proyek Riau telah beroperasi secara komersial. Pada tanggal 30 Maret 2022, MRPR telah mendapatkan pelepasan persyaratan COD *Sunset Date* dan persetujuan perpanjangan *availability period* sampai 23 Mei 2022 dari Konsorsium pemberi pinjaman Riau. Pada tanggal 28 Desember 2022, MRPR juga telah menerima surat pelepasan atas persyaratan pada rasio keuangan yang ditentukan. Oleh karena itu, pada 31 Desember 2022, pinjaman MRPR telah disajikan kembali sebagai liabilitas jangka pendek dan panjang sesuai dengan periode jatuh tempo pembayarannya.

Selama tahun 2022, MRPR melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke Konsorsium Pemberi Pinjaman Riau sebesar AS$6.794.819.

Pada tanggal 24 Mei 2022, MRPR melakukan penarikan pinjaman dari Konsorsium Pemberi Pinjaman Riau sebesar AS$27.000.000.

PT Medco Power Indonesia ("MPI")

ING Bank N.V., Cabang Singapura - Fasilitas *Term Loan*

Pada tanggal 27 September 2019, MPI telah melunasi seluruh pinjaman dari ING Bank N.V. ("ING") dan menandatangani perjanjian fasilitas kredit baru yang akan jatuh tempo pada tanggal 27 Oktober 2021 dengan batas maksimum pinjaman sebesar AS$24.816.366.

Fasilitas ini dijamin dengan jaminan keuangan yang diterbitkan oleh Perusahaan. Pada tanggal 27 September 2019, MPI telah melakukan penarikan atas seluruh fasilitas.

Pada tanggal 29 September 2021, MPI telah melunasi seluruh fasilitas kredit di ING senilai AS$10.816.366.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") and Subsidiaries (continued)

PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") (continued)

Subsequently on February 10, 2022, Riau Project has commercially operated. On March 30, 2022, MRPR obtained waiver letter on COD Sunset Date and approval on availability period extension up to May 23, 2022 from the Riau Lenders Consortium. On December 28, 2022, MRPR has also received waiver letters on the requirements to comply with the required financial ratio. Therefore, as of 31 December 2022, MRPR loan balances were classified as current and non-current liabilities in accordance with their repayment schedule.

During 2022, MRPR has paid scheduled installments to Riau Lenders Consortium amounting to US$6,794,819.

On May 24, 2022, MRPR has withdrawn total amount of US$27,000,000 from Riau Lenders Consortium.

PT Medco Power Indonesia ("MPI")

ING Bank N.V., Singapore Branch - Term Loan Facility

On September 27, 2019, MPI has fully settled the loan from ING Bank N.V. ("ING") and entered into new credit facility agreement with maturity on October 27, 2021 and with maximum limit of US$24,816,366.

This facility is collateralized by financial guarantee issued by the Company. On September 27, 2019, MPI has fully drawdown this credit facility.

On September 29, 2021, MPI has made full repayment of total outstanding credit facility from ING amounting to US$10,816,366.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) (lanjutan)

BWS - Fasilitas Kredit Pendanaan Umum

Pada tanggal 27 Mei 2019, MPI menandatangani perjanjian kredit dengan PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk (“BWS”) sebesar AS$20.000.000 dengan jangka waktu 2 tahun. Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus. Pada tanggal 29 Mei 2019, MPI melakukan penarikan atas seluruh fasilitas. Fasilitas ini akan dicicil setiap tiga bulan dan akan jatuh tempo pada tanggal 29 Mei 2021.

Pada tanggal 25 Mei 2021, MPI telah memperpanjang fasilitas pinjaman dengan BWS sebesar AS$16.000.000 untuk jangka waktu dua tahun.

Selama tahun 2021, MPI telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal dan pembayaran dipercepat di BWS sebesar AS$17.000.000. Pada tahun yang sama, MPI telah melakukan penarikan pinjaman senilai AS$15.000.000.

Pada tanggal 30 Desember 2021, MPI memperoleh pengecualian atas persyaratan rasio keuangan yang ditentukan.

Pada tanggal 31 Desember 2022, MPI telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian pinjaman.

Selama tahun 2022, MPI telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke BWS sebesar AS$1.000.000.

Pada 16 Agustus 2022, MPI melakukan pelunasan dipercepat sebesar AS$6.000.000.

Pada tanggal 27 Oktober 2022, MPI melakukan penarikan sebesar AS$5.000.000 dari BWS.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) (continued)

BWS - General Financing Credit Facility

On May 27, 2019, MPI signed a credit facility agreement with PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk (“BWS”) amounting to US$20,000,000 with 2 years tenor. The loan facility is unsecured. On May 29, 2019, MPI has fully withdrawn this credit facility. The facility will be paid quarterly and will mature on May 29, 2021.

On May 25, 2021, MPI extended for two years a US$16,000,000 facility with BWS.

During 2021, MPI has paid scheduled and unscheduled installment amounting to US$17,000,000 to BWS. In the same year, MPI has made withdrawn amounting to US$15,000,000.

On December 30, 2021, MPI has received a waiver of the requirements to comply with the required financial ratio.

As of December 31, 2022, MPI has complied with all financial ratios required to be maintained under the loan agreements.

During 2022, MPI has paid scheduled installments to BWS amounting to US$1,000,000.

On August 16, 2022, MPI made early repayment amounting to US$6,000,000.

On October 27, 2022, MPI has withdrawn US$5,000,000 from BWS.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") dan Entitas Anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") (lanjutan)

BSI - Fasilitas Musyarakah

Pada tanggal 25 September 2020, MPI menandatangani perjanjian fasilitas kredit dengan PT Bank BNI Syariah ("BNI Syariah") dengan total fasilitas sebesar Rp400.000.000.000. Pada tanggal 30 September 2020 MPI telah melakukan penarikan atas fasilitas tersebut sebesar Rp250.000.000.000 dan akan jatuh tempo pada September 2023. Pada 27 November 2020, MPI melakukan penarikan sebesar Rp150.000.000.000 dan akan jatuh tempo pada November 2021. Pada tanggal 23 Desember 2020, MPI telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal sejumlah Rp5.000.000.000.

Sejak 1 Februari 2021, PT Bank BNI Syariah bersama PT Bank Syariah Mandiri dan PT Bank BRI Syariah telah *merger* menjadi PT Bank Syariah Indonesia Tbk ("BSI").

Selama tahun 2021, MPI telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal beserta pembayaran dipercepat atas pinjaman dari BSI sebesar Rp576.300.000.000 dan dalam tahun yang sama telah melakukan penarikan atas fasilitas tersebut sebesar Rp415.900.000.000.

Pada tanggal 30 Desember 2021, MPI memperoleh pengecualian atas persyaratan rasio keuangan yang ditentukan.

Pada tanggal 31 Desember 2022, MPI telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian pinjaman.

Selama tahun 2022, MPI telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke BSI sebesar Rp26.000.000.000.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") and Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") (continued)

BSI - Musyarakah Facility

On September 25, 2020, MPI signed credit facility agreement with PT Bank BNI Syariah ("BNI Syariah") with a total facility of Rp400,000,000,000. On September 30, 2020, MPI made a withdrawn of this facility amounting to Rp250,000,000,000 and will mature in September 2023. On November 27, 2020, MPI made a withdrawn amounting to Rp150,000,000,000 and will mature in November 2021. On December 23, 2020, MPI has made a scheduled installment amounting to Rp 5,000,000,000.

Since February 1, 2021, PT Bank BNI Syariah with PT Bank Syariah Mandiri and PT Bank BRI Syariah have merged into PT Bank Syariah Indonesia Tbk ("BSI").

During 2021, MPI has paid scheduled and unscheduled installment for a loan from BSI amounting to Rp576,300,000,000 and in the same year has made drawdown from this facility amounting to Rp415,900,000,000.

On December 30, 2021, MPI has received a waiver of the requirements to comply with the required financial ratio.

As of December 31, 2022, MPI has complied with all financial ratios required to be maintained under the loan agreements.

During 2022, MPI has paid scheduled installment to BSI amounting to Rp26,000,000,000.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) (lanjutan)

BSI - Fasilitas Musyarakah dan Fasilitas Kafalah bil Ujrah

Pada tanggal 28 Mei 2021, MPI menandatangani Akad Musyarakah sebesar AS$30.000.000 dan Kafalah bil Ujrah sebesar AS$10.000.000 dengan BSI, dengan jangka waktu 3 tahun. Pada tanggal 31 Mei 2021, MPI melakukan penarikan atas fasilitas tersebut sebesar AS$13.000.000. Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.

Selama tahun 2021, MPI telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke BSI sebesar AS$600.000.

Pada tanggal 30 Desember 2021, MPI memperoleh pengecualian atas persyaratan rasio keuangan yang ditentukan.

Pada tanggal 31 Desember 2022, MPI telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian pinjaman.

Selama tahun 2022, MPI melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke BSI sebesar AS$2.600.000.

BSI - Fasilitas Musyarakah

Pada tanggal 27 April 2022, MPI menandatangani perjanjian *Line Facility* Pembiayaan Musyarakah dengan BSI sebesar Rp750.000.000.000 dengan jangka waktu 4 tahun dari tanggal penandatanganan. Pada tanggal 17 Mei 2022, MPI melakukan penarikan atas fasilitas ini sebesar Rp750.000.000.000.

Pada tanggal 15 Agustus 2022, BSI melakukan pengalihan pinjaman senilai Rp336.875.000.000 kepada PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) (“SMI”) dan pinjaman tersebut menjadi pinjaman sindikasi.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) (continued)

BSI - Musyarakah and Fasilitas Kafalah bil Ujrah

On May 28, 2021, MPI signed Akad Musyarakah amounting to US$30,000,000 and Kafalah bil Ujrah amounting to US$10,000,000 with BSI, with 3 years tenor. On May 31, 2021, MPI utilized the facility amounting to US$13,000,000. This facility is unsecured.

During 2021, MPI has paid scheduled installment amounting to US$600,000 to BSI.

On December 30, 2021, MPI has received a waiver of the requirements to comply with the required financial ratio.

As of December 31, 2022, MPI has complied with all financial ratios required to be maintained under the loan agreements.

During 2022, MPI has paid scheduled installment to BSI amounting to US$2,600,000.

BSI - Musyarakah Facility

On April 27, 2022, MPI has entered into a Line Facility Musyarakah Credit Facility with BSI amounting to Rp750,000,000,000 with 4 years tenor from the signing date. On May 17, 2022, MPI has withdrawn from the facility total amount of Rp750,000,000,000.

On August 15, 2022, BSI transferred a loan of Rp336,875,000,000 to PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) (“SMI”) and the loan become syndicated loan.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") dan Entitas Anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") (lanjutan)

BSI - Fasilitas Musyarakah (lanjutan)

Selama tahun 2022, MPI melakukan pembayaran cicilan terjadwal kepada BSI sebesar Rp58.125.000.000.

BNI - Fasilitas *Term Loan*

Pada tanggal 20 Desember 2019, MPI menandatangani perjanjian kredit dengan BNI sebesar AS$20.000.000 dengan jangka waktu 1 tahun. Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.

Pada tanggal 3 Juni 2021, MPI melakukan pelunasan dipercepat sukarela atas seluruh fasilitas yang belum dibayar dari BNI sebesar AS$12.295.817.

Pada tanggal 28 Juni 2021, MPI menandatangani tambahan Fasilitas Kredit Modal Kerja sebesar AS$40.000.000 dengan BNI. Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.

Pada tanggal 28 Juni 2021, MPI menandatangani Perjanjian Kredit *Term Loan* sebesar Rp399.000.000.000 dengan BNI. Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.

Pada tanggal 2 Juli 2021, MPI telah melakukan penarikan pinjaman sebesar Rp199.000.000.000 dari BNI.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") and Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia ("MPI") (continued)

BSI - Musyarakah Facility (continued)

During 2022, MPI has paid scheduled installment to BSI amounting to Rp58,125,000,000.

BNI - Term Loan Facility

On December 20, 2019, MPI signed a credit facility agreement with BNI amounting to US$20,000,000 with 1 year tenor. The loan facility is unsecured.

On June 3, 2021, MPI has made early full repayment of total outstanding credit facility from BNI amounting to US$12,295,817.

On June 28, 2021, MPI signed additional credit facilty amounting to US$40,000,000 with PT BNI. This facility is unsecured.

On June 28, 2021, MPI signed Term Loan Credit Facility agreement amounting to Rp399,000,000,000 with BNI. This facility is unsecured.

On July 2, 2021, MPI has made withdrawn amounting to Rp199,000,000,000 from BNI.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) (lanjutan)

BNI - Fasilitas *Term Loan* (lanjutan)

Pada 29 Maret 2022, MPI mengajukan perpanjangan *availability period* atas fasilitas pinjaman *Term Loan* di BNI. Pada 19 April 2022, BNI memberikan persetujuan atas permohonan tersebut. Pada 22 April 2022, MPI melakukan penarikan fasilitas tersebut sebesar Rp200.000.000.000.

Pada tanggal 22 Juli 2022, MPI melakukan penarikan pinjaman sebesar AS$4.000.000 dari BNI.

Pada 16 Agustus 2022, MPI melakukan pelunasan dipercepat sebesar AS$4.000.000 ke BNI.

PT Maybank Indonesia Finance - Fasilitas Kredit Konsumen

Pada Juni 2014, MPI menandatangani perjanjian Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumtif dengan PT Maybank Indonesia Finance dengan jangka waktu perjanjian fasilitas hingga Mei 2019. Fasilitas Kredit Konsumen dengan PT Maybank Indonesia Finance digunakan untuk membiayai pembelian kendaraan berdasarkan Program Kepemilikan Mobil Perusahaan (COP) yang terdiri dari beberapa penarikan dengan jatuh tempo yang bervariasi dan jatuh tempo terakhir pada 23 September 2023. Fasilitas ini dijamin dengan kendaraan yang diperoleh.

BTN – Fasilitas *Corporate Line*

Pada tanggal 22 November 2022, MPI telah menandatangani perjanjian Corporate Line Facility dengan PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk (“BTN”) yang terdiri dari Non-Cash Loan sebesar Rp350.000.000.000 dengan jangka waktu satu tahun sejak tanggal penandatanganan dan Cash Loan sebesar Rp150.000.000.000 dengan jangka waktu 5 tahun sejak tanggal penandatanganan.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) (continued)

BNI - Term Loan Facility (continued)

On March 29, 2022, MPI submitted request extension of availability period for Term Loan facility from BNI. On April 19, 2022, BNI approved the extension request. On April 22, 2022, MPI has withdrawn amounted to Rp200,000,000,000 on the loan facility.

On July 22, 2022, MPI has withdrawn amounting to US$4,000,000 from BNI.

On August 16, 2022, MPI made early repayment amounting to US$4,000,000 to BNI.

PT Maybank Indonesia Finance – Financing Credit Facility

In June 2014, MPI signed a Consumer Financing Credit Facility agreement with PT Maybank Indonesia Finance with a facility agreement period until May 2019. The Consumer Credit Facility with PT Maybank Indonesia Finance is used to finance vehicle purchases under the Company's Car Ownership Program (COP) consisting of several withdrawals with various maturity date and the last maturity date is on September 23, 2023. This facility is secured by the acquired vehicle.

BTN – Corporate Line Facility

On November 22, 2022, MPI has signed Corporate Line Facility agreement with PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk (“BTN”) which consist of Non-Cash Loan amounting to Rp350,000,000,000 with one year tenor since signing date and Cash Loan amounting to Rp150,000,000,000 with 5 year tenor since signing date.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak (lanjutan)

PT Energi Listrik Batam (“ELB”)

BSI - Fasilitas Musyarakah Mutanaqishah, Fasilitas Musyarakah dan Fasilitas Kafalah bil Ujrah

Pada Desember 2016, ELB menandatangani Perjanjian Fasilitas Musyarakah Mutanaqishah, Fasilitas Musyarakah dan Fasilitas Kafalah bil Ujrah dengan PT Bank Syariah Mandiri sebesar AS$51.000.000 dengan tenor sepuluh tahun. Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap yang digunakan dalam sewa guna usaha, hak atas piutang, saham ELB yang dimiliki oleh PT Universal Batam Energy dan PT Universal Gas Energy dan surat jaminan dari MPI.

Berdasarkan perjanjian pinjaman, ELB diharuskan untuk memelihara beberapa rekening bank yang dibatasi penggunaannya di BSI dengan saldo minimum sebagaimana ditentukan dalam perjanjian pinjaman.

Selama tahun 2022 dan 2021, ELB telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke BSI masing-masing sebesar AS$6.256.063 dan AS$5.163.379.

Medco Energi Global Pte. Ltd. (“MEG”)

Pinjaman Sindikasi

Pada tanggal 11 Desember 2021, MEG, entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki seluruhnya oleh Perusahaan, menandatangani *Facility Agreement* senilai AS$450.000.000 dengan Australia and New Zealand Banking Group Limited, Cabang Singapura, ING Bank N.V., Cabang Singapura, DBS Bank Ltd., Morgan Stanley Senior Funding Inc., MUFG Bank, Ltd., dan Standard Chartered Bank (Singapore) Limited (bersama-sama disebut ”Pemberi Pinjaman Sindikasi MEG”) terkait rencana Grup untuk mengakuisisi ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. Fasilitas tersebut akan jatuh tempo pada tanggal 19 Desember 2023.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries (continued)

PT Energi Listrik Batam (“ELB”)

BSI - Musyarakah Mutanaqishah Facility, Musyarakah Facility and Fasilitas Kafalah bil Ujrah

In December 2016, ELB signed Musyarakah Mutanaqishah Facility, Musyarakah Facility and Kafalah bil Ujrah Facility with PT Bank Syariah Mandiri amounting to US$51,000,000 with ten years tenor. This facility is collateralized by property, plant and equipment under an arrangement containing a lease, rights over receivables, shares of stock of ELB owned by PT Universal Batam Energy and PT Universal Gas Energy and guarantee letter from MPI.

Under the loan agreement, ELB is required to maintain several restricted bank accounts with BSI with minimum balances as specified in the loan agreement.

During 2022 and 2021, ELB has paid scheduled installments to BSI amounting to US$6,256,063 and US$5,163,379, respectively.

Medco Energi Global Pte. Ltd. (“MEG”)

Syndication Loan

On December 11, 2021, MEG, a wholly owned indirect subsidiary of the Company, signed a Facility Agreement in the amount of US$450,000,000 with Australia and New Zealand Banking Group Limited, Singapore Branch, ING Bank N.V., Singapore Branch, DBS Bank Ltd., Morgan Stanley Senior Funding Inc., MUFG Bank, Ltd., and Standard Chartered Bank (Singapore) Limited (collectively referred to as “MEG Syndication Loan Lenders”) in connection with the Group’s plan to acquire ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. This facility will mature on December 19, 2023.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Entitas anak (lanjutan)

Medco Energi Global Pte. Ltd. ("MEG") (lanjutan)

Pinjaman Sindikasi (lanjutan)

Pada 31 Desember 2021, fasilitas ini belum digunakan.

Pada tanggal 2 Maret 2022, MEG melakukan penarikan atas seluruh fasilitas Pinjaman Sindikasi sebesar AS$450.000.000. Sehubungan dengan fasilitas tersebut, MEG telah menandatangani Perjanjian Sindikasi pada tanggal 28 Maret 2022, dengan Australia and New Zealand Banking Group Limited, Cabang Singapura, ING Bank N.V., Cabang Singapura, DBS Bank Ltd., Morgan Stanley Senior Funding Inc., MUFG Bank, Ltd., Standard Chartered Bank (Singapore) Limited, BNP Paribas, Credit Agricole Corporate and Investment Banking, Cabang Singapura, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk, Cabang Singapura, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, Cabang Singapura, Societe Generale, Cabang Singapura, dan Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Cabang Singapura.

Selama tahun 2022, MEG melakukan pembayaran cicilan dengan total sebesar AS$280.125.000

ING Bank N.V.

Pada tanggal 8 Desember 2021, MEG menandatangani perjanjian fasilitas perbankan dengan ING Bank N.V. sebesar AS$65.500.000 dengan tenor satu tahun.

Pada tanggal 18 Maret 2022, Fasilitas Perbankan MEG dari ING Bank N.V. telah berakhir.

28. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Subsidiaries (continued)

Medco Energi Global Pte. Ltd. ("MEG") (continued)

Syndication Loan (continued)

As of December 31, 2021, this facility is unutilized.

On March 2, 2022, MEG has fully utilized the Sydicated Loan facility with total amount US$450,000,000. In relation to the above facility, MEG has signed Syndication Agreement on March 28, 2022, with Australia and New Zealand Banking Group Limited, Singapore Branch, ING Bank N.V., Singapore Branch, DBS Bank Ltd., Morgan Stanley Senior Funding Inc., MUFG Bank, Ltd., Standard Chartered Bank (Singapore), BNP Paribas, Credit Agricole Corporate and Investment Banking, Singapore Branch, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk, Singapore Branch, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, Singapore Branch, Societe Generale, Singapore Branch, and Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Singapore Branch.

During 2022, MEG made installment payment with total amount of US$280,125,000.

ING Bank N.V.

On December 8, 2021, MEG signed a banking facility agreement with ING Bank N.V. amounting to USD$65,500,000 with tenor of one year.

The MEG's Bank Facility from ING Bank N.V. has ended on March 18, 2022.

28. PINJAMAN BANK (lanjutan)

b. Fasilitas Bank yang belum terpakai

Pada tanggal 31 Desember 2022, Grup memiliki fasilitas kredit bank dan fasilitas umum bank yang belum terpakai sebagai berikut:

28. BANK LOANS (continued)

b. Unused Bank Facilities

As of December 31, 2022, the Group has the following Unused Bank Credit Facilities and General Banking Facility:

Bank	**Fasilitas/*Facility***	**Jumlah Fasilitas Maksimum/ *Maximum Facility Amount***	**Fasilitas yang Tidak Dipakai pada Tanggal 31 Desember 2022/ *Unused Portion of the Facility as of December 31, 2022***
Fasilitas Umum Bank/ *General Banking Facility*			
Standard Chartered Bank, Jakarta	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$120.000.000/ *US$120,000,000*	AS$63.187.213/ *US$63,187,213*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Fasilitas *Non-Cash Loan & revolving loan/ Non-Cash Loan Facility & revolving loan*	AS$191.319.687/ *US$191,319,687*	AS$153.581.971/ *US$153,581,971*
PT Bank DBS Indonesia	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$50.000.000/ *US$50,000,000*	AS$50.000.000/ *US$50,000,000*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	Fasilitas Perbankan Korporasi (*Letter of Credit, Guarantee and Revolving Loan)/ Corporate Facility Agreement* (*Letter of Credit, Guarantee and Revolving Loan)*	AS$71.000.000/ *US$71,000,000*	AS$10.555.625/ *US$10,555,625*
PT Bank Permata Tbk	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$30.000.000/ *US$30,000,000*	AS$30.000.000/ *US$30,000,000*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$60.000.000/ *US$60,000,000*	AS$49.207.853/ *US$49,207,853*
PT Bank Syariah Indonesia Tbk	Fasilitas *Non-Cash Loan/ Non-Cash Loan Facility*	AS$10.000.000/ *US$10,000,000*	AS$5.636.800/ *US$5,636,800*
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$9.535.312/ *US$9,535,312*	AS$9.535.312/ *US$9,535,312*
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk	Fasilitas *Non-Cash Loan/ Non-Cash Loan Facility*	AS$22.249.062/ *US$22.249.062*	AS$22.249.062/ *US$22.249.062*
Pemberi Pinjaman Sindikasi MEPM dan MEPTS/ *MEPM and MEPTS Syndication Loan Lender*	Perjanjian Sindikasi/ *Syndication Agreement*	AS$420.000.000/ *US$420,000,000*	AS$265.897.788/ *US$265,897,788*
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk	Fasilitas Perbankan Korporasi (*Non-Cash Loan and Cash Loan)/ Corporate Line Facility (Non-Cash Loan and Cash Loan)*	AS$31.784.375/ *US$31,784,375*	AS$31.784.375/ *US$31,784,375*

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA / *29. OTHER LONG-TERM DEBTS*

	2022	2021	
Obligasi Rupiah			*Rupiah Bonds*
Obligasi berkelanjutan Rupiah II:			*Rupiah Shelf Registered Bonds II:*
Tahap III	1.462.081	1.611.885	*Phase III*
Tahap IV	444.981	560.656	*Phase IV*
Tahap V	-	52.806.765	*Phase V*
Tahap VI	-	10.617.419	*Phase VI*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah III:			*Rupiah Shelf Registered Bonds III:*
Tahap I	13.826.203	15.242.829	*Phase I*
Tahap II	3.019.516	3.328.894	*Phase II*
Tahap III	95.353.124	105.122.957	*Phase III*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah IV:			*Rupiah Shelf Registered Bonds IV:*
Tahap I	63.568.750	70.081.971	*Phase I*
Tahap II	63.568.750	70.081.971	*Phase II*
Tahap III	190.706.249	-	*Phase III*
Obligasi Rupiah I	20.405.569	22.496.321	*Rupiah Shelf Registered I*
Sukuk Wakalah Rupiah I	26.508.169	29.224.192	*Rupiah Sukuk Wakalah I*
Sukuk Wakalah Rupiah II	1.099.739	59.569.697	*Rupiah Sukuk Wakalah II*
Sukuk Wakalah Berkelanjutan I:			*Rupiah Sukuk Wakalah I:*
Tahap I	31.784.375	-	*Phase I*
Tahap II	38.141.250	-	*Phase II*
Jumlah	**549.888.756**	**440.745.557**	***Total***
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(2.513.919)	(1.926.841)	*Less unamortized discount*
Neto	547.374.837	438.818.716	*Net*
Dikurangi bagian jangka pendek	110.623.276	121.312.147	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	436.751.561	317.506.569	*Long-term portion*
Obligasi Dolar AS			*US Dollar Bonds*
Tanggal terbit pada 20 Januari 2018	235.398.000	490.500.000	*Issue date on January 20, 2018*
Tanggal terbit pada 14 Mei 2019	533.606.000	648.500.000	*Issue date on May 14, 2019*
Tanggal terbit pada 30 Januari 2020	590.095.000	645.000.000	*Issue date on January 30, 2020*
Tanggal terbit pada 12 November 2021	384.800.000	400.000.000	*Issue date on November 12, 2021*
Jumlah	**1.743.899.000**	**2.184.000.000**	***Total***
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(43.953.029)	(60.538.687)	*Less unamortized discount*
Neto	1.699.945.971	2.123.461.313	*Net*
Dikurangi bagian jangka pendek	-	-	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	1.699.945.971	2.123.461.313	*Long-term portion*

*) Jumlah pokok yang beredar termasuk Obligasi yang telah dibeli kembali.

*) *The principal amount outstanding include Bonds that have been repurchased.*

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

	2022	2021	
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank			*Loans from non-bank financial institutions*
PT Sarana Multi Infrastruktur	19.746.043	1.203.972	*PT Sarana Multi Infrastruktur*
PT Mandiri Tunas Finance	79.050	122.303	*PT Mandiri Tunas Finance*
Jumlah	19.825.093	1.326.275	*Total*
Dikurangi bagian jangka pendek	3.369.245	46.088	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	16.455.848	1.280.187	*Long-term portion*

Informasi lain mengenai utang jangka panjang lainnya adalah sebagai berikut:

Further information relating to other long-term debts are as follows:

Utang Jangka Panjang/ ***Long-Term Debt***	**Pokok/** ***Principal***	**Peringkat/** ***Rating***	**Terdaftar/** ***Listed***	**Jatuh Tempo/** ***Maturity***	**Kupon per tahun/** ***Coupon per annum***	**Jaminan/** ***Security***
Perusahaan/*The Company*						
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap I dengan tanggal terbit 15 Juli 2016/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase I with issue date on July 15, 2016*	Seri A Rp327.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$24.866.920/ *Tranche A Rp327,000,000,000 and swapped into US$24,866,920*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2020)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juli 2019/ *July 2019* Telah dilunasi pada Juli 2019/ *Has been fully repaid in July 2019*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp923.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$70.190.114/ *Tranche B Rp923,000,000,000 and swapped into US$70,190,114*			Juli 2021/ *July 2021* Telah dilunasi pada November 2020/ *Has been fully repaid in November 2020*	11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap II dengan tanggal terbit 30 September 2016/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase II with issue date on September 30, 2016*	Seri A Rp549.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$42.475.822/ *Tranche A Rp549,000,000,000 and swapped into US$42,475,822*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2021)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	September 2019/ *September 2019* Telah dilunasi pada September 2019/ *Has been fully repaid in September 2019*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp701.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$54.235.977/ *Tranche B Rp701,000,000,000 and swapped into US$54,235,977*			September 2021/ *September 2021* Telah dilunasi pada September 2021/ *Has been fully repaid in September 2021*	11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Utang Jangka Panjang/ ***Long-Term Debt***	**Pokok/** ***Principal***	**Peringkat/** ***Rating***	**Terdaftar/** ***Listed***	**Jatuh Tempo/** ***Maturity***	**Kupon per tahun/** ***Coupon per annum***	**Jaminan/** ***Security***
Perusahaan (lanjutan)/ ***The Company (continued)***						
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap III dengan tanggal terbit 21 Desember 2016/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase III with issue date on December 21, 2016*	Seri A Rp246.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$18.512.944/ *Tranche A Rp246,000,000,000 and swapped into US$18,512,944*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Desember 2019/ *December 2019* Telah dilunasi pada Desember 2019/ *Has been fully repaid in December 2019*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp5.000.000.000/ *Tranche B Rp5,000,000,000*			Desember 2021/ *December 2021* Telah dilunasi pada Desember 2021/ *Has been fully repaid in December 2021*	11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	
	Seri C Rp23.000.000.000/ *Tranche C Rp23,000,000,000*			Desember 2023/ *December 2023*	11,80% Terutang setiap kuartal/ *11.80% Payable quarterly*	
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap IV dengan tanggal terbit 30 Maret 2017/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase IV with issue date on March 30, 2017*	Seri A Rp380.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$28.539.241/ *Tranche A Rp380,000,000,000 and swapped into US$28,539,241*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Maret 2020/ *March 2020* Telah dilunasi pada Maret 2020/ *Has been fully repaid in March 2020*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp1.000.000.000/ *Tranche B Rp1,000,000,000*			Maret 2022/ *March 2022* Telah dilunasi pada Maret 2022/ *Has been fully repaid in March 2022*	11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	
	Seri C Rp7.000.000.000/ *Tranche C Rp7,000,000,000*			Maret 2024/ *March 2024*	11,80% Terutang setiap kuartal/ *11.80% Payable quarterly*	
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap V dengan tanggal terbit 14 Juni 2017/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase V with issue date on June 14, 2017*	Seri B Rp269.500.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$20.278.405/ *Tranche B Rp269,500,000,000 and swapped into US$20,278,405*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2021)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juni 2020/ *June 2020* Telah dilunasi pada Juni 2020/ *Has been fully repaid in June 2020*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri C Rp753.500.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$56.696.764/ *Tranche C Rp753,500,000,000 and swapped into US$56,696,764*			Juni 2022/ *June 2022* Telah dilunasi pada Maret 2022/ *Has been fully repaid in March 2022*	11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Utang Jangka Panjang/ ***Long-Term Debt***	**Pokok/** ***Principal***	**Peringkat/** ***Rating***	**Terdaftar/** ***Listed***	**Jatuh Tempo/** ***Maturity***	**Kupon per tahun/** ***Coupon per annum***	**Jaminan/** ***Security***
Perusahaan (lanjutan)/ ***The Company (continued)***						
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap VI dengan tanggal terbit 28 September 2017/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase VI with issue date on September 28, 2017*	Seri A Rp415.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$31.109.445/ *Tranche A Rp415,000,000,000 and swapped into US$31,109,445* Seri B Rp151.500.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$11.356.822/ *Tranche B Rp151,500,000,000 and swapped into US$11,356,822*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2021)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Maret 2021/ *March 2021* Telah dilunasi pada November 2020/ *Has been fully repaid in November 2020* September 2022/ *September 2022* Telah dilunasi pada Maret 2022/ *Has been fully repaid in March 2022*	10,30% Terutang setiap kuartal/ *10.30% Payable quarterly* 10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap I dengan tanggal terbit 29 Maret 2018/ *Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase I with issue date on March 29, 2018*	Seri A Rp282.500.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$20.537.986/ *Tranche A Rp282,500,000,000 and swapped into US$20,537,986* Seri B Rp217.500.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$15.812.432/ *Tranche B Rp217,500,000,000 and swapped into US$15,812,432*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Maret 2021/ *March 2021* Telah dilunasi pada Maret 2021/ *Has been fully repaid in March 2021* Maret 2023/ *March 2023*	8,75% Terutang setiap kuartal/ *8.75% Payable quarterly* 9,15% Terutang setiap kuartal/ *9.15% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap II dengan tanggal terbit 28 September 2018/ *Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase II with issue date on September 28, 2018*	Seri A Rp1.155.150.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$77.329.629/ *Tranche A Rp1,155,150,000,000 and swapped into US$77,329,629* Seri B Rp47.500.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$3.179.810/ *Tranche B Rp47,500,000,000 and swapped into US$3,179,810*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	September 2021/ *September 2021* Telah dilunasi pada November 2020/ *Has been fully repaid in November 2020* September 2023/ *September 2023*	10,0% Terutang setiap kuartal/ *10.0% Payable quarterly* 10,75% Terutang setiap kuartal/ *10.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap III dengan tanggal terbit 20 Februari 2020/ *Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase III with issue date on February 20, 2020*	Seri A Rp1.023.700.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$74.695.367/ *Tranche A Rp1,023,700,000,000 and swapped into US$74,695,367* Seri B Rp476.300.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$34.753.740/ *Tranche B Rp476,300,000,000 and swapped into US$34,753,740*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Februari 2023/ *February 2023* Februari 2025/ *February 2025*	8,90% Terutang setiap kuartal/ *8.90% Payable quarterly* 9,30% Terutang setiap kuartal/ *9.30% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Utang Jangka Panjang/ ***Long-Term Debt***	**Pokok/** ***Principal***	**Peringkat/** ***Rating***	**Terdaftar/** ***Listed***	**Jatuh Tempo/** ***Maturity***	**Kupon per tahun/** ***Coupon per annum***	**Jaminan/** ***Security***
Perusahaan (lanjutan)/ ***The Company (continued)***						
Obligasi Berkelanjutan Rupiah IV Tahap I dengan tanggal terbit 9 September 2021/ *Rupiah Shelf Registered Bonds IV Phase I with issue date on September 9, 2021*	Seri A Rp400.000.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$28.070.175/ *Tranche A Rp400,000,000,000 and swapped into US$28,070,175*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	September 2024/ *September 2024*	7,75% Terutang setiap kuartal/ *7.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp600.000.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$42.072.057/ *Tranche B Rp600,000,000,000 and swapped into US$42,072,057*			September 2026/ *September 2026*	8,50% Terutang setiap kuartal/ *8.50% Payable quarterly*	
Obligasi Berkelanjutan Rupiah IV Tahap II dengan tanggal terbit 23 November 2021/ *Rupiah Shelf Registered Bonds IV Phase II with issue date on November 23, 2021*	Seri A Rp941.805.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$66.161.231/ *Tranche A Rp941,805,000,000 and swapped into US$66,161,231*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	November 2024/ *November 2024*	7,75% Terutang setiap kuartal/ *7.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp58.195.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$4.089.599/ *Tranche B Rp58,195,000,000 and swapped into US$4,089,599*			November 2026/ *November 2026*	8,50% Terutang setiap kuartal/ *8.50% Payable quarterly*	
Obligasi Berkelanjutan Rupiah IV Tahap III dengan tanggal terbit 26 Juli 2022/ *Rupiah Shelf Registered Bonds IV Phase III with issue date on July 26, 2022*	Seri A Rp1.892.315.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$126.407.148/ *Tranche A Rp1,892,315,000,000 and swapped into US$126,407,148*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juli 2025/ *July 2025*	7,00% Terutang setiap kuartal/ *7.00% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp521.415.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$34.737.841/ *Tranche B Rp521,415,000,000 and swapped into US$34,737,841*			Juli 2027/ *July 2027*	8,10% Terutang setiap kuartal/ *8.10% Payable quarterly*	
	Seri C Rp586.270.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$39.058.628/ *Tranche B Rp586,270,000,000 and swapped into US$39,058,628*			Juli 2029/ *July 2029*	9,00% Terutang setiap kuartal/ *9.00% Payable quarterly*	
Wesel Jangka Menengah VI dengan tanggal terbit 5 Oktober 2018/ *Medium Term Note VI with issuance date on October 5, 2018*	AS$67.150.000/ *US$67,150,000*	*Non-rated*	-	Oktober 2021/ *October 2021* Telah dilunasi pada Juni 2021/ *Has been fully repaid in June 2021*	5,75% Terutang setiap kuartal/ *5.75% Payable Quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

Utang Jangka Panjang/ ***Long-Term Debt***	**Pokok/** ***Principal***	**Peringkat/** ***Rating***	**Terdaftar/** ***Listed***	**Jatuh Tempo/** ***Maturity***	**Kupon per tahun/** ***Coupon per annum***	**Jaminan/** ***Security***
Medco Power Indonesia						
Obligasi Rupiah I dengan tanggal terbit 4 Juli 2018/ *Rupiah Shelf Registered Bonds I with issue date on July 4, 2018*	Seri A Rp279.000.000.000/ *Tranche A Rp279,000,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juli 2021/ *July 2021* Telah dilunasi pada Juli 2021/ *Has been fully repaid in July 2021*	9,75% Terutang setiap kuartal/ *9.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp63.000.000.000/ *Tranche B Rp63,000,000,000*			Juli 2023/ *July 2023*	10,25% Terutang setiap kuartal/ *10.25% Payable quarterly*	
	Seri C Rp258.000.000.000/ *Tranche C Rp258,000,000,000*			Juli 2025/ *July 2025*	10,75% Terutang setiap kuartal/ *10.75% Payable quarterly*	
Sukuk Wakalah Rupiah I dengan tanggal terbit 4 Juli 2018/ *Rupiah Sukuk Wakalah I with issue date on July 4, 2018*	Seri A Rp153.000.000.000/ *Tranche A Rp153,000,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A (sy) (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juli 2021/ *July 2021* Telah dilunasi pada Juli 2021/ *Has been fully repaid in July 2021*	9,75% Terutang setiap kuartal/ *9.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp404.000.000.000/ *Tranche B Rp404,000,000,000*			Juli 2023/ *July 2023*	10,25% Terutang setiap kuartal/ *10.25% Payable quarterly*	
	Seri C Rp43.000.000.000/ *Tranche C Rp43,000,000,000*			Juli 2025/ *July 2025*	10,75% Terutang setiap kuartal/ *10.75% Payable quarterly*	
Sukuk Wakalah Rupiah II dengan tanggal terbit 23 Mei 2019/ *Rupiah Sukuk Wakalah II with issue date on May 23, 2019*	Seri A Rp832.700.000.000/ *Tranche A Rp832,700,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A (sy) (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Mei 2022/ *May 2022* Telah dilunasi pada Mei 2022/ *Has been fully repaid in May 2022*	10,00% Terutang setiap kuartal/ *10.00% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp7.000.000.000/ *Tranche B Rp7,000,000,000*			Mei 2024/ *May 2024*	10,55% Terutang setiap kuartal/ *10.55% Payable quarterly*	
	Seri C Rp10.300.000.000/ *Tranche C Rp10,300,000,000*			Mei 2026/ *May 2026*	11,10% Terutang setiap kuartal/ *11.10% Payable quarterly*	

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Utang Jangka Panjang/ ***Long-Term Debt***	**Pokok/** ***Principal***	**Peringkat/** ***Rating***	**Terdaftar/** ***Listed***	**Jatuh Tempo/** ***Maturity***	**Kupon per tahun/** ***Coupon per annum***	**Jaminan/** ***Security***
Medco Power Indonesia (lanjutan/*continued*)						
Sukuk Wakalah Berkelanjutan Rupiah I Tahap I dengan tanggal terbit 4 Agustus 2022/ *Rupiah Shelf Registered Sukuk Wakalah I Phase I with issue date on August 4, 2022*	Seri A Rp280.000.000.000/ *Tranche A Rp280,000,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A (sy) (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Agustus 2025/ *August 2025*	8,00% Terutang setiap kuartal/ *8.00% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp220.000.000.000/ *Tranche B Rp220,000,000,000*			Agustus 2027/ *August 2027*	9,25% Terutang setiap kuartal/ *9.25% Payable quarterly*	
Sukuk Wakalah Berkelanjutan Rupiah I Tahap II dengan tanggal terbit 30 Desember 2022/ *Rupiah Shelf Registered Sukuk Wakalah I Phase II with issue date on December 30, 2022*	Seri A Rp469.690.000.000/ *Tranche A Rp469,690,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A (sy) (2022)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Desember 2025/ *December 2025*	9,00% Terutang setiap kuartal/ *9.00% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp130.310.000.000/ *Tranche B Rp130,310,000,000*			Desember 2027/ *December 2027*	9,50% Terutang setiap kuartal/ *9.50% Payable quarterly*	
Medco Platinum Road Pte Ltd						
Obligasi Dolar AS dengan tanggal terbit 30 Januari 2018/ *US Dollar Bonds with issue date on January 30, 2018*	AS$500.000.000/ *US$500,000,000*	Moody's Investor Service : B1 (2022) Fitch Ratings : B+ (2022) Standard & Poor's Rating Services : B+ (2022)	Singapore Exchange Trading Limited	Januari 2025/ *January 2025*	6,75% Terutang setiap setengah tahun/ *6.75% Payable semi-annually*	Obligasi ini dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu/ *These bonds are unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.*
Medco Oak Tree Pte Ltd						
Obligasi Dolar AS dengan tanggal terbit 14 Mei 2019/ *US Dollar Bonds with issue date on May 14, 2019*	AS$650.000.000/ *US$650,000,000*	Moody's Investor Service : B1 (2022) Fitch Ratings : B+ (2022) Standard & Poor's Rating Services : B+ (2022)	Singapore Exchange Trading Limited	Mei 2026/ *May 2026*	7,375% Terutang Setiap Setengah tahun/ *7.375% Payable semi-annually*	Obligasi ini dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu/ *These bonds are unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.*
Medco Bell Pte Ltd						
Obligasi Dolar AS dengan tanggal terbit 30 Januari 2020/ *US Dollar Bonds with issue date on January 30, 2020*	AS$650.000.000/ *US$650,000,000*	Moody's Investor Service : B1 (2022) Fitch Ratings : B+ (2022) Standard & Poor's Rating Services : B+ (2022)	Singapore Exchange Trading Limited	Januari 2027/ *January 2027*	6,375% Terutang setiap setengah tahun/ *6.375% Payable semi-annually*	Obligasi ini dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu/ *These bonds are unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.*
Medco Laurel Tree Pte Ltd						
Obligasi Dolar AS dengan tanggal terbit 12 November 2021/ *US Dollar Bonds with issue date on November 12, 2021*	AS$400.000.000/ *US$400,000,000*	Moody's Investor Service : B1 (2022) Fitch Ratings : B+ (2022) Standard & Poor's Rating Services : B+ (2022)	Singapore Exchange Trading Limited	November 2028/ *November, 2028*	6,95% Terutang setiap setengah tahun/ *6,95% Payable semi-annually*	Obligasi ini dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu/ *These bonds are unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.*

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

Kreditur/*Lenders*	**Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date***	**Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule***	**Jaminan/*Security***
PT Medco Power Indonesia			
PT Mandiri Tunas Finance Fasilitas Pembiayaan Investasi/ *Investment Financing Facility*	April 2021/ *April 2021*	April 2026/ *April 2026*	Fasilitas ini dijamin dengan kendaraan yang diperoleh/ *This facility is collateralized by acquired vehicles.*
PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) Fasilitas Musyarakah/ *Musyarakah Facility*	Agustus 2022/ *August 2022*	Maret 2026/ *March 2026*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *This facility is unsecured.*
PT TJB Power Services			
PT Mandiri Tunas Finance Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumen/ *Consumer Credit Facility*	Agustus 2018/ *August 2018*	Juli 2021/ *July 2021*	Fasilitas ini dijamin dengan kendaraan yang diperoleh/ *This facility is collateralized by acquired vehicles.*
PT Medcopower Solar Sumbawa			
PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) Fasilitas Pembiayaan Proyek/ *Project Financing Facility*	Juli 2021/ *July 2021*	Juli 2036/ *July 2036*	Fasilitas ini dijamin dengan aset proyek berdasarkan perjanjian sewa, hak atas piutang atas proyek dan gadai saham dalam proyek/ *This facility is collateralized by all of the project's assets based on lease arrangement, right over receivables on the project and a pledge of all shares in the project.*

Berdasarkan syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian sehubungan dengan kewajiban jangka panjang tersebut, Grup harus mematuhi pembatasan tertentu, antara lain memperoleh persetujuan dari pemberi pinjaman/wali amanat yang ditunjuk sebelum melakukan tindakan-tindakan seperti: *merger* atau akuisisi, mengurangi modal dasar, diterbitkan dan disetor penuh dari modal saham Perusahaan, mengubah bisnis utama Perusahaan; pembatasan atas pemberian pinjaman kepada pihak ketiga, menjaminkan dan mengalihkan aset Perusahaan, menerbitkan obligasi senior, mengajukan permintaan bangkrut atau penundaan pembayaran pinjaman sebelum pembayaran pokok dan bunga obligasi, mengumumkan dan membayar dividen melebihi persentase tertentu dari laba neto konsolidasian dan harus memenuhi rasio keuangan tertentu.

Under the terms and conditions of these long-term obligations, the Group is subject to various covenants, among others, obtaining approval from the lenders/designated trustees prior to undertaking certain actions such as: mergers or acquisitions, reducing the authorized, issued and fully paid capital stock of the Company, changing the main business activities of the Company; restrictions on granting loans to third parties, pledging and transferring the Company's assets, issuing senior debt, filing for bankruptcy or delaying loan payments prior to the payment of bond interest and principal, and declaring and paying dividends in excess of a certain percentage of consolidated net income and requirement to comply with certain financial ratios.

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

a. Pembatasan-pembatasan atas Pinjaman

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, manajemen berpendapat, bahwa Grup mematuhi pembatasan atas semua liabilitas jangka panjang.

Manajemen menyatakan bahwa selama periode pelaporan dan pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Grup tidak pernah mengalami kondisi gagal bayar atas obligasi yang telah jatuh tempo.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Grup telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian.

b. Wali Amanat

Grup telah menunjuk Wali Amanat sebagai perantara antara Grup dengan Pemegang Obligasi. Adapun Wali Amanat untuk Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap I, II, III, IV, V dan VI dan Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap I adalah PT Bank Mega Tbk. Untuk Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap II, III dan Obligasi Berkelanjutan Rupiah IV Tahap I, II dan III, Grup menunjuk PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk sebagai Wali Amanat. Grup juga telah menunjuk The Bank of New York Mellon Corporation sebagai Wali Amanat untuk Obligasi Dolar AS. Adapun untuk Obligasi Rupiah I dan Sukuk Wakalah Rupiah I dan II PT Medco Power Indonesia, Grup telah menunjuk PT Bank Mega Tbk sebagai Wali Amanat.

c. Lain-lain

Obligasi Rupiah

Perusahaan

Pada tanggal 26 Maret 2021, Perusahaan melakukan pelunasan pokok Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap I Seri A sebesar Rp282.500.000.000. Penyelesaian akhir untuk transaksi “Pertukaran Mata Uang Silang” (“CCS”) terkait obligasi ini telah diselesaikan.

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

a. Debt Covenants

As of December 31, 2022 and 2021, in management’s opinion, the Group is in compliance with the covenants of all long-term obligations.

Management represented that during the reporting periods and as of the completion date of the consolidated financial statements, the Group has never defaulted on paying its maturing bonds.

As of December 31, 2022 and 2021, the Group has complied with all financial ratios required to be maintained under the agreements.

b. Trustees

The Group engaged Trustees to act as the intermediaries between the Group and the Bondholders. The Trustee for Shelf Registered Rupiah Bonds II Phase I, II, III, IV, V and VI and Shelf Registered Rupiah Bonds III Phase I is PT Bank Mega Tbk. For Shelf Registered Rupiah Bonds III Phase II, III and Shelf Registered Rupiah Bonds IV Phase I, II and III, The Group has appointed PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk as the Trustee. The Group has also appointed The Bank of New York Mellon Corporation to act as Trustee for its US Dollar Bonds. For Shelf Registered Rupiah Bonds I and Rupiah Sukuk Wakalah I and II of PT Medco Power Indonesia, the Group has appointed PT Bank Mega Tbk to act as Trustee.

c. Others

Rupiah Shelf Registered Bonds

The Company

On March 26, 2021, the Company has fully settled Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase I Tranche A amounting to Rp282,500,000,000. The final settlement for the “Cross Currency Swap” (“CCS”) transaction related to this bonds has been completed.

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Obligasi Rupiah (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

Pada tanggal 9 September 2021, Perusahaan menerbitkan Obligasi Berkelanjutan Rupiah sebesar Rp1.000.000.000.000 ("PUB IV Tahap I") yang terbagi dalam dua seri yaitu:

- Seri A sebesar Rp400.000.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Seri B sebesar Rp600.000.000.000 dengan tenor 5 tahun.

Perusahaan juga telah melakukan transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("*CCS*") untuk mengubah liabilitas Rupiah menjadi Dolar AS di mana Perusahaan akan membayar suku bunga tetap dalam Dolar AS dan menerima suku bunga tetap dalam Rupiah.

Pada tanggal 30 September 2021, Perusahaan melakukan pelunasan pokok Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap II Seri B sebesar Rp701.000.000.000. Penyelesaian akhir untuk transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("CCS") terkait obligasi ini telah diselesaikan.

Pada tanggal 23 November 2021, Perusahaan menerbitkan Obligasi Berkelanjutan Rupiah sebesar Rp1.000.000.000.000 ("PUB IV Tahap II") yang terbagi dalam dua seri yaitu:

- Seri A sebesar Rp941.805.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Seri B sebesar Rp58.195.000.000 dengan tenor 5 tahun.

Perusahaan juga telah melakukan transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("*CCS*") untuk mengubah liabilitas Rupiah menjadi Dolar AS di mana Perusahaan akan membayar suku bunga tetap dalam Dolar AS dan menerima suku bunga tetap dalam Rupiah.

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

Rupiah Shelf Registered Bonds (continued)

The Company (continued)

On September 9, 2021, the Company issued a Shelf Registered Rupiah Bond for Rp1,000,000,000,000 ("PUB IV Phase I") consisting of two tranches:

- *Tranche A Rp400,000,000,000 with 3-year tenor;*
- *Tranche B Rp600,000,000,000 with 5-year tenor.*

The Company has entered into a "Cross Currency Swap" ("CCS") for the Rupiah liabilities to US Dollar in which the Company will pay fixed US Dollar interest rate and receive fixed Rupiah interest rate.

On September 30, 2021, the Company has fully settled Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase II Tranche B amounting to Rp701,000,000,000. The final settlement for the "Cross Currency Swap" ("CCS") transaction related to this bonds has been completed.

On November 23, 2021, the Company issued a Shelf Registered Rupiah Bond for Rp1,000,000,000,000 ("PUB IV Phase II") consisting of two tranches:

- *Tranche A Rp941,805,000,000 with 3-year tenor;*
- *Tranche B Rp58,195,000,000 with 5-year tenor.*

The Company has entered into a "Cross Currency Swap" ("CCS") for the Rupiah liabilities to US Dollar in which the Company will pay fixed US Dollar interest rate and receive fixed Rupiah interest rate.

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Obligasi Rupiah (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

Pada tanggal 20 Desember 2021, Perusahaan melakukan pelunasan pokok Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap II Seri B sebesar Rp5.000.000.000. Penyelesaian akhir untuk transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("CCS") terkait obligasi ini telah diselesaikan.

Pada tanggal 11 Maret 2022, Perusahaan telah melaksanakan Rapat Umum Pemegang Obligasi ("RUPO") dengan agenda utama untuk menyetujui perubahan pembayaran pokok obligasi yang jatuh tempo pada tahun 2022. Pemegang obligasi setuju atas pengajuan agenda yang diajukan oleh Perusahaan untuk seri obligasi sebagai berikut :

- Obligasi Berkelanjutan II Tahap V Tahun 2017 Seri C
- Obligasi Berkelanjutan II Tahap VI Tahun 2017 Seri B

Percepatan pelunasan kedua seri obligasi tersebut telah dilakukan pada tanggal 25 Maret 2022 dan telah mengakhiri "Pertukaran Mata Uang Silang" ("CCS") terkait dengan obligasi tersebut.

Pada tanggal 29 Maret 2022, Perusahaan telah melunasi Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap IV Seri B sebesar Rp1.000.000.000. Penyelesaian akhir "Pertukaran Mata Uang Silang" ("CCS") terkait obligasi ini juga telah diselesaikan.

Pada tanggal 26 Juli 2022, Perusahaan menerbitkan Obligasi Berkelanjutan Rupiah sebesar Rp3.000.000.000.000 ("PUB IV Tahap III") yang terbagi dalam tiga seri yaitu:

- Seri A sebesar Rp1.892.315.000.000 dengan tenor 3 tahun
- Seri B sebesar Rp521.415.000.000 dengan tenor 5 tahun
- Seri C sebesar Rp586.270.000.000 dengan tenor 7 tahun

Perusahaan juga telah melakukan transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("CCS") untuk mengubah liabilitas Rupiah menjadi Dolar AS di mana Perusahaan akan membayar suku bunga tetap dalam Dolar AS dan menerima suku bunga tetap dalam Rupiah.

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

Rupiah Shelf Registered Bonds (continued)

The Company (continued)

On December 20, 2021, the Company has fully settled Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase II Tranche B amounting to Rp5,000,000,000. The final settlement for the Cross Currency Swap ("CCS") transaction related to this bonds has been completed.

On March 11, 2022, the Company has conducted General Meeting of Bondholders ("RUPO") with main agenda to approve amendment of principal repayment date of bonds that matured in 2022. The bondholders approved the agenda that Company proposed for the following series of bonds :

- *Shelf Registered IDR Bonds II Phase V 2017 Tranche C*
- *Shelf Registered IDR Bonds II Phase VI 2017 Tranche B*

Early repayment of these two series of Bonds was completed on March 25, 2022 and has terminated the Cross Currency Swap ("CCS") linked to these bonds.

On March 29, 2022, the Company fully repaid Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase IV Tranche B for Rp1,000,000,000. The final settlement for the Cross Currency Swap ("CCS") transaction related to this bonds has been completed.

On July 26, 2022, the Company issued a Shelf Registered Rupiah Bond for Rp3,000,000,000,000 ("PUB IV Phase III") consisting of two tranches:

- *Tranche A Rp1,892,315,000,000 with 3-year tenor*
- *Tranche B Rp521,415,000,000 with 5-year tenor*
- *Tranche C Rp586,270,000,000 with 7-year tenor*

The Company has entered into a "Cross Currency Swap" ("CCS") for the Rupiah liabilities to US Dollar in which the Company will pay fixed US Dollar interest rate and receive fixed Rupiah interest rate.

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Obligasi Rupiah (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak

Pada tanggal 2 Juli 2021, MPI melakukan pelunasan pokok Obligasi Rupiah Seri A tahun 2018 sebesar Rp249.000.000.000.

Wesel Jangka Menengah

Perusahaan

Pada tanggal 4 Juni 2021, Perusahaan melakukan pelunasan dipercepat sukarela atas seluruh MTN VI yang dimiliki sebesar AS$67.150.000.

Fasilitas Kredit

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak

Pada tanggal 15 Agustus 2022, BSI melakukan pengalihan pinjaman senilai Rp336.875.000.000 kepada PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) dan pinjaman Musyarakah tersebut menjadi pinjaman sindikasi.

Selama 23 Agustus hingga 23 Desember 2022, MPI telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal kepada PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) sebesar Rp26.250.000.000.

Sukuk Wakalah Rupiah

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak

Pada tanggal 2 Juli 2021, MPI melakukan pelunasan pokok Sukuk Wakalah Seri A tahun 2018 sebesar Rp150.000.000.000.

Pada tanggal 23 Mei 2022, MPI melakukan pelunasan pokok Sukuk Wakalah Seri A tahun 2019 sebesar Rp832.700.000.000.

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

Rupiah Shelf Registered Bonds (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries

On July 2, 2021, MPI has fully settled Rupiah Bonds Tranche A year 2018 amounting to Rp249,000,000,000.

Medium Term Note

The Company

On June 4, 2021, the Company has made early full repayment of outstanding MTN VI amounting to US$67,150,000.

Credit Facility

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries

On August 15, 2022, BSI transferred a loan of Rp336,875,000,000 to PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) and the Musyarakah loan become syndicated loan.

Since August 23 until December 23, 2022, MPI has paid scheduled instalment to PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) amounting to Rp26,250,000,000.

Rupiah Sukuk Wakalah

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries

On July 2, 2021, MPI has fully settled Sukuk Wakalah Tranche A year 2018 amounting to Rp150,000,000,000.

On May 23, 2022, MPI has fully settled Sukuk Wakalah Tranche A year 2019 amounting to Rp832,700,000,000.

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Sukuk Wakalah Rupiah (lanjutan)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) dan Entitas Anak (lanjutan)

Pada tanggal 4 Agustus 2022, PT Medco Power Indonesia menerbitkan Penawaran Umum Berkelanjutan Sukuk Wakalah Berkelanjutan I Medco Power Indonesia Tahap I senilai Rp500.000.000.000 yang terbagi dalam dua seri yaitu:

- Seri A sebesar Rp280.000.000.000 dengan tenor 3 tahun
- Seri B sebesar Rp220.000.000.000 dengan tenor 5 tahun

Pada tanggal 30 Desember 2022, PT Medco Power Indonesia menerbitkan Penawaran Umum Berkelanjutan Sukuk Wakalah Berkelanjutan I Medco Power Indonesia Tahap II senilai Rp600.000.000.000 yang terbagi dalam dua seri yaitu:

- Seri A sebesar Rp469.690.000.000 dengan tenor 3 tahun
- Seri B sebesar Rp130.310.000.000 dengan tenor 5 tahun

Obligasi Dolar AS

Medco Platinum Road Pte. Ltd.

Pada tanggal 30 Januari 2018, Medco Platinum Road Pte., Ltd. entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh MSS, menerbitkan *Senior Notes* sebesar AS$500 juta yang akan jatuh tempo pada tahun 2025, dengan kupon sebesar 6,75% per tahun, yang dijamin tanpa syarat dan tidak dapat dibatalkan oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu.

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

Rupiah Sukuk Wakalah (continued)

PT Medco Power Indonesia (“MPI”) and Subsidiaries (continued)

On August 4, 2022, PT Medco Power Indonesia issued Shelf Public Offering Sharia Compliant Bonds I Medco Power Indonesia Phase I amounting to Rp500,000,000,000 consisting of two tranches:

- *Tranche A Rp280,000,000,000 with 3-year tenor*
- *Tranche B Rp220,000,000,000 with 5-year tenor*

On December 30, 2022, PT Medco Power Indonesia issued Shelf Public Offering Sharia Compliant Bonds I Medco Power Indonesia Phase II amounting to Rp600,000,000,000 consisting of two tranches:

- *Tranche A Rp469,690,000,000 with 3-year tenor*
- *Tranche B Rp130,310,000,000 with 5-year tenor*

US Dollar Bonds

Medco Platinum Road Pte. Ltd.

On January 30, 2018, Medco Platinum Road Pte., Ltd. a wholly-owned subsidiary of MSS, issued a US$500 million Senior Notes due in 2025, with coupon rate of 6.75% per annum, which are unconditionally and irrevocably guaranteed by the Company and certain subsidiaries.

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Obligasi Dolar AS (lanjutan)

Medco Platinum Road Pte. Ltd. (lanjutan)

Senior Notes ini akan jatuh tempo pada tanggal 30 Januari 2025, dan bunganya akan mulai dicatat dari tanggal 30 Januari 2018 dan terutang setiap tengah tahun mulai tanggal 30 Juli 2018. *Senior Notes* ini tercatat pada Singapore Exchange Securities Trading Limited, dan dana hasil penerbitan *Senior Notes* ini telah digunakan untuk pelunasan seluruh pinjaman ke PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk fasilitas kredit PTK IV dan V, sebagian pinjaman ke PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk fasilitas kredit PTK VI dan PUB I Tahap II. Dana hasil penerbitan *Senior Notes* ini telah digunakan untuk melunasi utang obligasi PUB II tahap I Seri A, PUB II tahap II Seri A, dan PUB II tahap III Seri A dan MTN V.

Pada tanggal 8 November 2022, Medco Platinum Road Pte. Ltd. telah menyelesaikan dan membayar penawaran tender untuk percepatan pelunasan sebagian dari Senior Notes sebesar AS$255.102.000. Pada saat yang sama, pembelian kembali atas *Senior Notes* yang dilakukan pada tahun 2020 sebesar AS$9.500.000 juga dilakukan pembatalan, sehingga total *Senior Notes* yang beredar sejumlah AS$235.398.000.

Medco Oak Tree Pte. Ltd.

Pada tanggal 14 Mei 2019, Medco Oak Tree Pte., Ltd. entitas anak yang dimiliki sepenuhnya secara tidak langsung, menerbitkan *Senior Notes* sebesar AS$650.000.000 yang akan jatuh tempo pada tahun 2026, dengan kupon sebesar 7,375% per tahun, yang tidak dapat dibatalkan dan dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu.

Senior Notes ini akan jatuh tempo pada tanggal 14 Mei 2026 dan bunganya akan mulai dicatat dari tanggal 14 Mei 2019 dan terutang setiap tengah tahun mulai tanggal 14 November 2019. *Senior Notes* ini tercatat pada Singapore Exchange Securities Trading Limited dan dana hasil penerbitan *Senior Notes* ini telah digunakan untuk pendanaan akuisisi saham Ophir Energy Ltd. dan pendanaan kembali utang Grup.

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

US Dollar Bonds (continued)

Medco Platinum Road Pte. Ltd. (continued)

The Senior Notes will mature on January 30, 2025, and interest will be accrued from January 30, 2018 payable semi-annually in arrears commencing on July 30, 2018. The Senior Notes are listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited, and its proceeds were used for fully repayment of loan to PT Bank Mandiri (Persero) Tbk for credit facility of PTK IV and V, partial repayment of loan to PT Bank Mandiri (Persero) Tbk for credit facility PTK VI and PUB I Phase II. Its proceeds also were used for repayment of bonds payable of PUB II phase I Tranche A, PUB II phase II Tranche A, and PUB II phase III Tranche A and MTN V.

On November 8, 2022, Medco Platinum Road Pte. Ltd. completed and paid the tender offer for the partial early repayment of its Senior Notes with amount of US$255,102,000. At the same time, the repurchase of Senior Notes that was done in 2020 with total amount of US$9,500,000 have been marked down for cancellation, hence, the total outstanding Senior Notes become US$235,398,000.

Medco Oak Tree Pte. Ltd.

On May 14, 2019, Medco Oak Tree Pte., Ltd. a wholly owned indirect Subsidiary, issued a US$650,000,000 Senior Notes due in 2026, with coupon rate of 7.375% per annum, which are irrevocably and unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.

The Senior Notes will mature on May 14, 2026 and its interest will be accrued from May 14, 2019 and payable semi-annually in arrears commencing on November 14, 2019. The Senior Notes are listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited, and its proceeds were used to fund the shares acquisition of Ophir Energy Ltd. and to refinance the Group indebtedness.

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Obligasi Dolar AS (lanjutan)

Medco Oak Tree Pte. Ltd.

Pada tanggal 2 Juni 2022, Medco Oak Tree Pte. Ltd. telah menyelesaikan dan membayar penawaran tender untuk percepatan pelunasan sebagian dari *Senior Notes* sebesar AS$109.194.000. Pada saat yang sama, pembelian kembali atas *Senior Notes* yang dilakukan pada tahun 2020 sebesar AS$1.500.000 juga telah dilakukan pembatalan, sehingga total *Senior Notes* yang beredar sejumlah AS$539.306.000.

Selama bulan Juni dan Juli 2022, Grup, melalui Perusahaan, telah melakukan pembelian kembali utang *Senior Notes* Medco Oak Tree Pte., Ltd. dengan nilai nominal sebesar AS$5.700.000 dari pasar. Pada tanggal 8 November 2022, jumlah tersebut dilakukan pembatalan, sehingga total *Senior Notes* yang beredar sejumlah AS$533.606.000.

Medco Bell Pte. Ltd.

Pada tanggal 30 Januari 2020, Medco Bell Pte., Ltd. entitas anak yang dimiliki sepenuhnya, menerbitkan *Senior Notes* sebesar AS$650 juta yang tercatat pada Singapore Exchange Securities Trading Limited. *Senior Notes* ini akan jatuh tempo pada tahun 2027 dan dijamin tanpa syarat dan tidak dapat dibatalkan oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu. Hasilnya telah digunakan terutama untuk tujuan *refinancing.* Kupon adalah sebesar 6,375% per tahun, yang bunganya akan mulai dicatat dari tanggal 30 Januari 2020 dan akan terutang setiap tengah tahun mulai tanggal 30 Juli 2020.

Pada tanggal 2 Juni 2022, Medco Bell Pte. Ltd. telah menyelesaikan dan membayar penawaran tender untuk percepatan pelunasan sebagian dari *Senior Notes* sebesar AS$43.305.000. Pada saat yang sama, pembelian kembali atas *Senior Notes* yang dilakukan pada tahun 2020 sejumlah masing-masing sebesar AS$5.000.000 juga dilakukan pembatalan, sehingga total *Senior Notes* yang beredar sejumlah AS$601.695.000.

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

US Dollar Bonds (continued)

Medco Oak Tree Pte. Ltd.

On June 2, 2022, Medco Oak Tree Pte. Ltd. completed and paid the tender offer for the partial early repayment of its Senior Notes with amount of US$109,194,000. At the same time, the repurchase of Senior Notes that was done in 2020 with total amount of US$1,500,000 have been marked down for cancellation, hence, the total outstanding Senior Notes become US$539,306,000.

During June and July 2022, the Group, through the Company, has a debt buy-back of Medco Oak Tree Pte., Ltd. Senior Notes for a nominal amount of US$5,700,000 from the market. On November 8, 2022, the corresponding amount has been marked down for cancellation, hence, the total outstanding Senior Notes become US$533,606,000.

Medco Bell Pte. Ltd.

On January 30, 2020, Medco Bell Pte., Ltd. a wholly-owned Subsidiary, issued US$650 million Senior Notes listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited. The Senior Notes will mature in 2027 and are unconditionally guaranteed and irrevocably by the Company and certain subsidiaries. Its proceeds were used mainly for refinancing purpose. The coupon is 6.375% per annum, which will start to be accrued from January 30, 2020 and payable semi-annually in arrears commencing on July 30, 2020.

On June 2, 2022, Medco Bell Pte. Ltd. completed and paid the tender offer for the partial early repayment of its Senior Notes with amount of US$43,305,000. At the same time, the repurchase of Senior Notes that was done in 2020 with total amount of US$5,000,000 have been marked down for cancellation, hence, the total outstanding Senior Notes become US$601,695,000.

29. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Obligasi Dolar AS (lanjutan)

Medco Bell Pte. Ltd. (lanjutan)

Selama bulan Juni dan Juli 2022, Grup, melalui Perusahaan, telah melakukan pembelian kembali utang *Senior Notes* Medco Bell Pte., Ltd. dengan nilai nominal sebesar AS$11.600.000 dari pasar. Pada tanggal 8 November 2022, jumlah tersebut dilakukan pembatalan, sehingga total *Senior Notes* yang beredar sejumlah AS$590.095.000.

Medco Laurel Tree Pte Ltd

Pada tanggal 12 November 2021, Medco Laurel Tree Pte Ltd, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya, menerbitkan *Senior Notes* sebesar AS$400 juta yang tercatat pada Singapore Exchange Securities Trading Limited. *Senior Notes* ini akan jatuh tempo pada tahun 2028 dan dijamin tanpa syarat dan tidak dapat dibatalkan oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu. Hasilnya telah digunakan terutama untuk tujuan *refinancing.* Kupon adalah sebesar 6,95% per tahun, yang bunganya akan mulai dicatat dari tanggal 12 November 2021 dan akan terutang setiap tengah tahun mulai tanggal 12 Mei 2021.

Selama bulan Juni dan Juli 2022, Grup, melalui Perusahaan, telah melakukan pembelian kembali utang *Senior Notes* Medco Laurel Tree Pte Ltd dengan nilai nominal sebesar AS$15.200.000 dari pasar. Pada tanggal 8 November 2022, jumlah tersebut dilakukan pembatalan sehingga total *Senior Notes* yang beredar sejumlah AS$384.800.000.

29. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

US Dollar Bonds (continued)

Medco Bell Pte. Ltd. (continued)

During June and July 2022, the Group, through the Company, has a debt buy-back of Medco Bell Pte., Ltd. Senior Notes for a nominal amount of US$11,600,000 from the market. On November 8, 2022, the corresponding amount has been marked down for cancellation, hence, the total outstanding Senior Notes become US$590,095,000.

Medco Laurel Tree Pte Ltd

On November 12, 2021, Medco Laurel Tree Pte Ltd, a wholly-owned Subsidiary, issued US$400 million Senior Notes listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited. The Senior Notes will mature in 2028 and are unconditionally guaranteed and irrevocably by the Company and certain subsidiaries. Its proceeds were used mainly for refinancing purpose. The coupon is 6.95% per annum, which will start to be accrued from November 12, 2021 and payable semi-annually in arrears commencing on May 12, 2021.

During June and July 2022, the Group, through the Company, has a debt buy-back of Medco Laurel Tree Pte Ltd Senior Notes for a nominal amount of US$15,200,000 from the market. On November 8, 2022, the corresponding amount has been marked down for cancellation, hence, the total outstanding Senior Notes become US$384,800,000.

30. KEPENTINGAN NONPENGENDALI

30. NON-CONTROLLING INTERESTS

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

2022

	Kepentingan Nonpengendali pada Awal Tahun/ *Non-controlling Interests at Beginning of Year*	Bagian atas Jumlah Penghasilan/ (Rugi) Komprehensif pada Tahun Berjalan/ *Share in Total Comprehensive Income (Loss) of the Current Year*	Pembagian Dividen/ *Dividend Distribution*	Setoran Modal/ *Capital Contribution*	Kepentingan Nonpengendali pada Akhir Tahun/ *Non-controlling Interests at End of Year*	
PT Medco Kansai Power Indonesia	57.783.411	6.333.873	(6.060.182)	-	58.057.102	*PT Medco Kansai Power Indonesia*
PT Medco Ratch Power Riau	37.426.598	29.690.020	-	-	67.116.618	*PT Medco Ratch Power Riau*
PT Medco Cahaya Geothermal	25.707.194	1.966.644	-	-	27.673.838	*PT Medco Cahaya Geothermal*
PT Dalle Energy Batam	10.315.244	517.761	(470.963)	-	10.362.042	*PT Dalle Energy Batam*
PT Medco Energi Menamas	10.235.315	428.779	(36)	-	10.664.058	*PT Medco Energi Menamas*
PT Medco General Power Services	5.349.167	274.026	-	-	5.623.193	*PT Medco General Power Services*
Medco Oman LLC	3.378.543	5.146.707	(6.380.000)	-	2.145.250	*Medco Oman LLC*
PT Multidaya Prima Elektrindo	2.726.600	488.738	(50.435)	-	3.164.903	*PT Multidaya Prima Elektrindo*
PT Universal Batam Energy	1.409.745	2.116.172	(660.656)	-	2.865.263	*PT Universal Batam Energy*
Lain-lain	2.278.770	309.623	(1.345)	-	2.587.048	*Others*
Jumlah	**156.610.587**	**47.272.343**	**(13.623.615)**	**-**	**190.259.315**	***Total***

2021

	Kepentingan Nonpengendali pada Awal Tahun/ *Non-controlling Interests at Beginning of Year*	Bagian atas Jumlah Penghasilan/ (Rugi) Komprehensif pada Tahun Berjalan/ *Share in Total Comprehensive Income (Loss) of the Current Year*	Selisih Transaksi dengan Entitas Sepengendali/ *Difference Value With Entity Under Common Control*	Selisih Transaksi dengan Kepentingan Nonpengendali/ *Difference Value of Transaction with NCI*	Pembagian Dividen/ *Dividend Distribution*	Setoran Modal/ *Capital Contribution*	Lain-lain/ *Others*	Kepentingan Nonpengendali pada Akhir Tahun/ *Non-controlling Interest at End of Year*	
PT Medco Kansai Power Indonesia	-	2.513.655	-	31.935.266	-	23.334.490	-	57.783.411	*PT Medco Kansai Power Indonesia*
PT Medco Ratch Power Riau	28.994.410	8.432.188	-	-	-	-	-	37.426.598	*PT Medco Ratch Power Riau*
PT Medco Cahaya Geothermal	27.587.446	(1.880.252)	-	-	-	-	-	25.707.194	*PT Medco Cahaya Geothermal*
PT Dalle Energy Batam	10.206.450	528.232	-	-	(419.438)	-	-	10.315.244	*PT Dalle Energy Batam*
PT Medco Energi Menamas	10.150.182	210.902	-	-	(125.769)	-	-	10.235.315	*PT Medco Energi Menamas*
PT Medco General Power Services	4.988.016	376.663	-	-	(15.512)	-	-	5.349.167	*PT Medco General Power Services*
Medco Oman LLC	911.987	3.843.413	-	-	(3.058.000)	-	1.681.141	3.378.541	*Medco Oman LLC*
PT Multidaya Prima Elektrindo	1.558.069	1.168.531	-	-	-	-	-	2.726.600	*PT Multidaya Prima Elektrindo*
PT Universal Batam Energy	4.876.093	(3.466.346)	-	-	-	-	-	1.409.747	*PT Universal Batam Energy*
PT Medco Geopower Sarulla (MGeoPS)	97.655.888	2.323.544	(97.655.888)	-	-	-	(2.323.544)	-	*PT Medco Geopower Sarulla (MGeoPS)*
Lain-lain	933.002	1.347.130	-	-	(1.362)	-	-	2.278.770	*Others*
Jumlah	**187.861.543**	**15.397.660**	**(97.655.888)**	**31.935.266**	**(3.620.081)**	**23.334.490**	**(642.403)**	**156.610.587**	***Total***

30. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

Ekuitas kepemilikan non pengendali atas ekuitas adalah sebagai berikut:

30. NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)

The equity interest held by non-controlling interests is as follows:

	2022	2021	
PT Medco Cahaya Geothermal	49,00%	49,00%	*PT Medco Cahaya Geothermal*
PT Medco Ratch Power Riau	49,00%	49,00%	*PT Medco Ratch Power Riau*
PT MedcoSolar Bali Timur	49,00%	49,00%	*PT MedcoSolar Bali Timur*
PT MedcoSolar Bali Barat	49,00%	49,00%	*PT MedcoSolar Bali Barat*
PT Medco Kansai Power Indonesia	49,00%	40,00%	*PT Medco Kansai Power Indonesia*
PT Medcopower Servis Indonesia	38,00%	38,00%	*PT Medcopower Servis Indonesia*
PT Universal Batam Energy	30,00%	30,00%	*PT Universal Batam Energy*
Medco Oman LLC	22,00%	22,00%	*Medco Oman LLC*
PT Dalle Energy Batam	20,01%	20,01%	*PT Dalle Energy Batam*
PT Multidaya Prima Elektrindo	15,00%	15,00%	*PT Multidaya Prima Elektrindo*
PT Medco General Power Services	0,40%	0,40%	*PT Medco General Power Services*
PT Medco Energi Menamas	0,01%	0,01%	*PT Medco Energi Menamas*
Lain-Lain:			*Others:*
PT Sangsaka Agro Lestari	30,00%	30,00%	*PT Sangsaka Agro Lestari*
PT Muara Enim Multi Power	20,00%	20,00%	*PT Muara Enim Multi Power*
PT Nawakara Energi Sumpur	20,00%	20,00%	*PT Nawakara Energi Sumpur*
PT Energi Prima Elektrika	7,50%	7,50%	*PT Energi Prima Elektrika*
PT Dalle Panaran	0,99%	0,99%	*PT Dalle Panaran*
PT Medco Power Sumatera	0,40%	0,40%	*PT Medco Power Sumatera*
PT Medco Geothermal Sarulla	0,04%	0,04%	*PT Medco Geothermal Sarulla*
PT Indo Medco Power	0,02%	0,02%	*PT Indo Medco Power*
PT Medco Geothermal Indonesia	0,01%	0,01%	*PT Medco Geothermal Indonesia*
PT Medco Geothermal Sumatera	0,08%	-	*PT Medco Geothermal Sumatera*

PT Medco Kansai Power Indonesia dan Entitas Anak (“MKPI”)

Pada tanggal 5 Maret 2021, PT Medco Kansai Power Indonesia (“MKPI”) dan MPI menandatangani perjanjian jual beli untuk melaksanakan pembelian entitas anak MPI yang bergerak di bisnis Gas IPP dan O&M (selain MRPR) dengan memindahkan entitas-entitas anak tersebut untuk dimiliki oleh MKPI. Setelah transaksi efektif, Grup memiliki porsi kepentingan nonpengendali pada PT Medco Kansai Power Indonesia (“MKPI”) adalah sebesar 40% (Catatan 19 dan 48).

PT Medco Kansai Power Indonesia and Subsidiaries (“MKPI”)

On March 5, 2021, PT Medco Kansai Power Indonesia (“MKPI”) and MPI signed a sales and purchase agreement to execute the purchase of MPI subsidiaries engaged in Gas IPP and O&M businesses (except for MRPR) by way of transferring such subsidiaries to be owned by MKPI. Upon effective of the transaction, Group held the portion of equity interest held by non-controlling interest in PT Medco Kansai Power Indonesia (“MKPI”) is 40%. (Notes 19 and 48).

Ringkasan laporan posisi keuangan

Summarized statement of financial position

	2022	2021	
Aset Lancar	133.298.402	141.307.885	*Current Assets*
Aset Tidak Lancar	116.670.902	127.121.335	*Non-current Assets*
Liabilitas Jangka Pendek	24.031.106	21.242.203	*Current Liabilities*
Liabilitas Jangka Panjang	58.495.573	68.350.561	*Non-current Liabilities*
Kepentingan non-pengendali	22.869.663	9.933.487	*Non-controlling Interest*

30. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

30. NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)

PT Medco Kansai Power Indonesia dan Entitas Anak ("MKPI") (lanjutan)

PT Medco Kansai Power Indonesia and Subsidiaries ("MKPI") (continued)

Ringkasan laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain

Summarized statement of profit or loss and other comprehensive income

	2022	2021	
Pendapatan	68.524.353	69.538.124	*Revenues*
Beban pokok pendapatan	(33.385.516)	(33.129.184)	*Cost of revenues*
Laba kotor	35.138.837	36.408.940	*Gross profit*
Beban penjualan, umum dan administrasi	(17.681.268)	(18.320.147)	*Selling, general and administrative expenses*
Beban pendanaan	(3.674.943)	(4.209.822)	*Finance costs*
Pendapatan bunga	1.480.408	953.619	*Finance income*
Pendapatan lain-lain	2.204.057	2.065.821	*Other income*
Beban lain-lain	(205.137)	(3.184.915)	*Other expense*
LABA SEBELUM BEBAN PAJAK PENGHASILAN	**17.261.954**	**13.713.496**	***PROFIT BEFORE INCOME TAX EXPENSE***
Beban pajak penghasilan	(4.013.378)	(4.960.101)	*Income tax expense*
LABA TAHUN BERJALAN	**13.248.576**	**8.753.395**	***PROFIT FOR THE YEAR***
Penghasilan komprehensif lain	(7.721.318)	1.271.184	*Other comprehensive income*
JUMLAH LABA KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN	**5.527.258**	**10.024.579**	***TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR***

Ringkasan laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain (lanjutan)

Summarized statement of profit or loss and other comprehensive income (continued)

	2022	2021	
Laba (rugi) komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada:			*Total comprehensive income (loss) for the year attributable to:*
Pemilik entitas induk	(2.786.183)	6.888.816	*Equity holders of the parent*
Kepentingan nonpengendali	8.313.441	3.135.763	*Non-controlling interests*
JUMLAH	**5.527.258**	**10.024.579**	***TOTAL***

30. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

PT Medco Kansai Power Indonesia dan Entitas Anak ("MKPI") (lanjutan)

Ringkasan laporan arus kas

	2022	2021	
Arus kas diperoleh dari aktivitas operasi	34.760.007	40.224.546	*Cash flows provided by operating activities*
Arus kas digunakan untuk aktivitas investasi	(9.361.121)	(84.836.484)	*Cash flows used in investing activities*
Arus kas diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan	(17.524.850)	117.356.657	*Cash flows provided by (used in) financing activities*
Kenaikan neto kas dan setara kas	7.874.036	72.744.719	*Net increase in cash and cash equivalents*
Kas dan setara kas awal tahun	105.063.075	33.518.990	*Cash and cash equivalents at beginning of year*
Efek dari perbedaan nilai tukar	(16.948.205)	(1.200.634)	*Effect of foreign exchange rate changes*
Kas dan setara kas akhir tahun	**95.988.906**	**105.063.075**	***Cash and cash equivalents at end of year***

Lain-lain

Pada tahun 2022, Medco LLC mendistribusikan dividen sebesar AS$5.000.000 pada 27 Juni 2022 dan dividen sebesar AS$24.000.000 pada 10 November 2022, di mana sebesar AS$4.620.000 telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali di tahun 2022 dan sisanya sejumlah AS$1,760,000 yang masih terutang dicatat sebagai dividen diumumkan dan belum dibayarkan pada tanggal 31 Desember 2022.

Pada tahun 2021, Medco LLC mendistribusikan dividen sebesar AS$10.842.000, di mana dividen sebesar AS$3.058.000 telah didistribusikan kepada pihak nonpengendali, di mana sebesar AS$2.024.000 telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali di tahun 2021 dan sisanya sejumlah AS$1.034.000 yang masih terutang dicatat sebagai utang lain-lain pada tanggal 31 Desember 2021 (Catatan 23). Utang dividen ini telah dilunasi pada tanggal 26 Januari 2022.

Pada tahun 2022, PT Universal Batam Energy dan PT Medco Geothermal Sarulla mendistribusikan dividen hasil kinerja tahun 2021 dimana dividen setara dengan AS$649.493 telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

Pada tahun 2021, PT Medco General Power Services, PT Medco Geothermal Sarulla, PT Dalle Energy Batam, dan PT Mitra Energi Batam mendistribusikan dividen hasil kinerja tahun 2020 sebesar Rp8.044.500.000, dimana dividen setara dengan AS$563.441 telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

30. NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)

PT Medco Kansai Power Indonesia and Subsidiaries ("MKPI") (continued)

Summarized statement of cash flows

Others

In 2022, Medco LLC distributed dividends amounting to US$5,000,000 on June 27, 2022 and dividends amounting to US$24,000,000 on November 10, 2022, whereby dividends amounting to US$4,620,000 was paid to non-controlling interest in 2022 and the remaining payable balance amounting US$1,760,000 is recorded as dividend declared and unpaid as of December 31, 2022.

In 2021, Medco LLC distributed dividends amounting to US$10,842,000, whereby dividends amounting to US$3,058,000 was distributed to non-controlling interest, whereby amounting to US$2,024,000 was paid to non-controlling interest in 2021 and the remaining payable balance amounting to US$1,034,000 is recorded as other payable as of December 31, 2021 (Note 23). This dividends payable was paid on January 26, 2022.

In 2022, PT Universal Batam Energy and PT Medco Geothermal Sarulla distributed dividends for performance result 2021 whereby dividends equivalent to US$649,493 were paid to non-controlling interest.

In 2021, PT Medco General Power Services, PT Medco Geothermal Sarulla, PT Dalle Energy Batam, and PT Mitra Energi Batam distributed dividends for performance result 2020 amounting to Rp8,044,500,000, whereby dividends equivalent to US$563,441 were paid to non-controlling interest.

31. MODAL SAHAM

31. CAPITAL STOCK

	2022			
			Jumlah/*Amount*	
Pemegang Saham/*Shareholders*	**Jumlah Saham/ *Number of Shares***	**Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership***	**Rp'000**	**AS$/*US$***
PT Medco Daya Abadi Lestari	12.944.140.124	51,72%	323.603.503	62.721.519
Diamond Bridge Pte Ltd	5.395.205.771	21,56%	134.880.144	26.142.756
PT Kalibiru Lestari Bersama	657.058.000	2,63%	16.426.450	3.183.809
PT Medco Duta	30.044.500	0,12%	751.113	145.582
Dewan Komisaris/*Board of Commissioners*				
Yani Yuhani Panigoro	8.356.306	0,03%	208.908	40.491
Yaser Raimi A Panigoro	783.873	0,003%	19.597	3.798
Dewan Direksi/*Board of Directors*				
Ronald Gunawan	53.638.622	0,21%	1.340.966	259.909
Amri Siahaan	35.219.799	0,14%	880.495	170.659
Roberto Lorato	38.200.620	0,15%	955.016	185.103
Hilmi Panigoro	24.818.273	0,10%	620.457	120.258
Anthony Robert Mathias	4.209.592	0,02%	105.240	20.398
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)/ *Public (each below 5%)*	5.833.607.517	23,31%	145.840.187	28.266.850
Sub-jumlah/*Sub-total*	25.025.282.997	100,00%	625.632.076	121.261.132
Saham treasuri/*Treasury stock*	110.948.255		2.773.706	537.814
Jumlah/*Total*	**25.136.231.252**		**628.405.782**	**121.798.946**

	2021			
			Jumlah/*Amount*	
Pemegang Saham/*Shareholders*	**Jumlah Saham/ *Number of Shares***	**Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership***	**Rp'000**	**AS$/*US$***
PT Medco Daya Abadi Lestari	12.944.140.124	51,88%	323.603.503	62.721.519
Diamond Bridge Pte Ltd	5.395.205.771	21,62%	134.880.144	26.142.756
PT Medco Duta	30.044.500	0,12%	751.113	145.582
PT Multifabrindo Gemilang	8.000.000	0,03%	200.000	38.764
Dewan Komisaris/*Board of Commissioners*				
Yani Yuhani Panigoro	6.246.886	0,03%	156.172	30.270
Yaser Raimi A Panigoro	2.073.203	0,01%	51.830	10.046
Dewan Direksi/*Board of Directors*				
Roberto Lorato	22.745.900	0,09%	568.648	110.216
Ronald Gunawan	63.195.032	0,25%	1.579.876	306.215
Amri Siahaan	45.550.349	0,18%	1.138.759	220.717
Anthony Robert Mathias	9.495.862	0,04%	237.397	46.013
Hilmi Panigoro	19.393.133	0,08%	484.828	93.970
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)/ *Public (each below 5%)*	6.404.308.799	25,67%	160.107.720	31.032.213
Sub-jumlah/*Sub-total*	24.950.399.559	100,00%	623.759.990	120.898.281
Saham treasuri/*Treasury stock*	185.831.693		4.645.792	900.665
Jumlah/*Total*	**25.136.231.252**		**628.405.782**	**121.798.946**

31. MODAL SAHAM (lanjutan)

Berdasarkan Penawaran Umum Terbatas II ("PUT II") tahun 2017, Perusahaan menerbitkan sebanyak-banyaknya 4.399.117.667 Waran Seri I, yang merupakan 33,33% dari jumlah modal ditempatkan dan disetor penuh pada saat pernyataan pendaftaran dan berdasarkan asumsi dilaksanakannya Waran Seri I sebelum PUT II. Untuk setiap 1 saham hasil pelaksanaan HMETD tersebut melekat 1 Waran Seri I bagi pemegang HMETD yang melaksanakan haknya. Waran Seri I dapat dilaksanakan mulai tanggal 1 Juli 2018 sampai dengan tanggal 11 Desember 2020, dimana setiap pemegang 1 Waran Seri I berhak untuk membeli 1 saham Perusahaan dengan ketentuan sebagai berikut:

- Tahap I dimulai pada tanggal 1 Juli 2018 sampai dengan 31 Desember 2018 dengan Harga Pelaksanaan Waran Tahap I Rp625 per saham;
- Tahap II dimulai pada tanggal 1 Januari 2019 sampai dengan 31 Desember 2019 dengan Harga Pelaksanaan Waran Tahap II Rp650 per saham;
- Tahap III dimulai pada tanggal 1 Januari 2020 sampai dengan 11 Desember 2020 dengan Harga Pelaksanaan Waran Tahap III Rp675 per saham.

Terkait dengan Penawaran Umum Terbatas II Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu ("PUT II HMETD") di bulan Desember 2017, para pemegang saham yang melaksanakan haknya diberikan waran yang dapat diperjualbelikan secara terpisah ("Waran") per saham yang dipesan. Encore Energy Pte Ltd., Clio Capital Ventures Pte Ltd., PT Multifabrindo Gemilang dan PT Medco Duta mengalihkan hak mereka dalam PUT II HMETD kepada PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"). Selain dari Waran yang diterima dari pengalihan ini, pada tanggal penerbitan Waran, MDAL juga menerima Waran dari saham yang dipesannya dalam PUT II HMETD. Waran tersebut dapat dipergunakan antara bulan Juli 2018 sampai dengan bulan Desember 2020.

Anggaran Dasar Perusahaan mengalami perubahan berdasarkan Akta Notaris No. 12 tanggal 5 Juni 2020, yang telah diterima dan dicatat oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam surat keputusannya No. AHU-AH.01.03-0238595. Perubahan Anggaran Dasar dilakukan untuk meningkatkan modal ditempatkan dan modal disetor Perusahaan dari Rp447.902.047.850 menjadi sebesar Rp448.011.354.300, di mana penambahan setoran sebesar Rp109.306.450 merupakan hasil pelaksanaan konversi Waran Seri I dari tanggal 1 January 2020 sampai dengan tanggal 2 Juni 2020.

31. CAPITAL STOCK (continued)

Based on Limited Public Offering II in 2017 ("PUT II"), the Company issue a total of 4,399,117,667 Series I Warrants, which represent 33.33% of the total issued and paid-up capital as of the submission of the registration statement based on the assumption that the Series I Warrants are exercised prior to the PUT II. Every 1 Right Share shall be accompanied by 1 Series I Warrant granted to the Pre-Emptive Right holders exercising their rights. The Series I Warrants may be exercised from July 1, 2018 until December 11, 2020, where each holder of 1 Series I Warrant shall be entitled to purchase 1 share of the Company, subject to the following provisions:

- *Exercise Window I shall commence from July 1, 2018 until December 31, 2018, with the Exercise Price for the Warrant Exercise Window I of Rp625 per share;*
- *Exercise Window II shall commence from January 1, 2019 until December 31, 2019, with the Exercise Price for the Warrant Exercise Window II of Rp650 per share;*
- *Exercise Window III shall commence from January 1, 2020 until December 11, 2020, with the Exercise Price for the Warrant Exercise Window III of Rp675 per share.*

In connection with the Issuance of Pre-Emptive Rights ("PUT II HMETD") in December 2017, shareholders that exercised their rights were issued one detachable warrant ("Warrants") per share subscribed for in the rights offering. Encore Energy Pte Ltd, Clio Capital Ventures Pte. Ltd., PT Multifabrindo Gemilang and PT Medco Duta transferred their entitlement of PUT II HMETD offering to PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"). In addition to the Warrants received pursuant to this transfer, on the issue date of the Warrants, MDAL also received Warrants from the shares that it subscribed for PUT II HMETD. The Warrants are exercisable between July 2018 and December 2020.

The Company's Articles of Association has been amended based on notarial deed No. 12 dated June 5, 2020, which has been accepted and recorded by the Minister of Law and Human Rights in his decision letter no. AHU-AH.01.03-0238595. The amendment of the Articles of Association was made to increase the issued and paid-up capital of the Company from Rp447,902,047,850 to Rp448,011,354,300, in which the additional paid-up capital amounting to Rp109,306,450 was the result of conversion of Series I Warrants from January 1, 2020 to June 2, 2020.

31. MODAL SAHAM (lanjutan)

Pemegang saham Perusahaan menyetujui penambahan modal ditempatkan dan disetor Perusahaan dengan memberikan (i) Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu (HMTED), untuk mengeluarkan sebanyak-banyaknya 4.450.000 saham dengan nilai nominal Rp25 per saham, yang akan dilakukan setelah efektifnya Pernyataan Pendaftaran dan (ii) Waran, untuk mengeluarkan sebanyak-banyaknya 4.450.000 saham dengan nilai nominal Rp25 per saham, sehingga jumlah saham yang akan diterbitkan Perusahaan adalah sebanyak-banyaknya 8.900.000 saham dengan nilai nominal Rp25 per saham.

Pada tanggal 31 Agustus 2020, Perusahaan menerima pernyataan efektif dari Otoritas Jasa Keuangan terkait rencana Penawaran Umum Terbatas III kepada para pemegang saham Perusahaan dalam rangka penerbitan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu (“PUT III HMETD“) atas maksimum 7.500.000.000 lembar saham biasa atau sebesar 41,85% dari modal ditempatkan dan disetor penuh Perusahaan dengan harga pelaksanaan Rp250 per lembar saham. Perusahaan memperoleh dana sebesar Rp1.785.487.886.250 (sebelum dikurangi biaya transaksi) melalui PUT III HMETD atas realisasi penerbitan 7.141.951.545 saham baru. Perusahaan telah menerima seluruh dana dari PUT III HMETD pada bulan September 2020.

Pada tanggal 5 Oktober 2020, Perusahaan telah mengubah ketentuan Waran Seri I sebagaimana tercantum dalam Akta Perubahan I dan Pernyataan Kembali Atas Pernyataan Penerbitan Waran Seri I Dalam Rangka Penawaran Umum Terbatas II yang telah dilaksanakan tanggal 20 November 2017 sehubungan dengan Perusahaan telah menerima pernyataan efektif dari Otoritas Jasa Keuangan terkait rencana Penawaran Umum Terbatas III kepada para pemegang saham Perusahaan (“PUT III HMETD”). Dengan demikian, harga penyesuaian Waran Seri I adalah semula Rp675 per saham menjadi Rp581 per saham efektif per tanggal 5 Oktober 2020.

31. CAPITAL STOCK (continued)

The shareholders of the Company have approved to increase issued and paid-up capital of the Company by providing (i) Pre-Emptive Rights, issue a total of 4,450,000 shares with nominal value of Rp25 per share, which will be conducted after the Company obtain the letter of effectivity and (ii) Warrants, issue a total of 4,450,000 shares with nominal value of Rp25 per share thus, the total number of shares to be issued by Company is 8,900,000 shares with nominal value of Rp25 per shares.

On August 31, 2020, the Company obtained effective letter from Otoritas Jasa Keuangan related to the Limited Public Offering III to the shareholders of the Company through the Issuance of Pre-Emptive Rights (“PUT III HMETD”) with maximum 7,500,000,000 ordinary registered shares 41.85% of the Company’s issued and paid-up capital with exercise price of Rp250 per share. The Company generated funds amounting to Rp1,785,487,886,250 (before deduction of transaction cost) through this PUT III HMETD on the realization of the issuance of 7,141,951,545 new shares. The Company has received all funds from PUT III HMETD in September 2020.

On October 5, 2020, The Company has changed the clause of Series I Warrants as stated in the Deed of Amendment I and Restatement of the Statement of Issuance of Series I Warrants in the event of a Limited Public Offering which was held on November 20, 2017 in connection with The Company has received letter of effectivity from Financial Services Authority regarding limited public offering III to the shareholders (“PUT III HMETD”). Therefore, the adjustment price for Series I Warrants is from Rp675 per share to Rp581 per share effective on October 5, 2020.

31. MODAL SAHAM (lanjutan)

Anggaran Dasar Perusahaan telah mengalami perubahan berdasarkan Akta Notaris No. 27 tanggal 9 Februari 2021, yang telah diterima dan dicatat oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam surat No. AHU-AH.01.03-0089920 TH 2021. Perubahan Anggaran Dasar dilakukan untuk meningkatkan modal ditempatkan dan modal disetor Perusahaan dari Rp448.011.354.300 menjadi sebesar Rp626.560.142.925, di mana penambahan setoran sebesar Rp178.548.788.625 merupakan hasil pelaksanaan PUT III dengan HMETD.

Anggaran Dasar Perusahaan telah mengalami perubahan berdasarkan Akta Notaris No. 39 tanggal 15 Februari 2021, yang telah diterima dan dicatat oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam surat keputusannya No. AHU-AH.01.03-0098327. Perubahan Anggaran Dasar dilakukan untuk meningkatkan modal ditempatkan dan modal disetor Perusahaan dari Rp626.560.142.925 menjadi sebesar Rp628.405.781.300, di mana penambahan setoran sebesar Rp1.845.638.375 merupakan hasil pelaksanaan konversi Waran Seri I dari tanggal 2 Juni 2020 sampai dengan tanggal 11 Desember 2020.

Pada tanggal 6 Juli 2021, Perusahaan mengumumkan rencana untuk membeli kembali maksimum sebanyak 0,8% dari jumlah saham Perusahaan yang telah diterbitkan. Dana yang dicadangkan untuk melakukan program pembelian kembali saham ini adalah sebesar Rp130,5 milyar. Program ini akan dilakukan dalam kurun waktu 18 bulan setelah pengumuman tersebut. Selama tahun 2021, Perusahaan telah melakukan pembelian kembali sebanyak 190.000.000 lembar saham dengan nilai sebesar Rp95.245.934.189 (setara dengan AS$6.659.577).

Berdasarkan Akta Notaris Leolin Jayayanti, S.H., M.Kn. No. 86 tanggal 30 Agustus 2021, yang telah disetujui oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam surat keputusannya No. AHU-0051458.AH.01.02 tanggal 22 September 2021, Perusahaan mengubah Anggaran Dasar terkait peningkatan modal dasar dari semula Rp950.000.000.000 yang terbagi atas 38.000.000.000 lembar saham biasa, dengan nilai nominal Rp25, menjadi Rp1.375.000.000.000 yang terbagi atas 55.000.000.000 lembar saham biasa, dengan nilai nominal Rp25.

31. CAPITAL STOCK (continued)

The Company's Articles of Association has been amended based on Notarial Deed No. 27 dated February 9, 2021, which has been accepted and recorded by the Minister of Law and Human Rights in letter No. AHU-AH.01.03-0089920 TH 2021. The amendment of the Articles of Association was made to increase the issued and paid up capital of the Company from Rp448,011,354,300 to Rp626,560,142,925, in which the additional paid-up capital amounting to Rp178,548,788,625 was the result of the exercise of PUT III with HMETD.

The Company's Articles of Association has been amended based on Notarial Deed No. 39 dated February 15, 2021, which has been accepted and recorded by the Minister of Law and Human Rights in his decision letter no. AHU-AH.01.03-0098327. The amendment of the Articles of Association was made to increase the issued and paid-up capital of the Company from Rp626,560,142,925 to Rp628,405,781,300, in which the additional paid-up capital amounting to Rp1,845,638,375 was the result of conversion of Series I Warrants from June 2, 2020 to December 11, 2020.

On July 6, 2021, the Company announced its plan to buy back up to 0.8% of its paid-up capital. For this buy-back program, the Company set aside funds in the amount of Rp130.5 billion. The buy-back program will be conducted within a period of 18 months from the announcement. During 2021, the Company had repurchased 190,000,000 shares for the total cost of Rp95,245,934,189 (equivalent to US$6,659,577).

Based on Notarial Deed of Leolin Jayayanti, S.H., M.Kn. No. 86 dated August 30, 2021, which has been approved by the Minister of Law and Human Rights in his decision letter no. AHU-0051458.AH.01.02 dated September 22, 2021, the Company amended its Article of Association to increase the authorized capital from Rp950,000,000,000 consisting of 38,000,000,000 ordinary registered shares with par value of Rp25, to become Rp1,375,000,000,000 consisting of 55,000,000,000 ordinary registered shares with par value of Rp25.

31. MODAL SAHAM (lanjutan)

Sampai dengan tanggal 31 Desember 2021, Perusahaan telah melakukan transfer 69.696.276 lembar saham (setara dengan AS$1.461.711) yang berasal dari saham treasuri sehubungan dengan pelaksanaan Program Pemberian Saham Manajemen dan Program Pemberian Saham Karyawan (Catatan 32).

Sampai dengan tanggal 31 Desember 2022, Perusahaan telah melakukan transfer 74.883.438 lembar saham (setara dengan AS$2.754.039) yang berasal dari saham treasuri sehubungan dengan pelaksanaan Program Pemberian Saham Manajemen dan Program Pemberian Saham Karyawan (Catatan 32).

31. CAPITAL STOCK (continued)

Until December 31, 2021, the Company has transferred 69,696,276 shares (equivalent to US$1,461,711) from the Company treasury shares in connection with the execution of the Management Share Award Program and Employee Share Award Program (Note 32).

Until December 31, 2022, the Company has transferred 74,883,438 shares (equivalent to US$2,754,039) from the Company treasury shares in connection with the execution of the Management Share Award Program and Employee Share Award Program (Note 32).

32. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM

32. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT

Tambahan Modal Disetor

Akun ini terdiri dari:

Additional Paid-In Capital

This account consists of:

	2022	2021	
Penjualan 22.000.000 saham melalui penawaran umum perdana kepada masyarakat pada tahun 1994	33.500.000	33.500.000	*Sale of 22,000,000 shares through initial public offering in 1994*
Penjualan kembali saham	1.073.325	1.073.325	*Resale of shares*
Pembagian saham bonus pada tahun 1998	(32.254.579)	(32.254.579)	*Distribution of bonus shares in 1998*
Penerbitan 321.730.290 saham melalui penawaran umum terbatas I kepada pemegang saham pada tahun 1999	139.908.988	139.908.988	*Issuance of 321,730,290 shares through rights offering I to shareholders in 1999*
Penurunan modal disetor dari saham treasuri	(46.503.647)	(46.503.647)	*Deduction of additional paid-in capital on treasury stock*
Penjualan kembali saham treasuri	74.812.936	74.812.936	*Resale of treasury stock*
Pembayaran berbasis saham	19.605.191	16.708.004	*Share-based payment*
Pembagian saham treasuri sebagai *Share Award Program*	(2.388.139)	(2.388.139)	*Distribution of treasury shares under Share Award Program*
Penerbitan saham melalui PUT II HMETD, setelah dikurangi biaya transaksi	183.530.378	183.530.378	*Issuance of shares through PUT II HMETD, net of transaction cost*
Agio dari pelaksanaan waran (Catatan 31)	11.139.284	11.139.284	*Premium from exercise of warrants (Note 31)*
Selisih transaksi dengan entitas sepengendali (Catatan 39 dan 47)	696.682	696.682	*Difference in transaction with entity under common control (Notes 39 and 47)*
Penerbitan 7.141.951.545 saham melalui PUT III HMETD, setelah dikurangi biaya transaksi	107.884.145	107.884.145	*Issuance of 7,141,951,545 shares through PUT III HMETD, net of transaction cost*
Jumlah	**491.004.564**	**488.107.377**	***Total***

32. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM (lanjutan)

Pembayaran Berbasis Saham

Program ini terdiri atas berbagai jenis kompensasi berbasis saham yang hanya dapat diselesaikan dengan ekuitas (yaitu: saham treasuri yang dimiliki oleh Perusahaan). Jenis-jenis kompensasi berbasis saham adalah sebagai berikut:

a. Program Pemberian Saham Manajemen *(MSAP)*

Blocked Share Program adalah program yang berlaku untuk Dewan Direksi dan Manajemen Senior Perusahaan. Jumlah saham yang diberikan akan disesuaikan dalam hal terdapat hak memesan efek terlebih dahulu (*right issue),* penerbitan saham bonus dan pemecahan saham.

Unblocked Share Program-executive level berlaku bagi Dewan Direksi, Dewan Komisaris dan Manajemen Senior Perusahaan.

Unblocked Share Program-senior management level berlaku untuk Manajemen Senior Perusahaan yang bekerja di Perusahaan atau diperbantukan pada entitas anak Grup.

b. **Program Pemberian Saham Karyawan (ESAP)**

ESAP berlaku untuk karyawan Perusahaan dan PT Medco E & P Indonesia ("MEPI"), entitas anak yang dimiliki sepenuhnya, yang memenuhi syarat, baik mereka yang bekerja di Perusahaan atau diperbantukan pada entitas anak atau entitas asosiasi Grup. Karyawan yang berhak menerima sejumlah saham dari setiap tahap, setiap karyawan yang berhak harus tetap bekerja sampai dengan tanggal *vesting* masing-masing atau karyawan akan kehilangan hak untuk menerimanya.

Pemberian saham dapat dilaksanakan pada atau setelah tanggal *vesting* dengan menerbitkan saham treasuri yang dimiliki Perusahaan ke rekening saham masing-masing karyawan. Percepatan penerimaan saham dapat dipertimbangkan apabila: (1) pensiun, (2) pemutusan hubungan kerja dikarenakan kondisi kesehatan, (3) kematian atau disabilitas permanen, (4) perubahan kontrol, dan (5) rasionalisasi karyawan.

32. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT (continued)

Share-Based Payment

The program involves different types of share-based compensation which can only be settled by equity (i.e.: the treasury shares held by the Company). The types of share-based compensation are as follows:

a. Management Shares Award Program (MSAP)

Blocked Share Program is applicable program for Board of Directors and Senior Management of the Company. The number of shares awarded will be adjusted in case there is rights issue, bonus shares issue and stock split.

Unblocked Share Program-executive level is applicable for Board of Directors, Board of Commissioners and Senior Management of the Company.

Unblocked Share Program-senior management level is applicable for the Company's senior management who are working at the Company or seconded to the Group's subsidiaries.

b. Employee Shares Award Program (ESAP)

ESAP is applicable for the eligible employees of the Company and PT Medco E & P Indonesia ("MEPI"), wholly owned subsidiary, who are working in either the Company or seconded to other subsidiaries or affiliates of the Group based on certain criteria. For the employee to be entitled to receive the number of shares available in each tranche, the respective employee must remain in service up to each vesting date, otherwise, the employee forfeits the rights to receive them.

The shares award will be executed on or after the vesting date by issuing the treasury shares held by the Company to the shares accounts of each respective person. Accelerating vesting period can be considered if any of following events occurred: (1) retirement, (2) termination due to medical condition, (3) death or permanent disabilities, (4) change of control, and (5) employee rationalization.

32. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM (lanjutan)

Informasi lain mengenai pembayaran berbasis saham adalah sebagai berikut:

32. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT (continued)

Further information relating to share-based payment are as follows:

Penghargaan kepada/ ***Awarded to***	***Bentuk program/ Type of Program***	**Jumlah penghargaan saham/** ***Number of Shares Awarded***	**Tanggal pemberian/** ***Grant Date***	**Tanggal *Vesting/*** ***Vesting Date***
Manajemen/*Management* ***Management Share Award Program***	*Blocked Share*	25.000.000 saham/ *25,000,000 shares*	29 Juni 2016/ *June 29, 2016*	31 Desember 2019/ *December 31, 2019*
		33.500.000 saham/ *33,500,000 shares*	12 Desember 2017/ *December 12, 2017*	31 Desember 2019/ *December 31, 2019*
		1.650.000 saham/ *1,650,000 shares*	21 Mei 2018/ *May 21, 2018*	15 Oktober 2020/ *October 15, 2020*
		8.500.000 saham/ *8,500,000 shares*	29 Mei 2019/ *May 29, 2019*	31 Desember 2019/ *December 31, 2019*
	Unblocked Share – Executive level	6.912.500 saham/ *6,912,500 shares*	21 Juni 2017/ *June 21, 2017*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		3.350.000 saham/ *3,350,000 shares*	12 Desember 2017/ *December 12, 2017*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		12.640.900 saham/ *12,640,900 shares*	21 Mei 2018/ *May 21, 2018*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		25.103.300 saham/ *25,103,300 shares*	29 Mei 2019/ *May 29, 2019*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		21.924.000 saham/ *21,924,000 shares*	21 Desember 2020/ *December 21, 2020*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		25.200.000 saham/ *25,200,000 shares*	4 Januari 2021/ *January 4, 2021*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		25.200.000 saham/ *25,200,000 shares*	13 Januari 2022/ *January 13, 2022*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Senior management level	880.500 saham/ *880,500 shares*	8 Agustus 2017/ *August 8, 2017*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		750.000 saham/ *750,000 shares*	9 Oktober 2017/ *October 9, 2017*	8 Oktober 2019/ *October 8, 2019*
		7.906.000 saham/ *7,906,000 shares*	21 Mei 2018/ *May 21, 2018*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		333.800 saham/ *333,800 shares*	13 Juli 2018/ *July 13, 2018*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		3.581.300 saham/ *3,581,300 shares*	29 Mei 2019/ *May 29, 2019*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		7.978.300 saham/ *7,978,300 shares*	26 Juni 2020/ *June 26, 2020*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		3.276.000 saham/ *3,276,000 shares*	21 Desember 2020/ *December 21, 2020*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		3.817.400 saham/ *3,817,400 shares*	30 Juli 2021/ *July 30, 2021*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
		18.597.600 saham/ *18,597,600 shares*	8 Oktober 2021/ *October 8, 2021*	Vest pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*

32. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM (lanjutan)

Informasi lain mengenai pembayaran berbasis saham adalah sebagai berikut: (lanjutan)

32. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT (continued)

Further information relating to share-based payment are as follows: (continued)

Penghargaan kepada/ ***Awarded to***	**Bentuk program/** ***Type of Program***	**Jumlah penghargaan saham/** ***Number of Shares Awarded***	**Tanggal pemberian/** ***Grant Date***	**Tanggal *Vesting*/** ***Vesting Date***
Karyawan/*Employee* ***Employee Share Award Program***		20.247.080 saham setelah dikurangi oleh pembatalan sebanyak 863.250 saham/ *20,247,080 shares after deduction of cancellation amounting to 863,250 shares*	28 Juli 2017/ *July 28, 2017*	Vest dalam tiga tahapan:/ *Vests in three phases:* Tahap 1:1 Juni 2018/ *Phase 1:June 1, 2018* Tahap 2:1 Juni 2019/ *Phase 2:June 1, 2019* Tahap 3:1 Juni 2020/ *Phase 3:June 1, 2020*
		21.825.160 saham setelah dikurangi oleh pembatalan sebanyak 234.990 saham/ *21,825,160 shares after deduction of cancellation amounting to 234,990 shares*	19 Juli 2018/ *July 19, 2018*	Vest dalam tiga tahapan:/ *Vests in three phases:* Tahap 1:1 Juni 2019/ *Phase 1:June 1, 2019* Tahap 2:1 Juni 2020/ *Phase 2:June 1, 2020* Tahap 3:1 Juni 2021/ *Phase 3:June 1, 2021*
		21.502.000 saham setelah dikurangi oleh pembatalan sebanyak 83.500 saham/ *21,502,500 shares after deduction of cancellation amounting to 83,500 shares*	10 September 2019/ *September 10, 2019*	Vest dalam tiga tahapan:/ *Vests in three phases:* Tahap 1:1 Juni 2020/ *Phase 1:June 1, 2020* Tahap 2:1 Juni 2021/ *Phase 2:June 1, 2021* Tahap 3:1 Juni 2022/ *Phase 3:June 1, 2022*
		250.000 saham/ *250,000 shares*	21 Desember 2018/ *December 21, 2018*	2 Maret 2020/ *March 2, 2020*
		21.566.000 saham/ *21,566,000 shares*	30 Oktober 2020/ *October 30, 2020*	Vest dalam tiga tahapan:/ *Vests in three phases:* Tahap 1:1 Juni 2021/ *Phase 1:June 1, 2021* Tahap 2:1 Juni 2022/ *Phase 2 :June 1, 2022* Tahap 3:1 Juni 2023/ *Phase 3:June 1, 2023*
		1.019.797 saham/ *1,019,797 shares*	19 Oktober 2020/ *October 19, 2020*	Vest dalam tiga tahapan:/ *Vests in three phases:* Tahap 1 : 1 Juli 2021/ *Phase 1 : July 1, 2021* Tahap 2 : 1 Juli 2022/ *Phase 2 : July 1, 2022* Tahap 3 : 1 Juli 2023/ *Phase 3 : July 1, 2023*

32. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM (lanjutan)

32. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT (continued)

Penghargaan kepada/ *Awarded to*	Bentuk program/ *Type of Program*	Jumlah penghargaan saham/ *Number of Shares Awarded*	Tanggal pemberian/ *Grant Date*	Tanggal *Vesting*/ *Vesting Date*
Karyawan/*Employee* *Employee Share Award Program* (lanjutan/*continued*)		20.844.170 saham/ *20,844,170 shares*	4 Juni 2021/ June 4, 2021	1 Juni 2021/ *June 1, 2021*
		305.939 saham/ *305,939 shares*	1 Juli 2021/ *July 1, 2021*	1 Juni 2021/ *June 1, 2021*
		239.800 saham/ *239,800 shares*	6 Agustus 2021/ *August 6, 2021*	1 Juni 2021/ *June 1, 2021*
		549.500 saham/ *549,500 shares*	25 Agustus 2021/ *August 25, 2021*	1 Juni 2021/ *June 1, 2021*
		98.967 saham/ *98,967 shares*	22 Oktober 2021/ *October 22, 2021*	1 Juni 2021/ *June 1, 2021*
		34.534 saham/ *34,534 shares*	5 April 2022/ *April 5, 2025*	1 Juni 2022/ *June 1, 2022*

Beban yang diakui pada tahun pelaporan adalah sebagai berikut:

The expenses recognized for each of the year are as follows:

	2022	2021	
Program Pemberian Saham Manajemen			*Management Share Award Program*
- *Unblocked share executive level*	852.327	783.717	*Unblocked share - executive level*
- *Unblocked share senior management level*	1.198.341	128.555	*Unblocked share - senior management level*
Program Pemberian Saham Karyawan	1.209.371	549.439	*Employee Share Award Program*
Jumlah	**3.260.039**	**1.461.711**	***Total***

33. DAMPAK PERUBAHAN TRANSAKSI EKUITAS ENTITAS ANAK/ENTITAS ASOSIASI

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, akun ini terutama merupakan selisih dari penambahan kepemilikan kepentingan non-pengendali dan perubahan transaksi ekuitas entitas anak/asosiasi.

33 . EFFECTS OF CHANGES IN EQUITY TRANSACTIONS OF SUBSIDIARIES/ ASSOCIATES

As of December 31, 2022 and 2021, this account mainly represents difference in additional ownership of non-controlling interest and changes in equity transactions of subsidiaries/associates.

34. PENDAPATAN

Di bawah ini adalah disagregasi pendapatan grup dari kontrak dengan pelanggan dan sewa dan pendapatan bunga untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021:

a. Berdasarkan tipe barang atau jasa

34. REVENUES

Set out below is the disaggregation of the Group's total revenue from contracts with customers and total lease and finance income for the years ended December 31, 2022 and 2021:

a. By type of good or service

	2022								
	Kontrak penjualan minyak dan gas bumi/ *Oil and gas contract*	**Kontrak konstruksi/ *construction contract***	**Kontrak penjualan listrik/ *Sales of electricity power contract***	**Kontrak operasi dan jasa pelayanan/ *Operation and maintenance service contract***	**Kontrak penjualan jasa lainnya/ *Other service contract***	**Total penjualan dari kontrak dengan pelanggan/ *Total revenue from contract with customers***	**Sewa dan pendapatan bunga/ *Lease and finance income***	**Jumlah/ *Total***	
Pendapatan dari kontrak Dengan pelanggan									***Revenue from contracts with customers***
Kontrak penjualan minyak dan gas	2.187.708.633	-	-	-	-	2.187.708.633	-	2.187.708.633	*Oil and gas sales contract*
Kontrak konstruksi	-	13.576.018	-	-	-	13.576.018	-	13.576.018	*Construction contract*
Kontrak dari penjualan listrik	-	-	34.570.217	-	-	34.570.217	-	34.570.217	*Sales of electricity power contracts*
Kontrak operasi dan jasa pelayanan	-	-	-	25.753.757	-	25.753.757	-	25.753.757	*Operation and maintenance contracts*
Kontrak penjualan jasa lainnya	-	-	-	-	8.046.747	8.046.747	-	8.046.747	*Other service contract*
Jumlah pendapatan dari kontrak	2.187.708.633	13.576.018	34.570.217	25.753.757	8.046.747	2.269.655.372	-	2.269.655.372	*Total revenue from contracts*
Sewa pembangkit listrik	-	-	-	-	-	-	14.768.781	14.768.781	*Lease of electricity power plant*
Pendapatan bunga dari jasa konsensi	-	-	-	-	-	-	25.683.146	25.683.146	*Finance income from service concession*
Pendapatan bunga dari sewa	-	-	-	-	-	-	2.120.303	2.120.303	*Other service contract*
Jumlah pendapatan sewa dan bunga	-	-	-	-	-	-	42.572.230	42.572.230	*Total lease and finance income*
Jumlah	**2.187.708.633**	**13.576.018**	**34.570.217**	**25.753.757**	**8.046.747**	**2.269.655.372**	**42.572.230**	**2.312.227.602**	**Total**

	2021 Disajikan kembali – Catatan 39/*As restated – Note 39*								
	Kontrak penjualan minyak dan gas bumi/ *Oil and gas contract*	**Kontrak konstruksi/ *construction contract***	**Kontrak penjualan listrik/ *Sales of electricity power contract***	**Kontrak operasi dan jasa pelayanan/ *Operation and maintenance service contract***	**Kontrak penjualan jasa lainnya/ *Other service contract***	**Total penjualan dari kontrak dengan pelanggan/ *Total revenue from contract with customers***	**Sewa dan pendapatan bunga/ *Lease and finance income***	**Jumlah/ *Total***	
Pendapatan dari kontrak Dengan pelanggan									***Revenue from contracts with customers***
Kontrak penjualan minyak dan gas	1.112.927.850	-	-	-	-	1.112.927.850	-	1.112.927.850	*Oil and gas sales contract*
Kontrak konstruksi	-	32.097.378	-	-	-	32.097.378	-	32.097.378	*Construction contract*
Kontrak dari penjualan listrik	-	-	25.304.329	-	-	25.304.329	-	25.304.329	*Sales of electricity power contracts*
Kontrak operasi dan jasa pelayanan	-	-	-	27.544.533		27.544.533	-	27.544.533	*Operation and maintenance contracts*
Kontrak penjualan jasa lainnya	-	-	-	-	14.302.935	14.302.935	-	14.302.935	*Other service contract*
Jumlah pendapatan dari kontrak	1.112.927.850	32.097.378	25.304.329	27.544.533	14.302.935	1.212.177.025	-	1.212.177.025	*Total revenue from contracts*
Sewa pembangkit listrik	-	-	-	-	-	-	14.689.013	14.689.013	*Lease of electricity power plant*
Pendapatan bunga dari jasa konsesi	-	-	-	-	-	-	22.710.745	22.710.745	*Finance income from service concession*
Pendapatan bunga dari sewa	-	-	-	-	-	-	2.529.790	2.529.790	*Other service contract*
Jumlah pendapatan sewa dan bunga	-	-	-	-	-	-	39.929.548	39.929.548	*Total lease and finance income*
Jumlah	**1.112.927.850**	**32.097.378**	**25.304.329**	**27.544.533**	**14.302.935**	**1.212.177.025**	**39.929.548**	**1.252.106.573**	**Total**

34. PENDAPATAN (lanjutan)

34. REVENUES (continued)

b. Berdasarkan pasar geografis

b. By Geographic market

2022

	Kontrak penjualan minyak dan gas bumi/ *Oil and gas contract*	Kontrak konstruksi/ *Construction contract*	Kontrak penjualan listrik/ *Sales of electricity power contract*	Kontrak operasi dan jasa pelayanan/ *Operation and maintenance service contract*	Kontrak penjualan jasa lainnya/ *Other service contract*	Total Penjualan dari kontrak dengan pelanggan/ *Total revenue from contract with customers*	Sewa dan pendapatan bunga/ *Lease and finance income*	Jumlah/ *Total*	
Pasar Geografis									***Geographic market***
Indonesia	1.281.769.528	13.576.018	34.570.217	25.753.757	8.046.748	1.363.716.268	42.092.563	1.405.808.831	*Indonesia*
Luar negeri	905.939.105	-	-	-	-	905.939.105	479.666	906.418.771	*Foreign*
Jumlah	**2.187.708.633**	**13.576.018**	**34.570.217**	**25.753.757**	**8.046.748**	**2.269.655.373**	**42.572.229**	**2.312.227.602**	***Total***

2021
Disajikan kembali – Catatan 39/*As restated – Note 39*

	Kontrak penjualan minyak dan gas bumi/ *Oil and gas contract*	Kontrak konstruksi/ *Construction contract*	Kontrak penjualan listrik/ *Sales of electricity power contract*	Kontrak operasi dan jasa pelayanan/ *Operation and maintenance service contract*	Kontrak penjualan jasa lainnya/ *Other service contract*	Total Penjualan dari kontrak dengan pelanggan/ *Total revenue from contract with customers*	Sewa dan pendapatan bunga/ *Lease and finance income*	Jumlah/ *Total*	
Pasar Geografis									***Geographic market***
Indonesia	520.786.530	32.097.378	25.304.329	27.544.533	14.302.935	620.035.705	39.707.132	659.742.837	*Indonesia*
Luar negeri	592.141.320	-	-	-	-	592.141.320	222.416	592.363.736	*Foreign*
Jumlah	**1.112.927.850**	**32.097.378**	**25.304.329**	**27.544.533**	**14.302.935**	**1.212.177.025**	**39.929.548**	**1.252.106.573**	***Total***

Waktu pengakuan pendapatan didasarkan pada pemenuhan kewajiban kinerja, baik pada titik waktu tertentu atau sepanjang waktu. Umumnya, pendapatan dari kontrak dengan pelanggan atas minyak dan gas, konstruksi dan penjualan tenaga listrik diakui pada suatu waktu, sedangkan operasi dan pemeliharaan serta jasa lainnya diakui dari sepanjang waktu.

Di bawah ini adalah rekonsiliasi pendapatan dari kontrak dengan pelanggan dengan jumlah yang diungkapkan dalam informasi segmen untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021:

Timing of revenue recognition is based on the satisfaction of the performance obligation, either at a point in time or over time. Generally, the revenue from contracts with customers on oil and gas, construction and sales of electricity power are recognized at a point in time, while operation and maintenance and other services are recognized over time.

Set out below is reconciliation of the revenue from contracts with customers with the amounts disclosed in the segment information for the years ended December 31, 2022 and 2021:

2022

	Kontrak penjualan minyak dan gas bumi/ *Oil and gas contract*	Kontrak konstruksi/ *Construction contract*	Kontrak penjualan listrik/ *Sales of electricity power contract*	Kontrak operasi dan jasa pelayanan/ *Operation and maintenance service contract*	Kontrak penjualan jasa lainnya/ *Other service contract*	Total penjualan dari kontrak/ *Total revenue from contract with customers*	Sewa dan pendapatan bunga/ *Lease and finance income*	Jumlah/ *Total*	
Pelanggan									***Customers***
Pelanggan eksternal	2.187.708.633	13.576.018	34.570.217	25.753.757	8.046.748	2.269.655.373	42.572.229	2.312.227.602	*External customers*
Antar segmen	74.910.660	-	10.221	-	8.679.496	83.600.377	-	83.600.377	*Inter-segment*
Jumlah	2.262.619.293	13.576.018	34.580.438	25.753.757	16.726.244	2.353.255.750	42.572.229	2.395.827.979	*Total*
Penyesuaian dan eliminasi antar segmen	(74.910.660)	-	(10.221)	-	(8.679.496)	(83.600.377)	-	(83.600.377)	*Inter-segment adjustment and elimination*
Jumlah	**2.187.708.633**	**13.576.018**	**34.570.217**	**25.753.757**	**8.046.748**	**2.269.655.373**	**42.572.229**	**2.312.227.602**	***Total***

34. PENDAPATAN (lanjutan)

34. REVENUES (continued)

b. Berdasarkan pasar geografis (lanjutan)

b. By Geographic market (continued)

2021
Disajikan kembali – Catatan 39/*As restated – Note 39*

	Kontrak penjualan minyak dan gas bumi/ *Oil and gas contract*	Kontrak konstruksi/ *Construction contract*	Kontrak penjualan listrik/ *Sales of electricity power contract*	Kontrak operasi dan jasa pelayanan/ *Operation and maintenance service contract*	Kontrak penjualan jasa lainnya/ *Other service contract*	Total penjualan dari kontrak/ *Total revenue from contract with customers*	Sewa dan pendapatan bunga/ *Lease and finance income*	Jumlah/ *Total*	
Pelanggan									***Customers***
Pelanggan eksternal	1.112.927.850	32.097.378	25.304.329	27.544.533	14.302.935	1.212.177.025	39.929.548	1.252.106.573	*External customers*
Antar segmen	52.897.273	-	-	-	7.973.071	60.870.344	-	60.870.344	*Inter-segment*
Jumlah	1.165.825.123	32.097.378	25.304.329	27.544.533	22.276.006	1.273.047.369	39.929.548	1.312.976.917	*Total*
Penyesuaian dan eliminasi antar segmen	(52.897.273)	-	-	-	(7.973.071)	(60.870.344)	-	(60.870.344)	*Inter-segment adjustment and elimination*
Jumlah	**1.112.927.850**	**32.097.378**	**25.304.329**	**27.544.533**	**14.302.935**	**1.212.177.025**	**39.929.548**	**1.252.106.573**	***Total***

c. Berdasarkan pelanggan

c. By customer

	2022	**2021 (Disajikan Kembali/ *As restated* - Catatan/ *Note 39*)**	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Medco Daya Makmur	1.170.237	1.162.237	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur	744.247	745.273	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Natuna	609.746	809.597	*PT Medco Daya Natuna*
PT Api Metra Graha	53.530	58.090	*PT Api Metra Graha*
PT Medco Daya Energi Nusantara	3.267	12.712	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Sub-jumlah	2.581.027	2.787.909	*Sub-total*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	1.403.227.803	656.954.928	*Local customers*
Pelanggan luar negeri	906.418.772	592.363.736	*Foreign customers*
Sub-jumlah	2.309.646.575	1.249.318.664	*Sub-total*
Jumlah	**2.312.227.602**	**1.252.106.573**	***Total***

Rincian pendapatan dari pelanggan yang melebihi 10% dari jumlah pendapatan yang dilaporkan berasal dari:

The details of revenues from customers which exceeded 10% of the total revenues for each year are as follows:

	2022		**2021**	
	Jumlah / *Amount*	**% Terhadap total Pendapatan / *% of Total Revenue***	**Jumlah / *Amount***	**% Terhadap total Pendapatan / *% of Total Revenue***
PT Perusahaan Gas Negara	371.437.411	16.07%	69.154.310	5.52%
PT Kilang Pertamina Internasional	235.152.529	10.17%	-	-
Sembcorp Gas Pte Ltd	226.027.878	9.78%	157.084.096	12.55%
Glencore Singapore Pte Ltd	195.519.031	8.46%	178.364.855	14.25%
Total	**1.028.136.849**	**44.48%**	**404.603.261**	**32.32%**

35. BEBAN POKOK PENDAPATAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA

Grup mempunyai beban-beban sebagai berikut dalam mengoperasikan, memproses dan menjual produk dan jasanya:

a. Biaya Produksi dan *Lifting*

Akun ini terdiri dari:

	2022	2021 (Disajikan Kembali/ *As restated* - Catatan/ *Note 39*)	
Biaya *overhead* operasi lapangan	181.360.368	138.261.928	*Field operations overhead*
Operasi dan pemeliharaan	96.692.515	62.716.402	*Operations and maintenance*
Biaya kontrak minyak dan gas bumi	36.755.361	50.360.609	*Cost of oil and gas contracts*
Pendukung operasi	14.697.485	5.563.589	*Operational support*
Biaya pipa dan transportasi	5.000.353	438.373	*Pipeline cost and transportation fees*
Jumlah	**334.506.082**	**257.340.901**	***Total***

b. Beban Pokok Penjualan Tenaga Listrik dan Jasa Terkait Lainnya

Akun ini terdiri dari:

	2022	2021 (Disajikan Kembali/ *As restated* - Catatan/ *Note 39*)	
Biaya produksi listrik	13.332.885	14.328.383	*Electricity production costs*
Operasi dan pemeliharaan	13.319.794	10.635.128	*Operations and maintenance*
Biaya konstruksi	11.908.788	28.639.122	*Construction costs*
Gaji dan imbalan	6.292.778	5.384.523	*Salaries and benefits*
Jumlah	**44.854.245**	**58.987.156**	***Total***

c. Penyusutan, Deplesi dan Amortisasi

Akun penyusutan, deplesi dan amortisasi, adalah sebagai berikut:

	2022	2021 (Disajikan Kembali/ *As restated* - Catatan/ *Note 39*)	
Operasi minyak dan gas bumi	554.298.552	264.059.936	*Oil and gas operations*
Tenaga listrik	4.200.660	4.005.300	*Electric power*
Kontrak lainnya dan jasa terkait	3.010.511	4.577.081	*Other contracts and related services*
Jumlah	**561.509.723**	**272.642.317**	***Total***

35. COST OF REVENUES AND OTHER DIRECT COSTS

The Group incurred the following costs to operate, process and sell its products and services:

a. Production and Lifting Costs

This account consists of:

b. Cost of Electric Power Sales and Related Services

This account consists of:

c. Depreciation, Depletion and Amortization

This account represents depreciation, depletion and amortization for the following:

35. BEBAN POKOK PENDAPATAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA (lanjutan)

Grup mempunyai beban-beban sebagai berikut dalam mengoperasikan, memproses dan menjual produk dan jasanya: (lanjutan)

d. Beban Eksplorasi

Akun ini terdiri dari:

35. COST OF REVENUES AND OTHER DIRECT COSTS (continued)

The Group incurred the following costs to operate, process and sell its products and services: (continued)

d. Exploration expenses

This account consists of:

	2022	2021 (Disajikan Kembali/ *As restated* - Catatan/ *Note 39*)	
Overhead eksplorasi	12.889.815	8.266.386	*Exploration overhead*
Sumur kering	137.316	9.079.540	*Dry hole*
Jumlah	**13.027.131**	**17.345.926**	***Total***

e. Biaya Pembelian Minyak Mentah

Akun ini terdiri dari biaya pembelian minyak mentah oleh Grup dari SKK Migas, PT Pertamina Hulu Energi Jambi Merang, PT Pertamina EP, PT Medco Daya Natuna dan PT Medco Daya Abadi Lestari.

Tidak terdapat pembelian dari satu pihak yang melebihi 10% dari pendapatan untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021. Akun ini terdiri dari biaya pembelian minyak mentah oleh Grup dari SKK Migas, Tomori E&P Ltd, PT Pertamina EP, PT Medco Daya Natuna dan PT Medco Daya Abadi Lestari.

e. Cost of Crude Oil Purchases

This account consists of cost of crude oil purchased by the Group from SKK Migas, PT Pertamina Hulu Energi Jambi Merang, PT Pertamina EP, PT Medco Daya Natuna and PT Medco Daya Abadi Lestari.

There were no purchases from a single vendor which exceeded 10% of the total revenues for the years ended December 31, 2022 and 2021.This account consists of cost of crude oil purchased by the Group from SKK Migas, Tomori E&P Ltd, PT Pertamina EP, PT Medco Daya Natuna and PT Medco Daya Abadi Lestari. There were no purchases from a single vendor which exceeded 10% of the total revenues for the

36. BEBAN PENJUALAN, UMUM, DAN ADMINISTRASI

Akun ini terdiri dari:

36. SELLING, GENERAL AND ADMINISTRATIVE EXPENSES

This account consists of:

	2022	2021 (Disajikan Kembali/ *As restated* - Catatan/ *Note 39*)	
Umum dan administrasi			*General and administrative*
Gaji, upah dan imbalan kerja lainnya	114.189.195	93.957.547	*Salaries, wages and other employee benefits*
Honorarium profesional	24.559.836	14.611.391	*Professional fees*
Jasa	22.452.900	7.052.108	*Service*
Sewa	12.555.016	10.141.357	*Rental*
Beban kontrak	9.195.663	6.376.312	*Contract charges*

36. BEBAN PENJUALAN, UMUM, DAN ADMINISTRASI (lanjutan)

36. SELLING, GENERAL AND ADMINISTRATIVE EXPENSES (continued)

	2022	2021 (Disajikan Kembali/ *As restated* - Catatan/ *Note 39*)	
Perawatan dan perbaikan	8.736.681	5.201.468	*Repairs and maintenance*
Penyusutan (Catatan 15 dan 16)	5.802.156	5.380.993	*Depreciation (Notes 15 and 16)*
Asuransi	3.885.369	2.452.860	*Insurance*
Pendidikan	1.639.198	1.104.041	*Education*
Peralatan dan perlengkapan kantor	1.021.997	1.592.958	*Office supplies and equipment*
Transportasi	651.107	430.162	*Transportation*
Penyisihan (pemulihan) kerugian kredit ekspektasian	(2.382.780)	5.340.332	*Provision (recovery) for expected credit loss*
Lain-lain (di bawah AS$1.000.000)	8.549.288	5.319.035	*Others (each below US$1,000,000)*
Sub-jumlah	**210.855.627**	**158.960.564**	***Sub-total***
Penjualan			*Selling*
Iklan dan promosi	4.827.977	1.154.482	*Advertising and promotions*
Perjalanan dinas	4.197.668	1.074.306	*Business travel*
Beban ekspor	189.983	185.607	*Export expenses*
Beban jamuan	150.855	30.755	*Entertainment*
Sub-jumlah	**9.366.483**	**2.445.150**	***Sub-total***
Jumlah	**220.222.110**	**161.405.714**	***Total***

37. PENDAPATAN DAN BEBAN LAIN-LAIN

Pendapatan lain-lain untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 terutama merupakan keuntungan dari selisih nilai tukar.

Beban lain-lain untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 terutama merupakan denda atas pembatalan pemenuhan kewajiban pengeboran sumur di Blok 10 Mexico.

Pendapatan lain-lain untuk untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2021 terutama merupakan imbalan manajemen terkait Perjanjian Operasi Bersama Medco E&P Natuna Ltd.

Beban lain-lain untuk untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2021 terutama merupakan kerugian dari penyelesaian transaksi derivatif.

Beban lain-lain untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 terutama merupakan penyelesaian sengketa perpajakan di Tanzania, kerugian atas pengukuran nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual (catatan 39) dan denda atas pembatalan pemenuhan kewajiban pengeboran sumur di Blok 10 Mexico.

37. OTHER INCOME AND OTHER EXPENSES

Other income for the year ended December 31, 2022 mainly represents dividend gain on foreign exchange.

Other expense for the year ended December 31, 2022 mainly represents penalties due to cancellation of well drilling commitment in Block 10 Mexico.

Other income for the year ended December 31, 2021 mainly represents management fee related to Joint Operating Agreement of Medco E&P Natuna Ltd.

Other expense for the year ended December 31, 2021 represents loss on derivative transactions settlement.

Other expense for the year ended December 31, 2022 mainly represents tax settlement in Tanzania, Impairment loss on assets recognized at fair value less cost to sell and penalties due to cancellation of well drilling commitment in Block 10 Mexico.

38. PERPAJAKAN

a. Beban pajak Perusahaan dan entitas anak terdiri dari sebagai berikut:

38. TAXATION

a. Income tax expense of the Company and subsidiaries consists of the following:

	2022	2021 Disajikan kembali – Catatan 39 /*As restated – Note 39*	
Operasi yang dilanjutkan			*Continuing Operations*
Beban pajak kini			*Current income tax expense*
Entitas anak	(487.160.949)	(224.788.988)	*Subsidiaries*
Sub-jumlah	(487.160.949)	(224.788.988)	*Sub-total*
Manfaat (beban) pajak tangguhan			*Deferred tax benefit (expense)*
Perusahaan	(1.169.976)	(1.660.822)	*The Company*
Entitas anak	(19.641.053)	3.618.098	*Subsidiaries*
Sub-jumlah	(20.811.029)	1.957.276	*Sub-total*
Jumlah Beban Pajak dari Operasi yang dilanjutkan	**(507.971.978)**	**(222.831.712)**	***Total Income Tax Expense Continuing Operations***

b. Pajak Kini

Rekonsiliasi antara laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan menurut laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian dan laba kena pajak (rugi fiskal) Perusahaan adalah sebagai berikut:

b. Current Income Tax

A reconciliation between profit before income tax expense from continuing operations per consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income and the Company's taxable income (tax loss) is as follows:

	2022	2021	
Laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan	1.045.601.582	269.379.241	*Consolidated profit before income tax expense from continuing operations*
Penyesuaian konsolidasi	(336.653.629)	(11.216.852)	*Consolidation adjustment*
Laba sebelum beban pajak penghasilan entitas anak	(809.124.744)	(278.311.180)	*Profit before income tax expense of subsidiaries*
Rugi sebelum pajak - Perusahaan	(100.176.791)	(20.148.791)	*Loss before income tax - the Company*
Pendapatan dividen dari entitas anak	190.113.617	19.609.776	*Dividend income from subsidiaries*
Jumlah laba sebelum Pajak - Perusahaan	89.936.826	(539.015)	*Total profit before income tax - the Company*
Perbedaan temporer			*Temporary differences*
Pembayaran berbasis saham	1.900.620	46.646	*Share-based payment*
Penyusutan	1.256.072	1.322.049	*Depreciation*
Imbalan kerja	(107.776)	(2.457)	*Employee benefits*
Keuntungan surat berharga yang belum direalisasikan	(3.086.437)	(395.156)	*Unrealized Gain on marketable securities*
Bagian laba dari entitas asosiasi	-	(34.957.940)	*Share of net income of associates*

38. PERPAJAKAN (lanjutan)

b. Pajak Kini

Rekonsiliasi antara laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan menurut laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian dan laba kena pajak (rugi fiskal) Perusahaan adalah sebagai berikut:

38. TAXATION (continued)

b. Current Income Tax

A reconciliation between profit before income tax expense from continuing operations per consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income and the Company's taxable income (tax loss) is as follows:

	2022	2021	
Perbedaan tetap			*Permanent differences*
Pendapatan bunga	33.935.674	34.110.772	*Interest income*
Beban yang tidak dapat dikurangkan	4.777.847	6.376.088	*Non-deductible expenses*
Pendapatan yang dikenai pajak final	(2.203.486)	(719.353)	*Income subjected to final income tax*
Pendapatan dividen dari entitas anak	(190.113.617)	(19.609.776)	*Dividend income from subsidiaries*
Imbalan kerja lainnya	-	6.046.868	*Other employee benefits*
Rugi fiskal tahun berjalan - Perusahaan	(63.704.278)	(8.321.274)	*Tax Loss for the year - the Company*
Rugi fiskal tahun lalu	(8.321.274)	-	*Prior year tax losses*
Rugi fiskal kumulatif - Perusahaan	(72.025.552)	(8.321.274)	*Accumulated tax loss - the Company*
Dikurangi pembayaran Pajak Penghasilan di muka pasal 23 dan 25	771.081	1.180.383	*Less prepayment of income tax article 23 and 25*
Kelebihan Pajak Penghasilan Badan	**771.081**	**1.180.383**	***Overpayment of Corporate Income Tax***

Jumlah rugi fiskal Perusahaan untuk tahun 2022, sesuai dengan perhitungan di atas akan dilaporkan oleh Perusahaan dalam Surat Pemberitahuan Tahunan ("SPT") PPh badan ke Kantor Pajak.

The amount of the Company's tax loss for the year 2022, as stated in the above, will be reported by the Company in its 2022 income tax return (SPT) to be submitted to the Tax Office.

Jumlah laba fiskal Perusahaan untuk tahun 2021, sesuai dengan perhitungan di atas telah dilaporkan oleh Perusahaan dalam Surat Pemberitahuan Tahunan ("SPT") PPh badan tahun 2021 ke Kantor Pajak.

The amount of the Company's tax income for the year 2021, as stated in the above, are reported by the Company in its annual tax return ("SPT") to be submitted to the Tax Office.

38. PERPAJAKAN (lanjutan)

c. Pajak Tangguhan

38. TAXATION (continued)

b. Deferred Tax

	2022					
	31 Desember 2021/ *December 31, 2021*	**Penambahan dari akuisisi/ *Additions from acquisition***	**Aset/liabilitas pajak tangguhan atas entitas anak yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual dan operasi yang dihentikan/ *Deferred tax assets/liabilities of subsidiaries classified as held for sale and discontinued operations***	**(Dibebankan) Dikreditkan ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ (*Charged*) *Credited to consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income***	**31 Desember 2022/ *December 31, 2022***	
Aset Pajak Tangguhan						***Deferred Tax Assets***
Biaya yang belum terpulihkan	140.340.566	-	-	(18.182.285)	122.158.281	*Unrecovered costs*
Liabilitas pembongkaran dan restorasi area	11.232.349	-	-	2.451.834	13.684.183	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Keuntungan/kerugian mata uang Asing yang belum direalisasi	1.859.036	-	-	1.208.166	3.067.202	*Unrealized gain/loss of foreign exchange*
Penurunan nilai Pajak Pertambahan Nilai	-	-	-	1.241.973	1.241.973	*Impairment of Value added Tax*
Aset Tetap	1.083.599	-	-	1.074.717	2.158.316	*Properties, plant and equipment*
Liabilitas imbalan kerja	933.440	-	-	(167.781)	765.659	*Employee benefit liabilities*
Liabilitas kontrak	330.536	-	-	252.540	583.076	*Contract liabilities*
Liabilitas sewa pembiayaan	85.239	-	-	412.760	497.999	*Finance lease liabilities*
Persediaan	(43.952)	-	-	148.914	104.962	*Inventories*
Rugi Fiskal yang dibawa ke masa depan	41.710	-	-	(41.710)	-	*Tax loss carryforward*
Aset minyak dan gas bumi	(104.922.972)	-	-	(24.658)	(104.947.630)	*Oil and gas properties*
Lainnya	(13.190)	-	-	5.251	(7.939)	*Others*
Aset Pajak Tangguhan - Grup - Neto	**50.926.361**	**-**	**-**	**(11.620.279)**	**39.306.082**	***Net Deferred Tax Assets - the Group - Net***

c. Pajak Tangguhan (lanjutan) / *c. Deferred Tax (continued)*

	2022					
	31 Desember 2021/ *December 31, 2021*	**Penambahan dari akuisisi/ *Additions from acquisition***	**Aset/liabilitas pajak tangguhan atas entitas anak yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual dan operasi yang dihentikan/ *Deferred tax assets/liabilities of subsidiaries classified as held for sale and discontinued operations***	**(Dibebankan) Dikreditkan ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ (*Charged*) *Credited to consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income***	**31 Desember 2022/ *December 31, 2022***	
Liabilitas Pajak Tangguhan						***Deferred Tax Liabilities***
Biaya yang belum terpulihkan	65.479.013	-	-	6.057.984	71.536.997	*Unrecovered costs*
Aset keuangan konsesi	(17.900.274)	-	-	(1.347.728)	(19.248.002)	*Concession financial assets*
Liabilitas kontrak	3.097.626	20.706.954	-	(10.042.094)	13.762.486	*Contract liabilities*
Liabilitas pembongkaran dan restorasi area	18.872.089	(476.698)	(3.200.741)	(1.545.790)	13.648.860	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Liabilitas imbalan kerja	6.974.991	1.548.617	-	5.456.081	13.979.689	*Employee benefit liabilities*
Rugi Fiskal yang Dapat dibawa di masa depan	8.392.246	-	-	1.072.798	9.465.044	*Tax loss carryforward*
Keuntungan/kerugian mata uang Asing yang belum direalisasi	162.957	-	-	1.261.900	1.424.857	*Unrealized gain/loss of foreign exchange*
Liabilitas sewa Pembiayaan	2.129.446	1.164.281	(384.488)	(1.336.677)	1.572.562	*Finance lease liabilities*
Persediaan	(1.942.755)	(667.883)	1.275.900	1.544.796	210.058	*Inventories*
Kerugian kredit ekspektasian	346.580	-	-	(277.546)	69.034	*Expected credit loss*
Pembayaran berbasis saham	(45.144)	-	-		(45.144)	*Share-based payment*
Instrumen lindung nilai	1.340.764	-	-	(6.562.588)	(5.221.824)	*Hedging instruments*
Dividen anak perusahaan yang belum terdistribusikan	(10.411.022)	-	-	1.275.136	(9.135.886)	*Subsidiary dividends that have not been distributed*
Piutang sewa pembiayaan	(33.688.643)	-	-	12.109.483	(21.579.160)	*Finance lease receiveable*
Aset tetap	17.819.141	-	-	(8.511.203)	9.307.938	*Properties, plant and equipment*
Penyesuaian nilai wajar investasi pada entitas anak/ entitas asosiasi	(80.282.211)	-	-	12.857.871	(67.424.340)	*Fair value adjustment of investment in subsidiaries/ associates*
Aset minyak dan gas bumi	(394.802.705)	(335.809.284)	12.504.167	(17.677.999)	(735.785.821)	*Oil and gas properties*
Lainnya	9.126.830	-	-	(9.933.533)	(806.703)	*Others*
Liabilitas Pajak Tangguhan - Grup - Neto	**(405.331.071)**	**(313.534.013)**	**10.194.838**	**(15.599.109)**	**(724.269.355)**	***Net Deferred Tax Liabilities - the Group - Net***
Jumlah Beban Pajak Tangguhan Grup				**(27.219.388)**		***Total Deferred Tax Expense of the Group***
Beban Pajak Tangguhan dari pendapatan komprehensif lain				**7.187.478**		***Deferred Tax Expense from other comprehensive income***
Dampak selisih kurs				**(903.229)**		***Effect of foreign exchange rate***
Beban Pajak Tangguhan Neto dari Operasi yang Dilanjutkan				**(20.935.139)**		***Net Deferred Tax Expense from Continuing Operations***

38. PERPAJAKAN (lanjutan)

38. TAXATION (continued)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

c. Deferred Tax (continued)

	2021				
	31 Desember 2020/ *December 31, 2020*	**Selisih nilai dari transaksi dengan kepentingan non-pengendali/ *Difference in value from transactions with non-controlling interest***	**(Dibebankan) Dikreditkan ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ (*Charged) Credited to consolidated statement of profit or other loss and comprehensive income***	**31 Desember 2021/ *December 31, 2021***	
Aset Pajak Tangguhan					***Deferred Tax Assets***
Biaya yang belum terpulihkan	87.617.439	-	52.723.127	140.340.566	*Unrecovered costs*
Liabilitas pembongkaran dan restorasi area	13.151.968	-	(1.919.619)	11.232.349	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Rugi fiskal yang dibawa ke masa depan	7.803.707	-	(7.761.997)	41.710	*Tax loss carryforward*
Keuntungan/kerugian mata uang asing yang belum direalisasi	1.748.080	-	110.956	1.859.036	*Unrealized gain/loss of foreign exchange*
Liabilitas sewa pembiayaan	1.574.786	-	(1.489.547)	85.239	*Finance lease liabilities*
Liabilitas imbalan kerja	1.341.290	-	(407.850)	933.440	*Employee benefit liabilities*
Aset tetap	1.047.747	-	35.852	1.083.599	*Property. Plant and equipment*
Liabilitas kontrak	260.294	-	70.242	330.536	*Contract liabilities*
Kerugian kredit ekspektasian	127.398	-	(127.398)	-	*Expected credit loss*
Persediaan	(21.855)	-	(22.097)	(43.952)	*Inventory*
Beda temporer atas investasi pada entitas anak yang dicatat sebagai aset tersedia untuk dijual	(501.179)	-	501.179	-	*Temporary difference from investment in subsidiaries which were classified as assets held for sale*
Aset minyak dan gas bumi	(53.106.101)	-	(51.816.871)	(104.922.972)	*Oil and gas properties*
Lainnya	(33.031)	-	19.841	(13.190)	*Others*
Aset Pajak Tangguhan - Grup - Neto	**61.010.543**	**-**	**(10.084.182)**	**50.926.361**	***Net Deferred Tax Assets - the Group - Net***

38. PERPAJAKAN (lanjutan)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

38. TAXATION (continued)

c. Deferred Tax (continued)

	2021				
	31 Desember 2020/ *December 31, 2020*	**Selisih nilai dari transaksi dengan kepentingan non-pengendali/ *Difference in value from transactions with non-controlling interest***	**(Dibebankan) Dikreditkan ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ (*Charged) Credited to consolidated statement of profit or other loss and comprehensive income***	**31 Desember 2021/ *December 31, 2021***	
Liabilitas Pajak Tangguhan					***Deferred Tax Liabilities***
Biaya yang belum terpulihkan	50.574.121	-	14.904.892	65.479.013	*Unrecovered costs*
Liabilitas pembongkaran dan restorasi area	19.732.735	-	(860.646)	18.872.089	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Aset tetap	16.931.449	-	887.692	17.819.141	*Property, plant and equipment*
Liabilitas sewa Pembiayaan	11.117.225	-	(8.987.779)	2.129.446	*Finance lease liabilities*
Rugi fiskal yang dibawa ke masa depan	8.119.550	-	272.696	8.392.246	*Tax loss carryforward*
Liabilitas imbalan kerja	6.634.971	-	340.020	6.974.991	*Employee benefit liabilities*
Instrumen lindung nilai	3.166.830	-	(1.826.066)	1.340.764	*Hedging instruments*
Liabilitas kontrak	2.035.786	-	1.061.840	3.097.626	*Contract liabilities*
Keuntungan/kerugian mata uang asing yang belum direalisasi	491.282	-	(328.325)	162.957	*Unrealized gain/loss of foreign exchange*
Kerugian kredit ekspektasian	53.360	-	293.220	346.580	*Expected credit loss*
Beban pendanaan	28.076	-	(28.076)	-	*Finance cost*
Aset keuangan konsesi	-	-	(17.900.274)	(17.900.274)	*Concession financial assets*
Pembayaran berbasis saham	(272.147)	-	227.003	(45.144)	*Share-based payment*
Persediaan	(1.777.713)	-	(165.042)	(1.942.755)	*Inventories*
Dividen anak perusahaan yang belum terdistribusikan	(3.930.565)	-	(6.480.457)	(10.411.022)	*Subsidiary dividends that have not been distributed*
Piutang sewa pembiayaan	(43.597.751)	-	9.909.108	(33.688.643)	*Finance lease receiveable*
Penyesuaian nilai wajar investasi pada entitas anak/ entitas asosiasi	(77.090.738)	1.753.987	(4.945.460)	(80.282.211)	*Fair value adjustment of investment in subsidiaries/ associates*
Aset minyak dan gas bumi	(412.210.257)	-	17.407.552	(394.802.705)	*Oil and gas properties*
Lainnya	(159.678)	-	9.286.508	9.126.830	*Others*
Liabilitas Pajak Tangguhan - Grup - Neto	**(420.153.464)**	**1.753.987**	**13.068.406**	**(405.331.071)**	***Net Deferred Tax liabilities - the Group - Net***
Jumlah Beban Pajak Tangguhan Grup			**2.984.224**		***Total Deferred Tax Expense of the Group***
Beban Pajak Tangguhan dari penghasilan komprehensif lain			**1.593.724**		***Deferred Tax Expense from other comprehensive income***
Dampak selisih kurs			**26.992**		***Effect of foreign exchange***
Beban Pajak Tangguhan Neto dari Operasi yang Dilanjutkan			**4.604.940**		***Net Deferred Tax Expense from Continuing Operations***

38. PERPAJAKAN (lanjutan)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, aset pajak tangguhan yang tidak diakui adalah masing-masing sebesar AS$ 22.032.985 , dan AS$41.898.458 dari rugi fiskal yang dapat dikompensasi dan biaya yang belum terpulihkan. Rugi fiskal tersebut terkait kepada entitas anak yang masih mengalami kerugian, belum kadaluwarsa dan tidak dapat digunakan untuk disalinghapuskan dengan penghasilan kena pajak entitas lain dalam Grup dan biaya yang belum terpulihkan terkait entitas anak yang bergerak dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi yang dapat terpulihkan melalui penjualan minyak dan gas bumi ketika sudah berproduksi.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Grup memiliki estimasi rugi pajak sebagai berikut:

38. TAXATION (continued)

c. Deferred Tax (continued)

As of December 31, 2022 and 2021, the unrecognized deferred tax assets amounted to US$22,032,985 and US$41,898,458, respectively resulted from the tax losses carried forward and unrecovered costs. These tax losses relate to subsidiaries which have incurred losses, have not yet expired and may not be used to offset taxable profits elsewhere in the Group and unrecovered costs that relates to subsidiaries involved in oil and gas exploration and production which will be recovered through sales of oil and gas when the production started.

As of December 31, 2022 and 2021, the Group has an estimated tax losses carry forward as follows:

	Tahun kadaluwarsa/ *Expiry year*	**2022**	
Tahun pajak 2022	2027	17.105.854	*2021 fiscal year*
Tahun pajak 2021	2026	13.677.238	*2021 fiscal year*
Tahun pajak 2020	2025	10.209.641	*2020 fiscal year*
Tahun pajak 2019	2024	7.264.916	*2019 fiscal year*
Tahun pajak 2018	2023	7.463.736	*2018 fiscal year*
Jumlah		**55.721.385**	***Total***

	Tahun kadaluwarsa/ *Expiry year*	**2021**	
Tahun pajak 2021	2026	51.027.581	*2021 fiscal year*
Tahun pajak 2020	2025	46.826.642	*2020 fiscal year*
Tahun pajak 2019	2024	32.718.097	*2019 fiscal year*
Tahun pajak 2018	2023	31.780.911	*2018 fiscal year*
Tahun pajak 2017	2022	19.584.413	*2017 fiscal year*
Jumlah		**181.937.644**	***Total***

38. PERPAJAKAN (lanjutan)

d. Rekonsiliasi antara beban pajak dengan hasil perhitungan menggunakan tarif pajak *statutory* yang berlaku atas laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan adalah sebagai berikut:

38. TAXATION (continued)

d. A reconciliation between the income tax expense and the amount computed by applying the statutory tax rate to consolidated profit before income tax expense from continuing operations is as follows:

	2022	2021	
Laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan	1.045.601.582	285.700.739	*Consolidated profit before income tax expense from continuing operations*
Beban pajak menggunakan tarif pajak efektif yang berlaku	(362.398.255)	(152.325.177)	*Tax expense using statutory tax rate*
Dampak pajak dari perbedaan tetap	(174.821.994)	(128.218.104)	*Tax effects of permanent differences*
Aset pajak tangguhan yang tidak diakui	29.248.271	48.642.595	*Unrecognized deferred tax assets*
Beban Pajak - Neto	**(507.971.978)**	**(231.900.686)**	***Tax Expense - Net***

39. ASET TIDAK LANCAR YANG DIKLASIFIKASIKAN SEBAGAI DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN

Aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual dan operasi yang dihentikan

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

39. NON-CURRENT ASSETS CLASSIFIED AS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS

Non-current assets classified as held for sale and discontinued operations

The details of this account are as follows:

	2022	2021	
Ophir Vietnam Blok 12W B.V.	101.899.745	-	*Ophir Vietnam Blok 12W B.V.*
APICO LLC	26.703.283	-	*APICO LLC*
PT Medco Downstream Indonesia	813.803	811.514	*PT Medco Downstream Indonesia*
Medco Energi US LLC	68.200	402.478	*Medco Energi US LLC*
Jumlah	**129.485.031**	**1.213.992**	***Total***

Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual dan operasi yang dihentikan

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

Liabilities directly associated with the non-current assets classified as held for sale and discontinued operations

The details of this account are as follows:

	2022	2021	
Ophir Vietnam Blok 12W B.V.	68.227.057	-	*Ophir Vietnam Blok 12W B.V.*
PT Medco Downstream Indonesia	6.033.669	6.629.496	*PT Medco Downstream Indonesia*
Medco Energi US LLC	-	208.762	*Medco Energi US LLC*
Jumlah	**74.260.726**	**6.838.258**	***Total***

39. ASET TIDAK LANCAR YANG DIKLASIFIKASIKAN SEBAGAI DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Medco Energi USA Inc. dan entitas anaknya

Pada Oktober 2018, manajemen memutuskan untuk melepaskan asetnya di wilayah Amerika Utara. Pada tanggal 7 Februari 2019, Medco Energi US LLC (“MEUS”), entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki seluruhnya oleh Perusahaan, menandatangani *Asset Purchase and Sale Agreement* (“Perjanjian”) dengan Sanare Energy Partners LLC (“Sanare”) untuk penjualan Blok *Main Pass* di teluk Meksiko dengan harga penjualan sebesar AS$150.000.

Transaksi tersebut telah selesai pada tahun 2019, setelah penyelesaian penjualan, MEUS tidak memiliki operasi dan terus diklasifikasikan dan disajikan sebagai bagian dari operasi yang dihentikan.

PT Medco Downstream Indonesia (“MDI Grup”)

Sejalan dengan tujuan dari Grup agar lebih fokus mengembangkan unit usaha dengan lini bisnis minyak dan gas bumi, pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, Grup mencatat investasinya pada PT Medco Downstream Indonesia (“MDI”), PT Medco LPG Kaji (“MLK”), PT Medco Methanol Bunyu (“MMB”), PT Medco Ethanol Lampung (“MEL”) dan PT Medco Services Indonesia (“MSI”) sebagai bagian dari operasi yang dihentikan.

Ophir Vietnam Block 12W B.V.

Pada kuartal IV tahun 2022, Dewan Direksi menyetujui untuk melepas 100% kepemilikan saham pada Ophir Vietnam Block 12W B.V.

Pada tanggal 19 Desember 2022, Ophir Jaguar 2 Ltd. menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham dengan Bitexco Energy Company Limited, untuk melepas 100% kepemilikan saham pada Ophir Vietnam Block 12W B.V. dengan harga kesepakatan dasar sebesar AS$70 juta. Harga kesepakatan ini akan disesuaikan sampai dengan periode penutupan yang didefinisikan di Perjanjian. Transaksi tersebut diharapkan selesai pada paruh pertama tahun 2023, setelah menerima persetujuan-persetujuan yang diperlukan dari pemerintah Vietnam.

39. NON-CURRENT ASSETS CLASSIFIED AS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

Medco Energi USA Inc, and its subsidiaries

In October 2018, management decided to divest its assets on North America region. On February 7, 2019, Medco Energi US LLC (“MEUS”), wholly-owned indirect subsidiary of the Company, signed Asset Purchase and Sale Agreement (“the Agreement”) with Sanare Energy Partners LLC (“Sanare”) for the sale of Main Pass Block located in Gulf of Mexico with purchase price of US$150,000.

The transcation is completed in 2019, upon the completion of the sale, MEUS has no operations and continues to be classified and presented as part of discontinued operations.

PT Medco Downstream Indonesia (“MDI Group”)

In line with the objective of the Group to focus on the oil and gas business, as of December 31, 2022 and 2021, the Group recorded its investment in PT Medco Downstream Indonesia (“MDI”), PT Medco LPG Kaji (“MLK”), PT Medco Methanol Bunyu (“MMB”), PT Medco Ethanol Lampung (“MEL”) and PT Medco Services Indonesia (“MSI”) as part of discontinued operations.

Ophir Vietnam Block 12W B.V.

In fourth quarter of 2022, the Company’s Board of Directors approved to sell 100% outstanding shares of Ophir Vietnam Block 12W B.V.

On December 19, 2022, Ophir Jaguar 2 Ltd. signed a Share and Sale Purchase Agreement with Bitexco Energy Company Limited, to sell 100% of its shares in Ophir Vietnam Block 12W B.V. with agreed base price of US$70 million. The price is subject to adjustments until the closing period as defined in the agreement. The acquisition is expected to be completed in the first half of 2023 following receipt of the necessary approvals from Vietnamese authorities.

39. ASET TIDAK LANCAR YANG DIKLASIFIKASIKAN SEBAGAI DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Ophir Vietnam Block 12W B.V. (lanjutan)

Pada tanggal 29 Desember 2022, Perusahaan telah menerima uang muka sebesar AS$300 ribu terkait transaksi tersebut.

Pada tanggal 31 Desember 2022, Perusahaan memutuskan untuk mengklasifikasikan Ophir Vietnam Block 12W B.V. sebagai aset dimiliki untuk dijual dan menyajikan kinerja laporan keuangan nya sebagai bagian dari operasi yang dihentikan, dikarenakan penyelesaian transaksi ini akan menghilangkan kesertaan Grup di Vietnam.

APICO LLC

Pada kuartal IV tahun 2022, Dewan Direksi menyetujui untuk melepas 27,18% investasi jangka panjang pada APICO LLC.

Selama bulan Desember 2022, Perusahaan telah menerima beberapa penawaran dari para pembeli potensial. Dengan demikian, Perusahaan yakin transaksi penjualan investasi ini akan terjadi dalam waktu dekat, sehingga Perusahaan memutuskan untuk mengklasifikasikan aset yang dimiliki untuk dijual dan menyajikan kinerja keuangannya sebagai bagian dari operasi yang dihentikan pada tanggal 31 Desember 2022.

Pada tanggal 19 Januari 2023, Salamander Energy (S.E. Asia) Limited, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Perusahaan, telah menandatangani perjanjian jual beli saham dengan Jadestone Energy (Singapore) Pte. Ltd., entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Jadestone Energy Plc. untuk menjual 27,18% kepemilikan saham pada APICO LLC dengan imbalan dasar yang disepakati sebesar AS$32,5 juta, dengan beberapa penyesuaian yang disepakati di Perjanjian.

Pada tanggal 22 Februari 2023, Grup menerima pelunasan pembayaran dari Jadestone Energy (Singapore) Pte. Ltd. Transaksi telah diselesaikan pada tanggal 23 Februari 2023.

39. NON-CURRENT ASSETS CLASSIFIED AS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

Ophir Vietnam Block 12W B.V. (continued)

On December 29, 2022, the Company has received a down payment of US$300 thousand related to the transaction above.

As of December 31, 2022, the Company has decided to classify Ophir Vietnam Block 12W B.V. as held for sale asset and present its financial statement performance as part of discontinued operations, as the completion of the transaction will remove Group's presence in Vietnam.

APICO LLC

In fourth quarter of 2022, the Company's board of directors approved to sell 27.18% of long-term investment in APICO LLC.

During December 2022, the Company had received several offerings from potential buyers. As such, the Company believes that the sale of the investment must be highly probable, therefore the Company decided to classify the asset available for sale and present its financial performance as part of discontinued operations as of December 31, 2022.

On January 19, 2023, Salamander Energy (S.E. Asia) Limited, a wholly-owned subsidiary of the Company, has executed a sale and purchase agreement with Jadestone Energy (Singapore) Pte. Ltd., a wholly-owned subsidiary of Jadestone Energy Plc. to 27.18% of shares ownership in APICO LLC with total agreed base consideration of US$32.5 million subject to adjustments as defined in the agreement.

On February 22, 2023, the Group received full payment from Jadestone Energy (Singapore) Pte. Ltd. The transaction has been completed on 23 February 2023.

39. ASET TIDAK LANCAR YANG DIKLASIFIKASIKAN SEBAGAI DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Grup menyajikan kembali akun-akun laba rugi terkait atas operasi entitas anak yaitu Ophir Vietnam Block 12W B.V. dan juga untuk investasi jangka panjang Perusahaan di APICO LLC. yang sebelumnya disajikan sebagai bagian dari "Operasi yang Dilanjutkan" untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2021.

Berikut merupakan dampak dari penyajian kembali laporan keuangan konsolidasian yang disebut di atas:

39. NON-CURRENT ASSETS CLASSIFIED AS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

The Group restated the profit or loss accounts pertaining to the operations of the subsidiary, which is Ophir Vietnam Block 12W B.V. and the Company's long term investments in APICO LLC which have been previously presented under "Continuing Operations" for the years ended December 31, 2021.

The following are the effects of restatements of consolidated financial statements disclosed above:

	2021			
	Dilaporkan Sebelumnya/ *As Previously Reported*	**Disajikan Kembali/ *Restatement***	**Setelah Disajikan Kembali/ *As Restated***	
Laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian				***Consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income***
Pendapatan	1.323.241.584	(71.135.012)	1.252.106.572	*Revenues*
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	757.476.367	(56.015.310)	701.461.057	*Cost of revenue and other direct cost*
Laba kotor	565.765.217	(15.119.702)	550.645.515	*Gross profit*
Beban penjualan, umum dan administrasi	(162.221.004)	815.290	(161.405.714)	*Selling, general and administrative expenses*
Beban pendanaan	(225.134.721)	2.659.288	(222.475.433)	*Finance costs*
Laba (rugi) bersih entitas asosiasi-neto	66.404.795	(4.504.827)	61.899.968	*Share of net gain (loss) of associated entities-net*
Pendapatan lain-lain	(13.171.556)	(171.547)	(13.343.103)	*Other income*
Laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan	285.700.739	(16.321.498)	269.379.241	*Profit before income tax expense from continuing operations*
Beban pajak penghasilan	(231.900.686)	9.068.974	(222.831.712)	*Income tax expense*
Rugi tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan	**53.800.053**	**(7.252.524)**	**46.547.529**	***Loss for the year from continuing operations***
Laba setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan	**8.800.698**	**7.252.524**	**16.053.222**	***Profit after income tax expense from discontinued operations***

39. ASET TIDAK LANCAR YANG DIKLASIFIKASIKAN SEBAGAI DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Berikut merupakan dampak dari penyajian kembali laporan keuangan konsolidasian yang disebut di atas: (lanjutan)

39. NON-CURRENT ASSETS CLASSIFIED AS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

The following are the effects of restatements of consolidated financial statements disclosed above: (continued)

	2021			
	Dilaporkan Sebelumnya/ *As Previously Reported*	**Disajikan Kembali/ *Restatement***	**Setelah Disajikan Kembali/ *As Restated***	
Laporan arus kas konsolidasian				***Consolidated statement of cash flows***
Arus Kas dari Aktivitas Operasi				***Cash Flows from Operating Activities***
Penerimaan kas dari pelanggan	1.139.049.157	(71.135.012)	1.067.914.145	*Cash receipts from customers*
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(475.218.654)	38.780.588	(436.438.066)	*Cash paid to suppliers and employees*
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha	663.830.503	(32.354.424)	631.476.079	*Cash generated from operations*
Pembayaran pajak penghasilan	(200.869.758)	9.068.974	(191.800.784)	*Income tax paid*
Kas neto diperoleh dari aktivitas operasi	462.960.745	(23.285.450)	439.675.295	***Net cash provided by operating activities***
Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan				***Cash Flows from Financing Activities***
Pembayaran liabilitas sewa	(112.689.688)	18.356.003	(94.333.685)	*Repayment of lease liabilities*
Pembayaran beban pendanaan	(195.550.791)	2.659.288	(192.891.503)	*Payment of financing charges*
Kas neto diperoleh dari aktivitas pendanaan	(356.617.072)	21.015.291	(335.601.781)	***Net cash provided by financing activities***
PENURUNAN NETO KAS DAN SETARA KAS DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN	**189.209.169**	**(2.270.157)**	**186.939.012**	***NET DECREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS FROM CONTINUING OPERATIONS***
PENURUNAN NETO KAS DAN SETARA KAS DARI OPERASI YANG DIHENTIKAN	**(4.910.478)**	**2.270.157**	**(2.640.321)**	***NET DECREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS FROM DISCONTINUED OPERATIONS***
KAS DAN SETARA KAS PADA AWAL TAHUN	**297.494.075**	**(1.278.261)**	**296.215.814**	***EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR***
KAS DAN SETARA KAS PADA AKHIR TAHUN	**480.984.833**	**(3.548.418)**	**477.436.415**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF YEAR***

Sehubungan dengan rencana-rencana Grup tersebut di atas, untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 pada, Grup menyajikan laba (rugi) setelah pajak dari operasi yang dihentikan sebagai suatu jumlah tunggal dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian.

As a result of the above plans, for the years ended December 31, 2022 and 2021 , the Group presented the profit (loss) after tax from discontinued operations as a single line item in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income.

39. ASET TIDAK LANCAR YANG DIKLASIFIKASIKAN SEBAGAI DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Pada tanggal posisi keuangan pada periode diklasifikasikannya entitas-entitas dan investasi tersebut sebagai dimiliki untuk dijual, aset dan liabilitas disajikan secara terpisah dalam jumlah tunggal sebagai aset dan liabilitas yang dimiliki untuk dijual dari aset lain-lain dan liabilitas lain-lain dalam laporan posisi keuangan konsolidasian dan tidak saling hapus satu sama lain.

Pada tanggal 31 Desember 2022, Grup mengakui kerugian atas pengukuran nilai wajar aset dikurangi biaya untuk menjual sebesar AS$14,97 juta terkait dengan rencana Grup untuk menjual APICO LLC.

Pada tanggal 31 Desember 2021, tidak ada penurunan nilai tercatat dari aset yang dimiliki untuk dijual karena nilai tercatatnya tidak di bawah jumlah terpulihkannya atau nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual. Pengukuran nilai wajar untuk aset yang dimiliki untuk dijual menggunakan hirarki tingkat 3.
Akun-akun laba rugi utama dari operasi yang dihentikan adalah sebagai berikut:

39. NON-CURRENT ASSETS CLASSIFIED AS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

As of the financial position date in the particular period when those entities and investments were classified as held for sale, the assets and liabilities were presented separately as single line item as assets and liabilities held for sale from other assets and other liabilities in the consolidated statements of financial position and are not netted off against each other.

As of December 31, 2022, the Group recognized loss on fair value less costs to sell amounting to US$14.97 million related to the intention of the Group to sell APICO LLC.

As of December 31, 2021, there are no write-down of carrying amounts of assets held for sale as the carrying amounts did not fall below its recoverable amounts or fair value less costs to sell. Fair value measurement for assets held for sale is using Level 3 hierarchy.
The main profit or loss accounts of discontinued operations are presented below:

	2022	2021	
Pendapatan dari kontrak dengan pelanggan	76.288.249	84.217.592	*Revenues from contract with customer*
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	(47.037.519)	(60.132.387)	*Cost of sales and other direct costs*
Laba kotor	29.250.730	24.085.205	*Gross profit*
Beban penjualan umum dan administrasi	(1.444.499)	(1.759.684)	*Selling general and administrative expenses*
Beban pendanaan	(2.588.153)	(6.608.336)	*Finance costs*
Pendapatan bunga	108	10.861	
Laba (rugi) bersih entitas asosiasi-neto asosiasi-neto	2.378.402	4.504.827	*Share of net gain (loss) of associated entities - net*
Pendapatan (beban) lain-lain	1.261.673	(563.677)	*Other income (expenses)*
Lainnya - bersih	(217.860)	(64.601)	*Others - net*
Laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan	28.640.401	19.604.595	*Profit before income tax expense from discontinued operations*
Beban pajak penghasilan	(14.859.666)	(10.713.960)	*Income tax expense*
Penyesuaian translasi yang di reklasifikasi ke laba (rugi) operasi	-	1.838.803	*Translation adjustment reclassified to profit or loss*
Penghasilan komprehensif lain	-	5.323.784	*Other comprehensive income*
Laba setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan	**13.780.735**	**16.053.222**	***Profit after income tax expense from discontinued operations***

39. ASET TIDAK LANCAR YANG DIKLASIFIKASIKAN SEBAGAI DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

39. NON-CURRENT ASSETS CLASSIFIED AS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

Kelas-kelas utama dari aset dan liabilitas yang dimiliki untuk dijual pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

The major classes of assets and liabilities classified as held for sale as of December 31, 2022 and 2021 are presented below:

	2022	2021	
ASET			**ASSETS**
Kas dan setara kas	1.007.275	432.887	*Cash and cash equivalents*
Piutang usaha			*Trade receivables*
- Pihak ketiga	7.382.135	221.992	*Third parties -*
Piutang lain-lain			*Other receivables*
- Pihak ketiga	2.913.521	2.246	*Third parties -*
Persediaan	4.505.665	-	*Inventories*
Beban dibayar di muka	443.451	350	*Prepaid expenses*
Investasi jangka panjang	26.703.283	-	*Long term investment*
Aset tetap - neto	532.903	532.904	*Property, plant and equipment - net*
Aset hak guna - neto	28.989.172	-	*Right of use assets – net*
Aset minyak dan gas bumi	52.973.631	-	*Oil and gas properties*
Aset lain-lain	4.033.995	23.613	*Other assets*
Aset yang dimiliki untuk dijual	129.485.031	1.213.992	*Assets held for sale*
LIABILITAS			***LIABILITIES***
Utang usaha pihak ketiga	20.390.280	10.070	*Trade payables third parties*
Utang pajak	6.408.426	72.288	*Taxes payable*
Biaya akrual	6.295.189	6.365.000	*Accrued expenses*
Liabilitas sewa	30.262.608	-	*Lease liabilities*
Liabilitas pajak tangguhan	10.881.193	-	*Deferred tax liabilities*
Utang lain-lain	23.030	380.076	*Other payables*
Liabilitas kontrak	-	76	*Contract liabilities*
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset yang dimiliki untuk dijual	74.260.726	6.838.258	*Liabilities directly associated with assets held for sale*
Kerugian atas pengukuran nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual	(14.971.370)	-	*Impairment loss on assets recognized at fair value less cost to sell*
(Liabilitas)/Aset neto yang secara langsung berhubungan dengan yang dimiliki untuk dijual atau pelepasan grup	**55.224.305**	**(5.624.266)**	***Net (liabilities)/assets directly associated with held for sale or disposal group***

Kas neto dari operasi yang dihentikan adalah sebagai berikut:

The net cash flows of discontinued operations are presented below:

	2022	2021	
ARUS KAS			***CASH FLOWS***
Aktivitas operasi	(11.848.410)	39.721.387	*Operating activities*
Aktivitas investasi	9.627.210	(31.600)	*Investing activities*
Aktivitas pendanaan	(751.371)	(42.330.108)	*Financing activities*
Penurunan neto pada arus kas	**(2.972.571)**	**(2.640.321)**	***Net decrease in cashflows***

40. LABA (RUGI) PER SAHAM

a. Laba (rugi) per saham

2022

	Laba Tahun Berjalan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Profit for the Year Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share*	Laba per Saham/ *Earnings per Share*	
Laba per saham dasar	551.410.338	25.002.151.142	0,022055	*Basic earnings per share*
Laba per saham dilusian	551.410.338	25.002.151.142	0,022055	*Diluted Earnings per share*

2021

	Laba Tahun Berjalan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Profit for the Year Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share*	Laba per Saham/ *Earnings per Share*	
Laba per saham dasar	62.600.751	25.070.840.325	0,002497	*Basic earnings per share*
Laba per saham dilusian	62.600.751	25.070.840.325	0,002497	*Diluted Earnings per share*

b. Laba (rugi) per saham dari operasi yang dilanjutkan

2022

	Laba Tahun Berjalan dari Operasi yang Dilanjutkan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Profit for the Year from Continuing Operation Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share*	Laba per Saham/ *Earnings per Share*	
Laba per saham dasar	537.629.603	25.002.151.142	0,021503	*Basic earnings per share*
Laba per saham dilusian	537.629.603	25.002.151.142	0,021503	*Diluted earnings per share*

40. EARNINGS (LOSS) PER SHARE

a. Earnings (loss) per share

b. Earnings (loss) per share from continuing operation

40. LABA (RUGI) PER SAHAM (lanjutan)

40. EARNINGS (LOSS) PER SHARE (continued)

b. Laba (rugi) per saham dari operasi yang dilanjutkan (lanjutan)

b. Earnings (loss) per share from continuing operation (continued)

	2021			
	Laba Tahun Berjalan dari Operasi yang Dilanjutkan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Profit for the Year from Continuing Operation Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Laba per Saham/ *Earnings per Share***	
Laba per saham dasar	46.547.529	25.070.840.325	0,001857	*Basic earnings per share*
Laba per saham dilusian	46.547.529	25.070.840.325	0,001857	*Diluted earnings per share*

c. Laba (rugi) per saham dari operasi yang dihentikan

c. Earnings (loss) per share from discontinued operation

	2022			
	Laba Tahun Berjalan dari Operasi yang Dihentikan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Profit for the Year from Discontinued Operation Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Laba per Saham/ *Earnings per Share***	
Laba per saham dasar	13.780.735	25.002.151.142	0,000551	*Basic earnings per share*
Laba per saham dilusian	13.780.735	25.002.151.142	0,000551	*Diluted earnings per share*

	2021			
	Laba Tahun Berjalan dari Operasi yang Dihentikan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Profit for the Year from Discontinued Operation Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Laba per Saham/ *Earnings per Share***	
Laba per saham dasar	16,053,222	25.070.840.325	0,000640	*Basic earnings per share*
Laba per saham dilusian	16,053,222	25.070.840.325	0,000640	*Diluted earnings per share*

40. LABA (RUGI) PER SAHAM (lanjutan)

Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 Perusahaan tidak menghitung laba per saham dilusian karena tidak terdapat saham biasa yang berpotensi dilutif (anti dilutif).

Jumlah rata-rata tertimbang saham memperhitungan efek rata-rata tertimbang dari perubahan saham treasuri selama tahun berjalan.

Tidak ada transaksi lain yang melibatkan saham biasa maupun saham biasa potensial antara tanggal pelaporan dan pengesahan laporan keuangan konsolidasian ini.

40. EARNINGS (LOSS) PER SHARE (continued)

For the years ended December 31, 2022 and 2021, the Company did not calculate diluted earnings per share since there was no potentially dilutive ordinary shares (anti dilutive).

The weighted average number of shares takes into account the weighted average effect of changes in treasury shares during the year.

There have been no other transactions involving ordinary shares or potential ordinary shares between the reporting date and the date of authorization of these consolidated financial statements.

41. DIVIDEN KAS

Pada tanggal 27 Juli 2022, Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan (RUPST) menyetujui pembagian dividen tunai sebesar AS$35.000.000 dari laba tahun buku 2021 kepada seluruh pemegang saham Perseroan, dengan jumlah modal ditempatkan dan disetor sebesar 24.995.111.693 saham atau setara dengan AS$0,0014 per saham. Dividen kas ini telah dibagikan pada akhir Agustus 2022.

Pada tanggal 5 Agustus 2022, Direksi dan Dewan Komisaris telah menyetujui pembagian dividen kas interim sebesar AS$25.000.000 juta untuk tahun buku 2022. Dividen kas interim telah dibayarkan pada kuartal ketiga 2022.

41. CASH DIVIDENDS

On July 27, 2022, the Annual General Meeting of Shareholders (AGMS) approved the distribution of a US$35,000,000 cash dividend from the profit for the 2021 financial year to all shareholders of the Company, with the total issued and paid-up capital of 24,995,111,693 shares or equal to US$0.0014 per share. The cash dividends were paid in August 2022.

On August 5, 2022, The Board of Directors and the Board of Commissioners have approved the distribution of a US$25,000,000 million interim cash dividends for the financial year 2022. The interim cash dividends were paid in quarter three 2022.

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA

a. Program Pensiun Iuran Pasti

Entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak gas bumi telah menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk semua karyawan tetap lokalnya. Program ini akan memberikan manfaat pensiun yang dihitung berdasarkan gaji dan masa kerja karyawan.

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES

a. Defined Contribution Pension Plan

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production activities have established defined contribution pension plans covering all their local permanent employees. These plans provide pension benefits which calculated based on salaries and years of service of the employees.

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

a. Program Pensiun Iuran Pasti (lanjutan)

Program pensiun dikelola oleh Dana Pensiun Lembaga Keuangan (DPLK), PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk yang akta pendiriannya disetujui oleh Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan surat keputusannya No. Kep. 1100/KM.17/1998 tanggal 23 November 1998 dan No. Kep.171-KMK/7/1993 tanggal 16 Agustus 1993, DPLK Manulife Indonesia yang telah mendapatkan pengesahan dari Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan surat keputusannya No. KEP-231/KM.17/1994 tanggal 5 Agustus 1994, dan DPLK Allianz Indonesia, PT Asuransi Allianz Life Indonesia yang telah mendapatkan pengesahan Menteri Keuangan Republik Indonesia No. 513/KMK.017/1996 tanggal 16 Agustus 1996.

Program pensiun tersebut didanai dengan kontribusi baik dari Perusahaan dan entitas anak masing-masing sebesar 6% dan 6% dari gaji kotor maupun dari karyawan masing-masing sebesar 2% atau 4% dan 2% sampai dengan 14% dari gaji kotor.

Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 biaya atas pensiun iuran pasti dari Perusahan dan entitas anak yang bergerak dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi masing-masing sejumlah AS$3.871.340 dan AS$3.272.853.

b. Program Pensiun Imbalan Pasti

Liabilitas imbalan kerja yang diakui oleh Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

a. Defined Contribution Pension Plan (continued)

The pension plans are managed by Dana Pensiun Lembaga Keuangan (DPLK), PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk whose deeds of establishment were approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in his decision letters No. Kep. 1100/KM.17/1998 dated November 23, 1998 and No. Kep.171-KMK/7/1993 dated August 16, 1993, DPLK Manulife Indonesia were approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in his decision letters No. KEP-231/KM.17/1994 dated August 5, 1994, and DPLK Allianz Indonesia, PT Asuransi Allianz Life Indonesia were approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in his decision letters No. 513/KMK.017/1996 dated August 16, 1996.

The pension plans are funded by contributions from both the Company and subsidiaries at 6% and of 6% gross salaries and their employees at 2% or 4% and 2% to 14% of gross salaries, respectively.

For the years ended December 31, 2022 and 2021, the defined contribution pension cost of Company and subsidiaries involved in oil and gas exploration and production amounted to US$3,871,340 and US$3,272,853, respectively.

b. Defined Benefit Pension Plan

Employee benefits liabilities which was recognized by the Company as of the date December 31, 2022 and 2021 are as follows:

	2022	2021	
Liabilitas pensiun imbalan pasti	8.710.532	7.977.383	*Present value obligation of defined benefit*
Liabilitas pensiun imbalan pasti (Undang-Undang Ketenagakerjaan)	19.633.664	20.682.837	*Present value of defined benefit obligation (Labor Law)*
Liabilitas penghargaan *Jubilee*	2.318.528	2.123.226	*Jubilee awards obligation*
Saldo akhir tahun	**30.662.724**	**30.783.446**	***Balance at end of year***
Liabilitas imbalan kerja - jangka panjang	**30.662.724**	**30.783.446**	***Employee benefits liabilities- long-term portion***

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan)

Grup mengakui liabilitas pensiun imbalan pasti untuk karyawan yang bekerja di bidang minyak dan gas bumi sesuai dengan peraturan yang berlaku. Program pensiun imbalan pasti didanai dengan penempatan dana pada PT AXA Mandiri Financial Service.

Grup juga mengakui manfaat pasca-kerja lainnya untuk pegawai yang bukan anggota program pensiun imbalan pasti sesuai dengan Undang-Undang Ketenagakerjaan dan kebijakan Grup yang berlaku.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, jumlah orang yang berhak memperoleh imbalan tersebut adalah masing-masing 2.306 orang (tidak diaudit) dan 1.878 orang (tidak diaudit).

i. Analisa liabilitas pensiun imbalan pasti yang diakui di dalam laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Nilai sekarang liabilitas pensiun imbalan pasti	95.192.976	82.615.587	*Present value of defined benefit obligations*
Nilai wajar aset program	(110.859.749)	(94.537.199)	*Fair value of plan assets*
Liabilitas pensiun imbalan kerja (kelebihan pendanaan liabilitas pensiun imbalan kerja)	(15.666.773)	(11.921.612)	*Defined benefit obligations (overfunded defined benefit obligations)*
Batasan pengakuan aset	24.377.305	19.898.995	*Limitation on asset recognition*
Saldo akhir tahun	**8.710.532**	**7.977.383**	***Balance at end of year***
Liabilitas imbalan kerja - jangka panjang	8.710.532	7.977.383	*Employee benefits liabilities - long-term portion*
Saldo akhir tahun	**8.710.532**	**7.977.383**	***Balance at end of year***

ii. Analisa biaya pensiun imbalan pasti pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Biaya jasa kini	8.008.642	6.138.971	*Current service cost*
Biaya jasa lalu	(9.495.661)	(1.575.480)	*Past service cost*
Beban bunga	134.527	72.504	*Interest cost*
Penilaian Kembali atas imbalan jangka panjang lainnya	-	(72.873)	*Remeasurement of other long-term employee benefits*
Jumlah	**(1.352.492)**	**4.563.122**	***Total***

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan (continued)

The Group recognizes defined benefit obligation for employees involved in oil and gas operations in accordance with applicable regulations. The defined benefit pension plan is being funded by placing funds in PT AXA Mandiri Financial Service.

The Group also recognizes post-employment benefits expense for non-members of the defined benefit pension plan in accordance with Labor Law and the prevailing Group policy.

As of December 31, 2022 and 2021, respectively, the numbers of people eligible for the benefits were 2,306 personnel (unaudited) and 1,878 personnel (unaudited).

i. An analysis of defined benefit obligations recognized in the consolidated statements of financial position were as follows:

ii. An analysis of the defined benefit costs in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income were as follows:

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan)

iii. Mutasi liabilitas yang diakui atas beban imbalan kerja di laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan (continued)

iii. The movements of liabilities recognized for the provision for employee service entitlements in the consolidated statements of financial position were as follows:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	7.977.383	7.218.747	*Balance at beginning of year*
Efek dari akuisisi anak perusahaan	5.019.081	-	*Effect from acquisition of subsidiary*
Biaya imbalan kerja pada tahun berjalan	(1.352.492)	4.563.122	*Employee benefit costs for the year*
Jumlah yang diakui pada penghasilan komprehensif lain	3.356.262	(2.762.494)	*Total amount recognized in other comprehensive income*
Kontribusi pada tahun berjalan	(4.643.857)	(892.693)	*Contributions for the year*
Imbalan kerja yang dibayarkan	(22.662)	-	*Benefits paid*
Dampak selisih kurs	(1.623.183)	(149.299)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**8.710.532**	**7.977.383**	***Balance at end of year***

iv. Mutasi nilai kini kewajiban berdasarkan perhitungan aktuari adalah sebagai berikut:

iv. The movements of present value of obligation based on independent actuary's calculation were as follows:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	82.615.587	81.823.780	*Balance at beginning of year*
Efek dari akuisisi anak perusahaan	28.601.974	-	*Effect from acquisition of subsidiary*
Biaya jasa kini	8.008.642	6.138.971	*Current service cost*
Biaya jasa lalu	(9.495.661)	(1.575.480)	*Past service cost*
Beban bunga	6.565.223	4.833.858	*Interest cost*
Imbalan kerja yang dibayarkan:			*Benefits paid:*
Perusahaan	(22.662)	-	*Company*
Dana pensiun	(8.900.243)	(6.211.051)	*Pension fund*
Kerugian (laba) aktuarial atas:			*Actuarial loss (gain) due to:*
Perubahan asumsi demografi	-	(68.108)	*Changes in demographic assumption*
Perubahan asumsi finansial	(2.083.827)	(1.819.641)	*Changes in financial assumption*
Penyesuaian historis	(2.581.867)	523.525	*Experience adjustments*
Dampak selisih kurs	(7.514.190)	(1.030.267)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**95.192.976**	**82.615.587**	***Balance at end of year***

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan)

v. Mutasi nilai wajar aset program adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	94.537.199	97.078.603	*Balance at beginning of year*
Efek dari akuisisi anak perusahaan	23.582.894	-	*Effect from acquisition of subsidiary*
Pendapatan bunga atas aset program	7.729.861	6.220.697	*Interest income on plan asset*
Kontribusi pada tahun berjalan	4.000.752	892.693	*Contributions for the year*
Pembayaran manfaat dari aset program	(8.900.243)	(6.211.051)	*Benefits paid by plan asset*
Imbal hasil atas aset program	(2.173.070)	(2.360.103)	*Return on plan assets*
Dampak selisih kurs	(7.917.644)	(1.083.640)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**110.859.749**	**94.537.199**	***Balance at end of year***

vi. Kategori utama atas aset program imbalan sebagai persentase dari nilai wajar aset program adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Obligasi pemerintah	43%	55%	*Government bonds*
Deposito berjangka	37%	19%	*Time deposits*
Obligasi perusahaan	20%	26%	*Corporate bonds*
Jumlah	**100%**	**100%**	***Total***

vii. Liabilitas pensiun imbalan pasti dihitung dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

	2022	2021	
Tingkat diskonto	5,52% - 7,44%	3,40% - 7,55%	*Discount rates*
Tingkat pengembalian yang diharapkan dari aset:			*Expected rate of return on assets:*
- Portofolio Rupiah	0% - 7,44%	0% - 7,55%	*Rupiah Portfolio -*
Tingkat proyeksi kenaikan gaji	5,0 – 7,0%	5,0% - 6,0%	*Salary increment rate*
Tingkat mortalitas	TMI 2019	TMI 2019	*Mortality rate*
Tingkat morbiditas (tingkat disabilitas)	0,75%-10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	0,75% - 10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	*Morbidity rate (disability rate)*
Tingkat pengunduran diri	1% - 6% terutama sesuai tingkat usia/ *primarily in line* with age profile	1% - 6% terutama sesuai tingkat usia/ *primarily in line with age profile*	*Resignation rate*

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan (continued)

v. The movements of fair value of plan assets were as follows:

vi. The major categories of plan assets as a percentage of the fair value of the total plan assets were as follows:

vii. The defined benefit obligations were calculated using the following assumptions:

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan)

vii. Liabilitas pensiun imbalan pasti dihitung dengan menggunakan asumsi sebagai berikut: (lanjutan)

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan (continued)

vii. The defined benefit obligations were calculated using the following assumptions: (continued)

	2022	2021	
Usia pensiun normal (dalam tahun)	58 - 60	58 - 60	*Normal retirement age (in year)*
Proporsi pengambilan pensiun normal	100%	100%	*Proportion of normal retirements*
Tingkat pensiun dini	1% - 5% dari tingkat kelangsungan hidup/ *of survival rate*	1% - 5% dari tingkat kelangsungan hidup/ *of survival rate*	*Early retirement rate*

Analisa sensitivitas kuantitatif untuk asumsi-asumsi yang signifikan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

The quantitative sensitivity analysis for significant assumptions as of as of December 31, 2022 and 2021 were as follows:

	Tingkat diskonto/ *Discount rates*		Kenaikan gaji dimasa depan/ *Future salary increase rate*		
	Persentase/ *Percentage*	Pengaruh nilai kini atas kewajiban imbalan kerja/ *Effect on present value of benefits obligation*	Persentase/ *Percentage*	Pengaruh nilai kini atas kewajiban imbalan kerja/ *Effect on present value of benefits obligation*	
31 Desember 2022					***December 31, 2022***
Kenaikan	1%	(6.482.934)	1%	7.207.946	*Increase*
Penurunan	(1%)	7.279.673	(1%)	(6.516.756)	*Decrease*
31 Desember 2021					***December 31, 2021***
Kenaikan	1%	7.207.588	1%	7.054.711	*Increase*
Penurunan	(1%)	(6.517.114)	(1%)	(6.323.536)	*Decrease*

Jadwal jatuh tempo dari liabilitas imbalan pasti yang tidak didiskontokan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

Undiscounted maturity profile of defined benefit obligations as of December 31, 2022 and 2021 were as follows:

	2022	2021	
Kurang dari 1 tahun	6.693.928	4.377.957	*Within one year*
1 tahun	7.304.852	5.130.637	*1 year*
2 - 5 tahun	27.841.650	19.006.025	*2 - 5 years*
Lebih dari 5 tahun	321.438.423	287.237.654	*More than 5 years*
Jumlah	**363.278.853**	**315.752.273**	***Total***

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan dan Imbalan Pascakerja Lainnya

Grup juga mengakui manfaat pasca-kerja lainnya untuk pegawai yang bukan anggota program pensiun imbalan pasti dan personil manajemen kunci sesuai dengan Undang-Undang Ketenagakerjaan dan kebijakan Grup yang berlaku.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, jumlah karyawan yang berhak memperoleh imbalan tersebut adalah masing-masing sebanyak 849 orang (tidak diaudit) dan 756 orang (tidak diaudit).

Pada tanggal 31 Desember 2022, liabilitas imbalan kerja ditetapkan berdasarkan perhitungan aktuaris independen *Steven and Mourits* yang laporannya tertanggal 25 Januari 2023 dan Yusi dan rekan yang laporannya tertanggal 07 Februari 2023, 29 Maret 2023, dan 31 Maret 2023.

Pada tanggal 31 Desember 2021, liabilitas imbalan kerja ditetapkan berdasarkan perhitungan aktuaris independen *Steven and Mourits* yang laporannya tertanggal 27 Januari dan 28 April 2022 dan Yusi dan rekan yang laporannya tertanggal 28 April 2022.

i. Analisa liabilitas Undang-Undang Ketenagakerjaaan dan imbalan pasca-kerja lainnya yang diakui di dalam laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law and Other Post-employment Benefits

The Group also recognizes post-employment benefits for employees who are non-members of the defined benefit plan and key management in accordance with Labor Law and current Group's policy.

As of December 31, 2022 and 2021, the numbers of employees eligible for the benefits were 849 personnel (unaudited) and 756 personnel (unaudited), respectively.

As of of December 31, 2022, the employee benefits liabilities are determined based on the calculation of independent actuaries, Steven and Mourits as set forth in their reports dated January 25, 2023 and Yusi and Partner as set forth in their reports dated February 07, 2023, March 29, 2023 and March 31, 2023 .

As of of December 31, 2021, the employee benefits liabilities are determined based on the calculation of independent actuaries, Steven and Mourits as set forth in their reports dated January 27, and April 28, 2022 and Yusi and Partner as set forth in their reports dated April 28, 2022 .

i. An analysis of the Labor Law and other post-employment benefits obligations recognized in the consolidated statements of financial position were as follows:

	2022	2021	
Nilai sekarang liabilitas pensiun imbalan pasti	24.693.731	25.002.686	*Present value of defined benefit obligations*
Nilai wajar aset program	(5.060.067)	(4.319.849)	*Fair value of plan assets*
Saldo akhir tahun	**19.633.664**	**20.682.837**	***Balance at end of year***

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan dan Imbalan Pascakerja Lainnya (lanjutan)

ii. Analisa biaya Undang-Undang Ketenagakerjaan dan imbalan pasca-kerja lainnya pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian adalah sebagai berikut:

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law and Other Post-employment Benefits (continued)

ii. An analysis of the Labor Law and other post-employment benefits costs in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income were as follows:

	2022	2021	
Biaya jasa kini	2.646.038	2.905.258	*Current service cost*
Biaya jasa lalu	(590.159)	(859.471)	*Past service cost*
Beban bunga	473.211	595.641	*Interest cost*
Biaya Terminasi	(82.183)	-	*Termination Expense*
Penilaian kembali atas imbalan jangka panjang lainnya	-	(6.510)	*Remeasurement of other long-term employee benefits*
Lain-lain	-	(6.656)	*Others*
Jumlah	**2.446.907**	**2.628.262**	***Total***

iii. Mutasi liabilitas yang diakui atas beban imbalan kerja di laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

iii. The movements of liabilities recognized for the provision for employee service entitlements in the consolidated statements of financial position were as follows:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	20.682.837	19.026.997	*Balance at beginning of year*
Biaya imbalan kerja Pada tahun berjalan	2.446.907	2.628.262	*Employee benefit costs for the year*
Jumlah yang diakui pada penghasilan komprehensif lain	(935.651)	733.855	*Total amount recognized in other comprehensive income*
Kontribusi pada tahun berjalan	(1.050.193)	(1.009.925)	*Contributions for the year*
Imbalan kerja yang dibayarkan	(852.037)	(432.523)	*Benefits paid*
Dampak selisih kurs	(658.195)	(263.829)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**19.633.668**	**20.682.837**	***Balance at end of year***

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan dan Imbalan Pascakerja Lainnya (lanjutan)

iv. Nilai kini kewajiban berdasarkan perhitungan aktuari adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	25.002.686	22.328.614	*Balance at beginning of year*
Biaya jasa kini	2.646.038	2.905.258	*Current service cost*
Biaya jasa lalu	(590.159)	(859.471)	*Past service cost*
Beban bunga	757.094	806.193	*Interest cost*
Imbalan kerja yang dibayarkan:			*Benefits paid:*
- Perusahaan	(852.037)	(432.523)	*Company -*
- Dana pensiun	(75.231)	(102.706)	*Pension fund -*
Kerugian (keuntungan) aktuaria atas:			*Actuarial loss (gain) due from:*
Perubahan asumsi demografi	(3.177)	-	*Changes in demographic assumption*
Perubahan asumsi finansial	(1.136.574)	133.194	*Changes in financial assumption*
Penyesuaian historis	150.793	787.496	*Experience adjustments*
Lain-lain	-	(6.653)	*Others*
Dampak selisih kurs	(1.205.702)	(556.716)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**24.693.731**	**25.002.686**	***Balance at end of year***

v. Mutasi nilai wajar aset program adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	4.319.849	3.301.617	*Balance at beginning of year*
Pendapatan bunga atas aset program	283.883	210.552	*Interest income on plan asset*
Kontribusi pada tahun berjalan	1.050.193	1.009.925	*Contributions for year*
Pembayaran manfaat dari aset program	(75.231)	(102.706)	*Benefits paid by plan asset*
Imbal hasil atas aset program	(51.095)	(64.762)	*Return on plan assets*
Dampak selisih kurs	(467.532)	(34.777)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**5.060.067**	**4.319.849**	***Balance at end of year***

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law and Other Post-employment Benefits (continued)

iv. The movements of present value of obligation based on independent actuary's calculation were as follows:

v. The movements of fair value of plan assets were as follows:

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan dan Imbalan Pascakerja Lainnya (lanjutan)

vi. Penghargaan *Jubilee* :

Pegawai permanen dari Grup berhak atas penghargaan *Jubilee.* Penghargaan *Jubilee* akan dibayarkan kepada pegawai setelah menyelesaikan sejumlah tahun masa kerjanya. Estimasi penghargaan *Jubilee* adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Nilai sekarang liabilitas pensiun imbalan pasti	**2.318.528**	**2.123.226**	*Present value of defined benefit obligations*

Tabel berikut ini menyajikan komponen beban dan liabilitas imbalan kerja jangka panjang lainnya konsolidasian:

	2022	2021	
Biaya jasa kini	206.664	220.777	*Current service cost*
Biaya jasa lalu	162	99.472	*Past service cost*
Beban bunga	136.653	113.402	*Interest cost*
Kerugian aktuaria yang diakui	5.415	-	*Actuarial loss recognized*
Penilaian kembali atas imbalan jangka panjang lainnya	(57.383)	(140.210)	*Remeasurement of other long term employee benefits*
Jumlah	**291.511**	**293.441**	***Total***

Mutasi liabilitas yang diakui atas beban imbalan kerja di laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Saldo awal tahun	2.123.226	2.065.076	*Balance at beginning of year*
Efek akuisisi anak Perusahaan	642.446	-	*Effect of acquisition of subsidiary*
Biaya imbalan kerja pada tahun berjalan	291.511	293.441	*Employee benefit costs for the year*
Jumlah yang diakui pada penghasilan komprehensif lain	(1.628)	(2.729)	*Total amount recognized in other comprehensive income*
Imbalan kerja yang dibayarkan	(230.466)	(72.077)	*Benefits paid*
Dampak selisih kurs	(506.561)	(160.485)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**2.318.528**	**2.123.226**	***Balance at end of year***

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law and Other Post-employment Benefits (continued)

vi. Jubilee Awards:

Permanent employees of the Group are entitled to Jubilee Awards. Jubilee Awards are paid to employees upon completion of a certain number of years of services. Estimated jubilee awards were as follows:

The following table summarizes the consolidated components of employees' other long term benefit expense and liabilities:

The movements of liabilities recognized for the provision for employee service entitlements in the consolidated statements of financial position were as follows:

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan dan Imbalan Pascakerja Lainnya (lanjutan)

vii. Liabilitas atas Undang-Undang Ketenagakerjaan dan imbalan pasca-kerja lainnya pada dihitung dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law and Other Post-employment Benefits (continued)

vii. The Labor Law and other post-employment benefits obligations were calculated using the following assumptions:

	2022	2021	
Tingkat diskonto	3,95% - 7,43%	0,54% - 8,10%	*Discount rates*
Tingkat proyeksi kenaikan gaji	5,0% - 6,0%	5,0% - 6,0%	*Salary increment rate*
Tingkat mortalitas	TMI 2019	TMI 2019	*Mortality rate*
Tingkat morbiditas (tingkat disabilitas)	10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	*Morbidity rate (disability rate)*
Tingkat pengunduran diri	0% - 10% terutama sesuai tingkat usia/ *primarily in line with age profile*	0% - 10% terutama sesuai tingkat usia/ *primarily in line with age profile*	*Resignation rate*
Proporsi pengambilan pensiun normal	100%	100%	*Proportion of normal retirements*

Analisa sensitivitas kuantitatif untuk asumsi-asumsi yang signifikan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

The quantitative sensitivity analysis for significant assumptions as of December 31, 2022 and 2021 were as follows:

	Tingkat diskonto/ *Discount rates*		**Kenaikan gaji dimasa depan/ *Future salary increase rate***		
	Persentase/ *Percentage*	**Pengaruh nilai kini atas kewajiban imbalan kerja/ *Effect on present value of benefits obligation***	**Persentase/ *Percentage***	**Pengaruh nilai kini atas kewajiban imbalan kerja/ *Effect on present value of benefits obligation***	
31 Desember 2022	1%	(1.425.069)	1%	1.319.222	***December 31, 2022***
Kenaikan	(1%)	1.064.940	(1%)	(1.410.842)	*Increase*
Penurunan					*Decrease*
31 Desember 2021					***December 31, 2021***
Kenaikan	1%	1.114.485	1%	1.582.844	*Increase*
Penurunan	(1%)	(1.425.329)	(1%)	(1.444.528)	*Decrease*

42. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan dan Imbalan Pascakerja Lainnya (lanjutan)

Jadwal jatuh tempo dari liabilitas imbalan pasti yang tidak didiskontokan pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

	2022	2021	
Kurang dari 1 tahun	398.849	351.976	*Within one year*
1 tahun	954.518	1.260.664	*1 year*
2 – 5 tahun	7.664.788	19.968.558	*2 – 5 years*
Lebih dari 5 tahun	65.798.441	63.811.496	*More than 5 years*
Jumlah	**74.816.596**	**85.392.694**	***Total***

Durasi rata-rata liabilitas imbalan pasti diakhir tahun pelaporan untuk Grup berkisar antara 1 sampai 19 tahun pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021.

Manajemen berkeyakinan bahwa saldo liabilitas imbalan kerja tersebut cukup untuk memenuhi imbalan minimum sesuai dengan Undang-Undang Tenaga Kerja.

42. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law and Other Post-employment Benefits (continued)

The undiscounted maturity profile of defined benefit obligations as of December 31, 2022 and 2021, were as follows:

The average duration of the defined benefits obligation at the end of reporting year for the Group were approximately 1 to 19 years for December 31, 2022 and 2021.

Management believes that the balance of employee benefits liabilities is sufficient to cover the minimum benefits required under the Labor Law.

43. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI

a. Sifat Hubungan Berelasi

43. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

a. Nature of Relationships

Pihak berelasi/ ***Related parties***	**Sifat dari hubungan/** ***Nature of relationship***	**Sifat dari transaksi/** ***Nature of transaction***
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906	Mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan/ *Has the same majority shareholder with the Company*	Kas di bank, deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya digunakan untuk jaminan utang karyawan dan pinjaman bank/ *Cash in bank, restricted time deposit used as collateral for employees' loan and bank loan*
PT Medco Intidinamika ("INTI")	Mempunyai pemegang saham pengendali yang sama dengan Perusahaan/ *Has the same controlling shareholder as the Company*	-
PT Medco Duta ("DUTA")	Salah satu pemegang saham Perusahaan dan mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan/ *A stockholder of the Company and has the same majority shareholder with the Company*	-
PT Amman Mineral Internasional ("AMI")	Dimiliki oleh Grup sebesar 23,13%. PT Amman Mineral Industri adalah entitas anak dari AMI/ *23.13% owned by the group. PT Amman Mineral Industri is a subsidiary of AMI*	-

43. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI (lanjutan)

a. Sifat Hubungan Berelasi (lanjutan)

43. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

a. Nature of Relationships (continued)

Pihak berelasi/ ***Related parties***	**Sifat dari hubungan/** ***Nature of relationship***	**Sifat dari transaksi/** ***Nature of transaction***
PT Medco Daya Abadi Lestari (“MDAL”)	Entitas induk langsung Perusahaan/ *Direct parent entity of the Company*	Piutang dari PT Medco Daya Abadi Lestari (“MDAL”) merupakan piutang atas penjualan 2% kepemilikan saham MGeoPS Perusahaan ke MDAL/ *Receivable from PT Medco Daya Abadi Lestari (“MDAL”) represents the receivable on the sale of the 2% of MGeoPS shares of the Company to MDAL* Uang muka yang dikenakan bunga terkait dengan transaksi minyak mentah dan akan di bayarkan saat berakhirnya perjanjian tanggal 30 Desember 2022/ *Advance with interest pertaining to crude oil transaction and will be paid on December 30, 2022 at the end of agreement.* Pendapatan bunga/ *Finance income*
PT Medco Daya Natuna (“MDN”)	Mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan/ *Has the same majority shareholder with the Company*	Piutang operasi bersama di Laut Natuna Selatan Blok B/ *Receivables from joint operations in South Natuna Sea Block B* Utang usaha dari aktivitas operasi minyak dan gas/ *Trade payables from oil and gas operations* Utang ini merupakan porsi utang hasil alokasi dari biaya Grup yang dibebankan kepada anak-anak Perusahaan/ *This payable represents the portion of payables resulting from the allocation of the Group fees charge to the subsidiaries* Pendapatan keuangan merupakan subsewa kepada mitra operasi bersama/ *Finance income pertaining to sublease to joint operation partner*
PT Medco Daya Energi Nusantara (“MDEN”)	Mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan/ *Has the same majority shareholder with the Company*	Piutang operasi bersama di Blok A (Aceh)/ *Receivables from joint operations in Block A (Aceh)* Utang usaha dari aktivitas operasi minyak dan gas/ *Trade payables from oil and gas operations* Utang ini merupakan porsi utang hasil alokasi dari biaya Grup yang dibebankan kepada anak-anak Perusahaan/ *This payable represents the portion of payables resulting from the allocation of the Group fees charge to the subsidiaries* Pendapatan keuangan merupakan subsewa kepada mitra operasi bersama/ *Finance income pertaining to sublease to joint operation partner*
PT Medco Daya Abadi Lestari (“MDAL”)	Entitas induk langsung Perusahaan/ *Direct parent entity of the Company*	Penalti dari uang muka yang dikenakan bunga terkait transaksi minyak mentah/ *Penalty from advance with interest pertaining to crude oil transaction* Uang muka yang dikenakan bunga terkait dengan transaksi minyak mentah dan akan di bayarkan saat berakhirnya perjanjian tanggal 30 Desember 2022/ *Advance with interest pertaining to crude oil transaction and will be paid on December 30, 2022 at the end of agreement* Pendapatan bunga/ *Finance income*

43. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI (lanjutan)

a. Sifat Hubungan Berelasi (lanjutan)

43. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

a. Nature of Relationships (continued)

Pihak berelasi/ ***Related parties***	**Sifat dari hubungan/** ***Nature of relationship***	**Sifat dari transaksi/** ***Nature of transaction***
PT Medco Daya Natuna (“MDN”)	Mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan/ *Has the same majority shareholder with the Company*	Piutang operasi bersama di Laut Natuna Selatan Blok B/ *Receivables from joint operations in South Natuna Sea Block B* Utang usaha dari aktivitas operasi minyak dan gas/ *Trade payables from oil and gas operations* Utang ini merupakan porsi utang hasil alokasi dari biaya Grup yang dibebankan kepada anak-anak Perusahaan/ *This payable represents the portion of payables resulting from the allocation of the Group fees charge to the subsidiaries* Pendapatan keuangan merupakan subsewa kepada mitra operasi bersama/ *Finance income pertaining to sublease to joint operation partner*
PT Medco Daya Energi Nusantara (“MDEN”)	Mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan/ *Has the same majority shareholder with the Company*	Piutang operasi bersama di Blok A (Aceh)/ *Receivables from joint operations in Block A (Aceh)* Utang usaha dari aktivitas operasi minyak dan gas/ *Trade payables from oil and gas operations* Utang ini merupakan porsi utang hasil alokasi dari biaya Grup yang dibebankan kepada anak-anak Perusahaan/ *This payable represents the portion of payables resulting from the allocation of the Group fees charge to the subsidiaries* Pendapatan keuangan merupakan subsewa kepada mitra operasi bersama/ *Finance income pertaining to sublease to joint operation partner*
PT Medco Daya Makmur (“MDM”)	Mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan/ *Has the same majority shareholder with the Company*	Piutang operasi bersama di Blok Sumatera Selatan/ *Receivables from joint operations in South Sumatera Block* Piutang usaha dari aktivitas operasi minyak dan gas/ *Trade receivables from oil and gas operations* Utang usaha dari aktivitas operasi minyak dan gas/ *Trade payables from oil and gas operations* Utang kepada operasi bersama di Blok Sumatera Selatan/ *Payables to joint operations in South Sumatera Block* Pendapatan keuangan merupakan subsewa kepada mitra operasi bersama/ *Finance income pertaining to sublease to joint operation partner*

43. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI (lanjutan)

a. Sifat Hubungan Berelasi (lanjutan)

43. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

a. Nature of Relationships (continued)

Pihak berelasi/ ***Related parties***	**Sifat dari hubungan/** ***Nature of relationship***	**Sifat dari transaksi/** ***Nature of transaction***
PT Bahtera Daya Makmur (“BDM”)	Mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan/ *Has the same majority shareholder with the Company*	Piutang operasi bersama di Blok Rimau/ *Receivables from joint operations in Rimau Block* Piutang usaha dari aktivitas operasi minyak dan gas/ *Trade receivables from oil and gas operations* *Kredit* Utang usaha dari aktivitas operasi minyak dan gas/ *Trade payables from oil and gas operations* Utang kepada operasi bersama di Blok Rimau/ *Payables to joint operations in Rimau Block* Pendapatan keuangan merupakan subsewa kepada mitra operasi bersama/ *Finance income pertaining to sublease to joint operation partner*
Kuala Langsa (Block A) Limited (“KLL”)	Dimiliki oleh Grup sebesar 50%/ *50%-owned by the Group*	Utang lain-lain dari transfer kas dari Kuala Langsa ke anak Perusahaan yaitu PT Medco E & P Malaka (MEPM) saat penjualan hak partisipasi Blok A ke MEPM/ *Other payables from cash transfer from Kuala Langsa to one of the Company’s subsidiaries, namely PT Medco E & P Malaka (MEPM), upon the sale of Blok A’s working interest to MEPM*
PT Api Metra Graha (“AMG”)	Dimiliki oleh Grup sebesar 49% sejak Maret 2019/ *49%-owned by the Group since March 2019*	Piutang atas jasa keamanan/ *Receivable from security services* Piutang atas setoran jaminan terkait dengan perpanjangan sewa gedung The Energy setelah masa kontraknya habis pada tahun 2019. Pada tanggal 26 Maret 2020, piutang ini dikonversi menjadi uang muka sewa ruangan kantor Perusahaan di gedung The Energy untuk periode April 2020 hingga September 2023/ *Booking deposit for office space lease extension in The Energy Building which will be expired after the contract expired in 2019. On March 26, 2020, this receivable was converted as advance for the Company’s office space lease in The Energy building for the period from April 2020 until September 2023* Asset hak guna atas sewa/ *Right of use asset related to lease* Utang atas sewa ruang kantor/ *Payable for office space rent* Liabilitas sewa atas sewa/ *Lease liabilities related to leases* Pendapatan dari sewa ruangan kantor/ *Revenue from office space lease*
Transasia Pipeline Company PVT. LTD	Dimiliki oleh Grup sebesar 35%/ *35%-owned by the Group*	Biaya Jasa Administrasi/ *Administrative Service Fee*

43. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI (lanjutan)

b. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak Berelasi

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Grup melakukan transaksi-transaksi tertentu dengan pihak-pihak berelasi.

43. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

b. Transactions with Related Parties

In the normal course of business, the Group entered into certain transactions with its related parties.

	2022		2021		
	Jumlah/ *Amount*	Persentase terhadap jumlah (%)/ *Percentage to related totals (%)*	Jumlah/ *Amount*	Persentase terhadap jumlah (%)/ *Percentage to related totals (%)*	
Aset					*Assets*
Kas dan setara kas					*Cash and cash equivalents*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	74.205.190	1.076966	85.140.284	1,497924	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya					*Restricted time deposits and cash in bank*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	121.692	0,001766	35.553	0,000626	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Piutang usaha					*Trade receivables*
PT Bahtera Daya Makmur	177.491	0,004876	93.874	0,001652	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Makmur	335.987	0,005001	309.337	0,005442	*PT Medco Daya Makmur*
Transasia Pipeline	-	0,002090	-	0,000000	*Transasia Pipeline*
PT Api Metra Graha	-	0,000000	10.664	0,000188	*PT Api Metra Graha*
Piutang lain-lain					*Other receivables*
PT Medco Daya Natuna	53.219.805	0,564275	1.945.472	0,034228	*PT Medco Daya Natuna*
PT Bahtera Daya Makmur	19.822.061	0,210168	7.014.816	0,123416	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Makmur	16.017.544	0,169829	7.501.875	0,131985	*PT Medco Daya Makmur*
PT Medco Daya Abadi Lestari	4.198.224	0,044513	4.541.598	0,079903	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
PT Api Metra Graha	1.057.570	0,011213	1.744.403	0,030690	*PT Api Metra Graha*
PT Medco Daya Energi Nusantara Nusantara	-	0,000000	197.502	0,000035	*PT Medco Daya Energi Nusantara Nusantara*
Uang muka kepada pihak berelasi					*Advances to a related party*
PT Medco Daya Abadi Lestari	59.176.648	0,858851	59.269.027	1,042756	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
Aset hak guna					*Right-of-use assets*
PT Api Metra Graha	15.113.245	0,243707	24.113.093	0,424236	*PT Api Metra Graha*
Setoran jaminan					*Security deposits*
PT Api Metra Graha	1.516.113	0,022004	1.697.827	0,029871	*PT Api Metra Graha*

43. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI (lanjutan)

43. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

b. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak Berelasi (lanjutan)

b. Transactions with Related Parties (continued)

	2022		2021		
	Jumlah/ *Amount*	**Persentase terhadap jumlah (%)/ *Percentage to related totals (%)***	**Jumlah/ *Amount***	**Persentase terhadap jumlah (%)/ *Percentage to related totals (%)***	
Liabilitas					*Liabilities*
Pinjaman bank					*Bank Loan*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	13.000.000	0,250614	15.000.000	0,336735	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Utang usaha					*Trade payables*
PT Bahtera Daya Makmur	1.961.254	0,037809	3.540.812	0,079488	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Makmur	84.538	0,001630	4.075.427	0,091489	*PT Medco Daya Makmur*
PT Medco Daya Natuna	-	0,000000	12.430.065	0,279042	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Energi Nusantara	-	0,000000	3.982.220	0,089397	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Utang lain-lain					*Other payables*
PT Bahtera Daya Makmur	5.353.865	0,103212	5.245.129	0,117748	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Natuna	1.579.017	0,030440	1.745.594	0,039187	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Makmur	1.265.772	0,024402	270.631	0,006075	*PT Medco Daya Makmur*
PT Medco Daya Abadi Lestari	647.553	0,012484	67.982	0,001526	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
PT Medco Daya Energi Nusantara	375.190	0,007233	68.320	0,001534	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Kuala Langsa (Block A) Limited	79.591	0,001534	79.833	0,001792	*Kuala Langsa (Block A) Limited*
Liabilitas sewa jangka panjang					*Long-term lease liabilities*
PT Api Metra Graha	15.048.877	0,318286	24.371.152	0,541314	*PT Api Metra Graha*
Transaksi					*Transactions*
Pendapatan dari jasa					*Revenue from services*
PT Medco Daya Makmur	1.158.365	0,050612	1.162.237	0,087833	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur	586.275	0.032188	745.273	0,056322	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Natuna	744.247	0,026371	809.597	0,061183	*PT Medco Daya Natuna*
PT Api Metra Graha	53.530	0,002315	58.090	0,004390	*PT Api Metra Graha*
PT Medco Daya Energi Nusantara	4.990	0,000141	12.712	0,000961	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Biaya pembelian minyak mentah					*Cost of crude oil purchase*
PT Medco Daya Abadi Lestari	64.454.598	5,737641	44.492.448	5,873774	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
Sewa ruang kantor					*Office space lease*
PT Api Metra Graha	6.231.734	0,554739	5.923.707	0,782032	*PT Api Metra Graha*
Pendapatan bunga					*Finance income*
PT Medco Daya Abadi Lestari	6.618.791	16,672196	4.253.618	46,653102	*PT Medco Daya Abadi Lestari*

43. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI (lanjutan)

c. Kompensasi manajemen kunci

Manajemen kunci terdiri dari Komisaris dan Direksi Perusahaan.

Jumlah kompensasi dan imbalan lain kepada Dewan Komisaris dan Direksi untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 terdiri dari:

43. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

c. Compensation to key management

Key management pertains to the Commissioners and Directors of the Company.

The total compensation and other benefits for the Commissioners and Directors for year ended December 31, 2022 and 2021 consist of:

	2022	2021	
Dewan Komisaris			*Board of Commissioners*
Imbalan jangka pendek	2.867.810	2.569.253	*Short-term compensations*
Pembayaran pesangon	805.974	-	*Severance payment*
Sub-Jumlah	3.673.784	2.569.253	*Sub-total*
Dewan Direksi			*Board of Directors*
Imbalan jangka pendek	15.081.065	9.880.431	*Short-term compensations*
Imbalan pasca-kerja (pencadangan)	1.560.855	1.528.516	*Post-retirement benefits (provision)*
Sub-Jumlah	16.641.920	11.408.947	*Sub-total*
Pembayaran berbasis saham untuk Komisaris dan Direksi	2.391.965	713.695	*Share-based payments for Commissioners and Directors*
Jumlah	**22.707.669**	**14.691.895**	***Total***

44. INFORMASI SEGMEN

Grup mengklasifikasikan dan mengevaluasi informasi keuangan mereka menjadi pelaporan segmen usaha yang dikelompokkan menjadi enam (6) kelompok bisnis strategis:

a. Segmen Usaha

Grup bergerak di bidang usaha sebagai berikut:

i. Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi
ii. Jasa
iii. Listrik
iv. Kimia
v. Perdagangan
vi. *Holding* dan operasional terkait

44. SEGMENT INFORMATION

The Group classifies and evaluates its financial information into reportable operating segments which are grouped into six (6) strategic business groups:

a. Operating Segments

The Group is engaged in the following business activities:

i. Exploration and production of oil and gas
ii. Services
iii. Power
iv. Chemicals
v. Trading
vi. Holding and related operations

44. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

a. Segmen Usaha (lanjutan)

Segmen usaha dari operasi yang dihentikan dan/atau dimiliki untuk dijual adalah sebagai berikut (Catatan 39):

44. SEGMENT INFORMATION (continued)

a. Operating Segments (continued)

The operating segments of discontinued operations and/or held for sale are as follows (Note 39):

Entitas anak/ ***Subsidiaries***	**Segmen/** ***Segment***	**Periode/** ***Period***
PT Medco Downstream Indonesia	Kimia/ *Chemicals*	31 December 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*
PT Medco Methanol Bunyu	Kimia/ *Chemicals*	31 December 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*
PT Medco LPG Kaji	Kimia/ *Chemicals*	31 December 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*
PT Medco Ethanol Lampung	Kimia/ *Chemicals*	31 December 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*

Informasi geografis dari operasi yang dihentikan dan dimiliki untuk dijual adalah sebagai berikut (Catatan 39):

The geographical information of discontinued operations and held for sale are as follows (Note 39):

Entitas anak/ ***Subsidiaries***	**Informasi Geografis/*Geographical Information***	**Periode/** ***Period***
Medco Energi USA Inc	Amerika Serikat/ *United States of America*	31 December 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*
Medco Energi US LLC	Amerika Serikat/ *United States of America*	31 December 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*
Medco Petroleum Management LLC	Amerika Serikat/ *United States of America*	31 December 2022 dan 2021/ *December 31, 2022 and 2021*

	2022							
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ ***Exploration for and production of oil and gas***	**Jasa/** ***Service***	**Listrik/** ***Power***	**Perdagangan/** ***Trading***	***Holding* dan operasional terkait/** ***Holding and related operations***	**Operasi yang dihentikan/** ***Discontinued operations***	**Eliminasi/** ***Elimination***	**Konsolidasi/** ***Consolidation***
Penjualan eksternal/ *External sales*	2.051.390.256	8.046.748	114.351.919	138.438.680	-	-	-	2.312.227.604
Penjualan antar segmen/ *Intersegment sales*	74.910.660	8.679.496	10.221	-	-	-	(83.600.377)	-
Jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya/ *Total sales and other operating revenues*	2.126.300.916	16.726.245	114.362.140	138.438.680	-	-	(83.600.377)	2.312. 227.604
Laba kotor/ *Gross profit*	1.118.504.100	(4.920.683)	65.138.121	667.449	-	-	(3.363.667)	1.246.025.321
Beban penjualan, umum dan administrasi/ *Selling, general and administrative expenses*	(118.230.228)	(3.194.666)	(34.557.029)	(16.465.629)	(68.655.425)	-	20.880.868	(220.222.110)
Keuntungan atas penyesuaian nilai wajar aset keuangan/ *Gain on fair value adjustment of financial assets*	-	-	547.027	-	-	-	-	547.027
Bagian laba (rugi) dari entitas entitas asosiasi dan ventura bersama/ *Share of net income (loss) of associate and joint venture*	(18.792.334)	-	(2.425.764)	-	254.128.107	-	-	232.910.009

44. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

44. SEGMENT INFORMATION (continued)

a. Segmen Usaha (lanjutan)

a. Operating Segments (continued)

	2022							
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	**Jasa/ *Service***	**Listrik/ *Power***	**Perdagangan/ *Trading***	***Holding* dan operasional terkait/ *Holding and related operations***	**Operasi yang dihentikan/ *Discontinued operations***	**Eliminasi/ *Elimination***	**Konsolidasi/ *Consolidation***
Pendapatan bunga/ *Finance income*	42.580.666	94.163	1.895.359	4.407.717	11.950.737	-	(21.311.653)	39.616.990
Kerugian penurunan nilai aset/ *Loss on impairment of assets*	(504.402)	-	(1.753.041)	-	-	-	-	(2.257.443)
Kerugian transaksi derivatif/ *Loss on derivative transactions*	-	-	-	-	(36.859.660)	-	-	(36.859.660)
Keuntungan pembelian diskon/ *Bargain purchase*	48.982.969	-	-	-	-	-	-	48.982.969
Beban pendanaan/ *Finance costs*	(186.183.728)	(50.742)	(30.271.844)	(38.634.115)	(25.598.399)	-	21.311.653	(259.427.176)
Pendapatan lain-lain/ *Other income*	3.285.041	189.524	13.148.138	4.957.097	213.575.551	-	(192.880.462)	42.274.890
Beban lain-lain/ *Other expenses*	(35.681.539)	-	(3.924.772)	(34.305.054)	(160.689)	-	-	(74.072.234)
Laba (rugi) sebelum manfaat (beban) pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan/ *Profit (loss) before income tax benefit (expense) from continuing operations*	952.043.546	(7.882.404)	7.796.196	(79.372.535)	348.380.040	-	(175.363.261)	1.045.601.583
Beban pajak penghasilan/ *Income tax expense*	(501.414.071)	776.724	(6.171.712)	18.616	(1.181.535)	-	-	(507.971.978)
Kepentingan nonpengendali/ *Non-controlling interests*	(5.194.431)		(15.333.232)	-	-	-	-	(20.527.663)
Laba setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan/ *Profit after income tax expense from discontinued operations*	-	-	-	-	-	(161.582.525)	175.363.261	13.780.735
LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN YANG DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK/ *PROFIT (LOSS) FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT COMPANY*	**445.435.044**	**(7.105.680)**	**(13.708.749)**	**(79.353.918)**	**347.198.506**	**(161.582.525)**	**-**	**530.882.677**
Aset segmen/ *Segment assets*	14.435.799.089	10.901.362	688.776.792	4.030.733.798	4.902.222.779	100.442.130	(18.647.830.804)	5.521.045.146
Investasi jangka panjang/ *Long-term investments*	273.535.662	-	147.411.189	-	989.913.829	-	-	1.410.860.680
JUMLAH ASET/ *TOTAL ASSETS*	***14.709.334.751***	**10.901.362**	**836.187.981**	**4.030.733.798**	**5.892.136.608**	**100.442.130**	(18.647.830.804**)**	**6.931.905.826**
LIABILITAS Liabilitas segmen/ ***LIABILITIES*** *Segment liabilities*	*12.426.908.069*	32.823.226	568.561.740	5.828.061.794	4.838.492.745	137.369.731	(18.647.830.804)	5.184.386.501

44. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

44. SEGMENT INFORMATION (continued)

a. Segmen Usaha (lanjutan)

a. Operating Segments (continued)

2022

	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	Jasa/ *Service*	Listrik/ *Power*	Perdagangan/ *Trading*	*Holding* dan operasional terkait/ *Holding and related operations*	Operasi yang dihentikan/ *Discontinued operations*	Eliminasi/ *Elimination*	Konsolidasi/ *Consolidation*
Pembelian barang modal/ *Capital expenditures*	227.791.417	-	49.076.670	-	3.581.124	-	-	280.449.211
Penyusutan, deplesi dan amortisasi/ *Depreciation, depletion and amortization*	555.511.089	3.106.406	6.860.346	69.858	1.764.182	-	-	567.311.880
Transaksi non kas selain depresiasi, deplesi dan amortisasi/ *Non-cash transactions other than depreciation, depletion and amortization*	31.091.581	232.841	250.728	-	1.924.985	-	-	33.500.135

2021

	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	Jasa/ *Service*	Listrik/ *Power*	Perdagangan/ *Trading*	*Holding* dan operasional terkait/ *Holding and related operations*	Operasi yang dihentikan/ *Discontinued operations*	Eliminasi/ *Elimination*	Konsolidasi/ *Consolidation*
Penjualan eksternal/ *External sales*	1.019.713.207	14.302.935	122.345.998	95.744.432	-	-	-	1.252.106.572
Penjualan antar segmen/ *Intersegment sales*	52.897.272	7.973.072	-	-	-	-	(60.870.344)	-
Jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya/ *Total sales and other operating revenues*	1.072.610.479	22.276.007	122.345.998	95.744.432	-	-	(60.870.344)	1.252.106.572
Laba kotor/ *Gross profit*	491.024.890	2.235.551	59.353.541	618.657	-	-	(2.587.122)	550.645.517
Beban penjualan, umum dan administrasi/ *Selling, general and administrative expenses*	(92.277.875)	(2.492.794)	(29.153.048)	(7.535.397)	(43.083.672)	-	13.137.082	(161.405.704)
Keuntungan atas penyesuaian nilai wajar aset keuangan/ *Gain on fair value adjustment of financial assets*	24.976.103	-	47.226.843	-	8.263.267	-	-	80.466.213
Keuntungan atas pengukuran nilai wajar investasi/ *Gain on fair value Measurement of investment*	-	-	-	-	-	-	-	-
Bagian laba dari entitas entitas asosiasi dan ventura bersama/ *Share of net income of associate and joint venture*	(614)	-	(13.634.885)	-	75.535.467	-	-	61.899.968
Pendapatan bunga/ *Finance income*	17.574.672	122.542	1.593.817	4.253.749	9.877.070	-	(24.304.304)	9.117.546
Beban pendanaan/ *Finance costs*	(171.749.558)	(69.570)	(29.094.306)	(26.304.825)	(19.561.478)	-	24.304.304	(222.475.433)
Kerugian penurunan nilai aset/ *Loss on impairment of assets*	(18.412.480)	-	(1.928.452)	-	(15.184.819)	-	-	(35.525.751)

44. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

44. SEGMENT INFORMATION (continued)

a. Segmen Usaha (lanjutan)

a. Operating Segments (continued)

	2021							
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	**Jasa/ *Service***	**Listrik/ *Power***	**Perdagangan/ *Trading***	***Holding* dan operasional terkait/ *Holding and related operations***	**Operasi yang dihentikan/ *Discontinued operations***	**Eliminasi/ *Elimination***	**Konsolidasi/ *Consolidation***
Pendapatan lain-lain/ *Other income*	26.840.457	-	4.522.296	1.025.090	30.611.472	-	(44.565.312)	18.434.003
Beban lain-lain/ *Other expenses*	(6.981.007)	(2.492.327)	(5.221.351)	(3.798.647)	(13.283.775)	-	-	(31.777.107)
Laba (rugi) sebelum manfaat (beban) pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan/ *Profit (loss) before income tax benefit (expense) from continuing operations*	270.994.588	(2.696.598)	33.664.455	(31.741.373)	33.173.532	-	(34.015.352)	269.379.252
Beban pajak penghasilan/ *Income tax expense*	(201.483.320)	(39.637)	(19.173.935)	(474.000)	(1.660.820)	-	-	(222.831.712)
Kepentingan nonpengendali/ *Non-controlling interests*	(3.841.918)	-	(11.739.429)	-	-	-	-	(15.581.347)
Laba setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan/ *Profit after income tax expense from discontinued operations*	-	-	-	-	-	(17.962.140)	34.015.352	16.053.212
LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN YANG DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK/ *PROFIT (LOSS) FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT COMPANY*	**65.669.350**	**(2.736.235)**	**2.751.091**	**(32.215.373)**	**31.512.712**	**(17.962.140)**	**-**	**47.019.405**
Aset segmen/ *Segment assets*	10.116.709.684	29.670.036	624.098.268	2.944.903.615	3.430.991.089	22.968.019	(12.560.886.933)	4.608.453.778
Investasi jangka panjang/ *Long-term investments*	211.251.039	-	138.253.535	-	725.925.787	-	-	1.075.430.361
JUMLAH ASET/ *TOTAL ASSETS*	**10.327.960.723**	**29.670.036**	**762.351.803**	**2.944.903.615**	**4.156.916.876**	**22.968.019**	**(12.560.886.933)**	**5.683.884.139**
LIABILITAS Liabilitas segmen/ ***LIABILITIES*** *Segment liabilities*	9.225.313.159	40.287.781	527.803.501	3.633.442.822	3.499.427.768	89.159.580	(12.560.886.933)	4.454.547.678
Pembelian barang modal/ *Capital expenditures*	79.214.760	1.314.476	59.422.657	-	2.369.921	-	-	142.321.814
Penyusutan, deplesi dan amortisasi/ *Depreciation, depletion and amortization*	265.179.274	4.625.513	6.339.882	68.421	1.810.219	-	-	278.023.309
Transaksi non kas selain depresiasi, deplesi dan amortisasi/ *Non-cash transactions other than depreciation, depletion and amortization*	17.801.195	30.875	865.728	-	1.799.336	-	-	20.497.134

44. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

b. Segmen Geografis

Pendapatan

	2022	2021	
Indonesia	1.405.808.831	659.742.837	*Indonesia*
Luar negeri			*Overseas*
Asia	762.989.964	469.236.147	*Asia*
Afrika dan Timur Tengah	143.428.808	123.127.589	*Africa and Middle East*
Jumlah	**2.312.227.603**	**1.252.106.573**	***Total***

Jumlah Aset

	2022	2021	
Indonesia	10.784.250.690	8.761.956.469	*Indonesia*
Luar negeri			*Overseas*
Asia	14.291.782.182	9.047.938.746	*Asia*
Afrika dan Timur Tengah	496.927.967	420.188.972	*Africa and Middle East*
Amerika Serikat dan Eropa	6.775.792	14.686.885	*United States of America and Europe*
Jumlah	25.579.736.631	18.244.771.072	*Total*
Eliminasi	(18.647.830.804)	(12.560.886.933)	*Elimination*
Setelah eliminasi	**6.931.905.826**	**5.683.884.139**	***After elimination***

44. SEGMENT INFORMATION (continued)

b. Geographic Segments

Revenues

Total Assets

45. ASET DAN LIABILITAS MONETER DALAM MATA UANG ASING

Grup memiliki aset dan liabilitas moneter dalam mata uang asing dengan rincian sebagai berikut:

45. MONETARY ASSETS AND LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES

The Group has monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies as follows:

	2022			
	Dalam mata uang aslinya (dalam jutaan)/ *In original currency (in millions)*		Setara AS$ (dalam satuan penuh)/ *US$ Equivalent (full amount)*	
	Rupiah/ *Rupiah*	Lain-lain/ *Others*		
Aset				***Assets***
Kas dan setara kas	2.463.186	172	161.473.379	*Cash and cash equivalents*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	11.520	-	732.294	*Restricted time deposits and cash in banks*
Piutang usaha	449.664	-	28.584.585	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	1.704.422	236	115.725.216	*Other receivables*
Estimasi pengembalian pajak	57.612	-	3.662.347	*Estimated claim for tax refund*
Liabilitas				***Liabilities***
Utang usaha	(568.021)	(111)	(39.334.435)	*Trade payables*
Utang pajak	(160.039)	(794)	(33.129.314)	*Taxes payable*
Biaya akrual dan provisi lain-lain	(741.554)	(29.047)	(59.443.022)	*Accrued expenses and other provision*
Pinjaman jangka panjang lainnya	(8.650.300)	-	(549.888.753)	*Other long-term debt*
Pinjaman bank	(2.305.187)	-	(146.537.825)	*Bank loans*
Aset (Liabilitas) Neto	**(7.738.697)**	**(29.544)**	**(518.155.528)**	***Net Assets (Liabilities)***

45. ASET DAN LIABILITAS MONETER DALAM MATA UANG ASING (lanjutan)

Grup memiliki aset dan liabilitas moneter dalam mata uang asing dengan rincian sebagai berikut: (lanjutan)

45. MONETARY ASSETS AND LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES (continued)

The Group has monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies as follows: (continued)

	2021			
	Dalam mata uang aslinya (dalam jutaan)/ *In original currency (in millions)*		Setara AS$ (dalam satuan penuh)/ *US$ Equivalent (full amount)*	
	Rupiah/ *Rupiah*	Lain-lain/ *Others*		
Aset				***Assets***
Kas dan setara kas	1.010.953	17.591	72.908.636	*Cash and cash equivalents*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	10.289	-	721.051	*Restricted time deposits and cash in banks*
Piutang usaha	114.272	-	8.008.431	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	1.247.453	31	88.990.037	*Other receivables*
Estimasi pengembalian pajak	90.808	-	6.364.012	*Estimated claim for tax refund*
Liabilitas				***Liabilities***
Utang usaha	(262.638)	(87)	(21.035.432)	*Trade payables*
Utang pajak	(169.873)	(1.249)	(49.384.771)	*Taxes payable*
Biaya akrual dan provisi lain-lain	(440.885)	(22)	(31.546.134)	*Accrued expenses and other provision*
Pinjaman jangka panjang lainnya	(6.289.001)	-	(440.745.557)	*Other long-term debt*
Pinjaman bank	(1.334.017)	-	(93.490.553)	*Bank loans*
Aset (Liabilitas) Neto	**(6.022.639)**	**16.264**	**(459.210.280)**	***Net Assets (Liabilities)***

46. INSTRUMEN KEUANGAN

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan

Tabel berikut menyajikan klasifikasi instrumen keuangan dan membandingkan nilai tercatat dan estimasi nilai wajar dari instrumen keuangan Grup yang dicatat di laporan posisi keuangan konsolidasian 31 Desember 2022 dan 2021:

46. FINANCIAL INSTRUMENTS

a. Fair Values of Financial Instruments

The following table presents the classification of financial instruments and sets forth the carrying amounts and estimated fair values of the financial instruments of the Group that are carried in the consolidated statements of financial position as of December 31, 2022 and 2021:

	2022		2021		
	Nilai Tercatat/ *Carrying Amounts*	Nilai Wajar/ *Fair Value*	Nilai Tercatat/ *Carrying Amounts*	Nilai Wajar/ *Fair Value*	
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Aset lancar					***Current assets***
Aset keuangan konsesi	32.835.946	32.835.946	30.047.139	348.732.932	*Concession financial assets*
Investasi jangka pendek	10.970.184	10.970.184	30.612.536	30.612.536	*Short-term investments*
Aset derivatif	2.393.892	2.393.892	454.836	454.836	*Derivative assets*
Aset tidak lancar					***Non-current assets***
Aset keuangan konsesi	299.352.073	299.352.073	291.093.535	35.465.374	*Concession financial assets*
Investasi jangka panjang	184.803.013	184.803.013	180.408.370	180.408.370	*Long-term investment*
Aset derivatif	23.643.244	23.643.244	4.827.411	4.827.411	*Derivative assets*
Jumlah Aset Keuangan	**553.998.352**	**553.998.352**	**537.443.827**	**600.501.459**	***Total Financial Assets***

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

Tabel berikut menyajikan klasifikasi instrumen keuangan dan membandingkan nilai tercatat dan estimasi nilai wajar dari instrumen keuangan Grup yang dicatat di laporan posisi keuangan konsolidasian 31 Desember 2022 dan 2021: (lanjutan)

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

The following table presents the classification of financial instruments and sets forth the carrying amounts and estimated fair values of the financial instruments of the Group that are carried in the consolidated statements of financial position as of December 31, 2022 and 2021: (continued)

	2022		2021		
	Nilai Tercatat/ *Carrying Amounts*	**Nilai Wajar/ *Fair Value***	**Nilai Tercatat/ *Carrying Amounts***	**Nilai Wajar/ *Fair Value***	
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Liabilitas jangka pendek					***Current liabilities***
Pinjaman bank jangka pendek	35.000.000	35.000.000	-	-	*Short-term bank loan*
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun:					*Current maturities of long-term debt*
Pinjaman bank	286.993.328	286.993.328	194.127.151	194.127.151	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	3.369.245	3.369.245	46.088	46.088	*Loan from a non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	110.623.276	110.623.276	121.312.147	121.312.147	*Rupiah bonds*
Liabilitas sewa	101.784.419	101.784.419	95.261.352	95.261.352	*Lease liabilities*
Liabilitas derivatif	16.981.738	16.981.738	8.490.102	8.490.102	*Derivative liabilities*
Liabilitas jangka panjang					***Non-current liabilities***
Pinjaman jangka panjang:					*Long-term debts:*
Pinjaman bank	562.023.805	541.805.769	231.466.519	293.060.372	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	16.455.848	16.608.835	1.280.187	89.983	*Loan from a non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	436.751.561	452.263.608	317.506.569	327.759.484	*Rupiah bonds*
Obligasi Dolar AS	1.699.945.971	1.617.317.204	2.123.461.313	2.210.836.125	*US Dollar bonds*
Liabilitas sewa	84.446.201	91.617.350	127.069.787	141.280.753	*Lease liabilities*
Liabilitas derivatif	9.822.831	9.822.831	10.190.387	10.190.387	*Derivative liabilities*
Jumlah Liabilitas Keuangan	**3.364.198.223**	**3.284.187.603**	**3.230.211.602**	**3.402.453.944**	***Total Financial Liabilities***

Metode dan asumsi berikut ini digunakan untuk mengestimasi nilai wajar untuk kelompok instrumen keuangan yang praktis untuk memperkirakan nilai tersebut:

i. Instrumen keuangan dicatat pada nilai wajar

Investasi jangka pendek diukur pada harga kuotasian yang dipublikasikan pada pasar aktif.

Instrumen derivatif diukur pada nilai wajarnya berdasarkan teknik penilaian yang wajar dengan nilai *input* pasar yang dapat diobservasi.

The following methods and assumptions were used to estimate the fair value of each class of financial instruments for which it is practicable to estimate such value:

i. Financial instruments carried at fair value

Short-term investments are measured at published quoted market prices in an active market.

Fair values of derivative instruments are estimated using appropriate valuation techniques with market observable inputs.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

i. Instrumen keuangan dicatat pada nilai wajar (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2021, nilai wajar investasi jangka panjang di DSLNG ditentukan menggunakan arus kas yang didiskontokan dan metode *Guideline Publicly Traded Companies* (GPTC). Penilaian tersebut mengharuskan manajemen untuk membuat asumsi tertentu tentang *input* model, termasuk perkiraan arus kas, tingkat diskonto, risiko kredit dan volatilitas. Probabilitas dari berbagai estimasi dalam kisaran tersebut dapat dinilai secara wajar dan digunakan dalam estimasi manajemen atas nilai wajar untuk investasi ekuitas yang tidak terdaftar ini.

Pada tanggal 31 Desember 2021, nilai wajar investasi jangka panjang di SMCN ditentukan menggunakan pendekatan pasar dengan menggunakan metode *Guideline Publicly Traded Companies* (GPTC). Berdasarkan metode pendekatan pasar GPTC, nilai wajar diperoleh dari harga perdagangan sejumlah perusahaan publik yang sebanding (yaitu: perusahaan pemandu) dengan objek penilaian pada tanggal penilaian.

ii. Pinjaman dan utang

Nilai wajar dari pinjaman jangka panjang (pinjaman bank, pinjaman dari instansi keuangan non-bank, dan wesel jangka menengah) dihitung berdasarkan arus kas yang didiskontokan.

Nilai wajar dari pinjaman jangka panjang (obligasi Rupiah dan obligasi Dolar AS) dihitung berdasarkan harga kuotasian yang dipublikasikan pada pasar aktif.

Liabilitas sewa diestimasi menggunakan model diskonto arus kas.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

i. Financial instruments carried at fair value (continued)

As of December 31, 2021, the fair value of the equity investment in DSLNG is determined using a discounted cash flow model and Guideline Publicly Traded Companies (GPTC) method. The valuation requires management to make certain assumptions about the model inputs, including forecast cash flows, the discount rate, credit risk and volatility. The probabilities of the various estimates within the range can be reasonably assessed and are used in management's estimate of fair value for these non-listed equity investments.

As of December 31, 2021, the fair value of the equity investment in SMCN is determined using market approach using Guideline Publicly Traded Companies (GPTC) method. Under the market approach GPTC method, the fair value is derived from trading price multiples of selected set of comparable public companies (i.e.: guideline companies) to the valuation object at the valuation date.

ii. Loans and borrowings

The fair values of long-term debts (bank loans, loan from a non-bank institution, and medium-term notes), are determined based on discounted cash flows method.

The fair values of long-term debts (Rupiah bonds and US Dollar bonds), are determined based on published quoted market prices in an active market.

Lease liabilities are estimated using a discounted cash flow model.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, nilai tercatat instrumen keuangan berikut ini mendekati nilai wajarnya:

i. Instrumen keuangan yang jatuh tempo dalam jangka pendek

Nilai wajar kas dan setara kas, deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya, piutang usaha dan lain-lain (kecuali PPN yang dapat ditagihkan), pinjaman bank jangka pendek, utang usaha dan utang lain-lain, dan biaya akrual mendekati nilai tercatatnya karena jatuh temponya dalam jangka pendek dan sifat instrumen keuangan tersebut.

ii. Instrumen keuangan lainnya

Nilai wajar dari bagian tidak lancar setoran jaminan (termasuk pada Aset Lain-lain) adalah sama dengan nilai tercatat karena nilai wajarnya tidak dapat diukur secara andal, tanpa menimbulkan biaya yang berlebihan. Tidak praktis untuk memperkirakan nilai wajar dari instrumen ini dikarenakan instrumen ini tidak memiliki jangka waktu pembayaran yang tetap, meskipun tidak diharapkan dapat diselesaikan dalam waktu dua belas (12) bulan setelah tanggal pelaporan.

Aset keuangan yang nilai wajarnya diungkapkan:

Aset keuangan konsesi diestimasi menggunakan model diskonto arus kas. Penilaian tersebut mengharuskan manajemen untuk membuat asumsi tertentu tentang input model, termasuk perkiraan arus kas, tingkat diskonto, risiko kredit dan volatilitas. Probabilitas dari berbagai estimasi dalam kisaran tersebut dapat dinilai secara wajar dan digunakan dalam estimasi manajemen atas nilai wajar.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

As of December 31, 2022 and 2021, the carrying amount of the following financial instruments is a reasonable approximation of its fair value:

i. Financial instruments with short-term maturities

Fair values of cash and cash equivalents, restricted time deposits and cash in banks, trade and other receivables (excluding reimbursable VAT), short-term bank loans, trade and other payables, and accrued expenses approximate their carrying amounts due to the short-term maturities and nature of the financial instruments.

ii. Other financial instruments

The fair values of non-current security deposits (included in Other Assets), are the same as their carrying amounts because their fair values cannot be measured reliably, without incurring excessive costs. It is not practical to estimate the fair value of these instruments because there are no fixed repayment terms, although these are not expected to be settled within twelve (12) months after financial reporting date.

Financial assets for which fair values are disclosed:

Concession financial assets are estimated using a discounted cash flow model. The valuation requires management to make certain assumptions about the model inputs, including forecast cash flows, the discount rate, credit risk and volatility. The probabilities of the various estimates within the range can be reasonably assessed and are used in management's estimate of fair value.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

Hierarki nilai wajar pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

The hierarchy of fair value as of December 31, 2022 and 2021 are as follows:

	2022				
	Jumlah/ *Total*	**Harga pasar yang dikuotasikan untuk aset dan liabilitas yang sama (Level 1)/ *Market value quotation for similar assets and liabilities (Level 1)***	**Input yang signifikan dan dapat diobservasi secara langsung maupun tidak langsung (Level 2)/ *Significant input and observable directly or indirectly (Level 2)***	**Input yang signifikan tetapi tidak dapat diobservasi (Level 3)/ *Significant input but unobservable (Level 3)***	
Aset diukur pada nilai wajar					***Assets measured at fair value***
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Investasi jangka pendek	10.970.184	10.970.184	-	-	*Short-term investments*
Investasi jangka panjang	184.803.013	-	-	184.803.013	*Long-term investment*
Derivatif pada lindung nilai efektif					***Derivatives in effective hedge***
Aset derivatif	26.037.136	-	26.037.136	-	*Derivative assets*
Liabilitas diukur pada nilai wajar					***Liabilities measured at fair value***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Derivatif pada lindung nilai efektif					***Derivatives in effective hedge***
Liabilitas derivatif	26.804.569	-	26.804.569	-	*Derivative liabilities*
Aset yang nilai wajarnya diungkapkan					***Assets for which fair value is disclosed***
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Aset keuangan konsesi	332.188.019	-	-	332.188.019	*Concession financial assets*
Liabilitas yang nilai wajarnya diungkapkan					***Liabilities for which fair value is disclosed***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Pinjaman bank jangka pendek	35.000.000	35.000.000	-	-	*Short-term bank loan*
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun:					*Current maturities of long-term debt:*
Pinjaman bank	286.993.328	-	286.993.328	-	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	3.369.245	-	3.369.245	-	*Loans from non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	110.623.276	110.623.276	-	-	*Rupiah bonds*
Pinjaman jangka panjang:					*Long-term debts:*
Pinjaman bank	541.805.769	-	541.805.769	-	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	16.608.835	-	16.608.835	-	*Loans from non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	452.263.608	452.263.608	-	-	*Rupiah bonds*
Obligasi Dolar AS	1.617.317.204	1.617.317.204	-	-	*US Dollar bonds*

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

Hierarki nilai wajar pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 adalah sebagai berikut:

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

The hierarchy of fair value as of December 31, 2022 and 2021 are as follows:

	2021				
	Jumlah/ *Total*	**Harga pasar yang dikuotasikan untuk aset dan liabilitas yang sama (Level 1)/ *Market value quotation for similar assets and liabilities (Level 1)***	**Input yang signifikan dan dapat diobservasi secara langsung maupun tidak langsung (Level 2)/ *Significant input and observable directly or indirectly (Level 2)***	**Input yang signifikan tetapi tidak dapat diobservasi (Level 3)/ *Significant input but unobservable (Level 3)***	
Aset diukur pada nilai wajar					***Assets measured at fair value***
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Investasi jangka pendek	30.612.536	30.612.536	-	-	*Short-term investments*
Investasi jangka panjang	180.408.370	-	-	180.408.370	*Long-term investment*
Derivatif pada lindung nilai efektif					***Derivatives in effective hedge***
Aset derivatif	5.282.247	-	5.282.247	-	*Derivative assets*
Liabilitas diukur pada nilai wajar					***Liabilities measured at fair value***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Derivatif pada lindung nilai efektif					***Derivatives in effective hedge***
Liabilitas derivatif	18.680.489	-	18.680.489	-	*Derivative liabilities*
Aset yang nilai wajarnya diungkapkan					***Assets for which fair value is disclosed***
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Aset keuangan konsesi	321.140.674	-	-	321.140.674	*Concession financial assets*
Liabilitas yang nilai wajarnya diungkapkan					***Liabilities for which fair value is disclosed***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun:					*Current maturities of long-term debt:*
Pinjaman bank	194.127.151	-	194.127.151	-	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	46.088	-	46.088	-	*Loans from non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	121.312.147	121.312.147	-	-	*Rupiah bonds*
Pinjaman jangka panjang:					*Long-term debts:*
Pinjaman bank	293.060.372	-	293.060.372	-	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	89.983	-	89.983	-	*Loans from non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	327.759.484	327.759.484	-	-	*Rupiah bonds*
Obligasi Dolar AS	2.210.836.125	2.210.836.125	-	-	*US Dollar bonds*

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko

Liabilitas keuangan utama Grup meliputi pinjaman jangka pendek dan jangka panjang, utang usaha dan lain-lain dan biaya akrual. Tujuan utama dari liabilitas keuangan ini adalah untuk mengumpulkan dana untuk operasi Grup. Grup mempunyai berbagai aset keuangan seperti piutang usaha dan kas dan setara kas, yang dihasilkan langsung dari kegiatan usahanya.

Risiko utama yang timbul dari instrumen keuangan Grup adalah risiko suku bunga, risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing, risiko kredit, risiko likuiditas dan risiko volatilitas harga. Pentingnya untuk mengelola risiko ini telah meningkat secara signifikan dengan mempertimbangkan perubahan dan volatilitas pasar keuangan baik di Indonesia maupun internasional. Direksi Perusahaan menelaah dan menyetujui kebijakan untuk mengelola risiko-risiko yang dirangkum di bawah ini:

i. Risiko suku bunga

Kebijakan Grup terkait dengan risiko suku bunga adalah dengan mengelola biaya bunga melalui kombinasi pinjaman dengan suku bunga tetap dan variabel. Grup mengevaluasi perbandingan suku bunga tetap terhadap suku bunga mengambang dari pinjaman bank jangka pendek dan pinjaman jangka panjang sejalan dengan perubahan suku bunga yang relevan di pasar keuangan. Berdasarkan evaluasi manajemen, pembiayaan baru akan ditentukan harganya pada suku bunga tetap atau mengambang.

Grup memiliki risiko tingkat suku bunga yang terutama berasal dari pergerakan suku bunga piutang dan liabilitas jangka panjang dengan tingkat suku bunga mengambang. Untuk mengelola risiko suku bunga, Grup melakukan transaksi *Swap* Suku Bunga.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies

The principal financial liabilities of the Group consist of short-term and long-term debts, trade and other payables and accrued expenses. The main purpose of these financial liabilities is to raise funds for the operations of the Group. The Group has various financial assets such as trade receivables and cash and cash equivalents, which arise directly from its operations.

The main risks arising from the Group's financial instruments are interest rate risk, foreign exchange rate risk, credit risk, liquidity risk and price volatility risk. The importance of managing these risks has significantly increased in light of the considerable change and volatility in both Indonesian and international financial markets. The Company's Directors review and approve the policies for managing these risks which are summarized below:

i. Interest rate risk

The Group's policy relating to interest rate risk is to manage interest cost through a mix of fixed and variable rate debts. The Group evaluates the comparability of the fixed rate to floating rate of its short-term bank loans and long-term debts in line with movements of relevant interest rates in the financial markets. Based on management's assessment, the new financing will be priced either on a fixed rate or floating rate basis.

The Group's exposure to the risk of changes in market interest rates relates primarily to the Group's receivable market interest and long-term obligations with floating interest rates. In order to manage interest rate risk, the Group entered into Interest Rate Swaps.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Tabel di bawah ini menyajikan nilai tercatat, berdasarkan periode jatuh tempo dari instrumen keuangan Grup yang terkena dampak risiko suku bunga:

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

The following table sets out the carrying amounts, by maturity, of the Group's financial instruments that are exposed to interest rate risk:

	31 Desember 2022/*December 31, 2022*					
Keterangan	**Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year***	**1-2 tahun/ *1-2 years***	**2-5 tahun/ *2-5 years***	**Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years***	**Jumlah/ *Total***	***Description***
Piutang lain-lain - pihak ketiga	6.978.981	-	-	-	6.978.981	*Other receivables - third party*
Aset derivatif	2.393.892	1.816.801	405.341	21.421.102	26.037.136	*Derivative assets*
Pinjaman bank jangka panjang	88.133.141	95.309.114	123.752.327	197.834.696	505.029.278	*Long-term bank loans*
Liabilitas derivatif	16.981.738	6.837.397	2.765.891	219.543	26.804.569	*Derivative liabilities*

	31 Desember 2021/*December 31, 2021*					
Keterangan	**Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year***	**1-2 tahun/ *1-2 years***	**2-5 tahun/ *2-5 years***	**Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years***	**Jumlah/ *Total***	***Description***
Piutang lain-lain - pihak ketiga	6.783.647	-	-	-	6.783.647	*Other receivables - third party*
Aset derivatif	454.836	240.940	4.586.471	-	5.282.247	*Derivative assets*
Pinjaman bank jangka panjang	179.236.871	46.542.924	66.666.935	-	292.446.730	*Long-term bank loans*
Liabilitas derivatif	8.490.102	2.209.951	2.416.562	5.563.874	18.680.489	*Derivative liabilities*

Bunga atas instrumen keuangan yang diklasifikasikan sebagai tingkat suku bunga mengambang direvisi dalam jangka waktu kurang dari satu tahun. Sedangkan untuk yang termasuk dalam klasifikasi sebagai tingkat suku bunga tetap adalah tetap sampai dengan jatuh tempo instrumen keuangan tersebut. Instrumen keuangan Grup lainnya yang tidak termasuk dalam tabel di atas adalah instrumen keuangan yang tidak dikenakan bunga atau dengan suku bunga tetap dan oleh karena itu tidak terkena dampak risiko perubahan suku bunga. Pada tanggal 31 Desember 2022, pinjaman bank dengan bunga tetap mencakup 38,99% dari jumlah keseluruhan pinjaman bank.

Interest on financial instruments classified as floating rate is re-priced at intervals of less than one year. Interest on financial instruments classified as fixed rate is fixed until the maturity of the instrument. The other financial instruments of the Group that are not included in the above table are either non-interest bearing or have fixed interest rates and are therefore not subject to interest rate risk. As of December 31, 2022, bank loan classified as fixed rate constitute 38.99% of the total bank loans.

Grup melakukan transaksi *swap* atas tingkat suku bunga sebagai instrumen lindung nilai untuk mengelola risiko atas tingkat bunga.

The Group entered into interest rate swaps hedging instruments to manage its interest rate risk.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2022, jika tingkat suku bunga pinjaman meningkat/menurun sebesar 0,5% dengan semua variabel lain konstan, laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan akan lebih rendah atau tinggi sebesar AS$4,4 juta sebagai akibat dari lebih tinggi atau rendah beban bunga dari pinjaman.

Pada tanggal 31 Desember 2021, jika tingkat suku bunga pinjaman meningkat/menurun sebesar 0,5% dengan semua variabel lain konstan, rugi konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan akan lebih tinggi atau rendah sebesar AS$2,1 juta sebagai akibat dari lebih tinggi atau rendah beban bunga dari pinjaman.

Grup terekspos pada LIBOR USD ('IBOR') yang terdampak pada reformasi acuan suku bunga. Eksposur timbul atas aset dan liabilitas keuangan derivatif dan non-derivatif (misalnya utang).

Seperti tercantum dalam Catatan 27, Grup memiliki hubungan lindung nilai arus kas yang dipengaruhi oleh reformasi acuan suku bunga. Item lindung nilaian dalam lindung nilai ini termasuk utang suku bunga mengambang LIBOR USD yang diterbitkan. Instrumen lindung nilai termasuk *swap* atas tingkat suku bunga berbasis IBOR dan *swap* atas mata uang asing terkait LIBOR. Grup juga memiliki pinjaman bank yang tidak ditetapkan dalam hubungan lindung nilai.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

As of December 31, 2022, if the borrowing rate increases/decreases by 0.5% with all other variables held constant, the consolidated profit before income tax expense from continuing operations will be lower or higher by US$4.4 million, as a result of higher or lower interest expense on borrowings.

As of December 31, 2021, if the borrowing rate increases/decreases by 0.5% with all other variables held constant, the consolidated loss before income tax expense from continuing operations will be higher or lower by US$2.1 million, as a result of higher or lower interest expense on borrowings.

The Group is exposed to the USD LIBOR ('IBOR') which are subject to interest rate benchmark reform. The exposures arise on derivatives and non-derivative financial assets and liabilities (e.g. debt).

As listed in Note 27, the Group has cash flow hedge relationships affected by the interest rate benchmark reform. Hedged items in these hedges include issued USD LIBOR floating rate debt. Hedging instruments include IBOR based interest rate swaps and a LIBOR-linked cross currency swap. The Group also has bank borrowings which are not designated in hedging relationships.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Sejak Oktober 2020, Grup telah memantau pasar dan berbagai macam perusahaan mengenai perkembangan penghentian LIBOR dan dampaknya terhadap industri terkait. Hal ini termasuk pengumuman yang dibuat oleh regulator LIBOR (termasuk UK Financial Conduct Authority (FCA), New York Fed dan US Commodity Futures Trading Commission) serta International Benchmark Administration (IBA) sebagai administrator LIBOR.

Menanggapi pengumuman tersebut, Grup telah membentuk Program Transisi LIBOR untuk mengidentifikasi kontrak di seluruh perusahaan yang mengacu pada LIBOR dan mengembangkan rencana kerja dan jadwal yang sesuai untuk mempersiapkan transisi. Program ini terdiri dari sebagian besar fungsi yang ada di dalam Grup: *corporate finance* dan treasuri, keuangan dan pelaporan, *finance functional excellence*, akuntansi, pajak, hukum, perencanaan, komersial, *supply chain*, dan manajemen risiko dengan satu koordinator proyek. Komite Pengarah memimpin Program Transisi LIBOR dan terdiri dari dua orang Direktur dan seorang *Vice President*.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

Since October 2020, the Group has closely monitored the market and various working companies regarding development of LIBOR cessation and its impact to the industry. This includes announcements made by LIBOR regulators (including the UK Financial Conduct Authority (FCA), New York Fed, and the US Commodity Futures Trading Commission) as well as International Benchmark Administration (IBA) as LIBOR administrator.

In response to the announcements, the Group has conducted LIBOR Transition Program to identify contracts across the companies referring to LIBOR and develop work plans and corresponding timelines to prepare for the transition. The Program comprised of most of the functions within the Group: corporate finance and treasury, finance and reporting, finance functional excellence, accounting, tax, legal, planning, commercial, supply chain, and risk management with one project coordinator. The Steering Committee leads the LIBOR Transition Program and consists of two Directors and a Vice President.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Risiko yang timbul dari reformasi acuan suku bunga

Risiko utama Grup yang timbul dari transisi adalah:

- Risiko basis suku bunga:

  Terdapat dua elemen terkait risiko ini seperti yang diuraikan di bawah ini:

  - Jika negosiasi bilateral dengan pihak lain Grup tidak berhasil diselesaikan sebelum penghentian USD LIBOR, terdapat ketidakpastian moderat terkait dengan tingkat suku bunga yang akan berlaku. Hal ini menimbulkan risiko suku bunga tambahan yang tidak diantisipasi saat kontrak ditandatangani. Grup sedang bekerja sama dengan semua pihak lain untuk menghindari terjadinya hal tersebut.
  - Risiko basis suku bunga dapat timbul jika instrumen non-derivatif dan instrumen derivatif yang dimiliki untuk mengelola risiko suku bunga pada instrumen non-derivatif, beralih ke suku bunga acuan alternatif pada waktu yang berbeda.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

Risks arising from the interest rate benchmark reform

The key risks for the Group arising from the transition are:

- *Interest rate basis risk:*

  There are two elements to this risk as outlined below:

  - *If bilateral negotiations within the Group's counterparties are not successfully concluded before the cessation of USD LIBOR, there are moderate uncertainties with regard to the interest rate that would apply. This gives rise to additional interest rate risk that was not anticipated when the contracts were entered into. The Group is working closely with all counterparties to avoid this from occurring.*
  - *Interest rate basis risk may arise if a non-derivative instrument and the derivative instrument held to manage the interest risk on the non-derivative instrument, transition to alternative benchmark rates at different times.*

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Risiko yang timbul dari reformasi acuan suku bunga (lanjutan)

- Akuntansi:

  Pada Juni 2020, Dewan Standar Akuntansi Keuangan Institut Akuntan Indonesia menerbitkan Amandemen PSAK 71 Instrumen Keuangan, Amandemen PSAK 55 Instrumen Keuangan: Pengakuan dan Pengukuran dan Amandemen PSAK 60 Instrumen Keuangan: Pengungkapan Reformasi IBOR. Perubahan tersebut akan mempengaruhi arus kas masa depan di kedua instrumen keuangan suku bunga mengambang kontraktual yang saat ini mengacu pada IBOR, dan perkiraan transaksi yang sangat mungkin terjadi di mana IBOR ditetapkan sebagai risiko lindung nilai. Jika transisi ke suku bunga acuan alternatif untuk kontrak tertentu difinalisasi dengan cara yang tidak termasuk dalam keringanan pada amandemen Fase 2, hal ini dapat mengakibatkan pengakhiran hubungan akuntansi lindung nilai, peningkatan volatilitas pada laba rugi jika lindung nilai yang ditetapkan ulang tidak efektif, dan volatilitas pada laba rugi jika instrumen keuangan non-derivatif dimodifikasi atau dihentikan pengakuannya. Grup menargetkan untuk menyetujui perubahan kontrak yang memenuhi kriteria keringanan PSAK 71.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

Risks arising from the interest rate benchmark reform (continued)

- *Accounting:*

  In June 2020, Financial Accounting Standards Board of the Indonesian Institute of Accountants issued Amendment of PSAK 71 Financial Instruments, Amendment of PSAK 55 Financial Instruments: Recognition and measurements, and Amendment of PSAK 60 Financial Instruments: Disclosures on IBOR Reform. Such change will affect future cash flows in both contractual floating rate financial instruments currently referenced to IBOR, and highly probable forecast transactions for which IBOR is designated as the hedged risk. If transition to alternative benchmark rates for certain contracts is finalized in a manner that does not permit the application of the reliefs introduced in the Phase 2 amendments, this could lead to discontinuation of hedge accounting relationships, increased volatility in profit or loss if re-designated hedges are not fully effective and volatility in the profit or loss if non-derivative financial instruments are modified or derecognized. The Group is aiming to agree changes to contracts that would allow PSAK 71 reliefs to apply.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Risiko yang timbul dari reformasi acuan suku bunga (lanutan)

- Risiko komersial:

  Fallback language yang tidak ada dalam perjanjian *Gas Sales Agreements* (“GSA”) dan *Crude Oil Sales and Purchase Agreement* (“COSPA”) di mana USD LIBOR digunakan sebagai acuan untuk bunga keterlambatan pembayaran dapat menarik pembeli untuk tidak membayar tepat waktu karena LIBOR akan dihilangkan. Selain itu, amandemen GSA dan COSPA memerlukan persetujuan regulator (yaitu SKK Migas) dan mungkin memerlukan waktu lebih. Grup saat ini sedang menunggu arahan dari SKK Migas mengenai tarif penggantian tersebut.

Kemajuan menuju penerapan suku bunga acuan alternatif

Grup telah mengidentifikasi kontrak dan/atau perjanjian mengenai USD LIBOR:
- kontrak yang perlu diubah sebelum tanggal penghentian pada tanggal 30 Juni 2023.
- kontrak yang tidak dapat diubah karena sudah memiliki *fallback language* yang memadai, atau tanggal kedaluwarsa sebelum 30 Juni 2023.
- kontrak yang memerlukan persetujuan regulator, yaitu SKK Migas untuk mengubah kontrak dan mengganti suku bunga acuan.
- kontrak yang merupakan perjanjian bilateral, yang masih menunggu posisi bank dan kantor pajak atas penghentian LIBOR.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

Risks arising from the interest rate benchmark reform (continued)

- *Commercial risk:*

  Missing fallback language in Gas Sales Agreements (“GSA”) and Crude Oil Sales and Purchase Agreement (“COSPA”) where USD LIBOR is used as a reference for late payment interest might lure the buyer to not pay on-time as LIBOR ceased to exists. Additionally, amendments to GSA and COSPA require regulator’s approval (i.e. SKK Migas) and may take some time. The Group is currently waiting for direction from SKK Migas on the replacement rate.

Progress towards implementation of alternative benchmark interest rates

The Group has identified contracts and/or agreements referring to USD LIBOR:
- *contracts that need to be amended before cessation date on June 30, 2023.*
- *contracts not subject to amendment as they already have sufficient fallback language, or the expiry date is before June 30, 2023.*
- *contracts that need regulator’s approval, i.e. SKK Migas to amend contracts and replace benchmark rate.*
- *contract that are bilateral agreements, which still await the banks and tax office’s positions on LIBOR cessation.*

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Kemajuan menuju penerapan suku bunga acuan alternatif (lanjutan)

Grup saat ini sedang mengevaluasi transisi dari kontrak-kontrak tersebut. Dalam membuat penilaian, Grup mempertimbangkan tingkat arus kas kontraktual, dengan mempertimbangkan faktor kuantitatif dan kualitatif seperti yang dibahas lebih lanjut di bawah ini.

Adapun *timeline* progres reformasi acuan suku bunga dirincikan sebagai berikut:

- Oktober 2020: Menerbitkan Program Transisi LIBOR
- Oktober 2020 - Januari 2021: Mengidentifikasi kontrak yang sudah berjalan terkait LIBOR dan rencana kerja yang sudah disusun. Membentuk rapat mingguan dengan seluruh alur kerja terkait untuk melaporkan progres.
- Januari 2021 - sedang berjalan sampai Maret 2023: Menghubungi masing-masing pihak representatif terkait amandemen kontrak dan bernegoisasi mengenai *fallback language* dan tarif penggantian.
- Akan dimulai pada 31 Desember 2021: Tidak ada pembiayaan dan kontrak derivatif terkait LIBOR.
- Sedang berjalan - sebelum Maret 2023: Bernegosiasi dengan masing-masing pihak mengenai tarif penggantian, menyelesaikan dan menandatangani amandemen kontrak, memperbarui sistem internal Grup dengan suku bunga acuan baru.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

Progress towards implementation of alternative benchmark interest rates (continued)

The Group is currently evaluating the transition of these contracts. In making the assessment the Group considers the extent of contractual cashflows, with consideration of both quantitative and qualitative factors as further discussed below.

As for the progress timeline regarding the interest rate benchmark reform detailed below:

- *October 2020: Launched LIBOR Transition Program.*
- *October 2020 - January 2021: Identified existing contracts referring to LIBOR and composed work plans. Conducted weekly meetings with the whole work streams to report on the progress.*
- *January 2021 - Ongoing up until March 2023: Reach out to respective parties regarding contracts amendments and negotiate on the fallback language and replacement rates.*
- *Starting December 31, 2021: No new financing and derivative contracts referring to LIBOR.*
- *Ongoing - before March 2023: Negotiate with respective parties on the replacement rate, finalize and sign contract amendments, update Group's internal system with new benchmark.*

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Kemajuan menuju penerapan suku bunga acuan alternatif (lanjutan)

- Setelah 30 Juni 2023: Melakukan analisis acuan untuk menetapkan suku bunga baru untuk pinjaman antar perusahaan.

Transisi suku bunga acuan untuk kewajiban keuangan non-derivatif

Grup telah mengidentifikasi informasi kuantitatif mengenai instrumen keuangan yang belum bertransisi ke suku bunga acuan baru pada periode pelaporan 31 Desember 2022.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

Progress towards implementation of alternative benchmark interest rates (continued)

- *Post June 30, 2023: Perform benchmark analysis to establish new interest rate for intercompany loans.*

Interest rate benchmark transition for non-derivative financial liabilities

The Group has identified the quantitative information of financial instruments that have yet to transition to the new benchmark rate as at reporting period of December 31, 2022.

Entitas Grup/ *Group's Entity*	**Instrumen Keuangan Non-Derivatif/ *Non-derivative financial instrument***	**Tanggal Jatuh Tempo/ *Maturity Date***	**Nominal (jutaan USD)/ *Nominal (US$ million)***	**Tipe Lindung Nilai/ *Hedges Type***	**Instrumen Derivatif Terkait/ *Related Derivative Instrument***	**Progres Transisi Instrumen Keuangan Non-Derivatif/ *Transition Progress for Non-Derivative Financial Instruments***
PT Medco Power Indonesia ("MPI")	Pinjaman Bank BWS/ *Bank loan from BWS*	28 Mei 2023/ *28 May, 2023*	13,0	N/A	N/A	Sudah dilakukan amandemen atas indeks menjadi SOFR/ *Amendments have been made on index becoming SOFR.*
PT Medcopower Solar Sumbawa ("MSS")	Pinjaman non-Bank SMI/ *Non-bank loan from SMI*	13 Juli 2036/ *13 July, 2036*	12,0	N/A	N/A	Sedang menunggu arahan pemberi pinjaman terkait penghentian LIBOR/ *Currently waiting for lender's guidance/direction on LIBOR cessation.*
PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR")	Perjanjian pinjaman sindikasi (pembiayaan projek di level entitas anak)/ *Syndicated loan agreement (project finance subsidiaries level)*	21 Maret 2039/ *21 March, 2039*	213,8	Lindung nilai arus kas/ *Cash flow hedges*	*Swap* Suku Bunga/ *Interest Rate Swaps*	Sedang menunggu arahan pemberi pinjaman terkait penghentian LIBOR/ *Currently waiting for lender's guidance/direction on LIBOR cessation.*
Total kewajiban non-derivatif dengan suku bunga mengambang/ *Total floating rate non-derivative liabilities*			**238,8**			

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Transisi suku bunga acuan untuk derivatif dan hubungan lindung nilai

Untuk semua derivatif Grup yang merujuk pada IBOR, *fallback clause International Swaps and Derivatives Association (ISDA)* tersedia pada akhir tahun 2020. Grup telah menandatangani protokol tersebut, bersama dengan masing-masing rekanan Grup. Ini memastikan seluruh transaksi *legacy*, pada penghentian IBOR, mengikuti *fallback clause* yang disediakan dalam protokol.

Di bawah ini adalah rincian instrumen lindung nilai dan item lindung nilaian terkait yang telah atau akan mengacu pada transisi ke suku bunga acuan alternatif, menurut jenis lindung nilai. Ketentuan pada item lindung nilaian berikut telah sesuai dengan instrumen lindung nilainya pada periode pelaporan 31 Desember 2022.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

Interest rate benchmark transition for derivatives and hedge relationships

For all of the Group's derivatives that refer to IBOR, the International Swaps and Derivatives Association's (ISDA) fallback clauses were made available at the end of 2020. The Group has signed up to this protocol, along with each of the Group's counterparties. This ensures all legacy trades will, on cessation of IBOR, follow the fallback clause provided in the protocol.

Below are details of the hedging instruments and the related hedged items that have been or will be subject to transition to alternative benchmark interest rates, by hedge type. The terms of the hedged items listed match those of the corresponding hedging instruments at reporting period of December 31, 2022.

Entitas Grup/ *Group's Entity*	**Tipe Lindung Nilai/ *Hedges Type***	**Tipe Instrumen Sebelum Transisi/ *Instrument Type Prior to Transition***	**Tanggal Jatuh Tempo/ *Maturity Date***	**Nominal (jutaan USD)/ *Nominal (USD million)***	**Item Lindung Nilaian/ *Hedged item***	**Progres Transisi Instrumen Keuangan Derivatif/ *Transition Progress for Derivative Financial Instruments***
PT Medco E & P Malaka ("MEPM")	Lindung nilai arus kas/ *Cash flow hedges*	*Swap* suku bunga; Terima USD LIBOR per tahun, bayar tingkat suku bunga tetap per tahun/ *Interest rate swap; Receive USD LIBOR per annum, pay fixed interest rate per annum*	30 September 2024/ *September 30, 2024*	62,00	Pinjaman USD LIBOR dengan nominal dan jatuh tempo yang sama dengan *swap*/ *USD LIBOR loan of the same maturity and nominal of the swap*	Grup telah menandatangani ISDA *Protocol* dan sedang menunggu diskusi dengan pihak lawan untuk tarif penggantian/ *Group have signed to adhere ISDA protocol and still waiting for discussion with counterparty for the replacement rate.*
PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR")	Lindung nilai arus kas/ *Cash flow hedges*	*Swap* suku bunga; Terima USD LIBOR 6 bulan ditambah margin, bayar tingkat suku bunga tetap per 6 bulan/ *Interest rate swap; Receive 6-months USD LIBOR plus margin, pay fixed interest rate per 6 months*	18 Maret 2039/ *March 18, 2039*	166,5	Pinjaman USD LIBOR dengan nominal dan jatuh tempo yang sama dengan *swap*/ *USD LIBOR loan of the same maturity and nominal of the swap*	Grup telah menandatangani ISDA *Protocol* dan sedang menunggu diskusi dengan pihak lawan untuk tarif penggantian/ *Group have signed to adhere ISDA protocol and still waiting for discussion with counterparty for the replacement rate.*
Jumlah nominal derivatif/*Total nominal derivative*				**228,50**		
Total nominal derivatif mengacu pada reformasi acuan suku bunga/ *Total derivative nominal subject to the interest rate benchmark reform*				**228,50**		

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Sebagaimana dinyatakan dalam Catatan 2, Grup akan terus menerapkan amandemen Fase 1 PSAK 71 sampai berakhirnya ketidakpastian yang timbul dari reformasi acuan suku bunga terkait waktu dan jumlah arus kas yang mendasari, dimana Grup terekspos. Grup memperkirakan ketidakpastian ini akan terus berlanjut sampai kontrak Grup yang mengacu pada IBOR diubah untuk menentukan tanggal di mana suku bunga acuan akan diganti, dasar untuk arus kas dari suku bunga acuan alternatif ditentukan dengan memasukkan *spread* tetap.

ii. Risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing

Pembukuan Grup dilakukan dalam mata uang Dolar AS, oleh karena itu, pendapatan, beban, aset dan liabilitas dalam mata uang selain Dolar AS memiliki eksposur terhadap nilai tukar mata uang tersebut terhadap Dolar AS. Aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas Grup di berbagai negara tidak terlepas dari eksposur mata uang setempat.

Untuk mengelola risiko mata uang, Grup menandatangani beberapa kontrak *swap* atas mata uang silang dan kontrak *forward*. Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, kontrak ini dicatat sebagai transaksi yang tidak ditetapkan sebagai lindung nilai kecuali kontrak lindung nilai atas arus kas, dimana keuntungan atau kerugian yang timbul dari bagian efektif lindung nilai atas arus kas dikreditkan atau dibebankan di penghasilan komprehensif lain (Catatan 27).

Entitas anak tertentu Grup memiliki mata uang fungsional dalam Rupiah. Entitas anak ini terkena dampak atas selisih nilai kurs atas pembelian dan beban utama dalam mata uang yang berbeda dengan mata uang fungsionalnya. Namun, entitas anak ini memiliki lindung nilai alami karena pendapatan tertentu dan beban utama dan pendanaan dalam Dolar AS.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

As stated in Note 2, the Group will continue to apply the Phase 1 amendments to PSAK 71 until the uncertainty arising from the interest rate benchmark reform with respect to the timing and the amount of the underlying cash flows that the Group is exposed to ends. The Group expects this uncertainty will continue until the Group's contracts that reference IBORs are amended to specify the date on which the interest rate benchmark will be replaced, the basis for the cash flows of the alternative benchmark rate are determined including any fixed spread.

ii. Foreign exchange rate risk

The Group maintains its bookkeeping in US Dollar, therefore, a portion of its revenues, expenses, assets and liabilities which are denominated in currencies other than US Dollar are exposed to currency exchange rates against US Dollar. The oil and gas exploration and production activities of the Group in various countries are also exposed to the currency exchange fluctuations of the local currencies.

In order to manage currency risk, the Group entered into several cross-currency swap and forward contracts. As of December 31, 2022 and 2021, these contracts are accounted for as transactions that are not designated as hedging contracts except for cash flow hedging contracts, in which the gain or loss arising from the effective portion of cash flow hedge is credited or charged to other comprehensive income (Note 27).

Certain subsidiaries of the Group have functional currencies in Rupiah. These subsidiaries are exposed to foreign exchange risk as the costs of their major purchases and expenses are denominated in other currencies different from their functional currency. However, these subsidiaries have natural hedge due to certain revenues, major expenses and financing are in US Dollar.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

ii. Risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2022, jika nilai tukar Dolar AS terhadap mata uang asing meningkat/menurun sebanyak 10% dengan semua variabel lain konstan, laba konsolidasian sebelum manfaat pajak dari operasi yang dilanjutkan akan lebih rendah/tinggi sebesar AS$52 juta terutama sebagai akibat dari kerugian/keuntungan selisih kurs dari translasi aset dan liabilitas moneter neto.

Pada tanggal 31 Desember 2021, jika nilai tukar Dolar AS terhadap mata uang asing meningkat/menurun sebanyak 10% dengan semua variabel lain konstan, rugi konsolidasian sebelum manfaat pajak dari operasi yang dilanjutkan akan lebih tinggi/rendah sebesar AS$46 juta terutama sebagai akibat dari kerugian/keuntungan selisih kurs dari translasi aset dan liabilitas moneter neto.

iii. Risiko kredit

Risiko kredit adalah risiko dimana salah satu pihak atas instrumen keuangan akan gagal memenuhi kewajibannya dan menyebabkan pihak lain mengalami kerugian keuangan.

Eksposur paling besar adalah sebesar nilai tercatat aset keuangan sebagaimana diungkapkan pada Catatan 6, 7, 8 dan 9 atas laporan keuangan konsolidasian.

Kas dan setara kas

Sehubungan dengan kas di bank dan deposito berjangka yang ditempatkan pada institusi keuangan, Grup hanya bertransaksi dengan institusi keuangan dan bank yang sehat. Risiko kredit atas penempatan rekening koran dan deposito dikelola oleh manajemen sesuai dengan kebijakan Grup. Investasi atas kelebihan dana dibatasi untuk tiap-tiap bank dan kebijakan ini dievaluasi setiap tahun oleh direksi. Batas tersebut ditetapkan untuk meminimalkan risiko konsentrasi kredit sehingga mengurangi kemungkinan kerugian akibat kebangkrutan bank-bank tersebut.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

ii. Foreign exchange rate risk (continued)

As of December 31, 2022, if the exchange rate of the US Dollar against foreign currencies increases/decreases by 10% with all other variables held constant, the consolidated profit before income tax expense from continuing operations will be lower/higher by US$52 million primarily as a result of foreign exchange losses/gains on translations of net monetary assets and liabilities.

As of December 31, 2021, if the exchange rate of the US Dollar against foreign currencies increases/decreases by 10% with all other variables held constant, the consolidated loss before income tax expense from continuing operations will be higher/lower by US$46 million primarily as a result of foreign exchange losses/gains on translations of net monetary assets and liabilities.

iii. Credit risk

Credit risk is the risk that one party to financial instruments will fail to discharge its obligation and will incur a financial loss to the other party.

The most significant exposure to the credit risk is represented by the carrying amounts of financial assets as shown in Notes 6, 7, 8 and 9 of the consolidated financial statements.

Cash and cash equivalents

With respect to cash in banks and time deposits with financial institutions, the Group transacts only with financially sound financial institutions and banks with high credit ratings. Credit risk arising from placement of current accounts and deposits is managed in accordance with the Group's policy. Investments of surplus funds are limited for each bank and reviewed annually by the directors. Such limits are set to minimize any significant concentration of credit risk and therefore mitigate financial loss through potential failure of the banks.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

iii. Risiko kredit (lanjutan)

Kas dan setara kas (lanjutan)

Grup menyimpan kas dan setara kasnya di dua bank yang secara individu masing-masing mewakili 12%-25% dan 17%-23% dari jumlah kas dan setara kas pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021.

Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya milik Grup ditempatkan pada satu bank yang masing-masing mewakili 52% dan 86% dari jumlah deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021. Identifikasi konsentrasi kredit, bila ada, telah dikendalikan dan dikelola sedemikian rupa.

Piutang usaha

Risiko kredit yang dihadapi Grup berasal dari kredit yang diberikan kepada pelanggan. Grup melakukan hubungan usaha hanya dengan pihak ketiga yang diakui dan kredibel. Grup memiliki kebijakan untuk semua pelanggan yang akan melakukan perdagangan secara kredit harus melalui prosedur verifikasi kredit. Sebagai tambahan, jumlah piutang dipantau secara terus menerus untuk mengurangi risiko piutang yang tidak tertagih.

Pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021, pelanggan Grup dengan piutang usaha lebih dari 10% dari jumlah piutang usaha Grup adalah sebagai berikut:

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

iii. Credit risk (continued)

Cash and cash equivalents (continued)

The Group has placements of its cash and cash equivalents in two banks that individually represented 12%-25% and 17%-23% of the total cash and cash equivalents as of December 31, 2022 and 2021, respectively.

The Group's restricted time deposits and cash in banks are placed in one bank that represented 52% and 86% of the total restricted time deposits and cash in banks as of December 31, 2022 and 2021, respectively. Identified concentrations of credit risk, if any, are controlled and managed accordingly.

Trade receivables

The Group is exposed to credit risk arising from the credit granted to its customers. The Group trades only with recognized and creditworthy third parties. It is the Group's policy that all customers who wish to trade on credit terms are subject to credit verification procedures. In addition, receivable balances are monitored on an ongoing basis to reduce the exposure to bad debts.

As of December 31, 2022 dan 2021, the Group's customers with trade receivables over than 10% of the Group's trade receivables are as follows:

	2022	2021	
PT Perusahaan Gas Negara, Tbk	19%	2%	*PT Perusahaan Gas Negara, Tbk*
Gas Supply Pte. Ltd	13%	-	*Gas Supply Pte. Ltd*
PT Kilang Pertamina Internasional	9%	11%	*PT Kilang Pertamina Internasional*
Sembcorp Gas Pte Ltd	8%	19%	*Sembcorp Gas Pte Ltd*
Petroleum Development Oman LLC	7%	11%	*Petroleum Development Oman LLC*

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

iii. Risiko kredit (lanjutan)

Piutang usaha (lanjutan)

a. Berdasarkan area geografis

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

iii. Credit risk (continued)

Trade receivables (continued)

a. By geographical area

	31 Desember 2022/ *December 31, 2022*		
	Piutang Usaha/ *Trade Receivables*	**Piutang Lain-lain/ *Other Receivables***	
Indonesia	212.420.679	253.117.207	*Indonesia*
Luar negeri:			*Overseas:*
Asia	87.434.466	6.635.957	*Asia*
Timur Tengah dan Afrika Utara	21.515.168	10.641.342	*Middle East and North Africa*
Amerika Serikat	-	6.565.871	*United Stated of America*
Jumlah	**321.370.313**	**276.960.377**	***Total***

	31 Desember 2021/ *December 31, 2021*		
	Piutang Usaha/ *Trade Receivables*	**Piutang Lain-lain/ *Other Receivables***	
Indonesia	105.454.667	229.190.816	*Indonesia*
Luar negeri:			*Overseas:*
Asia	97.872.350	14.475.229	*Asia*
Timur Tengah dan Afrika Utara	23.944.018	7.341.897	*Middle East and North Africa*
Amerika Serikat	-	3.855.372	*United States of America*
Jumlah	**227.271.035**	**254.863.314**	***Total***

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

iii. Risiko kredit (lanjutan)

Piutang usaha (lanjutan)

b. Berdasarkan jenis debitur

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

iii. Credit risk (continued)

Trade receivables (continued)

b. By debtor

	31 Desember 2022/ *December 31, 2022*		
	Piutang Usaha/ *Trade Receivables*	**Piutang Lain-lain/ *Other Receivables***	
Pihak-pihak berelasi	404.499	83.616.450	*Related parties*
Pihak ketiga:			*Third parties:*
Badan Usaha Milik Negara	165.144.112	464.343	*State-owned enterprises*
Perusahaan Multinasional	111.287.169	19.308.644	*Multinational companies*
Pemerintah Indonesia	4.348.518	379.223	*Government of Indonesia*
Individual	903.653	15.808.815	*Individuals*
Perusahaan lainnya	38.464.956	158.376.142	*Other companies*
Perusahaan terdaftar di BEI	89.357	-	*Companies listed on BEI*
Jumlah	**320.642.264**	**277.953.617**	***Total***

	31 Desember 2021/ *December 31, 2021*		
	Piutang Usaha/ *Trade Receivables*	**Piutang Lain-lain/ *Other Receivables***	
Pihak-pihak berelasi	413.875	22.945.666	*Related parties*
Pihak ketiga:			*Third parties:*
Badan Usaha Milik Negara	77.542.892	4.944.056	*State-owned enterprises*
Perusahaan Multinasional	106.338.569	24.401.118	*Multinational companies*
Pemerintah Indonesia	35.089.084	2.099.882	*Government of Indonesia*
Individual	2.426.485	4.105.670	*Individuals*
Perusahaan lainnya	5.460.130	196.366.922	*Other companies*
Jumlah	**227.271.035**	**254.863.314**	***Total***

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

iv. Risiko likuiditas

Risiko likuiditas didefinisikan sebagai risiko saat posisi arus kas Grup menunjukkan bahwa pendapatan jangka pendek tidak cukup untuk menutupi pengeluaran jangka pendek. Kebutuhan likuiditas Grup secara historis timbul dari kebutuhan untuk membiayai investasi dan pengeluaran barang modal dan untuk mendanai operasional.

Dalam mengelola risiko likuiditas, Grup memantau dan menjaga tingkat kas dan setara kas yang dianggap memadai untuk membiayai operasional Grup dan untuk mengatasi dampak dari fluktuasi arus kas. Grup juga secara rutin mengevaluasi proyeksi arus kas dan arus kas aktual, termasuk jadwal jatuh tempo pinjaman jangka panjang, dan terus menelaah kondisi pasar keuangan untuk memelihara fleksibilitas pendanaan dengan cara menjaga ketersediaan komitmen fasilitas kredit. Kegiatan ini bisa meliputi pinjaman bank dan penerbitan ekuitas pasar modal.

Tabel di bawah ini menyajikan periode jatuh tempo liabilitas keuangan Grup berdasarkan pembayaran kontraktual yang tidak didiskontokan:

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

iv. Liquidity risk

The liquidity risk is defined as a risk where the cash flow position of the Group indicates that the short-term revenue is not sufficient to cover the short-term expenditures. The Group liquidity requirements have historically arisen from the need to finance investments and operational and capital expenditures.

In the management of liquidity risk, the Group monitors and maintains a level of cash and cash equivalents deemed adequate to finance the Group's operations and to mitigate the effects of fluctuations in cash flows. The Group also regularly evaluates the projected and actual cash flows, including long-term loan maturity profiles, and continuously assesses the conditions in the financial market to maintain flexibility in funding by keeping committed credit facilities available. These activities may include bank loans and issuance of equity in the capital market.

The table below presents the maturity period of the Group's financial liabilities based on undiscounted contractual payments:

	31 Desember 2022/December 31, 2022					
Keterangan	**Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year***	**1-2 tahun/ *1-2 years***	**2-5 tahun/ *2-5 years***	**Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years***	**Jumlah/ *Total***	***Description***
Utang usaha						*Trade payables*
- Pihak berelasi	274.882	-	-	-	274.882	*Related party -*
- Pihak ketiga	190.150.513	-	-	-	190.150.513	*Third parties -*
Utang lain-lain						*Other payables*
- Pihak berelasi	10.858.258	-	-	-	10.858.258	*Related party -*
- Pihak ketiga	84.331.088	-	-	33.931.420	118.262.508	*Third parties -*
Biaya akrual	227.862.704	-	-	-	227.862.704	*Accrued expenses*
Pinjaman bank						*Bank loans*
- Pokok pinjaman	286.993.328	198.112.257	167.199.762	229.976.419	882.281.766	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	73.623.375	29.940.704	39.346.000	4.175.842	147.085.921	*Future imputed - interest charges*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank						*Loans from non-bank financial institutions*
- Pokok pinjaman	3.369.245	3.337.359	13.118.489	-	19.825.093	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	586.228	1.546.703	2.395.742	-	4.528.673	*Future imputed - interest charges*
Obligasi Dolar AS						*US Dollar bonds*
- Pokok pinjaman	-	-	769.004.000	974.895.000	1.743.899.000	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	121.266.144	121.598.380	251.640.583	(11.561.427)	482.943.680	*Future imputed - interest charges*
Obligasi Rupiah						*Rupiah bonds*
- Pokok pinjaman	111.162.682	86.186.829	315.270.815	37.268.451	549.888.777	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	38.829.227	34.799.814	38.577.717	5.265.573	117.472.331	*Future imputed - interest charges*
Liabilitas derivatif	16.981.738	6.837.396	2.765.892	219.543	26.804.569	*Derivative liabilities*

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

iv. Risiko likuiditas (lanjutan)

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

iv. Liquidity risk (continued)

	31 Desember 2021/December 31, 2021					
Keterangan	**Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year***	**1-2 tahun/ *1-2 years***	**2-5 tahun/ *2-5 years***	**Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years***	**Jumlah/ *Total***	***Description***
Utang usaha						*Trade payables*
- Pihak berelasi	24.028.524	-	-	-	24.028.524	*Related party -*
- Pihak ketiga	164.670.119	-	-	-	164.670.119	*Third parties -*
Utang lain-lain						*Other payables*
- Pihak berelasi	7.477.489	-	-	-	7.477.489	*Related party -*
- Pihak ketiga	54.050.175	-	-	44.456.210	98.506.385	*Third parties -*
Biaya akrual	169.814.854	-	-	-	169.814.854	*Accrued expenses*
Pinjaman bank						*Bank loans*
- Pokok pinjaman	210.789.860	97.416.757	133.419.476	5.523.689	447.149.782	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	42.040.772	11.898.218	4.114.665	189.973	58.243.628	*Future imputed - interest charges*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank						*Loans from non-bank financial institutions*
- Pokok pinjaman	46.088	212.997	267.552	799.638	1.326.275	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	207.350	705.497	567.719	-	1.480.566	*Future imputed - interest charges*
Obligasi Dolar AS						*US Dollar bonds*
- Pokok pinjaman	-	-	1.139.000.000	1.045.000.000	2.184.000.000	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	151.935.686	151.935.686	431.032.238	27.791.785	762.695.395	*Future imputed - interest charges*
Obligasi Rupiah						*Rupiah bonds*
- Pokok pinjaman	121.851.544	122.552.354	196.341.659	-	440.745.557	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	34.369.921	20.923.566	23.895.031	-	79.188.518	*Future imputed - interest charges*
Liabilitas derivatif	8.490.102	2.209.951	2.416.562	5.563.874	18.680.489	*Derivative liabilities*

v. Risiko volatilitas harga

Harga jual minyak Grup berdasarkan pada harga *Indonesian Crude Price* (ICP) yang ditetapkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral setiap bulannya. Sebagai akibatnya, harga yang diterima oleh Grup untuk produksi minyak, akan tergantung dari banyak faktor di luar kendali Grup.

Sebagian besar gas dijual di Indonesia dihitung berdasarkan sistem kontrak dengan harga tetap dan dengan menggunakan mekanisme tingkat eskalasi tertentu yang diterapkan setiap tahunnya. Dalam hal ini terdapat risiko potensi hilangnya peluang pada saat kenaikan harga pasar minyak dan gas bumi jauh melebihi tingkat eskalasi dalam kontrak.

Minyak bumi Grup yang diproduksi di Thailand dan Vietnam dijual berdasarkan harga pasar Brent. Sehingga, risiko yang dihadapi Grup serupa dengan dampak fluktuasi harga minyak dan gas bumi.

v. Price volatility risk

The selling price of the Group's oil is based on the price of Indonesian Crude Price (ICP) that is determined by the Ministry of Energy and Mineral Resources on a monthly basis. As a result, the price of oil that is produced by the Group will depend largely on factors beyond the control of the Group.

The natural gas produced in Indonesia is largely sold on contract basis with fixed price and mechanism that allows certain level of escalation annually. There exists a potential risk of opportunity loss when the market price of oil and gas increases well above the escalation cap in the contract.

The Group's oil produced in Thailand and Vietnam are sold on the spot market on the basis of the Brent market price. Therefore, the risk faced by the Group is similar to the effects of oil and gas price fluctuation.

46. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

v. Risiko volatilitas harga (lanjutan)

Grup memiliki eksposur terhadap risiko fluktuasi harga komoditas di pasar terhadap produk minyak dan gas yang dihasilkan. Kebijakan Grup untuk mengelola risiko ini melalui penggunaan harga berbasis kontrak dengan pelanggan dan kontrak komoditas derivatif ditetapkan sebagai lindung nilai.

c. Manajemen Modal

Tujuan Grup ketika mengelola modal adalah:

- Mempertahankan basis modal yang kuat sehingga dapat mempertahankan kepercayaan investor, kreditur dan pasar; dan
- Mempertahankan kelangsungan pembangunan usaha di masa depan.

Grup secara berkala meninjau dan mengelola struktur modal mereka untuk memastikan struktur yang optimal serta tingkat pengembalian pemegang saham, dengan mempertimbangkan kebutuhan modal masa depan dari Grup dan efisiensi modal, profitabilitas yang berlaku dan diproyeksikan, proyeksi arus kas operasi, proyeksi pengeluaran modal dan proyeksi peluang investasi strategis.

Untuk tujuan pengelolaan modal, manajemen menganggap seluruh ekuitas yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk sebagai modal. Jumlah modal pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing sebesar AS$1.560,9 juta dan AS$1.072,4 juta yang dianggap optimal oleh manajemen setelah memperhatikan pengeluaran modal yang diproyeksikan dan proyeksi peluang investasi strategis. Dan juga, selama beberapa tahun, laba sebelum pajak penghasilan, bunga, penyusutan dan amortisasi (EBITDA) telah menjadi kendali penting Grup serta juga bagi bank pemberi pinjaman. Pertumbuhan yang berkelanjutan dan optimal dari Grup tergantung pada kemampuan mereka mandiri dalam pendanaan (EBITDA).

Tidak terdapat perubahan pendekatan Grup untuk pengelolaan modal sepanjang periode pelaporan.

46. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

v. Price volatility risk (continued)

The Group is exposed to the risk of fluctuations in prevailing market commodity prices on the mix of oil and gas products that it produces. The Group's policy is to manage these risks through the use of contract-based prices with customers and derivative commodity contracts that are accounted for as designated hedges.

c. Capital Management

The Group's objectives when managing capital are:

- *To maintain a strong capital base so as to maintain investor, creditor and market confidence; and*
- *To sustain future development of the business.*

The Group regularly reviews and manages their capital structure to ensure optimal structure and shareholder returns, taking into consideration the future capital requirements of the Group and capital efficiency, prevailing and projected profitability, projected operating cash flows, projected capital expenditures and projected strategic investment opportunities.

For capital management purposes, management regards total equity attributable to the owners of parent company as capital. The amount of capital as of December 31, 2022 and 2021 is US$1,560.9 million and US$1,072.4 million, respectively, which the management considers as optimal having considered the projected capital expenditures and the projected strategic investment opportunities. Also, over the past years, earnings before income tax, interest, depreciation and amortization (EBITDA) has become an important control figure for the Group as well as for the lending banks. The continuing optimal development of the Group depends on its strong self-financing ability (EBITDA).

There are no changes in the Group's approach to capital management during the reporting period.

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia

Mayoritas entitas anak yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi berlokasi di Indonesia dan beroperasi berdasarkan berbagai kesepakatan bagi hasil dengan SKK Migas. Uraian umum kesepakatan dan ketentuan dalam peraturan baru minyak dan gas bumi yang berlaku tersebut adalah sebagai berikut:

i. Kontrak Bagi Hasil (PSC) - Indonesia

PSC diberikan untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon komersial di area tertentu sebelum berproduksi secara komersial. Kontraktor pada umumnya diwajibkan untuk menyerahkan kembali persentase tertentu dari area kontrak pada tanggal tertentu, kecuali jika area tersebut terkait dengan permukaan lapangan dimana telah ditemukan minyak dan gas bumi.

Tanggung jawab dari kontraktor dalam PSC umumnya termasuk menyediakan dana atas semua aktivitas serta menyiapkan dan melaksanakan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diizinkan untuk melakukan *lifting* atas minyak mentah dan produksi gas yang menjadi haknya.

Bagi hasil dalam bentuk *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 20% dari total produksi sebelum dikurangi *cost recovery* tersedia untuk Pemerintah dan kontraktor sesuai dengan persentase hak bagi hasil masing-masing.

Jumlah produksi setelah FTP adalah jumlah yang tersedia untuk *cost recovery* bagi kontraktor yang dihitung berdasarkan referensi atas harga minyak mentah yang berlaku di Indonesia dan harga gas aktual. Setelah kontraktor memulihkan semua biaya yang dikeluarkan, Pemerintah berhak memperoleh pembagian tertentu dari hasil produksi minyak mentah dan gas bumi yang tersisa, selanjutnya kontraktor berhak atas sisanya sebagai bagian ekuitas (laba).

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS

a. Production Sharing Arrangements - Indonesia

The majority of the Group's oil and gas subsidiaries are located in Indonesia and operated under various production sharing arrangements with SKK Migas. A general description of those arrangements and requirements on the new oil and gas regulation is as follows:

i. Production Sharing Contracts (PSC) - Indonesia

A PSC is awarded to explore for and to establish commercial hydrocarbon reserves in a specified area prior to commercial production. The contractor is generally required to relinquish specified percentages of the contract area on specified dates, unless such designated areas correspond to the surface area of any field in which oil and gas has been discovered.

The responsibilities of a contractor under a PSC generally include financing all activities also preparing and executing the work program and budget. In return, the contractor has granted to lifting on its share of crude oil and gas production.

A sharing in the form of First Tranche Petroleum (FTP) of 20% out of total production before deduction of cost recovery is available to the Government and the contractor in line with their entitlement shares.

The balance of production after FTP is available for cost recovery for the contractor which is calculated by reference to the prevailing Indonesian crude price and actual gas prices. After the contractor has recovered all allowable costs, the Government is entitled to a specified share of the remaining natural gas and crude oil production and the contractor is entitled to the balance as its equity (profit) share.

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia (lanjutan)

i. Kontrak Bagi Hasil (PSC) - Indonesia (lanjutan)

Kontraktor diwajibkan untuk membayar pajak badan atas bagian labanya berdasarkan tarif pajak yang berlaku di Indonesia pada saat PSC tersebut ditandatangani.

PSC di Indonesia wajib memenuhi *Domestic Market Obligation* (DMO) dimana kontraktor harus menyediakan kepada pasar domestik sebanyak yang lebih rendah antara 25% dari (i) bagian kontraktor sebelum pajak atas total produksi minyak bumi dan (ii) bagian laba kontraktor atas minyak.

ii. Badan Operasi Bersama (JOB) - Indonesia

Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh PT Pertamina (Persero) (Pertamina) dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua dalam JOB. Dalam JOB, 37,5%-50% dari produksi merupakan milik Pertamina, dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan kepada pihak-pihak dengan cara yang sama seperti PSC.

Grup pada saat ini memiliki 15 PSC dan 2 JOB di Indonesia.

Sisa komitmen biaya untuk kegiatan pengembangan dan eksplorasi terkait dengan kontrak-kontrak di atas pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing sebesar AS$22,4 juta.

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

a. Production Sharing Arrangements – Indonesia (continued)

i. Production Sharing Contracts (PSC) – Indonesia (continued)

The contractor is obligated to pay Indonesian corporate taxes on its specified profit share, generally, at the Indonesian corporate tax rate in effect at the time the PSC is executed.

PSCs in Indonesia are subject to a Domestic Market Obligation (DMO) under which the contractor is required to supply the domestic market with the lesser of 25% of (i) the contractor's pre-tax share of total crude oil production and (ii) the contractor's profit share for oil.

ii. Joint Operating Body (JOB) - Indonesia

In a JOB, operations are conducted by a joint operating body headed by PT Pertamina (Persero) (Pertamina) and assisted by the contractor through their respective secondees to the JOB. In a JOB, 37.5%-50% of the production is retained by Pertamina, and the balance is the shareable portion which is split between the parties in the same way as for a PSC.

The Group currently has 15 PSCs and 2 JOBs in Indonesia.

The remaining commitment for development and exploration expenditures relating to the above contracts as of December 31, 2022 and 2021, is amounting to US$22.4 million, respectively.

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional

(i) Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Yaman, Malaysia dan Tanzania serta kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut:

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International

(i) The Group has production sharing arrangements in Libya, Yemen, Malaysia and Tanzania and also a service contract in Oman with the following fiscal arrangements:

Entitas Anak/ *Subsidiaries*	**Kepemilikan Blok/ *Block Ownership***	**Negara Operasi/ *Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/ *Contract Term***	**Perjanjian Bagi Hasil Konsesi/ *Concession Production Sharing Agreement***	
				Pemerintah Setempat/ *Local Government*	**Entitas Anak/ *Subsidiaries***
Medco Oman LLC	Karim Small Fields/ *Karim Small Fields*	Oman	25 tahun/ *25 years*	88% atas laba dari jumlah produksi/ *88% of profit from total production*	12% atas laba dari jumlah produksi/ *12% of profit from total production*
Medco International Ventures Ltd	Wilayah 47/ *Area 47*	Libya	30 tahun/ *30 years*	86,3% atas laba dari jumlah produksi/ *86.3% of profit from total production*	13,7% atas laba dari jumlah produksi/ *13.7% of profit from total production*
Medco Arabia Ltd	Blok 56/ *Block 56*	Oman	3 tahun periode eksplorasi/ *3 years exploration period*	75% atas laba dari jumlah produksi untuk minyak dan 70% untuk gas/ *75% of profit from total production for oil and 70% for gas*	25% atas laba dari jumlah produksi untuk minyak dan 30% untuk gas/ *25% of profit from total production for oil and 30% for gas*
Medco Yemen Malik Ltd	Blok 9/ *Block 9*	Yaman/*Yemen*	25 tahun/ *25 years*	Kisaran 70%-80% atas laba (untuk produksi 25.000 bopd sampai dengan 100.000 bopd)/ *70%-80% range of profit oil (for production of 25,000 bopd up to 100,000 bopd)*	Kisaran 20%-30% atas laba (untuk produksi 25.000 bopd sampai dengan 100.000 bopd)/ *20%-30% range of profit oil (for production of 25,000 bopd up to 100,000 bopd)*

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(i) Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Yaman, Malaysia, dan Tanzania serta kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut (lanjutan):

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(i) The Group has production sharing arrangements in Libya, Yemen, Malaysia, and Tanzania and also a service contract in Oman with the following fiscal arrangements (continued):

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Perjanjian Bagi Hasil Konsesi/** ***Concession Production Sharing Agreement***	
				Pemerintah Setempat/ ***Local Government***	**Entitas Anak/** ***Subsidiaries***
Salamander Energy (Malaysia) Limited	Blok PM-322/ *Block PM-322*	Malaysia	27 tahun/ *27 years*	**Minyak/*Oil*** 30% - 70% *threshold* volume pra-kumulatif (30mmbls per lapangan minyak) dan 60% - 90% *threshold* volume setelah kumulatif (30 mmbls per lapangan minyak)/ *30% - 70% pre-cumulative threshold volume (30 mmbls per oil field) and 60% - 90% after-cumulative threshold volume (30 mmbls per oil field)* **Gas** 20% - 70% *threshold* volume pra-kumulatif (750 bcf per lapangan gas) dan 60% - 90% *threshold* volume setelah kumulatif (750 bcf per lapangan gas)/ *20% - 70% pre-cumulative threshold volume (750 bcf per gas field) and 60% - 90% after-cumulative threshold volume (750 bcf per gas field)*	**Minyak/*Oil*** 30% - 70% *threshold* volume pra-kumulatif (30 mmbls per lapangan minyak) dan 10% - 40% *threshold* volume setelah kumulatif (30 mmbls per lapangan minyak)/ *30% - 70% pre-cumulative threshold volume (30 mmbls per oil field) and 10% - 40% after-cumulative threshold volume (30 mmbls per oil field)* **Gas** 30% - 80% *threshold* volume pra-kumulatif (750 bcf per lapangan gas) dan 10% - 40% *threshold* volume setelah kumulatif (750 bcf per lapangan gas)/ *30% - 80% pre-cumulative threshold volume (750 bcf per gas field) and 10% - 40% after-cumulative threshold volume (750 bcf per gas field)*

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(i) Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Yaman, Malaysia, dan Tanzania serta kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut (lanjutan):

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(i) The Group has production sharing arrangements in Libya, Yemen, Malaysia, and Tanzania and also a service contract in Oman with the following fiscal arrangements (continued):

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Perjanjian Bagi Hasil Konsesi/** ***Concession Production Sharing Agreement***	
				Pemerintah Setempat/ ***Local Government***	**Entitas Anak/** ***Subsidiaries***
Ophir Tanzania (Block 1) Limited	Blok 1/ *Block 1*	Tanzania	11 tahun/ *11 years*	**Minyak/*Oil*** 40% - 60% laba dari minyak tergantung pada kenaikan tingkat total produksi harian/ *40% - 60% of profit oil depending on increments of daily total production rate* **Gas** Akan ditentukan setelah ada penemuan komersial gas alam yang tidak terkait/ *To be determined once there is a commercial discovery of non-associated natural gas*	**Minyak/*Oil*** 40% - 60% laba dari minyak tergantung pada kenaikan tingkat total produksi harian/ *40% - 60% of profit oil depending on increments of daily total production rate* **Gas** Akan ditentukan setelah ada penemuan komersial gas alam yang tidak terkait/ *To be determined once there is a commercial discovery of non-associated natural gas*

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(i) Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Yaman, Malaysia, dan Tanzania serta kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut (lanjutan):

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(i) The Group has production sharing arrangements in Libya, Yemen, Malaysia, and Tanzania and also a service contract in Oman with the following fiscal arrangements (continued):

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Perjanjian Bagi Hasil Konsesi/** ***Concession Production Sharing Agreement***	
				Pemerintah Setempat/ ***Local Government***	**Entitas Anak/** ***Subsidiaries***
Ophir Tanzania (Block 1) Limited	Blok 4/ *Block 4*	Tanzania	11 tahun/ *11 years*	**Minyak/*Oil*** 42,5% - 62,5% laba dari minyak tergantung pada kenaikan tingkat total produksi harian/ *42.5% - 62.5% of profit oil depending on increments of daily total production rate* **Gas** Akan ditentukan setelah ada penemuan komersial gas alam yang tidak terkait/ *To be determined once there is a commercial discovery of non-associated natural gas*	**Minyak/*Oil*** 37,5% - 57,5% laba dari minyak tergantung pada kenaikan tingkat total produksi harian/ *37.5% - 57.5% of profit oil depending on increments of daily total production rate* **Gas** Akan ditentukan setelah ada penemuan komersial gas alam yang tidak terkait/ *To be determined once there is a commercial discovery of non-associated natural gas*

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(ii) Grup memiliki kesepakatan royalti dengan pengaturan fiskal sebagai berikut:

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(ii) The Group has royalty arrangements with the following fiscal arrangements:

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Kesepakatan Royalti/** ***Royalty Arrangements***
Ophir Mexico Offshore Exploration, S.A DE C.V.	Blok 5/ *Block 5*	Mexico	35 tahun/ *35 years*	- Biaya kontrak selama tahap eksplorasi/ *Contract fee during exploration phase* - Royalti ditentukan untuk setiap jenis hidrokarbon yang persentasenya dihitung berdasarkan formula tertentu/ *Royalty determined for each type of hydrocarbon which percentage is calculated based on a specific formula* - 26,91% jumlah produksi/ *26.91% total production*
Ophir Mexico Operations, S.A. DE C.V.	Blok 10/ *Block 10*	Mexico	35 tahun/ *35 years*	- Biaya kontrak selama tahap eksplorasi/ *Contract fee during exploration phase* - Royalti ditentukan untuk setiap jenis hidrokarbon yang persentasenya dihitung berdasarkan formula tertentu/ *Royalty determined for each type of hydrocarbon which percentage is calculated based on a specific formula* - 20,00% jumlah produksi/ *20.00% total production*
Ophir Mexico Operations, S.A. DE C.V.	Blok 12/ *Block 12*	Mexico	35 tahun/ *35 years*	- Biaya kontrak selama tahap eksplorasi/ *Contract fee during exploration phase* - Royalti ditentukan untuk setiap jenis hidrokarbon yang persentasenya dihitung berdasarkan formula tertentu/ *Royalty determined for each type of hydrocarbon which percentage is calculated based on a specific formula* - 20,00% jumlah produksi/ *20.00% total production*

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(ii) Grup memiliki kesepakatan royalti dengan pengaturan fiskal sebagai berikut: (lanjutan)

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(ii) The Group has royalty arrangements with the following fiscal arrangements: (continued)

Entitas Anak/ *Subsidiaries*	**Kepemilikan Blok/ *Block Ownership***	**Negara Operasi/ *Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/ *Contract Term***	**Kesepakatan Royalti/ *Royalty Arrangements***
Ophir Myanmar (Block AD-3) Limited	Blok A5/ *Block A5*	Myanmar	27 tahun/ *27 years*	- 55% - 90% laba untuk minyak atau gas tergantung pada tingkat produksi harian dan kedalaman air/ *55% - 90% of profit both for oil or for gas depending on production daily rate and water depth* - 12,5% royalti dari jumlah produksi bersih/ *12.5% royalty from total net production*
Ophir Myanmar (Block AD-3) Limited	Blok AD-3/ *Block AD-3*	Myanmar	28 tahun/ *28 years*	- 55% - 85% laba untuk minyak tergantung pada tingkat produksi harian dan kedalaman air/ *55% - 85% of profit for oil depending on production daily rate and water depth* - 55% - 90% laba untuk gas tergantung pada tingkat produksi harian dan kedalaman air/ *55% - 90% of profit for gas depending on production daily rate and water depth* - 12,5% royalti dari jumlah produksi bersih/ *12.5% royalty from total net production*
- Medco Energi (Thailand) Bualuang Limited - Medco Energi (Thailand) E&P Limited	Blok B8/38/ *Block B8/38*	Thailand	20 tahun/ *20 years*	- 5% - 15% royalti berdasarkan penjualan kotor dan volume pembuangan bulanan/ *5% - 15% royalty based on monthly gross sale and disposal volume* - Manfaat Remunerasi Khusus (pajak tak terduga)/ *Special Remuneration Benefit (windfall tax)*

47. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(ii) Grup memiliki kesepakatan royalti dengan pengaturan fiskal sebagai berikut: (lanjutan)

47. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(ii) The Group has royalty arrangements with the following fiscal arrangements: (continued)

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Kesepakatan Royalti/** ***Royalty Arrangements***
Ophir Vietnam Block 12W B.V.	Blok 12W/ *Block 12W*	Vietnam	25 tahun untuk minyak dan 30 tahun untuk gas/ *25 years for oil and 30 years for gas*	**Minyak/*Oil*** - 4% - 20% royalti dari produksi minyak bersih tergantung pada tingkat produksi harian bersih/ *4% - 20% royalty of net oil production depending on net daily production rate* - 4% bea ekspor/ *4% export duty* - 10% - 60% laba minyak tergantung pada rata-rata produksi minyak bersih kuarter berdasarkan tahapan tambahan dalam barel per hari/ *10% - 60% of profit oil depending on quarterly average net oil production by incremental tranches in barrels per day* **Gas** - 0% - 6% royalti dari produksi gas bersih tergantung pada tingkat produksi harian bersih/ *0% - 6% royalty of net gas production depending on net daily production rate* - 0% bea ekspor/ *0% export duty* - 10% - 60% laba gas tergantung pada rata-rata produksi gas bersih kuarter berdasarkan tahapan tambahan dalam barel per hari dengan tingkat konversi 6.000 SCF sebagai setara 1 barel/ *10% - 60% of profit gas depending on quarterly average net gas production by incremental tranches in barrels per day with conversion rate of 6,000 SCF as 1 barrel equivalent*

Komitmen pengeluaran yang masih tersisa untuk kegiatan eksplorasi sehubungan dengan kontrak-kontrak tersebut pada 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing sebesar AS$2,1 juta dan AS$20,3 juta.

The total remaining commitment for exploration expenditures relating to the above contracts as of December 31, 2022 and 2021 is amounting to US$2.1 million and US$20.3 million, respectively.

48. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN

Selama periode pelaporan, Grup melakukan beberapa akuisisi entitas anak dan ventura bersama, termasuk akuisisi dan pelepasan kepemilikan dan/atau hak partisipasi (seluruh atau sebagian), dimana akuisisi dan pelepasan yang signifikan disajikan di paragraf berikut.

Grup telah membuat analisa penilaian provisional atas nilai wajar sementara aset teridentifikasi yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih. Menggunakan sejumlah pertimbangan untuk akuisisinya, Grup telah mengestimasi alokasi atas aset dan liabilitas tersebut.

Nilai wajar yang disajikan adalah jumlah sementara mengingat kompleksitas dari akuisisi dan sifat ketidakpastian yang inheren dari sektor minyak dan gas bumi, terutama dalam menentukan penilaian aset minyak dan gas bumi dan pertambangan. Revisi atas nilai wajar aset dan liabilitas yang diakuisisi akan diselesaikan paling lambat dalam 12 bulan sejak tanggal akuisisi.

Alokasi harga pembelian provisional digunakan pada laporan posisi keuangan konsolidasian dan laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya. Alokasi harga pembelian final akan ditentukan pada saat Grup telah menyelesaikan penilaian yang rinci dan perhitungan lain yang dianggap perlu. Alokasi final mungkin berbeda secara material dari alokasi provisional. Alokasi final mungkin termasuk; (1) perubahan nilai wajar dari aset minyak dan gas bumi; (2) perubahan dalam alokasi aset tak berwujud seperti teknologi dan hubungan pelanggan serta *goodwill* (pembelian dengan diskon); dan (3) perubahan lain dari aset dan liabilitas.

i. Pada tanggal 8 Desember 2021, Medco Energi Global Pte. Ltd., entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Perusahaan, menandatangani sebuah perjanjian untuk mengakuisisi seluruh saham ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. (“CIHL”) dari Phillips International Investments Inc., anak usaha dari ConocoPhillips (“Transaksi”). CIHL memiliki 100% kepemilikan dalam ConocoPhillips (Grissik) Ltd (“CPGL”) dan 35% kepemilikan dalam Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd. CPGL merupakan Operator PSC Corridor dengan 54% hak partisipasi.

48. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS

During the reporting period, the Group made several acquisitions of subsidiaries and joint venture, including acquisitions and disposals of ownership interests and/or participating interest (a whole or in part), whereby the significant acquisitions and disposals are disclosed in the succeeding paragraphs herein.

The Group has performed a provisional valuation analysis of the provisional fair value of the identifiable assets and liabilities assumed. Using a number of judgement on the acquisitions, the Group has estimated the allocation of the assets and liabilities.

The fair values disclosed are provisional due to complexity of the acquisitions and the inherent uncertain nature of the oil and gas sector, particularly in valuing oil and gas properties and mining properties. The revision of the fair values of the assets and liabilities acquired will be completed within 12 months from the acquisition.

This provisional purchase price allocation has been used in the consolidated statements of financial position and profit or loss and other comprehensive income. The final purchase price allocation will be determined when the Group has completed the detailed valuations and necessary calculations. The final allocation could differ materially from the provisional allocation. The final allocation may include; (1) changes in fair values of oil and gas properties; (2) changes in allocations to intangible assets such as technology and customer relationships as well as goodwill (bargain purchase); and (3) other changes to assets and liabilities.

i. On December 8, 2021, Medco Energi Global Pte. Ltd., a wholly owned subsidiary of the Company, entered into an agreement to acquire the entire issued share capital of ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. (“CIHL”) from Phillips International Investments Inc., a subsidiary of ConocoPhillips (the “Transaction”). CIHL holds a 100% interest in ConocoPhillips (Grissik) Ltd (“CPGL”) and a 35% interest in Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd. CPGL is the Operator of the Corridor PSC with a 54% participating interest.

48. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Transaksi tersebut telah efektif pada tanggal 3 Maret 2022 setelah memperoleh persetujuan pemegang Perusahaan saham dalam Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) yang telah diselenggarakan pada tanggal 25 Februari 2022.

Nilai wajar sementara dari aset teridentifikasi yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih CIHL pada tanggal efektif akuisisi (3 Maret 2022) adalah:

48. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

The above transaction has become effective on March 3, 2022 after having obtained the approval from the shareholders from the Extraordinary General Meeting of Shareholders (EGMS) which was convened on February 25, 2022.

The provisional fair values of the identifiable assets acquired and liabilities assumed of CIHL as at the effective date of acquisition (March 3, 2022) were:

	Nilai Wajar Sementara (AS$)/ *Provisional Fair Value (US$)*	
Aset		***Assets***
Kas dan setara kas	173.416.168	*Cash and cash equivalents*
Piutang usaha	157.714.081	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	31.617.956	*Other receivables*
Persediaan	5.390.120	*Inventory*
Beban dibayar di muka	1.308.632	*Prepaid expenses*
Piutang lain-lain jangka panjang	1.837.164	*Long-term other receivables*
Investasi jangka panjang	118.388.211	*Long-term investments*
Aset minyak dan gas bumi	1.295.928.535	*Oil and gas properties*
Aset hak guna	40.704.998	*Right-of-use assets*
Sub-jumlah	1.826.305.865	*Sub-total*
Liabilitas		***Liabilities***
Utang usaha	106.058.943	*Trade payables*
Utang pajak	71.845.001	*Taxes payables*
Utang lain-lain	17.308.528	*Other payables*
Biaya akrual	28.452.779	*Accrued expenses*
Liabilitas sewa	40.723.396	*Lease liabilities*
Liabilitas pajak tangguhan	409.111.203	*Deferred tax liabilities*
Utang jangka panjang	49.539.438	*Long-term payables*
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	5.661.527	*Long-term employee benefits liabilities*
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	28.438.575	*Asset abandonment and site restoration obligations and other provision*
Sub-jumlah	757.139.390	*Sub-total*
Nilai wajar aset neto teridentifikasi	**1.069.166.475**	***Total identifiable net assets at fair values***
Keuntungan pembelian diskon	(48.982.969)	*Bargain purchase*
Imbalan pembelian yang dialihkan	1.020.183.506	*Purchase consideration transferred*
Dikurangi kas yang diperoleh dari entitas anak yang diakuisisi	(173.416.168)	*Net cash of the acquired subsidiary*
Akuisisi entitas anak, setelah dikurangi kas yang diperoleh	**846.767.338**	***Acquisition of a subsidiary, net of cash acquired***

Manajemen berkeyakinan bahwa Grup dapat mengakuisisi CIHL dan entitas anaknya dengan nilai yang lebih rendah dari nilai wajar asetnya karena integrasi Grup dengan CIHL berjalan dengan baik, dengan sinergis dan peningkatan efisiensi operasi aset.

Management believes that the Group was able to acquire CIHL and its subsidiaries for less than the fair value of its assets because of the Group integration of CIHL is proceeding well, with synergies and increase in efficiency on the assets operation.

48. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Nilai wajar yang disajikan adalah jumlah sementara pada tanggal 3 Maret 2022 karena kompleksitas dari akuisisi dan sifat ketidakpastian dari sektor minyak dan gas, terutama, dalam menentukan penilaian aset minyak dan gas bumi. Penelaahan atas nilai wajar aset dan liabilitas yang diperoleh akan diselesaikan paling lambat dalam waktu 12 bulan sejak tanggal akuisisi.

Setelah tanggal akuisisi, dilakukan perubahan nama-nama sebagai berikut:

i. ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. (“CIHL”) telah berubah nama menjadi Medco E&P Corridor Holding Ltd.

ii. ConocoPhillips (Grissik) Ltd. (“CPGL”) telah berubah nama menjadi Medco E&P Grissik Ltd.

Dari tanggal akuisisi hingga tanggal 31 Desember 2022, Corridor telah berkontribusi sebesar AS$567,0 juta atas penjualan dan pendapatan usaha lainnya dan AS$288,4 juta pada laba sebelum pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan Grup. Apabila akuisisi telah dilakukan sejak 1 Januari 2022, kontribusi Corridor atas pendapatan dari penjualan dan pendapatan usaha lainnya dari operasi berkelanjutan untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2022 dapat menjadi sebesar AS$714,5 juta dan kontribusi Corridor atas laba sebelum pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan menjadi sebesar AS$358,5 juta.

ii. Pada tanggal 28 Oktober 2020 Medco Arabia Limited (“MAL”) entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki seluruhnya oleh Perusahaan, menandatangani Farmout Agreement dengan Tethys Oil Oman Onshore Limited (“Tethys Oil”) untuk penjualan 45% interest dan operatorship dalam Blok 56, Oman (“FOA”). Bergantung pada persetujuan Pemerintah, Tethys Oil akan membayar AS$5.000.000 kepada MAL dan akan menanggung pengeluaran MAL di masa mendatang hingga AS$2.000.000.

Transaksi telah selesai pada tanggal 25 Februari 2021 dimana sejak tanggal tersebut Tethys Oil menjadi operator dan memegang 65% hak partisipasi pada Blok 56 dengan Biyaq Oilfield Services memegang 25% dan Intaj LLC dan MAL memegang masing-masing 5%.

48. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

The fair values disclosed are provisional as of March 3, 2022 due to the complexity of the acquisition and the inherently uncertain nature of the oil and gas sector, in particular, in valuing oil and gas properties. The review of the fair value of the assets and liabilities acquired will be completed within 12 months of the acquisition at the latest.

After the acquisition date, the following changes to the names were made:

i. ConocoPhillips Indonesia Holding Ltd. (“CIHL”) has changed its registered company name to Medco E&P Corridor Holding Ltd.

ii. ConocoPhillips (Grissik) Ltd. (“CPGL”) *has changed its registered company name to Medco E&P Grissik Ltd.*

From the date of acquisition until December 31, 2022, Corridor contributed US$567.0 million of sales and other operating revenues and US$288.4 million to profit before income tax expense from continuing operations of the Group. If the acquisition had taken place at January 1, 2022, the contribution of Corridor on sales and other operating revenues from continuing operations for the year ended December 31, 2022 would have been US$714.5 million and the contribution of Corridor on profit before income tax expense from continuing operations would have been US$358.5 million.

ii. On October 28, 2020 Medco Arabia Limited (“MAL”) wholly owned indirect subsidiary of the Company, signed a Farmout Agreement with Tethys Oil Oman Onshore Limited (“Tethys Oil”) for the sale of 45% operating interest in Block 56, Oman (“FOA”). Subject to Government approval, Tethys Oil will pay US$5,000,000 to MAL and will also carry MAL up to US$2,000,000 of future expenditure.

The transaction was completed on February 25, 2021 which from such date Tethys Oil is being the operator and holds 65% interest in Block 56 with Biyaq Oilfield Services hold 25% and Intaj LLC and MAL hold 5% respectively.

48. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

iii. Pada tanggal 4 September 2020, PT Medco Power Indonesia ("MPI"), telah bersepakat dengan The Kansai Electric Power Co. Inc, ("Kansai Electric"), melalui KPIC Netherlands B.V. ("KPN") dan Kanden Power-Tech Corporation (“KPT”) untuk mengembangkan bisnis pembangkit listrik mandiri tenaga gas ("gas - IPP") dan operasi pemeliharaan instalasi pembangkit listrik ("O&M") di Indonesia melalui serangkaian transaksi yang disepakati berdasarkan ketentuan yang ditetapkan dalam perjanjian.

Pada tanggal 5 Maret 2021, PT Kansai Electric Power and Technology Indonesia (“KEPTI”) dan MPI menandatangani perjanjian jual beli untuk melaksanakan pembelian entitas anak MPI yang bergerak di bisnis Gas IPP dan O&M selain MRPR, dengan harga transaksi sebesar AS$80.889.583. Entitas anak tersebut terdiri dari UBE, MEM, DEB, EPE, MPE, MGS, MGPS dan MPSI (“entitas IPP dan O&M”).

Pada tanggal 26 dan 29 Maret 2021, MPI, KPN dan KPT melakukan penyetoran modal kepada KEPTI. Setoran modal tersebut mengakibatkan MPI memiliki 60% kepemilikan di KEPTI sedangkan KPN dan KPT secara bersama-sama memiliki 40% kepemilikan di KEPTI. Total setoran modal yang dilakukan MPI, KPN dan KPT adalah AS$140.524.073. Selanjutnya, KEPTI melakukan perubahan nama menjadi PT Medco Kansai Power Indonesia (“MKPI”). Berdasarkan persetujuan bersama antara MPI, KPN dan KPT, MPI akan membayar kepada KPN dan KPT sebesar 40% dari pembayaran yang akan diterima MPI atas piutang pemegang saham non-pengendali salah satu entitas IPP dan O&M yang setara dengan AS$4.024.194.

Pasca transaksi ini, MPI dan MKPI, masing-masing mencatat kenaikan kas sebesar AS$61.210.417 dan AS$59.624.073. Selanjutnya, bagian kepemilikan MPI atas entitas IPP dan O&M sebesar AS$31.375.695 menjadi bagian dari kepentingan non-pengendali.

48. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

iii. On September 4, 2020, PT Medco Power Indonesia (“MPI”), has agreed with The Kansai Electric Power Co. Inc, (“Kansai Electric”), through KPIC Netherlands B.V. (“KPN”) and Kanden Power-Tech Corporation (“KPT”) to develop gas independent power producer (“gas - IPP”) and power plant installation for operation maintenance (“O&M”) businesses in Indonesia through a series of transactions as agreed under the terms as set out in the agreement.

On March 5, 2021, PT Kansai Electric Power and Technology Indonesia (“KEPTI”) and MPI entered into a sales and purchase agreement to execute the purchase of MPI subsidiaries engaged in Gas IPP and O&M businesses except for MRPR, with a transaction price of US$80,889,583. The subsidiaries consist of UBE, MEM, DEB, EPE, MPE, MGS, MGPS and MPSI (“IPP and O&M entities”).

On March 26 and 29, 2021, MPI, KPN and KPT injected capital to KEPTI. The capital injection resulting in MPI owning 60% of ownership in KEPTI while KPN and KPT together owning 40% ownership in KEPTI. The total paid-in capital made by MPI, KPN and KPT was US$140,524,073. Subsequently, KEPTI changed its name to PT Medco Kansai Power Indonesia (“MKPI”). Based on the agreement between MPI, KPN and KPT, MPI will pay to KPN and KPT at 40% of the amount collected by MPI from the receivable of a non-controlling interest in one of the IPP and O&M entities which is equivalent to US$4,024,194.

After this transaction, MPI and MKPI accounted for an additional cash balance amounted to US$61,210,417 and US$59,624,073, respectively. Furthermore, the MPI’s ownership interest on the IPP and O&M entities amounting to US$31,375,695 became part of non-controlling interest.

48. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Karena serangkaian transaksi tersebut di atas tidak mengakibatkan MPI kehilangan pengendalian atas entitas IPP dan O&M, maka selisih antara imbalan yang diterima MPI dengan nilai tercatat bagian kepemilikan entitas IPP dan O&M yang diserahkan, setelah dikurangi beban dan pajak terkait sebesar AS$11.951.891 disajikan sebagai bagian dari ekuitas pada akun "Selisih nilai transaksi dengan kepentingan non-pengendali" sebesar AS$4.232.755 pada laporan posisi keuangan konsolidasian Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2021.

iv. Pada tanggal 19 Desember 2022, Ophir Jaguar 2 Ltd., entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Perusahaan telah menandatangani perjanjian jual beli saham dengan Bitexco Energy Ltd., entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Bitexco Group, untuk menjual seluruh saham dari Ophir Vietnam Block 12W B.V. (Catatan 39).

48. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

Since the above series of transactions did not result in MPI losing control on the IPP and O&M entities, the difference between MPI's consideration received and the carrying amount of the ownership interest of IPP and O&M entities handed over, net of related expenses and taxes amounting to US$11,951,891 is presented in the equity account as "Difference value in transactions in non-controlling interests" amounted to US$4,232,755 in the Company's consolidated statement of financial position as of December 31, 2021.

iv. On 19 December 2022, Ophir Jaguar 2 Ltd., a wholly-owned subsidiary of the Company has signed a share purchase agreement with Bitexco Energy Ltd., a wholly-owned subsidiary of Bitexco Group, to sell all of the shares of Ophir Vietnam Block 12W B.V. (Note 39)

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA")

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS

a. Gas Supply Agreements ("GSA")

Perusahaan/*Entity*	**Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement***	**Komitmen/*Commitment***	**Periode Kontrak/ *Contract Period***
PT Medco E & P Indonesia			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN") – Blok South Sumatera & Lematang	Efektif tanggal 1 Januari 2019 berdasarkan Kesepakatan Bersama tanggal 27 Desember 2018; terakhir diubah melalui Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 11 Juli 2019/ *Effective since January 1, 2019 through Mutual Agreement dated December 27, 2018; last amendment through Gas Sales Purchase Agreement dated July 11, 2019*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas di Wilayah Sumatera dan Jawa (*joint contract* dengan PT Medco E & P Lematang (MEPL)) dengan jumlah kontrak sebanyak 10.960 BBTU (Total jumlah kontrak *joint supply* sebesar 27.400 BBTU)/ *Commitment to supply gas (joint contract with PT Medco E & P Lematang (MEPL)) in Sumatera and Java Region with total contract quantity of 10,960 BBTU (Total joint supply contract quantity 27,400 BBTU).*	Diperkirakan 3 (tiga) tahun dari tanggal *gas in* atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Approximately 3 (three) years since the gas in date or until the total contract quantity of joint supply has been fully supplied, whichever occurs first.* *Kontrak telah berakhir pada tanggal 31 Desember 2021/ The contract ended on December 31, 2021.*
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN") – City Gas Palembang	Efektif sejak tanggal 8 September 2020 berdasarkan Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 15 Maret 2022/ *Effective since September 8, 2020 through Gas Sales Purchase Agreement dated March 15, 2022*	Komitmen untuk memasok gas dengan perkiraan total jumlah kontrak sebesar 1.931,60 MMSCF/ *Commitment to supply gas of with indicative total contract quantity of 1,931.60 MMSCF.*	27 November 2033 atau berakhirnya produksi gas di Blok South Sumatera, mana yang terjadi lebih dahulu/ *November 27, 2033 or until end of the production South Sumatera Block, whichever occurs first.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Indonesia (lanjutan/*continued*)			
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation ("MEPPO – GEN") – Blok South Sumatera & Lematang	13 November 2018; terakhir diubah pada tanggal 17 Oktober 2019/ *November 13, 2018; last amendment dated October 17, 2019*	Komitmen untuk memasok gas (joint contract dengan PT Medco E & P Lematang ("MEPL")) dengan total jumlah kontrak sebesar 43.016,9 BBTU dari South Sumatera PSC (Total jumlah kontrak joint supply sebesar 55.822,2 BBTU)/ *Commitment to supply gas (joint contract with PT Medco E & P Lematang ("MEPL")) with total contract quantity of 43,016.9 BBTU (Total joint supply contract quantity 55,822.2 BBTU).*	31 Desember 2027 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2027 or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN") - City Gas Tarakan	30 Oktober 2018; (Dialihkan kepada PGN dari Perusahaan Daerah Kota Tarakan, efektif tanggal pengalihan 8 Januari 2016), terakhir diubah pada tanggal 24 Desember 2021 yang berlaku sejak 8 September 2020 melalui Amandemen atas Amandemen dan Pernyataan Kembali atas Perjanjian Jual Beli Gas/ *October 30, 2018; (Assigned to PGN from Perusahaan Daerah Kota Tarakan, effective since January 8, 2016), last amendment through Amendment on the Amendment and Restated Gas Sales Purchase Agreement dated December 24, 2021 effective since September 8, 2020*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas rumah tangga di Kota Tarakan sebesar 0,30 MMSCFD/ *Commitment to supply gas to meet the needs of household in Tarakan of 0.30 MMSCFD.*	13 Januari 2022 atau sampai berakhirnya produksi gas Blok Tarakan, mana yang terjadi lebih dahulu/ *January 13, 2022 or until end of the production Tarakan Block, whichever occurs first.*
Perusahaan Daerah Mura Energi	4 Agustus 2009; diubah terakhir tanggal 25 Maret 2022/ August 4, 2009; last amendment dated March 25, 2022	Komitmen untuk memasok gas dengan jumlah kontrak 6.039 BBTU/ Commitment to supply gas with total contract of 6,039 BBTU.	31 Desember 2027 dari tanggal dimulai atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak, mana yang terjadi lebih dahulu/ December 31, 2027 since the start date or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.
PT Mitra Energi Buana	24 Juli 2006; diubah terakhir tanggal 24 December 2021/ July 24, 2006; last amendment dated December 24, 2021	Komitmen untuk memasok gas dengan jumlah kontrak 26.172 BBTU/ Commitment to supply gas with total gas contract quantity of 26,172 BBTU.	31 Desember 2027 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ December 31, 2027 or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Indonesia (lanjutan/*continued*)			
PT Perusahan Gas Negara (Persero) Tbk – City Gas Muba	4 Mei 2018/ *May 4, 2018*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas rumah tangga di Kabupaten Musi Banyuasin dengan total jumlah kontrak sebesar 871 BBTU/ *Commitment to supply gas to meet the needs of households in Kabupaten Musi Banyuasin with total contract quantity of 871 BBTU.*	20 Juli 2027 atau sampai dengan berakhirnya produksi gas bumi dari wilayah kerja, yang mana terjadi lebih dahulu/ *July 20, 2027 or until the end of production of gas from contract area, whichever occurs first.*
PT Sumsel Energi Gemilang	4 Agustus 2009; diubah terakhir tanggal 4 Juli 2019/ *August 4, 2009; last amendment dated July 4, 2019*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas dengan total jumlah kontrak 1.606,50 BBTU/ *Commitment to supply and sell gas with total contract quantity of 1,606.50 BBTU.*	7 Februari 2023 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *February 7, 2023 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Pertamina (Persero) - City Gas Muara Enim	Efektif tanggal 30 Januari 2018 melalui Kesepakatan Bersama; diubah terakhir melalui Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 15 November 2019/ Effective since January 30, 2018 through Mutual Agreement; last amendment through Gas Sales Purchase Agreement dated November 15, 2019	Komitmen untuk memasok gas dengan total jumlah kontrak sebesar 855,25 MMSCF/ Commitment to supply gas with total contract quantity of 855.25 MMSCF.	20 Juli 2027 atau sampai dengan berakhirnya produksi gas bumi dari wilayah kerja, yang mana terjadi lebih dahulu/ July 20, 2027 or until the end of production of gas from contract area, whichever occurs first.
PT PLN (Persero) - Blok Tarakan	12 Mei 2010; diubah terakhir tanggal 16 Januari 2018/ May 12, 2010; last amendment dated January 16, 2018	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 10.134 BBTU/ Commitment to supply and sell 10,134 BBTU of gas.	31 Desember 2021 atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak penyerahan gas, yang mana terjadi lebih dahulu/ December 31, 2021 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) - Blok South Sumatera & Lematang	19 September 2017/ September 19, 2017	Komitmen untuk memasok dan menjual gas (joint supply dengan MEPL) dengan jumlah kontrak sebanyak 50.932,8 BBTU (Jumlah kontrak joint supply sebesar 70.260 BBTU)/ Commitment to supply and sell gas (joint supply with MEPL) with total contract quantity of 50,932.8 BBTU (Total joint supply contract quantity 70,260 BBTU).	31 Januari 2027 atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak penyerahan gas, yang mana yang terjadi lebih dahulu/ January 31, 2027 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.
PT Pupuk Sriwidjaja Palembang	1 Desember 2021; perubahan terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 12 Oktober 2022/ December 1, 2021; last amendment through Mutual Agreement dated October 12, 2022	Komitmen untuk memasok gas dengan jumlah kontrak 45.225 BBTU/ Commitment to supply gas with total gas contract quantity of 45,225 BBTU.	27 November 2033 atau sampai seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok, yang mana terjadi lebih dahulu/ November 27, 2033 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Lematang			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN") - Blok South Sumatera & Lematang	Efektif tanggal 1 Januari 2019 berdasarkan Kesepakatan Bersama tanggal 27 Desember 2018; terakhir diubah melalui Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 11 Juli 2019/ *Effective since January 1, 2019 through Mutual Agreement dated December 27, 2018; last amendment through Gas Sales Purchase dated July 11, 2019*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas di Wilayah Sumatera dan Jawa (*joint contract* dengan PT Medco E & P Indonesia (MEPI)) dengan total jumlah kontrak sebanyak 16.440 BBTU (Jumlah kontrak *joint supply* sebesar 27.400 BBTU)/ *Commitment to supply gas (joint contract with PT Medco E & P Indonesia (MEPI)) in Sumatera and Java Region with total contract quantity of 16,440 BBTU (Total joint supply contract quantity 27,400 BBTU).*	Diperkirakan 3 (tiga) tahun dari tanggal *gas in* atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Approximately 3 (three) years since the gas in date or until the total contract quantity of joint supply has been fully supplied, whichever occurs first.* Kontrak telah berakhir pada tanggal 31 Desember 2021/ *The contract ended on December 31, 2021*.
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO - GEN) - Blok South Sumatera & Lematang	13 November 2018, diubah terakhir tanggal 17 Oktober 2019/ *November 13, 2018, last amendment dated October 17, 2019*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 10,8-11,6 BBTUD (*joint contract* dengan PT Medco E & P Indonesia (MEPI)) dengan total jumlah kontrak sebesar 12.805,3 BBTU (Jumlah kontrak joint supply sebesar 55.822,2 BBTU)/ *Commitment to supply 10.8-11.6 BBTUD of gas (joint contract with PT Medco E & P Indonesia (MEPI)) with total contract quantity of 12,805.3 BBTU (Total joint supply contract quantity 55,822.2 BBTU).*	31 Desember 2027 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2027 or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) - Blok South Sumatera & Lematang	21 Maret 2007, diubah terakhir tanggal 19 September 2017/ *March 21, 2007, last amendment dated September 19, 2017*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas (*joint supply* dengan MEPI) dengan jumlah kontrak sebanyak 19.327,2 BBTU (Jumlah kontrak *joint supply* sebesar 70.260 BBTU)/ *Commitment to supply and sell gas (joint supply* with MEPI) *with total contract quantity of 19,327.2 BBTU (Total joint supply contract quantity 70,260 BBTU).*	31 Januari 2027 atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak penyerahan gas, yang mana terjadi lebih dahulu/ *January 31, 2027 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Medco E & P Malaka			
PT Pertamina (Persero) - Telah dinovasikan kepada PT Pertagas Niaga/ *PT Pertamina (Persero) - Has been novated to PT Pertagas Niaga*	27 Januari 2015, diubah terakhir pada tanggal 2 Oktober 2020/ *January 27, 2015 last amendment dated October 2, 2020*	Komitmen untuk memasok gas dengan jumlah volume sebanyak 198 TBTU/ *Commitment to supply gas with a total volume of 198 TBTU.*	Sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, atau gas tidak lagi mempunyai nilai ekonomis, atau berakhirnya PSC Blok A, mana yang lebih dahulu terjadi/ *Up to when the total amount of the contract has been fully supplied, or gas no longer has an economic value, or the expiration of Block A PSC, whichever occurs first*.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Tomori Sulawesi			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) - Blok Senoro	6 Februari 2018/ *February 6, 2018*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sulawesi Tengah dengan nilai kontrak 15,63 TBTU/ *Commitment to supply gas to fulfill the electricity needs in Central Sulawesi with total contract commitment of 15.63 TBTU.*	Pada saat total jumlah kontrak telah terpenuhi atau sampai dengan tanggal berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja PSC Senoro-Toili, yang mana lebih dahulu terjadi/ *When the total contract quantity has been fully supplied or until the expiration date of the right of utilization of the contract area Senoro-Toili PSC, whichever occurs first.*
PT Panca Amara Utama	13 Maret 2014; diubah terakhir tanggal 11 Januari 2018/ *March 13, 2014; last amendment dated January 11, 2018*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 248.200 MMSCF/ *Commitment to supply 248,200 MMSCF of gas.*	Pada saat total jumlah kontrak telah terpenuhi atau sampai dengan tanggal berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja PSC Senoro-Toili, yang mana lebih dahulu terjadi/ *When the total contract quantity has been fully supplied or until the expiration date of the right of utilization of the contract area Senoro-Toili PSC, whichever occurs first.*
PT Donggi Senoro LNG	22 Januari 2009; diubah terakhir pada tanggal 19 Agustus 2021/ *January 22, 2009; last amendment on August 19, 2021*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 277,8 BBTUD/ *Commitment to supply 277.8 BBTUD of gas.*	15 tahun setelah tanggal operasi komersial dari *LNG Plant, atau* saat jumlah kontrak terpenuhi atau pada saat berakhirnya PSC Senoro-Toili, yang mana terjadi lebih dahulu/ *15 years from the LNG Plant commercial operation date, or when such quantity in the agreement has been fully supplied or until the termination of the Senoro-Toili PSC, whichever occurs first.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Simenggaris			
PT Kayan LNG Nusantara	20 Mei 2020/ *May 20, 2020*	Komitmen untuk memasok gas Total Jumlah Kontrak ("TJK") sebanyak 47.091 MMSCF/ *Commitment to supply gas with Total Contract Quantity ("TCQ") of 47,091 MMSCF.*	Sampai dengan tanggal berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja yaitu 23 Februari 2028 atau sampai terpenuhinya TJK/ *Until the end of PSC term which is February 23, 2028 or until the TCQ is fulfilled.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	6 Februari 2018/ *February 6, 2018*	Komitmen untuk memasok gas dengan nilai kontrak 21,6 BCF/ *Commitment to supply 8 BBTUD of gas with total contract commitment of 21.6 BCF.*	Pada saat terpenuhinya total jumlah kontrak atau sampai dengan berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja yaitu tanggal 23 Februari 2028, mana yang terjadi terlebih dahulu/ *At the time when total contract quantity in the agreement has been fully supplied or until the expiration of the right of utilization of the contract area, February 23, 2028, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	17 Oktober 2014; terakhir diubah melalui Kesepakatan Bersama pada tanggal 30 November 2020/ *October 17, 2014; last amended through Mutual Agreement on November 30, 2020*	Komitmen untuk memasok gas dengan total nilai kontrak 805 MMSCF/ *Commitment to supply gas with total contract value of 805 MMSCF.*	5 tahun sejak 30 November 2020 (yang akan dituangkan dalam Amandemen PJBG) atau sampai dengan terpenuhinya jumlah kontrak, mana yang lebih dahulu terjadi/ *5 years since November 30, 2020 (which will be made through GSA Amendment) or until the fulfillment of the total amount of the contract, whichever occurs first.*
Medco E&P Natuna Ltd.			
PT Pertamina (Persero)	28 Maret 2001; terakhir diubah pada tanggal 8 Mei 2012/ *March 28, 2001; last amendment dated May 8, 2012*	Komitmen untuk memasok gas kepada PT Pertamina (Persero) untuk Petroliam Nasional Berhad (Petronas) dengan total kontrak sebanyak 1.813 TBTU (termasuk volume untuk 5 tahun perpanjangan otomatis)/ *Commitment to supply gas to PT Pertamina (Persero) to Petroliam Nasional Berhad (Petronas) with the total contract quantity of 1,813 TBTU (including volume for 5 years automatic extension).*	25 tahun, termasuk 5 tahun perpanjangan otomatis, sejak tanggal dimulai/ *25 years, including 5 years automatic extension, from the start date.*
PT Pertamina (Persero)	15 Januari 1999/ *January 15, 1999*	Bersama dalam Kelompok Pemasok WNG berkomitmen untuk memasok gas kepada PT Pertamina (Persero) untuk SembCorp Gas Pte. Ltd. dengan total kontrak sebanyak 2.888 TBTU (termasuk Tail Gas 262,5 TBTU)/ *Together as WNG Supply Group commits to supply gas to PT Pertamina (Persero) to SembCorp Gas Pte. Ltd. with total contract quantity of 2,888 TBTU (including Tail Gas 262.5 TBTU).*	27 tahun sejak tanggal dimulai atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak, yang mana lebih dahulu terjadi/ *27 years from the start date or until the fulfillment of the total amount of the contract has been fully supplied, whichever occurs first.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Medco Energi Sampang Pty. Ltd.			
PT Indonesia Power ("IP")	19 Juli 2003; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama atas PJBG Oyong tanggal 29 Juli 2022/ *July 19, 2003; last amended through Mutual Agreement to the Oyong GSA dated July 29, 2022.*	Komitmen untuk memasok seluruh gas dari Lapangan Oyong/ *The commitment to supply gas from Oyong Field.*	Hingga 31 Desember 2031 tunduk pada persetujuan perpanjangan KKKS Sampang dari Pemerintah / *Until December 31, 2031 subject to Governemnet approval on Sampang PSC Extension.*
PT Indonesia Power ("IP")	26 November 2010; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama atas PJBG Oyong tanggal 29 Juli 2022/ *November 26, 2010; last amended through Mutual Agreement to the Oyong GSA dated July 29, 2022.*	Komitmen untuk memasok seluruh gas dari Lapangan Wortel sampai dengan Jumlah Maksimum Kontrak Keseluruhan ("JMKK") 129,5 TBTU telah tercapai pada 1 September 2022 pukul 01.45 WIB yang artinya PJBG Wortel telah berakhir. Pengaliran gas Wortel ke Pembeli eksisting (IP) dilanjutkan melalui mekanisme perpanjangan PJBG Oyong dengan sumber pasokan gas dari Lapangan Oyong, Wortel dan Paus Biru/ *The commitment to supply gas from the Wortel Field up to a Maximum Total Contract Quantity ("MTCQ") of 129.5 TBTU is achieved on September 1, 2022 at 01.45 WIB which means the Wortel GSA is expired. Wortel gas delivery to existing Buyer (IP) is continued through mechanism of Oyong GSA extension with gas sources from of Oyong, Wortel and Paus Biru fields.*	Hingga 31 Desember 2031 tunduk pada persetujuan perpanjangan KKKS Sampang dari Pemerintah / *Until December 31, 2031 subject to Governement approval on Sampang PSC Extension.*
Medco Energi Madura Offshore Pty. Ltd.			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN")	31 Mei 2005; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 21 April 2021. Saat ini dalam proses penandatanganan Addendum Keempat PJBG Maleo/ *May 31, 2005; last amendment through Mutual Agreement dated April 21, 2021. Currently is on signing process of Fourth Addendum of Maleo GSA.*	Komitmen untuk memasok seluruh gas dari Lapangan Maleo dengan total kumulatif penyaluran sales gas mencapai 9,14 (sembilan koma empat belas) TBTU sejak efektifnya Addendum Keempat PJBG Maleo/ *The commitment to supply gas from the Maleo Field until the cumulative total of sales gas delivered reaches 9.14 (nine point fourteen) TBTU since the effectiveness of the Fourth Addendum of Maleo GSA.*	Hingga 31 Desember 2023 atau hingga total kumulatif penyaluran sales gas mencapai 9,14 (sembilan koma empat belas) TBTU sejak efektifnya Addendum Keempat PJBG Maleo, mana yang lebih dahulu terjadi/ *Until December 31, 2023 or until the cumulative total of sales gas delivered reaches 9.14 (nine point fourteen) TBTU since the effectiveness of the Fourth Addendum of Maleo GSA, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN")	15 Mei 2013; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 31 Desember 2021/ *May 15, 2013; last amendment through Mutual Agreement dated December 31, 2021*	Komitmen untuk memasok seluruh gas dari Lapangan Peluang sampai perkiraan Jumlah Maksimum Kontrak Keseluruhan ("JMKK") 65,5 TBTU/ *The commitment to supply gas from the Peluang Field until Maximum Total Contract Quantity ("MTCQ") of 65.5 TBTU is achieved.*	Hingga 31 Desember 2022. . PJBG Peluang dengan PLN tidak diperpanjang/ *Until December 31, 2022. Peluang GSA with PLN is not extended.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Medco Energi Madura Offshore Pty. Ltd. (lanjutan/continued)			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN")	19 Februari 2019; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 21 April 2021/ *February 19, 2019; last amendment through Mutual Agreement dated April 21, 2021.*	Komitmen untuk memasok gas dari Lapangan Meliwis sampai perkiraan Jumlah Maksimum Kontrak Keseluruhan ("JMKK") 22,8 TBTU/ *The commitment to supply gas from the Meliwis Field until Maximum Total Contract Quantity ("MTCQ") of 22.8 TBTU.*	Hingga 31 Agustus 2023 atau sampai perkiraan JMKK 22,8 TBTU, mana yang lebih dahulu terjadi / *Until 31 August 2023 or until MTCQ of 22.8 TBTU is achieved, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN")	1 Juli 2020/ *July 1, 2020*	Komitmen untuk memasok gas untuk jaringan distribusi gas di Kabupaten Lamongan dari Wilayah Kerja Madura Offshore sebesar maksimum 0,2 MMSCFD per hari/ *The commitment to supply gas for gas distribution system in Lamongan Regency from Madura Offshore Contract area in maximum volume of 0.2 MMSCFD per day.*	Hingga 31 Desember 2022. Pengaliran gas ke PGN untuk Jargas Lamongan berakhir pada 31 Desember 2022 dan tidak diperpanjang/ *Until December 31, 2022. Gas delivery to PGN for Jargas Lamongan is end on December 31, 2022 and not extended.*
Medco Energi Bangkanai Limited			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN")	28 Juni 2011; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 20 Desember 2019/ *June 28, 2011; last amendment through Mutual Agreement dated December 20, 2019*	Komitmen untuk memasok gas dari Lapangan Kerendan sampai perkiraan Jumlah Total Kontrak 130 TBTU/ *The commitment to supply gas from the Kerendan Field until Total Contract Quantity ("TCQ") of 130 TBTU.*	Hingga kontrak PSC berakhir, 29 Desember 2033 atau sampai perkiraan JMKK 130 TBTU, mana yang lebih dahulu terjadi / *Until end of PSC contract, December 29, 2033 or MTCQ of 130 TBTU is achieved, whichever occurs first.*
Gas Supply Pte. Ltd. ("GSPL")	Berdasarkan Perjanjian Jual Gas antara PT Pertamina (Persero) dengan GSPL dan *Gas Supply Agreement* antara Pertamina, Corridor PSC Group, South Jambi B PSC Group dan Jabung PSC Group, tanggal 12 Februari 2001, dengan tanggal dimulai pada tanggal 12 Agustus 2003 / *Based on Gas Sale Agreement between PT Pertamina (Persero) and GSPL and* Gas Supply *Agreement between Pertamina, Corridor PSC Group, South Jambi B PSC Group and Jabung PSC Group, dated February 12, 2001 with the start date dated August 12, 2003*	Bersama dalam Kelompok Pemasok *South Sumatra* sesuai dengan Gas Supply Agreement, berkomitmen untuk memasok gas kepada PT Pertamina (Persero) untuk penjualan ke Gas Supply Pte. Ltd. dengan total kontrak sebanyak 2.380 TBTU/ *Together as South Sumatra Supply Group as per Gas Supply Agreement, commits to supply gas to PT Pertamina (Persero) to Gas Supply Pte. Ltd. with total contract quantity of 2,380 TBTU.*	20 tahun sejak tanggal dimulai atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak, yang mana lebih dahulu terjadi. Berdasarkan akumulasi volume pengambilan aktual, periode kontrak diperkirakan kontrak berakhir di tahun ke-20 sejak tanggal dimulai, yaitu pada tanggal 11 Agustus 2023/ *20 years from the start date or until the fulfillment of the total amount of the contract has been fully supplied, whichever occurs first. Based on accumulated actual offtakes, contract period is estimated to end on the 20th years from start date, which is August 11, 2023.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Medco E&P Grissik Ltd ("MEPG") (dahulu/*previously known as* ConocoPhillips (Grissik) Ltd. ("CPGL") (lanjutan/*continued*)			
Gas Supply Pte. Ltd. ("GSPL")	4 November 2022/ *November 4, 2022*	Dengan PJBG yang dimulai bulan Agustus 2023 dan berlaku selama lima tahun, MEPG berkomitmen untuk memasok gas di Sumatera Selatan ke Singapura/ *With the GSA, effective from August 2023 and valid for five years, MEPG is committed to supplying gas to Singapore from South Sumatra.*	5 tahun sejak bulan Agustus 2023/ *5 years effective from August 2023.*
PT Perusahaan Gas Negara Tbk – ("PGN") West Java	Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 9 Agustus 2007 dan terakhir diubah melalui Amandemen Keempat tanggal 30 November 2017/ *Gas Sale and Purchase Agreement dated August 9, 2007 and lastly amended through the Fourth Amendment dated November 30, 2017*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas terutama di wilayah Jawa Barat dengan dengan jumlah kontrak sebanyak 2.310 TBTU/ *Commitment to supply gas to fulfill gas demand mainly within West Java area with total contract quantity of 2,310 TBTU.*	Sampai dengan 30 September 2023 atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until September 30, 2023 or until the total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Gas Negara Tbk – ("PGN") Batam 3	Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 12 November 2018 dan terakhir diubah melalui Amandemen tanggal 25 Juli 2019/ *Gas Sale and Purchase Agreement dated November 12, 2018 and lastly amended through an Amendment dated July 25, 2019*	Komitmen untuk memasok gas untuk kebutuhan pemenuhan kelistrikan dari PLN Batam kontrak sebesar 49 TBTU/ *Commitment to supply gas for PLN Batam electricity with the contract quantity of 49 TBTU*	Sampai dengan 19 Desember 2023 atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 19, 2023 or until the total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Gas Negara Tbk – ("PGN") RU Dumai	Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 3 November 2017 dan terakhir diubah melalui Amandemen Kedua tanggal 1 Januari 2022/ *Gas Sale and Purchase Agreement dated November 3, 2017 and lastly amended through the Second Amendment dated January 1, 2022*	Komitmen untuk memasok gas untuk pemenuhan kebutuhan *refinery unit*, sektor industri dan kelistrikan di Sumatera Bagian Tengah, Kepulauan Riau, Sumatera Selatan dan Jawa Barat dengan jumlah kontrak sebesar 65 TBTU/ *Commitment to supply gas for refinery units, industrial and electricity sectors in Central Sumatera, Riau Islands, South Sumatera and West Java with the contract quantity of 65 TBTU*	Sampai dengan 19 Desember 2023 atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 19, 2023 or until the total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Gas Negara Tbk – ("PGN") Dumai	Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 17 May 2017 dan terakhir diubah melalui Amandemen Kedua tanggal 1 Januari 2022/ *Gas Sale and Purchase Agreement dated May 12, 2017 and lastly amended through the Second Amendment dated January 1, 2022*	Komitmen untuk memasok sektor industri dan kelistrikan di Sumatera Bagian Tengah, Kepulauan Riau, Sumatera Selatan dan Jawa Barat dengan jumlah kontrak sebesar 57 TBTU/ *Commitment to supply gas for industrial and electricity sectors in Central Sumatera, Riau Islands, South Sumatera and West Java with the contract quantity of 57 TBTU*	Sampai dengan 19 Desember 2023 atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 19, 2023 or until the total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Medco E&P Grissik Ltd ("MEPG") (dahulu/*previously known as* ConocoPhillips (Grissik) Ltd. ("CPGL") (lanjutan/*continued*)			
PT Perusahaan Gas Negara Tbk – ("PGN") BBG Jargas	Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 14 Oktober 2021 dan terakhir diubah melalui Amandemen tanggal 27 January 2022/ *Gas Sale and Purchase Agreement dated October 14, 2021 and lastly amended through an Amendment dated January 27, 2022*	Komitmen untuk memasok kebutuhan gas untuk penyediaan Bahan Bakar Gas untuk Transportasi Jalan dan untuk kebutuhan Jaringan Gas Rumah Tangga dan Pelanggan Kecil di wilayah Kab. Musi Banyuasin, Kab. Banyuasin, Kota Lampung dan Kab. Serang dengan jumlah kontrak sebesar 7,5 TBTU/ *Commitment to supply Gas Fuel for Road Transportation and for Household Gas Networks and Small Customers for Musi Banyuasin Regency, Banyuasin Regency, Lampung City and Serang Regency with the contract quantity of 7.5 TBTU.*	Sampai dengan 19 Desember 2023 atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 19, 2023 or until the total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Gas Negara Tbk – ("PGN") ARGSPA	Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 31 Mei 2010 dan terakhir diubah melalui Amandemen tanggal 30 Mei 2015/ *Gas Sale and Purchase Agreement dated May 31, 2010 and lastly amended through an Amendment dated May 30, 2015*	Komitmen memasok gas untuk sektor industri di Sumatera Bagian Tengah dengan jumlah kontrak sebesar 34 TBTU / *Commitment to supply the industrial sector in Central Sumatera with a contract quantity of 34 TBTU*	Sampai dengan 19 Desember 2023 atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 19, 2023 or until the total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
Pertamina Hulu Rokan	Berdasarkan Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 6 Agustus 2021 / *Based on Gas Sale and Purchase Agreement dated 6 August 2021*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas wilayah kerja Rokan dengan jumlah kontrak sebanyak 133,1 TBTU/ *Commitment to supply gas to Rokan Block with total contract quantity of 133.1TBTU.*	Sampai dengan 31 Desember 2026 atau sampai dengan jumlah agregat Gas yang dikirimkan berdasarkan Perjanjian setara dengan Jumlah Kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 31, 2026 or until the aggregate quantity of Gas delivered under the Agreement equals the Contract Quantity, whichever occurs first.*
Energasindo	Berdasarkan Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 30 Oktober 2007; terakhir diubah melalui Amandemen Kelima Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 1 Desember 2021/ *Based on Gas Sale and Purchase Agreement dated October 30, 2007; last amended through Fifth Amendment of Gas Sales Purchase Agreement dated December 1, 2021*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas di Wilayah Sumatera dengan jumlah kontrak sebanyak 107,4 TBTU/ *Commitment to supply gas with total contract quantity of 107.4 TBTU.*	Sampai dengan 19 Desember 2023 atau sampai dengan jumlah agregat Gas yang dikirimkan berdasarkan Perjanjian setara dengan Jumlah Kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 19, 2023 or until the aggregate quantity of Gas delivered under the Agreement equals the Contract Quantity, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN")	Berdasarkan Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 4 Mei 2015; terakhir diubah melalui Amandemen Ketiga Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 25 November 2019/ *Based on Gas Sale and Purchase Agreement dated May 4, 2015; last amended through Third Amendment of Gas Sales Purchase Agreement dated November 25, 2019*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas sektor kelistrikan di Wilayah Sumatera dengan jumlah kontrak sebanyak 6,6 TBTU dengan volume tambahan sampai 35,7 TBTU/ *Commitment to supply gas for electricity sector in Sumatera Region total contract quantity of 6.6 TBTU with additional volume up to 35.7 TBTU.*	Sampai dengan 19 Desember 2023 atau sampai dengan jumlah agregat Gas yang dikirimkan berdasarkan Perjanjian setara dengan Jumlah Kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 19, 2023 or until the aggregate quantity of Gas delivered under the Agreement equals the Contract Quantity, whichever occurs first.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Medco E&P Grissik Ltd ("MEPG") (dahulu/*previously known as* ConocoPhillips (Grissik) Ltd. ("CPGL") (lanjutan/*continued*)			
PUSRI	Berdasarkan Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 25 Mei 2016; terakhir diubah melalui Amandemen Kedua Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 10 Juli 2020/ *Based on Gas Sale and Purchase Agreement dated May 25, 2016; last amended through Second Amendment of Gas Sales Purchase Agreement dated July 10, 2020*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas pabrik pupuk di wilayah Sumatera Selatan dengan jumlah kontrak sebanyak 133,2 TBTU/ *Commitment to supply gas for fertilizer plant in South Sumatera area with total contract quantity of 133.2 TBTU.*	Sampai dengan 19 Desember 2023 atau sampai dengan jumlah agregat Gas yang dikirimkan berdasarkan Perjanjian setara dengan Jumlah Kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Until December 19, 2023 or until the aggregate quantity of Gas delivered under the Agreement equals the Contract Quantity, whichever occurs first.*

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik

b. Power Business Activities Agreements

i. Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dan Pengalihan

i. Power Purchase and Transfer Agreements

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Bio Jatropha Indonesia ("BJI")			
PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB")	1 Februari 2012; terakhir diubah pada tanggal 28 Agustus 2017/ *February 1, 2012; last amendment dated August 28, 2017*	BJI mengoperasikan pembangkit listrik tenaga mini-hidro 3x3 MW pada aliran Sungai Cibalapulang, yang berlokasi di Cianjur, Jawa Barat/ *BJI operates a 3x3 MW mini-hydro power plant on the flow of Cibalapulang River, located in Cianjur, West Java.*	15 tahun setelah Tanggal Operasi Komersial (COD)/ *15 years after Commercial Operating Date (COD).*
PT Energi Listrik Batam ("ELB")			
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam	15 Oktober 2012; terakhir diubah pada tanggal 16 Oktober 2017/ *October 15, 2012; last amendment dated October 16, 2017*	ELB mengoperasikan pembangkit listrik 2x35 MW. PLN Batam memiliki opsi untuk membeli kepemilikan dan kepentingan ELB dalam proyek tersebut selama masa Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik/ *ELB operates 2x35 MW power plant. PLN Batam has the option to purchase ELB's ownership and interest in the project anytime during the term of the Power Purchase Agreement.*	20 tahun setelah Tanggal Operasi Komersial (COD)/ *20 years after Commercial Operating Date (COD).*
PT Medco Cahaya Geothermal ("MCG")			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	27 Februari 2013; terakhir diubah pada tanggal 21 November 2019/ *February 27, 2013; last amendment dated November 21, 2019*	MCG membangun, memiliki dan mengoperasikan pembangkit listrik tenaga panas bumi 2x55 MW dengan kapasitas minimal 30 MW/ *MCG constructs, owns and operates a 2x55 MW geothermal power plant with minimum capacity of 30 MW.*	30 tahun/ *30 years.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

i. Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dan Pengalihan (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

i. Power Purchase and Transfer Agreements (continued)

Perusahaan/*Entity*	**Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement***	**Komitmen/*Commitment***	**Periode Kontrak/ *Contract Period***
PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan ("PPP")			
PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB")	12 September 2013; terakhir diubah pada tanggal 29 Januari 2019 / *September 12, 2013; last amendment dated January 29, 2019*	PPP mengoperasikan pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x4,4 MW pada aliran Sungai Cibuni, yang berlokasi di Cianjur, Jawa Barat/ *PPP operates a 2x4.4 MW mini-hydro power plant on the flow of Cibuni River, located in Cianjur, West Java.*	15 tahun setelah Tanggal Operasi Komersial (COD)/ *15 years after Commercial Operating Date (COD).*
PT Nawakara Energi Sumpur ("NES")			
PT PLN (Persero) Unit Induk Wilayah Sumatera Barat ("PLNWSB")	11 September 2013; terakhir diubah pada tanggal 9 April 2021/ *September 11, 2013; last amendment dated April 9, 2021*	NES memiliki kontrak untuk pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x3,8 MW pada aliran Sungai Batang Sumpur, yang berlokasi di Pasaman Barat, Sumatera Barat/ *NES had contracts for constructing and operating of 2x3.8 MW mini-hydro power plant on the flow of Batang Sumpur River which is located in West Pasaman, West Sumatera..*	15 tahun setelah COD/ *15 years after COD.*
PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR")			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	7 April 2017/ *April 7, 2017*	MRPR mengoperasikan pembangkit listrik tenaga gas berkapasitas 275 MW/ *MRPR operates 275 MW gas fired power plant.*	20 tahun setelah COD/ *20 years after COD.*
PT Dalle Energy Batam ("DEB")			
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam	20 Mei 2005; terakhir diubah pada tanggal 27 Juli 2018/ *May 20, 2005; last amendment dated July 27, 2018*	DEB diharuskan untuk mendanai, membangun dan mengoperasikan 2 unit Gas Turbin Generator dengan chiler (SCPP) serta *steam turbine generator* (CCPP)/ *DEB is required to fund, operate and maintain 2 units of Gas Turbine Generator with chiller (SCPP) and steam turbine generator (CCPP).*	15 tahun dari 25 Maret 2010 (sampai dengan 24 Maret 2025)/ *15 years from March 25, 2010 (until March 24, 2025).*
PT Mitra Energi Batam ("MEB")			
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam	29 April 2004; terakhir diubah pada tanggal 27 Juli 2018/ April 29, 2004; last amendment dated 27 Juli 2018	MEB diharuskan untuk mendanai, mengoperasikan dan memelihara proyek 2 unit Gas Turbin Generator dengan chiler (SCPP) serta steam turbine generator (CCPP). Berdasarkan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik, PLN Batam memiliki pilihan untuk membeli proyek kapan saja selama masa Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik sepanjang MEB menyetujui./ MEB is required to fund, operate and maintain 2 units of Gas Turbine Generator with chiller (SCPP) and steam turbine generator (CCPP). Under the Power Purchase Agreement, PLN Batam has the option to purchase the project anytime during the term of the Power Purchase Agreement if MEB agrees.	20 tahun dari tahun 2014/ 20 years from 2014.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

i. Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dan Pengalihan (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

i. Power Purchase and Transfer Agreements (continued)

Perusahaan/*Entity*	**Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement***	**Komitmen/*Commitment***	**Periode Kontrak/ *Contract Period***
PT Energi Prima Elektrika ("EPE")			
PT PLN (Persero) Unit Induk Wilayah Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu ("PT PLN UIWS2JB")	10 November 2004; terakhir diubah pada tanggal 7 Januari 2022/ *November 10, 2004; last amendment dated January 7, 2022*	Semua hak dan kewajiban PT PLN-E berdasarkan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik yang ditandatangani antara PT PLN-E dan PT PLN UIWS2JB dialihkan ke EPE. EPE diharuskan mendanai, membangun dan mengoperasikan proyek Generator Mesin Gas ("GMG")/ *All rights and obligations of PT PLN-E under the Power Purchase Agreement entered into between PT PLN-E and PT PLN UIWS2JB were transferred to EPE. EPE is required to fund, establish and operate the Gas Engine Generator ("GEG").*	20 tahun dengan perpanjangan tahunan atas persetujuan kedua belah pihak/ *20 years subject to annual extension upon approval by both parties.*
PT Multidaya Prima Elektrindo ("MPE")			
PT PLN (Persero) Unit Induk Wilayah Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu ("PT PLN UIWS2JB")	1 Juni 2004; terakhir diubah tanggal 7 Januari 2022/ *June 1, 2004; last amendment dated January 7, 2022*	Semua hak dan kewajiban PT PLN-E berdasarkan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik yang ditandatangani antara PT PLN-E dan PT PLN UIWS2JB dialihkan ke MPE. MPE diminta untuk mendanai, membangun dan mengoperasikan proyek Gas Engine Generator ("GEG") dengan kapasitas 12 MW/ *All rights and obligations of PT PLN-E under the Power Purchase Agreement entered into between PT PLN-E and PT PLN UIWS2JB were transferred to MPE. MPE is required to fund, establish and operate the Gas Engine Generator ("GEG") with capacity of 12 MW.*	20 tahun dengan perpanjangan tahunan atas persetujuan kedua belah pihak/ *20 years subject to annual extension upon approval by both parties.*
PT Medcosolar Bali Timur ("MSBT")			
PT PLN (Persero)	24 Maret 2022/ *March 24, 2022*	MSBT telah menandatangani Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBTL) dengan PT PLN (Persero) untuk pengoperasian Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik berkapasitas 25 MWp yang berlokasi di provinsi Bali bagian Timur/ *MSBT has entered into a Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero) for the Solar Photovoltaic Power Plant facility with an installed capacity 25 MWp located at Eastern Bali.*	20 tahun/ *20 years*
PT Medco Solar Bali Barat ("MSBB")			
PT PLN (Persero)	24 Maret 2022/ *March 24, 2022*	MSBB telah menandatangani Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBTL) dengan PT PLN (Persero) untuk pengoperasian Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik berkapasitas 25 MWp yang berlokasi di provinsi Bali bagian Barat/ *MSBB has entered into a Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero) for the Solar Photovoltaic Power Plant facility with an installed capacity 25 MWp located at Western Bali.*	20 tahun/ *20 years*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

ii. Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

ii. Operation and Maintenance Agreements

Perusahaan/Entity	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT TJB Power Services (TJBPS)			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	9 Juni 2005; terakhir diubah pada tanggal 28 Maret 2018/ *June 9, 2005; last amendment dated March 28, 2018*	Konsorsium dari PT Medco Energi Internasional Tbk-Fortum Service Oy (Medco Fortum) menandatangani *Operation & Maintenance Agreement* (*O&M Agreement*) dengan PLN. Medco Fortum ditunjuk sebagai operator pembangkit listrik tenaga batu bara berkapasitas 2x660 MW. Pada tanggal 27 September 2005, Medco Fortum, MPI dan PLN menandatangani Amandemen Perjanjian No. 1 untuk *O&M Agreement* dimana para pihak sepakat untuk memasukkan MPI sebagai salah satu pihak dalam *O&M Agreement* dan sebagai operator awal proyek sampai perusahaan yang bertujuan khusus (“SPC”) untuk mengoperasikan pembangkit listrik tenaga tersebut didirikan. Pada tahun 2006, TJBPS didirikan sebagai SPC/ *The Consortium of PT Medco Energi Internasional Tbk-Fortum Service Oy (Medco Fortum) signed an Operation & Maintenance Agreement (O&M Agreement) with PLN. Medco Fortum is appointed as the operator of the 2x660 MW coal fired power station. On September 27, 2005, Medco Fortum, MPI, and PLN entered into an amendment and agreed to include MPI as one of the parties to the O&M Agreement and the initial operator of the project until the special purpose company (“SPC”) to operate the coal fired power station is established. In 2006, TJBPS was established as the SPC.*	24 tahun/ *24 years.*
Konsorsium Fortum Service Oy dan Enprima Oy, konsorsium yang didirikan berdasarkan hukum Finlandia ("Penyedia MTS"), Medco-Fortum (“Operator”), sebuah konsorsium yang didirikan berdasarkan hukum Indonesia/ *The Consortium of Fortum Service Oy and Enprima Oy, a consortium established under laws of Finland (“MTS Providers”), Medco-Fortum (“Operator”), the consortium established under the laws of Indonesia*	10 Juni 2005; terakhir diubah tanggal 9 Agustus 2021/ *June 10, 2005; last amendment dated August 9, 2021*	Penyedia MTS harus menyediakan jasa manajemen dan dukungan teknis untuk Proyek Tanjung Jati B dengan total biaya mobilisasi sebesar AS$7.602.288 dan biaya operasi sebesar AS$23.653.500 (biaya dasar) ditambah penyesuaian yang tercantum dalam kontrak dan 25% biaya insentif tahunan yang disetujui oleh PLN. Pada tanggal 9 Agustus 2021, PT TJB Power Services dan Penyedia MTS mengadakan amandemen atas perjanjian MTS dimana kedua pihak setuju untuk memperpanjang perjanjian untuk lima tahun ke depan mulai 11 Agustus 2021 hingga 10 Agustus 2026. Berdasarkan amandemen perjanjian, Penyedia MTS akan tetap menyediakan jasa manajemen dan dukungan teknis untuk Perusahaan dengan total biaya AS$7.440.000 (biaya dasar) ditambah penyesuaian yang tercantum dalam kontrak dan 20% dari biaya insentif tahunan yang disetujui oleh PLN/ *MTS providers shall provide management and technical support services to Tanjung Jati B Project for total mobilization fee of US$7,602,288 and operating fee of US$23,653,500 (base fee) plus adjustments as stated in the contract and 25% of annual incentive fee approved by PLN. On August 9, 2021, PT TJB Power Services and MTS Provider entered into an amendment of MTS agreement whereby both parties agreed to extend the agreement for the next five years starting August 11, 2021 until August 10, 2026. Under the amended agreement, MTS Provider will continue to provide management and technical support services to the Company for a total minimum operating fee of US$7,440,000 (base fee) plus adjustment stated in the contract and 20% of annual incentive fee approved by PLN.*	15 tahun, dalam proses perpanjangan kontrak/ *15 years, contract extension in progress.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

ii. Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

ii. Operation and Maintenance Agreements (continued)

Perusahaan/*Entity*	**Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement***	**Komitmen/*Commitment***	**Periode Kontrak/ *Contract Period***
PT Medco Geothermal Sarulla ("MGS")			
Sarulla Operation, Ltd. ("SOL")	29 September 2016/ *September 29, 2016*	Perjanjian operasi dan pemeliharaan dengan SOL untuk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sarulla/ *Operation and Maintenance agreement with SOL for Sarulla Geothermal Power Facilities.*	6 tahun sejak 1 September 2018 atau tanggal operasi komersial Namora I Langit 2 ("NIL2"), mana yang terjadi terlebih dahulu/ *6 years from September 1, 2018 or commercial operation date of Namora I Langit 2 ("NIL2"), whichever occurs first.*
PT Medcopower Solar Sumbawa ("MPSOS")			
PT Amman Mineral Nusa Tenggara	17 Maret 2020/ *March 17, 2020*	MPSOS setuju untuk menyewakan dan mengoperasikan pembangkit listrik *Solar Photovoltaic* dengan kapasitas maksimum 20,6 MWac yang berlokasi di Sumbawa/ *MPSOS agreed to lease and operate a Solar Photovoltaic power plant with a maximum capacity of 20.6 MWac located in Sumbawa.*	20 tahun setelah Tanggal Operasi Komersial (COD)/ *20 years after Commercial Operating Date (COD)*

iii. Perjanjian Jual Beli Gas

iii. Gas Sale and Purchase Agreements

Perusahaan/*Entity*	**Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement***	**Komitmen/*Commitment***	**Periode Kontrak/ *Contract Period***
PT Energi Prima Elektrika ("EPE")			
PT Pertamina EP	30 Mei 2006; terakhir diubah pada tanggal 18 April 2022/ *May 30, 2006; last amendment dated April 18, 2022*	PT Pertamina EP setuju untuk menyediakan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik EPE untuk 2 MMSCF per hari dengan pembelian minimum tahunan 80%. Pada tanggal 18 April 2022, para pihak sepakat untuk merevisi harga gas sementara dan melaksanakan keputusan pemerintah terkait harga gas berdasarkan Kepmen ESDM No. 135.K.HK.02/MEM.M/2021/ PT Pertamina EP agreed to provide and deliver gas to EPE's power plant for 2 MMSCFD and minimum annual gas usage of 80%. On April 18, 2022, the parties agreed to revise the temporary gas price and implement the government decision on gas prices based on the Minister of Energy and Mineral Resources Decree No. 135.K.HK.02/MEM.M/2021.	10 tahun, kontrak diperpanjang hingga 31 Desember 2023/ *10 years, contract was extended up to December 31, 2023.*
PT Universal Batam Energy ("UBE")			
Premier Oil, Natuna 1 BV ("Natuna 1"), Natuna 2 B.V. ("Natuna 2"), KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	Premier Oil, Natuna 1 BV ("Natuna 1"), Natuna 2 B.V. ("Natuna 2"), KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	Premier Oil, Natuna 1 BV ("Natuna 1"), Natuna 2 B.V. ("Natuna 2"), KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	Premier Oil, Natuna 1 BV ("Natuna 1"), Natuna 2 B.V. ("Natuna 2"), KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

iii. Perjanjian Jual Beli Gas (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

iii. Gas Sale and Purchase Agreements (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Multidaya Prima Elektrindo ("MPE")			
PT Pertamina EP	30 Mei 2008; terakhir diubah pada tanggal 18 April 2022/ *May 30, 2008; last amendment dated April 18, 2022*	PT Pertamina EP setuju untuk memberikan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik MPE untuk 2 MMSCF per hari dengan pembelian minimum tahunan 80%. Pada tanggal 18 April 2022, para pihak sepakat untuk merevisi harga gas sementara dan melaksanakan keputusan pemerintah terkait harga gas berdasarkan Kepmen ESDM No. 135.K.HK.02/MEM.M/2021/ *PT Pertamina EP agreed to provide and deliver gas to MPE's power plant for 2 MMSCFD and minimum annual gas usage of 80%. On April 18, 2022, the parties agreed to revise the temporary gas price and implement the government decision on gas prices based on the Minister of Energy and Mineral Resources Decree No. 135.K.HK.02/MEM.M/2021*	10 tahun, kontrak diperpanjang hingga 31 Desember 2023/ *10 years, contract was extended up to December 31, 2023*
PT Energi Listrik Batam ("ELB")			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (PGN)	28 Agustus 2020/ *August 28, 2020*	PGN setuju untuk memberikan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik ELB sebanyak 3-3,6 BBTUD untuk tahun 2020 – November 2022 dan sebanyak 15-18 BBTUD untuk December 2022 - 2024/ *PGN agreed to provide and deliver gas to ELB's power plant for 3-3.6 BBTUD for years 2020 – November 2022 and 15–18 BBTUD for December 2022 – 2024.*	4 tahun, sampai dengan 31 Desember 2024/ *4 years, up to December 31, 2024.*
Medco Ratch Power Riau ("MRPR")			
Riau IPP Joint Operation dan/and Lotte Engineering & Construction Co. Ltd.	20 Agustus 2018/ August 20, 2018	MRPR telah menandatangani perjanjian kontrak, desain, perekayasaan, pengadaan, pendirian/ konstruksi, kontrak pengujian dan pengetesan untuk Proyek Pembangkit Tenaga Listrik Tenaga Gas Riau 275 MW/ MRPR has signed design, engineering, procurement, erection/construction, commissioning and testing contract for 275 MW Riau Gas-Fired Power Plant.	Tidak disebutkan secara spesifik/ Not specifically mentioned

c. Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah & Kondensat

c. Crude Oil & Condensate Sales and Purchase Agreements

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Pembayaran Uang Muka/ *Advance Payment*
Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited ("METB") dan Medco Energi Thailand (E&P) Limited ("METEP")			
Glencore Singapore Pte. Ltd ("Glencore")	10 Juli 2019: dengan amandemen terakhir pada 2022/ *July 10, 2019: last amended in 2022*	Perjanjian Jual Beli ("PJB") Minyak Mentah untuk penjualan dan pengiriman minyak mentah dengan jangka waktu 12 bulan sampai dengan 31 Agustus 2020/ *Agreement of Crude Oil Sales and Purchase ("COSPA") for sales and delivery of crude oil with term of agreement of 12 months until August 31, 2020/* Perjanjian sudah diperpanjang beberapa kali, terakhir pada bulan Juli 2022, dengan jangka waktu perjanjian sejak 1 September 2022 sampai dengan 31 Desember 2023/ *The Agreement has been extended few times, with the latest on July 2021 with the term of agreement starting September 1, 2022 until December 31, 2023.*	Perjanjian Pembayaran Di Muka sejumlah AS$80.000.000 pada tahun 2022/ *Prepayment Agreement for advance payment of US$80,000,000 in 2022.* Seluruh uang muka telah dilunasi pada 2022/ *All outstanding advance payment is paid in 2022.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah & Kondensat (lanjutan)

c. Crude Oil & Condensate Sales and Purchase Agreements (lanjutan)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Pembayaran Uang Muka/ *Advance Payment*
PT Medco E & P Indonesia ("MEPI")			
PT Pertamina (Persero)	5 Maret 2020 dengan novasi terakhir pada tahun 2021/ *March 5, 2020; last novated in 2020*	PJB Minyak Mentah yang efektif sampai denngan 31 Desember 2021 dan hingga seluruh kewajiban dalam Perjanjian telah diselesaikan oleh para pihak/ *COSPA effective until December 31, 2021 and until all the obligations in the agreement have been settled by all parties.* Berdasarkan Perjanjian Novasi antara MEPI, PT Pertamina (Persero) dan PT Kilang Pertamina Internasional ("KPI"), PJB Minyak Mentah Kaji beralih kepada KPI/ *Based on Novation Agreement between MEPI, PT Pertamina (Persero) and PT Kilang Pertamina Internasional ("KPI"), the Kaji COPSA has been novated to KPI.*	*N/A*
Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG")			
Lukoil Asia Pacific Pte. Ltd ("LAP")	1 Juli 2020/ *July 1, 2020*	PJB Minyak Mentah Belanak dan Belida untuk penjualan dan pengiriman minyak mentah, dengan tanggal efektif perjanjian adalah 1 Juli 2020 dan akan berakhir dalam jangka waktu 30 bulan atau hingga 31 Desember 2022/ *COSPA of Belanak and Belida for sales and delivery of crude oil with effective date from July 1, 2020 and term of agreement of 30 months until December 31, 2022.* Pada tanggal 23 Mei 2022, MEG telah menandatangani perjanjian novasi dimana seluruh penjualan Minyak Mentah dialihkan dari LAP kepada Aramco Trading Singapore Pte. Ltd pada tahun 2022/ *On May 23, 2022, MEG signed the novation agreement whereby all of crude oil sales will be novated from LAP to Aramco Trading Singapore Pte. Ltd in 2022.*	Jumlah uang muka yang tercantum dengan PJB Minyak Mentah adalah sampai dengan AS$60 juta. MEG telah menerima pembayaran uang muka sebesar AS$60 juta pada 2020/ *The total advance payment under the COSPA is up to US$60 million. MEG has received the advance payment amounting to US$60 million in 2020.* Seluruh uang muka telah dilunasi pada tahun 2022/ *All of advance payment has been fully settled in 2022.* -
PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL")	1 Juli 2020 terakhir diubah pada 2020/ *July 1, 2021; last amended on 2021*	PJB Minyak Mentah untuk pembelian, penerimaan dan pembayaran minyak mentah dengan tanggal efektif perjanjian adalah 1 Juli 2020 dan akan berakhir dalam jangka waktu 30 bulan atau hingga 30 Desember 2022/ *Agreement of Crude Oil Sales and Purchase for purchase, receipt and payment of crude oil with effective date from July 1, 2020 and term of agreement of 30 months until December 30, 2022.*	Efektif sejak 1 April 2021, telah dilakukan perubahan PJB Minyak Mentah Belida dengan penambahan mekanisme pembayaran dengan uang muka dan jangka waktu perjanjian akan berakhir pada 31 Desember 2024/ *Effective as of April 1, 2021, the Belida COSPA has been amended with the addition of a payment mechanism with an advance payment and the term of the agreement will end on December 31, 2024.* Jumlah uang muka yang yang telah dibayar oleh MEG pada tahun 2022 adalah sebesar AS$33.5 juta/ *The total advance payment paid by MEG in 2022 amounting to US$33.5 million.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah & Kondensat (lanjutan)

c. Crude Oil & Condensate Sales and Purchase Agreements (lanjutan)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Pembayaran Uang Muka/ *Advance Payment*
Medco E&P Natuna Ltd. ("MEPN")			
PT Pertamina (Persero)	16 Desember 2020/ *December 16, 2020*	PJB Minyak Mentah yang efektif sampai dengan 31 Desember 2021/ *COSPA effective until December 31, 2021.* Berdasarkan Perjanjian Novasi antara MEPN, PT Pertamina (Persero) dan PT Kilang Pertamina Internasional ("KPI"), PJB Minyak Mentah beralih kepada KPI/ *Based on Novation Agreement between MEPN, PT Pertamina (Persero) and PT Kilang Pertamina Internasional ("KPI"), the COPSA has been novated to KPI.*	N/A

Perusahaan/Entity	*Tanggal Perjanjian/ Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*
Medco Energi Bangkanai Limited ("MEBL")		
PT Kimia Yasa	15 Juli 2014: amandemen terakhir pada 2021/ *July 15, 2014: last amended on 2021*	PJB Kondensat dengan dengan komitmen untuk memasok seluruh kondensat yang diproduksi dari Karendan, berlaku hingga 20 Desember 2021/ *Condensate Sales and Purchase Agreement ("CSPA") with commitment to supply all condensate produces from Karendan, valid until December 20, 2021.*
Medco Energi Sampang Pty., Ltd. ("MESP")		
PT Pertamina (Persero)	13 Februari 2017 novasi terakhir pada tahun 2021/ *February 13, 2017 last novated in 2021*	PJB Kondensat dengan dengan komitmen untuk memasok seluruh kondensat yang diproduksi dari Sampang, berlaku hingga 12 Februari 2021, yang kemudian diperpanjang sampai dengan 12 Februari 2025/ *CSPA with commitment to supply all condensate produces from Sampang, valid until February 12, 2021, which later extended until February 12, 2025.* *Berdasarkan Perjanjian Novasi antara MESP, Singapore Petroleum Sampang Ltd., Cue Sampang Pty. Ltd., PT Pertamina (Persero) dan PT Pertamina Patra Niaga ("PPN"), PJB kondensat beralih kepada PPN/ Based on Novation Agreement between MESP, Singapore Petroleum Sampang Ltd., Cue Sampang Pty. Ltd.,PT Pertamina (Persero) and PT Pertamina Patra Niaga ("PPN"), the CSPA has been novated to PPN.*
Medco Energi Bangkanai Limited ("MEBL")		
PT Mirah Ganal Energi	28 Mei 2019/ *May 28, 2019*	PJB Kondensat dengan dengan komitmen untuk memasok kondensat *un-lifted* beserta seluruh kondensat yang diproduksi dari Karendan, yang akan berakhir pada akhir masa kontrak PSC pada Desember 2033/ *CSPA with commitment to supply un-lifted condensate and all condensate produced from Karendan will end until end of PSC in December 2033.*
PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS")		
PT Pertamina (Persero)	5 Maret 2020: novasi terakhir pada tahun 2021/ *March 5, 2020; last novated on 2021*	PJB kondensat yang efektif sampai dengan 31 Desember 2021 dan hingga seluruh kewajiban dalam Perjanjian telah diselesaikan oleh para pihak/ *CSPA effective until December 31, 2021 and until all the obligations in the agreement have been settled by all parties.* Jumlah kontrak perjanjian sekitar 800.000 barel per tahun yang terdiri dari 400.000 barel bagian MEPTS dan 400.000 barel bagian Tomori E&P Limited ("TEL")/ *Total contract quantity for this agreement is approximately 800,000 barrels per year consist of 400,000 barrels of MEPTS's portion and 400,000 barrels of Tomori E&P Limited's ("TEL") portion.* Berdasarkan Perjanjian Novasi antara MEPTS, PT Pertamina (Persero) dan PT Kilang Pertamina Internasional ("KPI"), PJB kondensat beralih kepada KPI/ *Based on Novation Agreement between MEPTS, PT Pertamina (Persero) and PT Kilang Pertamina Internasional ("KPI"), the CSPA has been novated to KPI.*

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah & Kondensat (lanjutan)

c. Crude Oil & Condensate Sales and Purchase Agreements (lanjutan)

Perusahaan/Entity	*Tanggal Perjanjian/ Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*
PT Medco E & P Malaka ("MEPM")		
PT Pertamina (Persero)	1 Januari 2021: novasi terakhir pada tahun 2021/ *January 1, 2021: last novated on 2021*	PJB kondensat yang efektif dari tanggal 1 Januari 2021 sampai dengan tanggal 30 Juni 2021 atau dapat diakhiri lebih awal ketika disepakati bersama secara tertulis antara para pihak/ *CSPA effective from January 1, 2021 until June 30, 2021 or may be terminated earlier once mutually agreed in writing among the parties.* Total jumlah kontrak perjanjian sebesar 142.000 barel. Perjanjian ini kemudian diperpanjang dengan mengubah total kontrak menjadi sekitar 180.500 barel/ *Total contract is approximately 142,000 barrels subject to actual. This agreement was later extended by changing the total contract to approximately 180,500 barrels.* Berdasarkan Perjanjian Novasi antara MEPM, PT Pertamina (Persero) dan PT Kilang Pertamina Internasional ("KPI"), PJB kondensat beralih kepada KPI/ *Based on Novation Agreement between MEPM, PT Pertamina (Persero) and PT Kilang Pertamina Internasional ("KPI"), the CSPA has been novated to KPI.*
PT Kilang Pertamina Internasional	1 November 2021/ *November 1, 2021*	PJB kondensat yang efektif dari tanggal 1 November 2021 sampai dengan tanggal 31 Desember 2022 atau dapat diakhiri lebih awal dengan disepakati bersama secara tertulis antara para pihak/ *CSPA effective from November 1, 2021 until December 31, 2022 or may be terminated earlier by mutually agreed in writing among the parties.* Jumlah kontrak perjanjian sekitar 350.000 barel/ *Total contract quantity of this agreement is approximately 350,000 barrels.*
Medco E&P Grissik Ltd. ("MEPG") (Dahulu/*formerly* ConocoPhillips (Grissik) Ltd.)		
PT Kilang Pertamina Internasional	13 Februari 2020 terakhir diubah melalui Amandemen tanggal 31 Desember 2021/ *February 13, 2020 2021 last amended through Amendment December 31, 2021*	PJB kondensat yang efektif sampai dengan 31 Desember 2022/ *CSPA effective until December 31, 2022.* Jumlah kontrak perjanjian sekitar 650.000 barel/ *Total contract quantity of this agreement is approximately 650,000 barrels.*

d. Perjanjian Lain-lain

i. Perjanjian Manajemen Investasi Portofolio

Perusahaan mengadakan perjanjian manajemen investasi portofolio dengan Bank of Singapore (bertindak sebagai "Manajer Investasi"), dimana Perusahaan menunjuk Manajer Investasi untuk menginvestasi dan mengelola portofolio Perusahaan. Berdasarkan perjanjian tersebut, portofolio investasi terdiri dari kas dan instrumen keuangan dalam bentuk saham yang diperdagangkan, surat-surat berharga, reksadana dan efek lainnya.

d. Other Agreements

i. Portfolio Investment Management Agreement

The Company entered into portfolio investment management agreements with Bank of Singapore (acting as "Fund Manager"), whereby the Company appointed this Fund Manager to invest and manage the Company's investment portfolio. Based on such agreements, the investment portfolio will consist of cash and financial instruments, in the form of traded shares of stocks, commercial papers, mutual fund units and other marketable securities.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

i. Perjanjian Manajemen Investasi Portofolio (lanjutan)

Berdasarkan perjanjian, Manajer Investasi harus melaporkan nilai aset neto dari portofolio investasi setiap bulan kepada Perusahaan. Manajer Investasi berhak atas imbalan manajemen dari Nilai Aset Neto portofolio investasi.

Pada tanggal 21 November 2018, perjanjian ini telah dialihkan dari Bank of Singapore ke UBS AG.

Jumlah aset neto dari dana Perusahaan yang dikelola oleh para Manajer Investasi tersebut pada tanggal 31 Desember 2022 dan 2021 masing-masing sebesar AS$nihil dan AS$19.669.982. Investasi ini disajikan sebagai bagian dari "Investasi Jangka Pendek" dalam laporan posisi keuangan konsolidasian (Catatan 5).

ii. Perjanjian Pengangkutan Gas Melalui Pipa

(a) Pada tanggal 10 Desember 2014, PT Mitra Energi Gas Sumatera ("MEGS") melakukan perjanjian tripartit dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan PT Medco E & P Lematang ("MEPL") terkait pemanfaatan jalur transmisi pipa atas pengangkutan gas bumi dari Lapangan Singa di Blok Lematang ke Stasiun Gunung Megang dengan jumlah gas yang diangkut sebesar 36.661 MMSCF untuk jasa transportasi gas sebesar AS$0,45/MSCF hingga April 2017. Dalam perjanjian ini, MEGS sebagai pihak yang mengoperasikan pipa dan melakukan transportasi gas bumi.

Perjanjian ini terakhir diamandemen pada tanggal 24 Agustus 2021, MEGS dan MEPL menandatangani Amandemen Perjanjian Pengangkutan Gas Bumi yang berlaku sampai dengan 31 Januari 2027 atau pada saat telah terpenuhinya jumlah penyaluran gas bumi oleh MEPL.

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

d. Other Agreements (continued)

i. Portfolio Investment Management Agreement (continued)

Under the agreements, the Fund Manager is required to report the net asset value of the Company's respective investment portfolios every month under its management. The Fund Manager is entitled to management fee based on the Net Asset Value of the investment portfolio.

On November 21, 2018, this agreement has been transferred from Bank of Singapore to UBS AG.

The total net asset value of the Company's funds managed by the Fund Manager as of December 31, 2022 and 2021 amounted to US$nil and US$19,669,982 respectively. These investments are presented as part of "Short-term Investments" in the consolidated statements of financial position (Note 5).

ii. Gas Transportation Agreement Through Pipes

(a) On December 10, 2014, PT Mitra Energi Gas Sumatera ("MEGS") entered into a tripartite agreement with PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) and PT Medco E & P Lematang ("MEPL") related to the usage of the transmission pipeline for the transportation of natural gas from Lapangan Singa in Lematang Block to Gunung Megang Station with total gas of 36,661 MMSCF for a gas transportation service fee of US$0.45/MSCF until April 2017. Under this agreement, MEGS is the operator of the pipeline and transport natural gas.

The agreement was last amended on August 24, 2021, MEGS and MEPL signed the Gas Transportation Amendment Agreement valid to January 31, 2027 or when the distribution of natural gas is achieved by MEPL.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

ii. Perjanjian Pengangkutan Gas Melalui Pipa (lanjutan)

(b) Berdasarkan Perjanjian Pengangkutan Gas antara PT Transportasi Gas Indonesia ("TGI"), PT Pertamina (Persero) dengan Operator dari Corridor PSC Group, South Jambi B PSC Group, dan Jabung PSC Group, tanggal 12 Februari 2001, Perjanjian Pengangkutan Gas ini merupakan bagian dari Perjanjian Jual Gas dengan Gas Supply Pte Ltd., untuk pengaliran gas dari pemasok gas melalui pipa yang dioperasikan TGI sebagai Transporter, ke GSPL. Ketentuan volume dalam Perjanjian Pengangkutan Gas ini adalah *back-to-back* dengan ketentuan volume dalam Perjanjian Jual Gas dengan GSPL. Periode Kontrak sesuai dengan periode Perjanjian Jual Gas dengan GSPL.

iii. *Plan of Development* (POD) dan Pengembalian Wilayah Bengara-I

Pada tanggal 22 Maret 2013, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) melalui suratnya telah memberikan persetujuan POD pertama lapangan South Sebuku Wilayah Kerja Bengara-I. Apabila MEPB tidak melaksanakan kegiatan sesuai dengan Rencana Pengembangan Lapangan dalam jangka waktu 5 (lima) tahun sejak persetujuan ini, maka PSC untuk Wilayah Kerja Bengara-I wajib dikembalikan kepada pemerintah.

Tetapi dalam perkembangannya, PLN sebagai pembeli utama dalam Rencana Pengembangan yang disetujui tersebut, menyatakan tidak bisa menerima atau mengambil gas yang dihasilkan oleh Lapangan South Sebuku ini karena alasan tidak ada kebutuhan permintaan akan tenaga listrik. Sehingga, rencana pengembangan lapangan tersebut tidak bisa dilakukan.

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

d. Other Agreements (continued)

ii. Gas Transportation Agreement Through Pipes (continued)

(b) Based on Gas Transportation Agreement between PT Transportasi Gas Indonesia ("TGI"), PT Pertamina (Persero) and Operators of Corridor PSC Group, South Jambi B PSC Group and Jabung PSC Group, dated February 12, 2001, Gas Transportation Agreement is part of the Gas Sales Agreement with GSPL, to transport the gas from gas suppliers using pipeline operated by TGI as the Transporter, to GSPL. The volume terms under the Gas Transportation Agreement is back-to-back with the volume terms under the Gas Sales Agreement with GSPL Contract Period similar with the period of the Gas Sales Agreement with GSPL.

iii. Plan of Development (POD) and Relinquishment Bengara-I

On March 22, 2013, the Ministry of Energy and Mineral Resources (ESDM) in its letter has given approval to the first POD in South Sebuku Field Bengara-I Work Area. If MEPB does not perform the activities as per Field Development Planning within 5 (five) years from this approval date, then the PSC for Bengara-I Work Area has to be relinquished to the Government.

Yet, over time, PLN as the only gas buyer states that PLN cannot absorb such gas because there is no power demand within the area. Hence, the development plan cannot be carried out as planned.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

iii. *Plan of Development* (POD) dan Pengembalian Wilayah Bengara-I (lanjutan)

Merujuk kepada Surat Menteri Energi Sumber Daya Mineral No. SRT-0334/SKKME0000/2021/S1 tanggal 24 Desember 2021 yang menyatakan bahwa Pemerintah menyetujui pengembalian Wilayah Kerja Bengara-I .

iv. Jasa Pendukung Pengeboran Minyak dan Gas Bumi

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

d. Other Agreements (continued)

iii. Plan of Development (POD) and Relinquishment Bengara-I (continued)

In accordance with the Ministry of Energy and Mineral Resources letter No. 0334/SKKME0000/2021/S1 dated December 24, 2021, the Government approved the relinquishment of Bengara-I Work Area.

iv. Oil and Gas Drilling Support Services

Perusahaan/*Entity*	**Periode Kontrak/ *Contract Period***	**Estimasi Nilai Kontrak *Estimated Contract Value***
PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI")		
PT Pertamina EP Asset 2	9 Maret 2017 – 27 Mei 2019/ *March 9, 2017 – May 27, 2019*	Nilai kontrak Rp39.991.924.546/ *Contract value amounting to Rp39,991,924,546.*
	terakhir diperpanjang menjadi tanggal 28 Maret 2020/ *last amended to March 28, 2020*	Nilai kontrak ditambah menjadi Rp49.989.905.683/ *Increase in contract value to Rp49,989,905,683.*
	5 November 2019 – 28 Februari 2022/ *November 5, 2019 – February 28, 2022*	Nilai kontrak Rp38.011.011.000/ *Contract value amounting to Rp38,011,011,000.*
	terakhir diperpanjang menjadi tanggal 9 Januari 2023/ *last amended to January 9, 2023*	Nilai kontrak ditambah menjadi Rp49.401.582.500/ *Increase in contract value to Rp49,401,582,500.*

v. Perpanjangan PSC

(a) Pada bulan November 2018, Pemerintah Republik Indonesia melalui SKK Migas memberikan persetujuan perpanjangan Blok Tarakan dalam bentuk Kontrak *Gross Split*. Kontrak baru dengan metode *gross split* ini akan berlaku efektif pada tanggal 14 Januari 2022 untuk jangka waktu 20 tahun dengan nilai komitmen sebesar AS$35,5 juta. Kontraktor wajib menawarkan 10% hak kelolanya kepada pemerintah daerah.

v. Extension of PSC

(a) In November 2018, the Government of the Republic of Indonesia through SKK Migas approved the extension of Tarakan Block in the form of Gross Split Contract. The gross split scheme will be applied to new contracts effective on January 14, 2022 for 20 years with commitment value of US$35.5 million. The contractor is obliged to offer 10% of their working interest to the local government.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

v. Perpanjangan PSC (lanjutan)

(b) Pada tanggal 14 Januari 2019, Pemerintah Republik Indonesia melalui Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No. 09 K/10/MEM/2019 memberikan persetujuan perpanjangan Kontrak Kerja Sama (PSC) wilayah kerja Blok Rimau.

Kontrak baru dengan metode g*ross split* ini akan berlaku efektif pada tanggal 22 April 2023 untuk jangka waktu 20 tahun. Kontraktor wajib menawarkan 10% hak kelolanya kepada pemerintah daerah.

(c) Pada tanggal 11 November 2019, kontrak perpanjangan KKS Blok Corridor dalam bentuk Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*, ditandatangani oleh SKK Migas dan Kontraktor KKS Blok Corridor yaitu ConocoPhillips (Grissik) Ltd. (“CPGL”) (sekarang menjadi Medco E&P Grissik Ltd.), PT Pertamina Hulu Energi Corridor dan Talisman (Corridor) Ltd., dan disetujui oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia pada tangal 15 November 2019. Kontrak perpanjangan ini berlaku efektif pada tanggal 20 Desember 2023, untuk jangka waktu 20 tahun, dengan nilai komitmen sebesar AS$250 juta. Kontraktor KKS Blok Corridor wajib menawarkan 10% partisipasi interesnya kepada pemerintah daerah.

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

d. Other Agreements (continued)

v. Extension of PSC (continued)

(b) On January 14, 2019, the Government of Indonesia through Decree No. 09 K/10/MEM/2019 from the Ministry of Energy and Mineral Resources' approved the extension of Production Sharing Contract for Rimau Block Area.

The gross split scheme will be applied to new contracts effectively on April 22, 2023 for 20 years. The contractor is obliged to offer 10% of their working interest to the local government.

(c) On 11 November 2019, the contract extension of Corridor Block PSC in the form of a Gross Split contract was executed by SKK Migas and Corridor Block PSC Contractors i.e., ConocoPhillips (Grissik) Ltd. (“CPGL”) (now Medco E&P Grissik Ltd.), PT Pertamina Hulu Energi Corridor and Talisman (Corridor) Ltd., which was approved by the Minister of Energy and Mineral Resources of the Republic of Indonesia on 15 November 2019. This contract extension will be effective on 20 December 2023, for 20 years term, with the commitment value of US$250 million. The Corridor Block PSC Contractors are obliged to offer 10% of their participating interest to the local government.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vi. Perjanjian Operasi Bersama Medco E&P Natuna Ltd.

Pada tanggal 1 Februari 2007, sebagai pemilik hak partisipasi di PSC Blok B Laut Natuna Selatan (“PSC”), (i) ConocoPhillips Indonesia Inc. Ltd. (sekarang menjadi Medco E&P Natuna Ltd., “MEPN”) sebagai pemilik 40% hak partisipasi dan juga sebagai operator, (ii) Inpex Natuna Ltd. (sekarang menjadi Medco South Natuna Sea Ltd.) sebagai pemilik hak partisipasi sebesar 35% yang telah mengalihkan hak partisipasinya kepada PT Medco Daya Natuna, dan (iii) Chevron South Natuna B Inc. (sekarang menjadi Prime Natuna Inc.) sebagai pemilik hak partisipasi sebesar 25% (“Para Pihak”) mengadakan Perjanjian Operasi Bersama (“JOA”) untuk mengatur hak dan kewajiban Para Pihak atas kegiatannya di wilayah kerja PSC.

Perjanjian ini menggantikan JOA tertanggal 22 Mei 1969 dan akan terus berlaku sampai diakhiri dengan persetujuan Para Pihak atau satu pihak dari semua kepentingan untuk seluruh atau sebagian dari wilayah kerja, atau ketika berakhirnya kontrak. Berdasarkan JOA, operator berhak membebankan kepada *Joint Account* semua biaya-biaya terkait jasa oleh induk perusahaan operator. Non-operator harus membayar kepada operator atas biaya *overhead* induk perusahaan operator.

Pada tanggal 15 Januari 1999, ConocoPhillips Indonesia Inc Ltd (sekarang menjadi Medco E&P Natuna Ltd, “MEPN”), Premier Oil Natuna Sea Limited (sekarang Premier Oil Natuna Sea B.V., “Premier Oil”) dan Gulf Resources (Kakap) Ltd. (sekarang Star Energy (Kakap) Ltd.,”Star Energy”) sebagai “Grup PSC” dengan persetujuan Pertamina, mengadakan Perjanjian *West Natuna Transportation System Joint Venture (“*JV WNTS*”).* Grup PSC bermaksud untuk membangun dan mengoperasikan Sistem Pipa Natuna Barat.,

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

d. Other Agreements (continued)

vi. Joint Operating Agreement of Medco E&P Natuna Ltd.

On February 1, 2007, as the owner of the participating interest in South Natuna Sea Block B PSC (“PSC”), (i) ConocoPhillips Indonesia Inc. Ltd. (now known as Medco E&P Natuna Ltd., “MEPN”) as the owner of 40% participating interest and also as the operator, (ii) Inpex Natuna, Ltd. (now known as Medco South Natuna Sea Ltd.) as the owner of 35% participating interest which has assigned its participating interest to PT Medco Daya Natuna, and (iii) Chevron South Natuna B Inc. (now known as Prime Natuna Inc.) as the owner of 25% participating interest (the "Parties”) entered into a Joint Operating Agreement ("JOA") to define their respective rights and obligations with respect to their operations under the PSC.

This agreement shall supersede the JOA dated May 22, 1969 and shall continue in effect until terminated by consent of the Parties or the vesting in one party of all interests as to the whole or any portion of the contract area, or on expiration of the contract. Based on the JOA, the operator shall charge to the Joint Account all charges for service rendered by the Corporate Parent of the operator. The non-operator shall also pay to the operator parent company overhead.

On January 15, 1999, ConocoPhillips Indonesia Inc Ltd (now known as Medco E&P Natuna Ltd, “MEPN”), Premier Oil Natuna Sea Limited (now known as Premier Oil Natuna Sea B.V., "Premier Oil") and Gulf Resources (Kakap) Ltd. (now known as Star Energy (Kakap) Ltd., "Star Energy") as "PSC Group” with the consent and concurrence of Pertamina, entered into West Natuna Transportation System Joint Venture ("WNTS JV") Agreement. The PSC Group wish to provide for the ownership construction and operation of the West Natuna Pipeline System.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vi. Perjanjian Operasi Bersama Medco E&P Natuna Ltd (lanjutan)

Jaringan SembGas dan Fasilitas Penerima, dan bermaksud untuk menggunakan sistem tersebut untuk mengangkut dan/atau mengantarkan kembali gas selain gas yang dimaksud dalam Perjanjian Penjualan Gas (antara Pertamina dan SembCorp Gas Pte. Ltd.). Perjanjian ini berlaku sampai dengan semua Grup PSC, dalam kapasitasnya sebagai anggota dari Grup JV WNTS menarik diri dari perjanjian ini.

Pada tanggal 31 Oktober 2008, MEPN, Star Energy dan Premier Oil (“Grup PSC”) dengan persetujuan BPMIGAS (sekarang SKK Migas), mengadakan Perjanjian Pengangkutan GSA2 atau GSA2 TA, dimana GSA2 merupakan perjanjian antara Premier Oil dengan SembCorp Gas Pte. Ltd. ("SembGas"). Grup PSC telah mendapat izin dari SembGas untuk menggunakan Jalur SembGas untuk pengangkutan gas GSA2 dan dalam kapasitasnya sebagai anggota JV WNTS, mendapatkan izin penggunaan Fasilitas Penerima memungkinkan pengantaran gas GSA2 pada titik penyerahan.

Sesuai dengan haknya sebagai anggota JV WNTS, Grup PSC memiliki hak untuk menggunakan sistem pengangkutan dan/ atau penyerahan gas selain dari WNG Gas (Perjanjian antara anggota JV WNTS), dan dengan ini menyetujui untuk menyediakan jasa pengangkutan gas kepada Kelompok Penyedia GSA2. Perjanjian ini berakhir pada tanggal 14 Juli 2028.

vii. *Letter of Agreement* untuk Implementasi atas Penyesuaian Harga Gas Bumi

Pada tahun 2020, perusahaan Medco pemegang PSC Sampang, Madura, Blok A (Aceh) dan Sumatera Selatan menandatangani *Letters of Agreement* (LOA) untuk implementasi atas penyesuaian harga gas bumi sesuai dengan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral nomor 91K/12/MEM/2020.

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

d. Other Agreements (continued)

vi. Joint Operating Agreement of Medco E&P Natuna Ltd (continued)

SembGas Line and the Receiving Facilities also to use the system for the transporting and/or redelivery of gas other than pursuant to the Gas Sales Agreement (between Pertamina and SembCorp Gas Pte. Ltd.). This agreement shall remain in full force and full effect until all the PSC groups, each in its capacity as a member of the WNTS JV Group, have withdrawn from this agreement.

On October 31, 2008, MEPN, Star Energy and Premier Oil (The “PSC Group”) together with the consent and concurrence of BPMIGAS (now SKK Migas) entered into GSA2 or The GSA2 TA, GSA2 shall mean the Agreement between Premier Oil and SembCorp Gas Pte. Ltd. ("SembGas"). The PSC Group has been granted by SembGas, the right to use the SembGas Line for transportation of Gas for delivery under GSA2 and has granted in favor of the WNTS JV Group a license of the Receiving Facilities to enable the delivery of GSA2 gas at delivery point.

Pursuant to their right under the WNTS JV agreement, PSC Group has the right to use the System for the transportation and/or delivery of Gas other than WNG Gas (Agreement between WNTS JV Parties), and agrees to provide gas transportation services to the GSA2 Supply Group. This agreement shall end on July 14, 2028.

vii. Letter of Agreement for the Implementation of Natural Gas Price Adjustment

In 2020, the Medco companies holding the Sampang, Madura, Block A (Aceh) and South Sumatera PSCs signed Letters of Agreement (LOA) for the implementation of natural gas price adjustments in accordance with from Minister of Energy and Mineral Resources decree number 91K/12/MEM/2020.

49. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vii. *Letter of Agreement* untuk Implementasi atas Penyesuaian Harga Gas Bumi (lanjutan)

Perbedaan harga antara PJBG dengan LOA tidak akan mempengaruhi pendapatan bulanan Grup.

viii. Kontrak Unitisasi

Sesuai dengan Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, Kontraktor KKS diwajibkan untuk melakukan unitisasi apabila terbukti adanya pelamparan reservoir yang memasuki Wilayah Kerja Kontraktor lainnya. Menteri ESDM menentukan operator pelaksana unitisasi berdasarkan kesepakatan di antara para Kontraktor yang melakukan unitisasi setelah mendapatkan pertimbangan SKK Migas.

Karena beberapa pelamparan *reservoir* minyak dan gas MEPG memasuki Wilayah Kerja kontraktor lainnya, MEPG melakukan perikatan Perjanjian Unitisasi dengan PT Pertamina Hulu Energi Jambi Merang dan PT Pertamina EP dengan wilayah kerja di Sumatera Selatan dan Jambi yang efektif sampai dengan salah satu PSC berakhir.

49. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

d. Other Agreements (continued)

vii. Letter of Agreement for the Implementation of Natural Gas Price Adjustment (continued)

The difference in price between the respective GSAs and the LOAs will not affect the Group's monthly revenue.

viii. Unitization Agreement

In accordance with Government Regulation No. 35 Year 2004 on Upstream Oil and Gas Business Activities, a PSC contractor is required to conduct unitization if it is proven that its reservoir extends into another contractor's Working Area. The MoEMR will determine the operator for the unitization based on the agreement between the contractors involving the unitization after considering the opinion of SKK Migas.

Since several of MEPG's oil and gas reservoirs extend into other Contractor's Working Areas, MEPG has entered into Unitization Agreement with PT Pertamina Hulu Energi Jambi Merang and PT Pertamina EP for South Sumatera and Jambi working area which effective until one of the PSC ends.

50. KONTINJENSI

a. Litigasi

i. Gugatan Hukum Khairil Anwar dengan PT Medco E & P Malaka (“MEPM”)

Pada tanggal 28 Agustus 2018, Khairil Anwar (Penggugat), melalui kuasa hukumnya mengajukan gugatan terhadap PT Medco E & P Malaka (“MEPM”) (Tergugat I) dan SKK Migas (Tergugat II) kepada Pengadilan Negeri Jakarta Selatan. Gugatan yang diajukan oleh Khairil Anwar terkait dengan permintaan ganti rugi atas pembangunan gorong-gorong yang menyebabkan air/ cairan kotor/ limbah terkait pembangunan fasilitas pengelolaan gas Blok A mengarah langsung ke lahan Penggugat yang terletak di Dusun TB.IV, Desa Gempong Blang Nisam, Kecamatan Indra Makmur, Aceh Timur, yang mengakibatkan kerusakan tanah serta tanaman Penggugat.

Pada 29 Oktober 2019, Pengadilan Negeri Jakarta Selatan yang memeriksa dan mengadili Perkara telah membacakan putusan yang pada intinya menyatakan Gugatan Penggugat tidak dapat diterima. Hingga tenggat waktu yang diatur dalam undang-undang, Penggugat tidak mengajukan upaya Banding dan oleh karenanya putusan Perkara telah berkekuatan hukum tetap.

Pada 15 Januari 2020, Penggugat memulai gugatan serupa tetapi kali ini, Penggugat mengikutsertakan Badan Pengelola Migas Aceh (“BPMA”) sebagai Tergugat Ketiga.

50. CONTINGENCIES

a. Litigations

i. Lawsuit from Khairil Anwar Against PT Medco E & P Malaka (“MEPM”)

On August 28, 2018, Khairil Anwar (Plaintiff), through his attorney filed a lawsuit against PT Medco E & P Malaka (“MEPM”) (Defendant I) and SKK Migas (Defendant II) to South Jakarta District Court. The lawsuit filed by Khairil Anwar is related to the demand for compensation for construction of tunnel that leads the water/ dirty liquid/ waste from construction of gas production facilities of Block A directly to the Plaintiff’s land in Dusun TB.IV, Gempong Blang Nisam Village, Sub-district Indra Makmur, East Aceh, resulting in damages to Plaintiff’s land and plants.

On October 29, 2019, the South Jakarta District Court that examined and judged the Case read out the verdict which basically stated that the Plaintiff’s Claim could not be accepted. Until the deadline set out in the law, the Plaintiff did not submit any Appeal and therefore the Case’s decision was legally binding.

Subsequently, on January 15, 2020, Plaintiff initiated a similar lawsuit but this time, Plaintiff included Badan Pengelola Migas Aceh (“BPMA”) as the Third Defendant.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

i. Gugatan Hukum Khairil Anwar dengan PT Medco E & P Malaka (“MEPM”) (lanjutan)

Putusan pengadilan dibacakan pada 21 Februari 2022. Dalam pembacaan putusan, pertimbangan Majelis Hakim yang mendasari putusan perkara menyatakan:

1. Dalam Eksepsi: menolak eksepsi dari Tergugat I, Tergugat II, dan Tergugat III; dan
2. Dalam Pokok Perkara:
   i. Menyatakan gugatan Penggugat diterima sebagian.
   ii. Menyatakan bahwa Tergugat I, Tergugat II, dan Tergugat III telah melakukan perbuatan melawan hukum tanpa dihukum untuk membayar ganti rugi.
   iii. Memerintahkan Tergugat I, Tergugat II, dan Tergugat III untuk membayar biaya perkara.

MEPM berpendapat putusan tersebut tidak memiliki dasar hukum yang layak, oleh karena itu MEPM mengajukan banding pada tanggal 7 Maret 2022 dan mengajukan memori banding pada tanggal 2 Juni 2022.

MEPM telah mengajukan kontra memori banding pada tanggal 6 September 2022 atas memori banding yang diajukan oleh Penggugat.

Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Grup masih menunggu hasil putusan Pengadilan Tinggi DKI Jakarta.

Tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

i. Lawsuit from Khairil Anwar Against PT Medco E & P Malaka (“MEPM”) (continued)

Court decision read out the verdict on February 21, 2022. During the pronouncement of the verdict, the Panel of Judges’ considerations which underlies the case decision stated:

1. In Exception: rejects the exception from the Defendant I, the Defendant II, and the Defendant III; and
2. In Merits Case:
   i. Declare the Plaintiff’s lawsuit partially accepted.
   ii. Declare that Defendant I, Defendant II, and Defendant III have committed an unlawful act without being punished to pay any compensation.
   iii. To order Defendant I, Defendant II, and Defendant III to pay court costs.

MEPM is of the opinion that the verdict have no proper legal basis, and therefore MEPM have submitted an appeal statement on March 7, 2022 and has submitted memorandum of appeal on June 2, 2022.

MEPM has submitted contra memorandum of appeal on September 6, 2022 against the memorandum of appeal submitted by the Plaintiff.

As of the completion date of the consolidated financial statements, the Group is still waiting for the verdict of the DKI Jakarta High Court.

No provision was recognized for this lawsuit in its consolidated financial statements.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4

(a) Perkara Komersial No.185 Tahun 2013

Pada Desember 2013, Moto Mabanga ("Penggugat"), mengajukan gugatan di pengadilan komersial Tanzania terhadap Ophir Energy Ltd., Ophir Services Pty. Ltd. dan B.G. Tanzania Limited ("Para Tergugat"), secara bersama dan terpisah. Penggugat, seorang pengusaha di Tanzania, yang bernama Moto Mabanga mengklaim bahwa Ophir Tanzania salah menyajikan nilai Blok tersebut sebelum menghentikan perjanjian konsultasinya sesuai dengan pelepasan 5% sahamnya masing-masing di Blok 1, 3 dan 4 yang terletak di lepas pantai Tanzania Selatan, dengan imbalan pembayaran tunai sebesar AS$7,5 juta. Pada tanggal 12 Februari 2018, pengadilan menolak gugatan itu. Penggugat diperintahkan untuk membayar biaya gugatan Para Tergugat. Penggugat kemudian mengajukan permohonan, dan memperoleh, pengajuan banding ke Pengadilan Banding terhadap keputusan Pengadilan Komersial. Banding diajukan, menjadi langkah pertama dalam proses banding, tetapi nota banding belum diajukan.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4

(a) Commercial Case No.185 of 2013

In December 2013, Moto Mabanga ("Plaintiff") filed a suit in the Tanzanian Commercial Division Court against Ophir Energy Ltd., Ophir Services Pty. Ltd. and B.G. Tanzania Limited ("Defendants"), jointly and severally. The Plaintiff, a Tanzanian businessman, namely Moto Mabanga claims Ophir Tanzania, misrepresented the value of the Blocks prior to agreeing the termination of his consultancy agreement pursuant to which he relinquished his 5% interest in each of Blocks 1, 3 and 4 situated offshore Southern Coast of Tanzania in return for a cash payment of US$7.5 million. On February 12, 2018, the court dismissed the suit. The Plaintiff was ordered to pay the Defendants' costs of the suit. The Plaintiff subsequently applied for, and obtained, leave to appeal to the Court of Appeal against the decision of the Commercial Division Court. A notice of Appeal was filed, being the first step in the appeal process, but the memorandum of appeal has yet to be lodged.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(a) Perkara Komersial No.185 Tahun 2013 (lanjutan)

Pada tanggal 6 Januari 2022, Penggugat sedang mempertimbangkan untuk melanjutkan proses banding yang dimaksud dimana telah diajukan suatu Pemberitahuan Banding tetapi banding tersebut tidak dapat diajukan karena tidak adanya sertifikat penundaan. Jika sertifikat penundaan telah diterbitkan, maka Penggugat berhak untuk membuat dan mengajukan nota banding.

Pada tanggal 15 Februari 2022, Penggugat telah mencabut kembali Banding Perkara Komersial No. 185 Tahun 2013. Namun, pada tanggal 7 Maret 2022 Pengadilan Banding telah memanggil Tergugat dalam suatu perkara baru yang diajukan di Pengadilan Komersial oleh Penggugat sehubungan dengan Perkara Komersial No. 185 Tahun 2013, yaitu Permohonan No. 19 Tahun 2022.

Penggugat mengklaim ada nasihat yang salah dari kuasa hukum Penggugat sebelumnya untuk mengajukan banding terhadap putusan Pengadilan Komersial yang membatalkan Perkara Komersial No. 185 Tahun 2013, alih-alih mengajukan permohonan agar perintah pemberhentian tersebut dikesampingkan.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(a) Commercial Case No.185 of 2013 (continued)

On January 6, 2022, the Plaintiff is contemplating to proceed with the intended appeal in which a Notice of Appeal was filed but the appeal could not be lodged because of the lack of certificate of delay. Should the certificate of delay has been issued, then the Plaintiff have rights to prepare and submit a memorandum of appeal.

On February 15, 2022, the Plaintiff has withdrawn the Notice of Appeal of Commercial Case No. 185 of 2013. However, on March 7, 2022 the Court of Appeal has summoned the Defendants in a new matter instituted in the commercial court by the Plaintiff in connection with commercial case No. 185 of 2013, i.e. Application No. 19 of 2022.

The Plaintiff claimed there was a wrongly advised by the Plaintiff's previous lawyer to appeal against the decision of the Commercial Division Court to dismiss Commercial Case No. 185 of 2013, instead of applying to have the dismissal order set aside.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(a) Perkara Komersial No.185 Tahun 2013 (lanjutan)

Pada tanggal 10 Maret 2022, pengadilan memutuskan sebagai berikut:

a. Para Tergugat harus mengajukan kontra pernyataan pada atau sebelum tanggal 24 Maret 2022.
b. Penggugat mengajukan Tanggapan atas kontra pernyataan Para Tergugat pada atau sebelum tanggal 31 Maret 2022.
c. Sidang akan dilaksanakan pada tanggal 1 April 2022.

Para Tergugat telah mengajukan kontra pernyataan pada tanggal 24 Maret 2022 yang diwakili oleh kuasa hukum eksternal Para Tergugat.

Penggugat telah mengajukan Tanggapan atas kontra pernyataan Para Tergugat pada tanggal 31 Maret 2022.

Sidang pada tanggal 1 April 2022 telah dilakukan tetapi tidak dapat diselesaikan karena keterbatasan waktu di pihak pengadilan dan ditunda hingga tanggal 25 April 2022.

Persidangan dilanjutkan pada 25 April 2022 dan sudah disimpulkan. Putusan disampaikan pada 25 Mei 2022 dengan putusan bahwa aplikasi yang diajukan oleh Penggugat ditolak.

Penggugat telah mengajukan pernyataan banding pada Pengadilan Banding pada 7 Juni 2022, namun sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian ini Para Tergugat mendapatkan salinan pernyataan banding maupun memori banding.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(a) Commercial Case No.185 of 2013 (continued)

On March 10, 2022, the court made the following orders:

a. The Defendants shall file counter affidavits on or before March 24, 2022.
b. The Plaintiff shall file a Reply to the Defendants counter affidavits on or before March 31, 2022.
c. Hearing shall be on April 1, 2022.

The Defendants have file the counter affidavits on March 24, 2022 which represented by Defendants' external lawyer.

The Plaintiff have filed the response to the Defendants counter affidavits on March 31, 2022.

The Hearing on April 1, 2022 was conducted but could not be concluded due to time constraints on the court side and adjourned until April 25, 2022.

The hearing continues on April 25, 2022 and it has been concluded. The ruling has been rendered on May 25, 2022 which stated the application by the Plaintiff is dismissed.

The Plaintiff had lodged the notice of appeal to court of appeal on June 7, 2022, however up to the completion date of these consolidated financial statements the Defendants have not been served the copy of notice of appeal not even the appeal.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(a) Perkara Komersial No.185 Tahun 2013 (lanjutan)

Terdapat 2 (dua) kasus lanjutan dari Perkara Komersial No. 185 Tahun 2013, yaitu:

(i) Perkara Perdata Lain-Lain No. 14 Tahun 2014 yang diajukan oleh Moto Mabanga terhadap Para Tergugat.

Perkara ini diajukan pada Pengadilan Tinggi Tanzania (*Dar Es Salaam Registry*) melalui Pengadilan Konstitusi oleh Penggugat pada tanggal 23 Mei 2014.

Hal ini diajukan sebagai perkara konstitusional, dimana Penggugat menuduh pelanggaran hak konstitusionalnya oleh Para Tergugat. Fakta-fakta yang diduga merupakan pelanggaran hak konstitusionalnya pada dasarnya sama dengan yang dituduhkan dalam Perkara Komersial No. 185 Tahun 2013.

Para Tergugat berhasil memohon kepada pengadilan untuk memerintahkan (pada Mei 2016) penundaan Permohonan menunggu keputusan akhir Perkara Komersial No. 185 Tahun 2013 yang pada fakta yang sama dan mendahului Permohonan.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(a) Commercial Case No.185 of 2013 (continued)

As a matter of fact, there are two (2) subsequent cases of the Commercial Case No.185 of 2013, which are:

(i) Miscellaneous Civil Cause No.14 of 2014 filed by Moto Mabanga against the same Defendants.

This matter was instituted in the High Court of Tanzania (Dar Es Salaam Registry) of Constitutional Court by the Plaintiff on May 23, 2014.

This was filed as a constitutional case, with the Plaintiff alleging violation of his constitutional rights by the Defendants. The facts allegedly constituting the violation of his constitutional rights were, essentially, the same as those alleged in Commercial Case No. 185 of 2013.

The Defendants successfully requested the court to order (in May 2016) stay of the Petition pending final determination of Commercial Case No. 185 of 2013 which was on the same facts and preceded the Petition.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(a) Perkara Komersial No.185 Tahun 2013 (lanjutan)

(i) Perkara Perdata Lain-Lain No. 14 Tahun 2014 yang diajukan oleh Moto Mabanga terhadap Para Tergugat (lanjutan).

Perkara ini masih dalam proses di Pengadilan Tinggi dan tergantung pada penetapan Perkara Komersial No. 185 Tahun 2013, dimana Penggugat mengajukan banding ke Pengadilan Tinggi. Kecuali jika Penggugat memutuskan untuk mengabaikan banding, kasus konstitusional akan tetap tinggal sampai banding diputus.

(ii) Perkara Perpajakan No. 18 Tahun 2019 di Pengadilan Komersial.

Ketika Pengadilan menolak Perkara Niaga No. 185 Tahun 2013, Pengadilan mengabulkan putusan biaya gugatan kepada Para Tergugat.

Para Tergugat mengajukan Tagihan Biaya sebesar Shilling Tanzania 586.200.919 (kira-kira setara dengan US$244.250).

Pada Maret 2021, Pengadilan mengagendakan sidang perpajakan. Namun oleh karena Perkara Komersial No. 185 Tahun 2013 masih dalam proses banding, maka perkara perpajakan ditangguhkan persidangannya pada tanggal 22 Agustus 2022.

Rujukan terhadap keputusan Wakil Panitera untuk mencoret Perpajakan No. 18 Tahun 2019 disebutkan pada 4 April 2022. Pengacara eksternal Para Tergugat hadir di pengadilan. Namun, baik Penggugat maupun pengacara baru Penggugat tidak hadir di pengadilan.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(a) Commercial Case No.185 of 2013 (continued)

(i) Miscellaneous Civil Cause No.14 of 2014 filed by Moto Mabanga against the same Defendants (continued).

This case is still in process at the High Court and depends on the determination of Commercial Case No. 185 of 2013, in which the Plaintiff is appealing to the High Court of Appeal. Unless the Plaintiff decides to abandon the appeal, the constitutional case will remain stayed until the appeal is decided.

(ii) Taxation Cause No.18 of 2019 at the Commercial Division Court.

When the Court dismissed Commercial Case No. 185 of 2013, the Court awarded costs of the suit to the Defendants.

The Defendants filed a Bill of Costs in the amount of Tanzanian Shillings 586,200,919 (approximately equivalent to US$244,250).

In March 2021, the Court called for taxation proceedings. However Commercial Case No. 185 of 2013 is the subject of a pending appeal, the taxation proceedings was adjourned for hearing on August 22, 2022.

Reference against the decision of the Deputy Registrar to strike out Taxation Cause No. 18 of 2019 was mentioned for orders on April 4, 2022. The Defendants' external counsel appeared before the court. However, neither the Plaintiff nor the Plaintiff's new lawyer attended court.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(a) Perkara Komersial No.185 Tahun 2013 (lanjutan)

(ii) Perkara Perpajakan No. 18 Tahun 2019 di Pengadilan Komersial. (lanjutan)

Ketika tagihan biaya diajukan untuk perpajakan pada tanggal 11 Maret 2019, Penggugat memberitahu pengadilan bahwa Penggugat telah mengajukan pemberitahuan dan Penggugat secara lisan mengajukan ke pengadilan bahwa proses perpajakan ditunda menunggu keputusan banding. Permohonan Penggugat dikabulkan dan persidangan ditunda.

Permohonan oleh Penggugat dibuat merujuk pada bab 95 dari Hukum Acara Perdata Tanzania, di mana pengadilan memiliki kekuasaan yang melekat untuk membuat perintah yang mungkin diperlukan untuk tujuan keadilan. Namun, dalam keputusan terbaru dalam perpajakan tagihan biaya, Pengadilan Tinggi Tanzania di Arusha telah menyatakan bahwa pengadilan memiliki kekuatan untuk mengenakan pajak tagihan biaya terlepas dari ketergantungan banding dalam hal yang menimbulkan perpajakan. Pengadilan menyatakan bahwa yang dapat ditangguhkan bukanlah pengenaan pajak atas tagihan biaya tetapi pelaksanaan keputusan perpajakan oleh *Taxing Master*.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(a) Commercial Case No.185 of 2013 (continued)

(ii) Taxation Cause No.18 of 2019 at the Commercial Division Court. (continued)

When the bill of costs came up for taxation on March 11, 2019, the Plaintiff informed the court that he had filed a notice of applied and he orally applied to the court that the taxation proceedings be stayed pending determination of the appeal. The Plaintiff's application was granted and the proceedings were stayed.

The application by the Plaintiff was made under section 95 of the Tanzanian Civil Procedure Code, under which the court has inherent powers to make such orders as may be necessary for the ends of justice. However, in a recent decision in taxation of a bill of costs, the High Court of Tanzania at Arusha has held that the court has power to tax a bill of costs regardless the pendency of an appeal in the matter giving rise to the taxation. The court stated that what can be stayed is not the taxation of the bill of costs but the execution of the taxation decision by the Taxing Master.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(a) Perkara Komersial No.185 Tahun 2013 (lanjutan)

(iii) Perkara Perpajakan No. 18 Tahun 2019 di Pengadilan Komersial. (lanjutan)

Menyusul pencoretan Perkara Perpajakan No.18 Tahun 2019 oleh *Taxing Master*, para Tergugat meminta perintah dari Pengadilan Komersial untuk mengesampingkan perintah *Taxing Master*.

Putusan atas Perkara Perpajakan tersebut di atas telah disampaikan pada tanggal 22 Juli 2022 dan putusan tersebut dimenangkan oleh Para Tergugat. Pengadilan telah memulihkan Perkara Perpajakan No. 18 tahun 2019, yang sekarang akan diperiksa pokok perkaranya.

(b) Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 dan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019

Pada tanggal 13 Mei 2019, Penggugat mengajukan *injunctive relief* terhadap akuisisi Perusahaan atas Ophir berdasarkan *Commercial Case* No. 43 Tahun 2019 kepada Ophir Energy Plc, Ophir Services Pty. Ltd., BG Tanzania Ltd., BG International Ltd., Pavillion Energy PTY., Royal Dutch Shell Plc. dan Medco Energi Global Pte. Ltd. (MEG) ("Para Tergugat").

Dalam gugatannya, Penggugat menyatakan bahwa Ophir dan MEG berkonspirasi, agar MEG dapat dengan curang mengakuisisi Ophir (termasuk hak partisipasi di Blok 1, 3 dan 4). Penggugat menyatakan bahwa akuisisi sebesar 20% dari Blok oleh MEG adalah penipuan dan ilegal.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(a) Commercial Case No.185 of 2013 (continued)

(iii) Taxation Cause No.18 of 2019 at the Commercial Division Court. (continued)

Following the striking out of Taxation Cause No.18 of 2019 by the Taxing Master, the Defendants seeking an order of the commercial court setting aside the Taxing Master order.

Ruling in the above mentioned Taxation Cause was delivered on July 22, 2022 and the reference was determined in the Defendants favour. The court has restored Taxation Cause No. 18 of 2019, which will now be heard on the merit.

(b) Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019

On May 13, 2019, the Plaintiff instituted Injunctive relief against The Company's acquisition of Ophir under Commercial Case No. 43 of 2019 against Ophir Energy Plc, Ophir Services Pty. Ltd., BG Tanzania Ltd., BG International Ltd., Pavillion Energy PTY., Royal Dutch Shell Plc. and Medco Energi Global Pte. Ltd. (MEG) (the "Defendants").

In the suit, the Plaintiff alleges that Ophir and MEG conspired to have MEG fraudulently acquire Ophir's (including its interests in Blocks 1, 3 and 4). The Plaintiff declared that the intended acquisition of 20% interest of the Blocks by MEG was fraudulent and illegal.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(b) Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 dan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 (lanjutan)

Berdasarkan Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 tersebut, Penggugat mengajukan *injunctive relief* terkait dengan pembayaran Perusahaan atas akuisisi Ophir berdasarkan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 pada Pengadilan Komersial terhadap Ophir Energy Limited (Ophir), Medco Energi Global Pte. Ltd. (MEG) dan The Fair Competition Commission (FCC) secara bersama dan terpisah.

Pada sidang 5 Maret 2020, Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 yang diajukan oleh Moto Mabanga melawan Ophir, MEG dan FCC untuk putusan sementara dipanggil untuk sidang dengan agenda keberatan awal yang diajukan oleh FCC terhadap Permohonan tersebut. Sidang dilanjutkan tetapi dalam proses persidangan, Pemohon mencabut permohonan. Alasan yang diberikan untuk pencabutan adalah bahwa Pemohon tidak lagi memerlukan salinan kinerja yang dilakukan oleh MEG kepada FCC dan bahwa selain masalah jaminan, Pemohon tidak memiliki masalah dengan FCC.

Menyusul pencabutan permohonan oleh Pemohon terhadap FCC, telah dilakukan sidang selanjutnya di tanggal 15 April 2020 untuk pemeriksaan substansi kasus. Pada sidang tersebut ditetapkan bahwa Moto Mabanga harus menyampaikan Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 di tanggal 30 April 2020.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(b) Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 (continued)

Based on the Commercial Case No. 43 of 2019, the Plaintiff also applied for Injunctive relief relating to payment by the Company for acquisition of Ophir under Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019, in the Commercial Court against Ophir Energy Limited (Ophir), Medco Energi Global Pte. Ltd. (MEG) and The Fair Competition Commission (FCC) jointly and severally.

On March 5, 2020 hearing, the Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 instituted by Moto Mabanga against Ophir, MEG and FCC for temporary injunction was called for hearing of the preliminary objections raised by FCC against the application. The hearing proceeded but in the course of the hearing the Applicant withdrew the application. The reason given for the withdrawal was that the Applicant no longer needed a copy of the performance undertaking given by MEG to FCC and that besides the issue of the guarantee, the Applicant had no issues with FCC.

Following the withdrawal of the application by the Applicant against FCC, further hearing has been held on April 15, 2020 to hear on the merits of case. On such hearing, it was ordered by the Court that Moto Mabanga shall submit Amendment of the Commercial Case No. 43 of 2019 to the Court on April 30, 2020.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(b) Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 dan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 (lanjutan)

Lebih lanjut, pada tanggal 16 April 2020, di dalam sidang atas Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019, diputuskan bahwa Penggugat harus menyampaikan Perubahan terhadap Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019, di tanggal 29 April 2020 dikarenakan adanya perubahan atas Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019.

Moto Mabanga telah memberikan *Amended Plaint* kepada Perusahaan pada tanggal 8 Juni 2020. Mabanga telah menambahkan Ophir Services Pty. Ltd. sebagai Tergugat ke-2.

Pada tanggal 3 September 2020, pengadilan memerintahkan agar Keberatan Sementara yang diajukan oleh Tergugat terhadap gugatan tersebut didebat dengan cara pengajuan tertulis, untuk diajukan ke pengadilan sebagai berikut:

a. Para Tergugat mengajukan permohonannya pada atau sebelum 16 September 2020;
b. Penggugat mengajukan Jawaban pada atau sebelum 16 Oktober 2020; dan
c. Para Tergugat mengajukan *Rejoinder*, jika ada, pada atau sebelum 23 Oktober 2020.

Pengadilan telah memutuskan pada tanggal 11 Februari 2021 bahwa permohonan Penggugat *Commercial Case* No. 43 tahun 2019 dan *Miscellaneous Commercial Application* No. 85 tahun 2019 dibatalkan. Keberatan Sementara yang diajukan oleh Tergugat dikuatkan.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(b) Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 (continued)

Further, on April 16, 2020, in the hearing on Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019, it was ruled by the Court that the Plaintiff shall submit amendment of Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019, on April 29, 2020 due to amendment to be made on Commercial Case No. 43 of 2019.

Moto Mabanga has served the Company with the Amended Plaint on June 8, 2020. Mabanga has added Ophir Services Pty. Ltd. as 2nd Defendant.

On September 3, 2020, the court ordered that the Preliminary Objections raised by the Defendants against the suit be argued by way of written submissions, to be filed with the court as follows:

a. The Defendants to file their submissions on or before September 16, 2020;
b. The Plaintiff to file his Reply Submissions on or before October 16, 2020; and
c. The Defendants to file their Rejoinder Submissions, if any, on or before October 23, 2020.

The court has ruled on February 11, 2021 that the petition by the Plaintiff of Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 have been dismissed. The Preliminary Objection raised by the Defendants was upheld.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(b) Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 dan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 (lanjutan)

Dasar pembatalan adalah bahwa pengadilan setuju dengan pengajuan Para Tergugat bahwa dasar permohonan tersebut didasarkan pada Perjanjian Konsultasi yang dibuat antara Penggugat dan Para Tergugat serta Perjanjian Pengakhirannya. Pengadilan selanjutnya setuju dengan pengajuan Para Tergugat bahwa, berdasarkan Undang-Undang Keterbatasan, gugatan berdasarkan kontrak harus diajukan dalam waktu tidak lebih dari enam tahun sejak penyebab gugatan muncul. Dalam hal ini, penyebab tindakan muncul setelah pengakhiran Perjanjian Konsultasi melalui Perjanjian Pengakhiran.

Berdasarkan Putusan tersebut, dinyatakan dua perintah konsekuensial, untuk perintah pertama adalah bahwa Penggugat harus membayar biaya-biaya Para Tergugat *Commercial Case* No. 43 tahun 2019, dan untuk perintah kedua adalah masing-masing pihak menanggung biaya perkara *Miscellaneous Commercial Application* No. 85 of 2019 yang timbul dalam Gugatan.

Tagihan biaya dalam *Commercial Case* No. 43 tahun 2019 diajukan pada 8 April 2021, dalam waktu yang ditentukan. Jumlah yang dituntut dalam tagihan biaya adalah Tanzanian Shillings 323.427.159,00 (setara dengan US$140.620,50) merupakan biaya dan pengeluaran yang dibebankan kepada Penggugat.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(b) Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 (continued)

The basis for the dismissal was that the court agreed with the Defendants submission that the basis of petition was founded on the Consultancy Agreements entered into between the Plaintiff and the Defendants and its Termination Agreement. The Court further agreed with the Defendants submission that, under the Law of Limitation Act, a suit based on contract must be instituted within no more than six years since the cause of action arose. In this case, the cause of action arose upon the termination of the Consultancy Agreements through the Termination Agreement.

Based on the Ruling, two consequential orders were made, whereas the first order was that the Plaintiff shall pay the Defendants' costs of the petition Commercial Case No. 43 of 2019, and the second order was that each party shall bear its costs of the Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 arising in the suit.

Bill of costs in Commercial Case No. 43 of 2019 was filed on April 8, 2021, within the prescribed time. The amount claimed in the bill of costs is Tanzanian Shillings 323,427,159.00 (equivalent to US$140,620.50) being fees and disbursements charged to the Plaintiff.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(b) Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 dan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 (lanjutan)

Tagihan biaya diajukan kepada Penggugat berdasarkan Perkara Perpajakan No. 16 Tahun 2021. Ketika perkara tersebut disidangkan, Penggugat memberi tahu *taxing master* bahwa Penggugat telah mengajukan keberatan pendahuluan terhadap tagihan biaya, yang mana permintaannya dikabulkan.

Grup diminta oleh pengadilan untuk mengajukan kembali permohonan tagihan biaya dengan menggunakan format penomoran tanggal terbaru berdasarkan Perkara Perpajakan No. 61 Tahun 2022, dan sidang akan dilaksanakan pada 12 Agustus 2022.

Jumlah yang diberikan oleh *Taxing Master* dibacakan dalam putusan. Alasan keputusan akan dimuat dalam putusan itu sendiri dan Grup akan menindaklanjuti dengan pengadilan untuk salinan putusan. Grup akan meninjau keputusan untuk menentukan langkah selanjutnya dalam perkara ini.

Pada tanggal 12 April 2021, Penggugat telah menyerahkan Pemberitahuan Banding, dengan nomor *Civil Appeal* No. 119 tahun 2021. Peraturan Pengadilan Banding menetapkan bahwa banding harus diikuti dengan *Memorandum of Appeal*, dalam waktu enam puluh (60) hari sejak tanggal saat pemberitahuan itu diajukan.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(b) Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 (continued)

The bill of costs was served on the Plaintiff under Taxation Cause No. 16 of 2021. When the matter was called up, the Plaintiff informed the taxing master that he had raised a preliminary objection to the bill of costs, which request was granted.

Group have been requested by the court to re-submit the bill of costs application using the latest dates numbering format under the Taxation Cause No. 61 of 2022, and the hearing will be on August 12, 2022.

The amount awarded by the Taxing Master were read out in the ruling. The reasons for the decision will be contained in the ruling itself and Group are following up with the court for a copy of the ruling. Group will review the ruling on the next steps in the matter.

On April 12, 2021, the Plaintiff has submitted Notice of Appeal, being Civil Appeal No. 119 of 2021. The Rules of Court of Appeal provide that an appeal shall be followed by a Memorandum of Appeal, within sixty (60) days of the date when the notice was lodged.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(b) Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 dan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 (lanjutan)

Pada tanggal 24 April 2021, Grup telah diberi tahu oleh pengacara eksternalnya bahwa Penggugat telah menyerahkan *Memorandum of Appeal* dan pada tanggal 14 Juni 2021, Grup telah diberikan dokumen pendukung banding dari Penggugat. Grup telah memberikan tanggapan atas banding tersebut.

Sebagai tanggapan, Grup telah mengajukan Tanggapan dan Jawaban Tertulis pada tanggal 14 Juli 2021. Semua pihak dalam banding telah mengajukan pengajuan tertulis mereka untuk mendukung atau menentang banding tersebut, sebagaimana disyaratkan oleh Peraturan Pengadilan Tinggi.

Pengadilan Tinggi telah menentukan jadwal sidang pada 22 Oktober 2021, dan apabila pengadilan menolak banding maka proses litigasi akan berakhir. Namun apabila banding dikabulkan, Pengadilan akan mengembalikan kasus tersebut ke Pengadilan Tinggi.

Berdasarkan sidang yang dilaksanakan pada tanggal 22 Oktober 2021, Pengadilan Tinggi telah menguatkan putusan-putusan sebelumnya yaitu putusan Pengadilan Tinggi, Divisi Komersial, dan menolak banding dan menghukum Penggugat, yang dalam proses banding ini bertindak sebagai Pemohon, untuk membayar biaya-biaya Termohon dalam proses banding.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(b) Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 (continued)

On April 24, 2021, the Group has been informed by its external lawyer that the Plaintiff has submitted Memorandum of Appeal and on June 14, 2021, the Group has been served with the Plaintiff's submission in support of his appeal. The Group has responded to the appeal.

In response, the Group has submitted its Written Reply Submission on July 14, 2021. All the parties to the appeal have filed their written submissions in support or opposition to the appeal, as required by the High Court of Rules.

The High Court have fixed the date for the hearing on October 22, 2021, and should the court dismissed the appeal, it will bring the litigation to an end. If the appeal is allowed, the Court would remit the case back to the High Court.

Based on the hearing held on October 22, 2021, the High Court has upheld the previous judgements of the High Court, Commercial Division, and dismissed the appeal and condemned the Plaintiff, which in this appeal process act as the Appellant, to pay the costs of the Respondents in the appeal proceedings.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(b) Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 dan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 (lanjutan)

Berdasarkan hukum Tanzania, Penggugat tidak dapat mengajukan banding atas keputusan Pengadilan Tinggi, namun, Penggugat dapat menangguhkan kuasa Pengadilan dan mengajukan peninjauan kembali ke Pengadilan atas keputusannya dalam waktu selambatnya 60 (enam puluh) hari sejak tanggal putusan.

Pada tanggal 21 Desember 2021 para Tergugat belum juga diberikan dengan salinan permohonan yang diajukan oleh Penggugat. Sementara itu, setelah 14 (empat belas) hari sampai dengan tanggal 3 Januari 2022, Pengadilan Tinggi telah menegaskan bahwa tidak ada permohonan yang diajukan oleh Penggugat sehingga menolak Banding No.119 Tahun 2021.

Pada tanggal 3 Januari 2022, Pengadilan Tinggi telah menegaskan bahwa Penggugat tidak mengajukan peninjauan kembali dan oleh karena itu putusan Pengadilan Tinggi yang menolak Banding Penggugat No.119 Tahun 2021 dianggap final.

Adapun biaya Banding Perdata No. 119 Tahun 2021 dikenakan pajak, Grup mengajukan tagihan biaya berdasarkan Perkara Perpajakan No. 57 Tahun 2021 di Pengadilan Banding, dan dengan putusan lisan pada tanggal 26 Juli 2022, *Taxing Master* menetapkan biaya sebesar Shilling Tanzania 7.210.000,00 (setara dengan US$3.000,00).

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(b) Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 (continued)

Under Tanzanian law, the Plaintiff cannot appeal against the decision of the High Court, however, the Plaintiff could invoke the Court's power of review and apply to the Court to review its decision not more than 60 (sixty) days as of the date of judgement.

On December 21, 2021 the Defendants have not yet been served with copy of any application filed by the Plaintiff. At the same time, after 14 (fourteen) days up to January 3, 2022, the High Court has confirmed there is no application has been filed by the Plaintiff and therefore dismissing Appeal No.119 of 2021.

On January 3, 2022, the High Court has confirmed that no application has been filed by the Plaintiff for a review and therefore the decision of the High Court in dismissing Appeal of the Plaintiff No.119 of 2021 is considered final.

As for the costs of Civil Appeal No. 119 of 2021 were subject to taxation, the Group lodged a bill of costs under Taxation Cause No.57 of 2021 in the Court of Appeal, and by the verbal ruling on July 26, 2022, the Taxing Master allowed costs in the amount of Shilling Tanzania *7,210,000.00 (equivalent to US$3,000.00).*

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ii. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

(b) Perkara Komersial No. 43 Tahun 2019 dan Perkara Komersial Lain-Lain Aplikasi No. 85 Tahun 2019 (lanjutan)

Grup berpendapat bahwa gugatan tersebut tidak memiliki dasar hukum yang kuat, sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

iii. Gugatan Hukum dari PT Hago Igur Energy

Pada 11 Desember 2018, PT Hago Igur Energy sebagai Penggugat melalui kuasa hukumnya mengajukan gugatan di Pengadilan Negeri Jakarta Selatan terhadap Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited, Ophir Energy Indonesia (Kofiau) 1 Limited, Ophir Energy Indonesia (Halmahera-Kofiau) 1 Limited, Ophir Energy Ltd. (secara bersamaan disebut "Grup") dan Niko (Neco) Ltd. sebagai Tergugat dan Armada Geoventures Pte. Ltd., Geodata Ventures Pte. Ltd., Pusat Data dan Teknologi Informasi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Pusdatin) dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral sebagai turut-tergugat. Adapun gugatan yang diajukan adalah sebagai berikut:

a. Perbuatan Melawan Hukum atas penggunaan data seismik 3D di Kofiau (2.248 km²), Halmahera-Kofiau (1.912 km²), dan West Papua IV (2.415 km²) sejak 3 Maret 2012;
b. Grup untuk membayar biaya lisensi data dengan total AS$9.862.500, dan
c. Kerugian immaterial Rp100 miliar dan menetapkan sita jaminan aset Grup di Gedung Bursa Efek Indonesia lantai 15 #15-02 Tower II. Jl. Jendral Sudirman Kav. 52-53 Jakarta Selatan 12190 (sebelumnya kantor Ophir).

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ii. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

(b) Commercial Case No. 43 of 2019 and Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019 (continued)

The Group is in the opinion that such lawsuit does not have strong legal basis, thus no provision recognized for this lawsuit in its consolidated financial statements.

iii. Lawsuit from PT Hago Igur Energy

On December 11, 2018, PT Hago Igur Energy as the Plaintiff filed a suit in the South Jakarta District Court against Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited, Ophir Energy Indonesia (Kofiau) 1 Limited, Ophir Energy Indonesia (Halmahera-Kofiau) 1 Limited, Ophir Energy Ltd. (collectively referred to as "Group") and Niko (Neco) Ltd. as the Defendants and Armada Geoventures Pte. Ltd., Geodata Ventures Pte. Ltd., Pusat Data dan Teknologi Informasi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Pusdatin) dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral as the Co-defendant. Below is the claim:

a. The Tort of the 3D seismic data usage in Kofiau (2,248 km²), Halmahera-Kofiau (1,912 km²), and West Papua IV (2,415 km²) since March 3, 2012;
b. Group to pay the data license fee in the amount of US$9,862,500, and
c. Immaterial loss in the amount of Rp100 billion and determine Group's asset at Indonesia Stock Exchange Building 15th floor #15-02 Tower II Jl. Jendral Sudirman Kav. 52-53 Jakarta Selatan 12190 (Ophir's ex-office) as the security seizure.

a. Litigasi (lanjutan)

iii. Gugatan Hukum dari PT Hago Igur Energy (lanjutan)

Pada tanggal 8 Maret 2021, Majelis Hakim telah memberikan putusan perkara yang pada intinya menyatakan gugatan Penggugat tidak dapat diterima sebagai berikut:

1. Dalam Gugatan:
   a. Dalam pengecualian: menolak eksepsi Tergugat I, Tergugat II, Tergugat IV, Turut-tergugat III, dan Turut-tergugat IV;

   b. Dalam pokok perkara: menyatakan gugatan Penggugat tidak dapat diterima.

2. Gugatan Balik:
   a. Dalam pengecualian: menolak Tergugat dalam Gugatan Balik (pengecualian Hago Igur);
   b. Dalam pokok perkara: menolak gugatan Penggugat dalam Gugatan Balik (PUSDATIN).

Penggugat telah mengajukan banding yang sampai saat ini hanya menerima informasi tersebut secara lisan dari panitera pengadilan. Namun, berdasarkan keterangan yang diberikan dalam laman Pengadilan Negeri Jakarta Selatan berkas perkara banding dikirim oleh Pengadilan Negeri Jakarta Selatan ke Pengadilan Tinggi DKI Jakarta pada tanggal 28 Februari 2023

Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Grup masih menunggu Pengadilan Negeri Jakarta Selatan untuk menyerahkan berkas perkara ke Pengadilan Tinggi dengan atau tanpa memori banding.

Grup menyatakan bahwa klaim tersebut tidak memiliki dasar hukum sehingga, tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut pada laporan keuangan konsolidasian.

a. Litigations (continued)

iii. Lawsuit from PT Hago Igur Energy (continued)

On March 8, 2021, the Panel of Judges has rendered a case decision which in essence declare the Plaintiff's lawsuit to be inadmissible as follows:

1. In claim:
   a. In exception: rejects the exception from the Defendant I, Defendant II, Defendant IV, Co-Defendant III, and Co-Defendant IV;
   b. In merits case: declare the Plaintiff's lawsuit to be inadmissible.

2. In counterclaim:
   a. In exception: rejects the Defendant in Counterclaim (Hago Igur)'s exception;
   b. In merits case: rejects the Plaintiff in Counterclaim (PUSDATIN)'s lawsuit.

The Plaintiff has submitted appeal which to date only received such information verbally from the court registrar. However, based on the information provided in the South Jakarta District Court's website the case dossier of appeal was sent by the South Jakarta District Court to the DKI Jakarta High Court on February 28, 2023.

As of the completion date of the consolidated financial statements, the Group is still waiting for the South Jakarta District Court to hand over the case dossier to the High Court with or without a memorandum of appeal.

The Group states that such claim has no legal basis therefore, no provision has been made for this lawsuit in the consolidated financial statements.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

iv. Perkara Perdata No.30/PDT.G/2021/PN.LWK antara Raflis Aminula Ali melawan JOB Pertamina-Medco E&P Tomori Sulawesi ("JOB Tomori")

Pada 29 Juni 2020, Raflis Aminula Ali melalui kuasa hukumnya ("Penggugat") telah menyampaikan surat peringatan kepada JOB Tomori terkait genangan air yang melanda tanaman yang berada di atas lahan Penggugat seluas ± 8.365 m2 ("Tanah") ketika musim hujan terjadi, yang berasal dari saluran pembuangan air milik JOB Tomori.

Namun pada 12 April 2021, Penggugat tetap mendaftarkan gugatan perbuatan melawan hukum kepada Pengadilan Negeri Luwuk dengan dalil sebagai berikut:

a. Pembuatan saluran pembuangan milik JOB Tomori dibangun di atas Tanah dan tidak pernah ada persetujuan/konfirmasi terlebih dahulu dari Penggugat;
b. Saluran pembuangan tersebut menyebabkan pencemaran lingkungan;
c. Genangan air pada Tanah menyebabkan sebagian besar tanaman produktif (seperti coklat, kelapa, mangga, alpukat, pisang, dsb) yang berada pada Tanah tersebut gugur/rusak.

Atas hal tersebut, Penggugat menuntut:

a. Ganti rugi atas kerugian material (akibat gagal panen) dengan total sebesar Rp800.000.000 (delapan ratus juta Rupiah);
b. Ganti rugi atas kerugian material biaya perkara sebesar Rp100.000.000 (seratus juta Rupiah);
c. Ganti rugi atas kerugian imaterial karena tanaman yang mati sebesar Rp450.000.000 (empat ratus lima puluh juta Rupiah);
d. Uang Paksa (*Dwangsom*) sebesar Rp3.000.000 (tiga juta Rupiah) per hari.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

iv. Civil Case No.30/PDT.G/2021/PN.LWK, between Raflis Aminula Ali against JOB Pertamina-Medco E&P Tomori Sulawesi ("JOB Tomori")

On June 29, 2020, Raflis Aminula Ali through his attorney ("Plaintiff") has submitted a warning letter to JOB Tomori regarding the puddle that hit the plants on the Plaintiff's land area of ± 8,365 m2 ("Land") during the rainy season occurred, which came from a drainage of JOB Tomori.

However, on April 12, 2021, the Plaintiff continued to register the lawsuit on the basis of against the law in Luwuk District Court with the following arguments:

a. The drainage construction of JOB Tomori was built on the Land and there was never any prior approval/confirmation from the Plaintiff;
b. The drainage causes environmental pollution;
c. Stagnant water in the soil causes most of the productive plants (such as cocoa, coconut, mango, avocado, banana, etc.) in the soil are damage.

On this matter, the Plaintiff claim:

a. Compensation for material losses (due to crop damage) of Rp800,000,000 (eight hundred million Rupiah);
b. Compensation for material losses in the amount of Rp100,000,000 (one hundred million Rupiah);
c. Compensation for immaterial losses due to damage crops in amount of Rp450,000,000 (four hundred and fifty million Rupiah);
d. Penalty (Dwangsom) of Rp3,000,000 (three million Rupiah) per day.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

iv. Perkara Perdata No.30/PDT.G/2021/PN.LWK, antara Raflis Aminula Ali melawan JOB Pertamina-Medco E&P Tomori Sulawesi ("JOB Tomori") (lanjutan)

Sidang putusan dilaksanakan pada tanggal 2 Maret 2022. Majelis Hakim menyatakan JOB Tomori tidak melakukan pencemaran lingkungan melainkan perusakan tanah milik Penggugat, dan menghukum JOB Tomori untuk membayar sebesar Rp90.000.000 (sembilan puluh juta rupiah) dari jumlah tuntutan Penggugat semula sebesar Rp1.300.000.000 (satu miliar tiga ratus juta rupiah).

JOB Tomori telah mengajukan permohonan banding pada tanggal 15 Maret 2022 dan mendaftarkan memori banding pada 20 Mei 2022. Penggugat telah mendaftarkan kontra memori banding pada 1 Juni 2022.

Pada tanggal 2 Agustus 2022 kami memperoleh informasi dari situs Mahkamah Agung bahwa Pengadilan Tinggi Palu telah mengeluarkan putusan kasus ini yang menguatkan putusan Pengadilan Negeri Luwuk sebelumnya. Lebih lanjut, Pengadilan Tinggi Palu menambahkan hukuman berupa uang paksa (*dwangsom*) Rp334.000 per hari sejak putusan menjadi final dan mengikat sampai JOB Tomori mengeksekusi putusan.

JOB Tomori telah mengajukan memori kasasi pada tanggal 3 Oktober 2022 atas Pengadilan Tinggi Palu.

Grup menyatakan bahwa klaim tersebut tidak memiliki dasar hukum sehingga, tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut pada laporan keuangan konsolidasian.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

iv. Civil Case No.30/PDT.G/2021/PN.LWK, between Raflis Aminula Ali against JOB Pertamina-Medco E&P Tomori Sulawesi ("JOB Tomori") (continued)

Verdict hearing concluded on March 2, 2022. Judges stated that JOB Tomori did not conduct an environmental pollution but destruction of land owned by the Plaintiff, and punish JOB Tomori to pay Rp90,000,000 (ninety million rupiah) out of the total claim amount from the Plaintiff originally claim is Rp1,300,000,000 (one billion and three hundred million rupiah).

JOB Tomori have submitted application of appeal on March 15, 2022 and submitted memorandum of appeal on May 20, 2022. Plaintiff have submit contra memorandum on June 1, 2022.

On August 2, 2022 we have information from Supreme Court website that Palu High Court have issued the verdict of this case which affirming the previous ruling of Luwuk District Court. Even more, Palu High Court added punishment in the form of dwangsom Rp334,000 per day as of the verdict become final and binding until JOB Tomori execute the verdict.

JOB Tomori has submitted memorandum of cassation on October 3, 2022 against Palu High Court verdict.

The Group is of the opinion that such lawsuit does not have strong legal basis, therefore, no provision was recognized for this lawsuit in its consolidated financial statements.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

v. Gugatan Hukum terhadap PT Pelayanan Listrik Nasional Batam

Pada tanggal 27 Agustus 2020, PT Energi Listrik Batam ("ELB") (Penggugat) mengajukan gugatan kepada PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (Tergugat) di Badan Arbitrase Nasional Indonesia (BANI). Sidang pertama dilaksanakan pada tanggal 7 Desember 2020 dengan hasil yang harus diputuskan dalam waktu 180 hari sejak sidang pertama. Gugatan ini diajukan menyangkut pembayaran kompensasi sebesar Rp160.243.870.018 untuk dugaan pelanggaran kontrak oleh Tergugat. Selain itu, Penggugat juga mengajukan klaim bunga sebesar Rp7.958.722.139 atas keterlambatan pembayaran oleh Tergugat.

Pada tanggal 13 Agustus 2021, BANI telah menyelesaikan pemeriksaan dan memutus perkara dengan menjatuhkan Putusan untuk menerima sebagian tuntutan Penggugat dengan menghukum Tergugat untuk membayar ganti rugi dan mengembalikan biaya administrasi, pemeriksaan dan arbiter kepada Penggugat.

Pada tanggal 10 September 2021, BANI telah mendaftarkan salinan otentik putusan BANI tanggal 13 Agustus 2021 tersebut di Pengadilan Negeri Batam.

Pengadilan Negeri Batam telah menerbitkan keputusan untuk menolak putusan BANI pada tanggal 13 Januari 2022. Pada tanggal 27 Januari 2022 dan 3 Februari 2022, BANI dan ELB menyampaikan nota banding atas putusan Pengadilan Negeri Batam ke Mahkamah Agung.

Pada tanggal 5 Juli 2022, Majelis Hakim Mahkamah Agung telah memutuskan untuk menolak pembatalan putusan arbitrase BANI oleh Pengadilan Negeri Batam dan menguatkan amar putusan arbitrase BANI untuk pihak ELB.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

v. Lawsuit to PT Pelayanan Listrik Nasional Batam

On August 27, 2020, PT Energi Listrik Batam ("ELB") (Plaintiff) filed a lawsuit against PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (Defendant) at the Indonesia National Board of Arbitration (BANI). The first hearing was held on December 7, 2020 with the result shall be decided within 180 days after the first hearing. The claim was filed for a compensation payment of Rp160,243,870,018 for an alleged breach of contract by Defendant. In addition, Plaintiff also claimed interest of Rp7,958,722,139 for the delay of payment by Defendant.

On August 13, 2021, BANI completed the examination and decided the case by imposing a Decision to accept part of the Plaintiff's demand by punishing the Defendant to pay compensation and indemnify the administrative, examination and arbitration fees to the Plaintiff.

On September 10, 2021, BANI has registered an authentic copy of BANI decision dated August 13, 2021 to the Batam District Court.

Batam District Court has issued decision to reject BANI result on January 13, 2022. On January 27, 2022 and February 3, 2022, BANI and ELB submitted a deed of appeal on the Batam District Court decision to the Supreme Court.

On July 5, 2022, the Supreme Court rejected the annulment of the BANI arbitration decision by the Batam District Court and upheld the BANI arbitration decision in ELB favour.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

v. Gugatan Hukum terhadap PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (lanjutan)

Pada tanggal 6 Maret 2023, Para Pihak menandatangani perjanjian penyelesaian dan pelaksanaan Putusan MA dengan kesepakatan penyelesaian dengan cara ELB akan menerbitkan tagihan sebesar Rp77.389.399.990 sebagai pelaksanaan ganti rugi dan Rp1.225.882.900 sebagai porsi kewajiban administrasi. PLNB akan melakukan pembayaran atas tagihan tersebut pada akhir bulan Maret 2023.

Manajemen tidak menganggap Keputusan Mahkamah Agung sebagai kejadian setelah tanggal neraca yang memerlukan penyesuaian pada laporan keuangan Perseroan untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2022. Oleh karena itu, tidak terdapat aset kontinjensi yang tercatat pada laporan keuangan konsolidasian pada tanggal 31 Desember 2022.

vi. Klaim Arbitrase terhadap Heritage Tanzania Kisangire Limited (“HTKL”) dan Heritage Oil Limited (“HOL”)

Dominion Oil & Gas Limited (“Dominion”) (entitas anak yang dimiliki secara tidak langsung oleh Perusahaan yang terdaftar di Tanzania) sebagai Pemohon memulai proses arbitrase internasional terhadap HTKL sebagai Termohon I dan HOL sebagai Termohon II (HTKL dan HOL selanjutnya disebut Para Termohon) di bawah Arbitrase ICC Perkara No. 22480/TO pada 16 Desember 2016.

Dominion menegaskan bahwa Termohon I melanggar klausul ganti rugi berdasarkan Kisangire Farm-In Agreement (FIA) dan perjanjian lisan berikutnya berdasarkan FIA. Dominion berpendapat bahwa Termohon I wajib mengganti kerugian yang dideritanya akibat kegagalannya dalam memenuhi kewajiban kontraktual sebesar AS$9.418.500 sebagai *Primary Claim* dan alternatifnya sebesar AS$12.000.000 sebagai *Secondary Claim*.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

v. Lawsuit to PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (continued)

On March 6, 2023, the parties signed the agreement and implementation of the Supreme Court's decision with an agreement of the settlement by ELB would issue a bill of Rp77,389,399,990 as a compensation and Rp1,225,882,900 as a portion of administrative obligations. PLNB will pay the issued bill on the end of March 2023.

Management did not account such Supreme Court decision as an adjusting event after the balance sheet date in the Company's financial statements for the period ended December 31, 2022. Therefore, no contingent assets are accounted in the consolidated financial statements as of December 31, 2022.

vi. Arbitration Claim to Heritage Tanzania Kisangire Limited (“HTKL”) and Heritage Oil Limited (“HOL”)

Dominion Oil & Gas Limited (“Dominion”) (a Tanzanian-registered wholly-owned indirect subsidiary of the Company) as the Claimant initiated an international arbitration proceeding against HTKL as the Respondent I and HOL as the Respondent II (HTKL and HOL as the Respondents) under ICC Arbitration under Case No. 22480/TO on December 16, 2016.

Dominion asserted that the First Respondent breached the indemnity clause under the Kisangire Farm-In Agreement (FIA) and subsequent oral agreements under the FIA. Dominion argued that the First Respondent were obliged to indemnify it for the losses it suffered as a result of its failure to fulfill their contractual obligation in amount of US$9,418,500 as Primary Claim and alternatively US$12,000,000 as Secondary Claim.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

vi. Klaim Arbitrase terhadap Heritage Tanzania Kisangire Limited ("HTKL") dan Heritage Oil Limited ("HOL") (lanjutan)

Pada 13 Mei 2019, *Tribunal* mengeluarkan Putusan Finalnya yang menyatakan (i) bahwa klaim Penggugat terhadap Termohon I gagal dan ditolak, (ii) bahwa klaim Penggugat terhadap Termohon II gagal karena kurangnya yurisdiksi dan (iii) memerintahkan Dominion untuk membayar kepada Para Termohon untuk biaya hukum dan uang muka mereka untuk biaya arbitrase (sesuai yang telah dibayarkan sebelumnya kepada ICC).

Pada tanggal 15 Agustus 2019, Ophir Energy Limited untuk dan atas nama Dominion melakukan pembayaran ke Para Termohon melalui HOL sesuai dengan *Letter of Undertaking* yang diterbitkannya untuk kasus ini.

Pada tanggal 20 Januari 2020, ICC menginformasikan kepada para pihak bahwa atas permintaan Para Termohon, ICC telah mengirimkan salinan asli dari Putusan Akhir ke Pengadilan Tinggi Tanzania untuk proses lebih lanjut. Sampai tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, tidak terdapat perkembangan lebih lanjut atas kasus tersebut.

Grup berpendapat bahwa keputusan akhir dari klaim ini tidak akan berdampak signifikan pada laporan keuangan konsolidasiannya.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

vi. Arbitration Claim to Heritage Tanzania Kisangire Limited ("HTKL") and Heritage Oil Limited ("HOL") (continued)

On May 13, 2019, the Tribunal issued its Final Award which stated (i) that the Claimant's claim against the First Respondent fail and are dismissed, (ii) that the Claimant's claim against the Second Respondent fail for lack of jurisdiction and (iii) it ordered Dominion to pay to the Respondents for their legal costs and their advance for the costs of the arbitration (as paid previously to the ICC).

On August 15, 2019, Ophir Energy Limited on behalf of Dominion made payment to the Respondents through HOL in accordance with its Letter of Undertaking issued for this case.

On January 20, 2020, the ICC informed the parties that, at the request of the Respondents, it had transferred an original copy of the Final Award to the High Court of Tanzania for further proceedings. Up to the completion date of the consolidated financial statements, there is no further development on the case.

The Group is of the opinion that the final decision of this claim will not have a significant impact on its consolidated financial statements.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

vii. Gugatan Hukum Juwairiyah binti Umar Husin selaku Penggugat terhadap PT Medco E&P Indonesia ("MEPI") sebagai Tergugat-1 dan PT Medco Energi Internasional Tbk. ("MEI") sebagai Turut Tergugat-1

Pada tanggal 28 Maret 2022, Juwairiyah binti Umar Husin ("Penggugat") telah mengajukan gugatan berdasarkan perbuatan melawan hukum terhadap MEPI selaku Tergugat-1, PT Gembala Sriwijaya selaku Tergugat-2, MEI selaku Turut Tergugat-1, Bupati Ogan Ilir selaku Turut Tergugat-2, Kantor Badan Pertanahan Kabupaten Ogan Ilir selaku Turut Tergugat-3, Maria Mawahddah selaku Turut Tergugat-4, Muaddab Mirost selaku Turut Tergugat-5, Nail Fatahillah selaku Turut Tergugat-6, M. Faizal selaku Turut Tergugat-7, terdaftar di Pengadilan Negeri Kayuagung dengan Nomor Perkara 19/Pdt.G/2022/PN.Kag.

Penggugat meminta ganti rugi materiil sebesar Rp2.250.000.000 (dua miliar dua ratus lima puluh juta rupiah) untuk pembebasan tanah seluas 7.500m2 (lebar 15m x panjang 500m) dan kerugian imateriil sebesar Rp750.000.000 (tujuh ratus lima puluh juta rupiah).

Pada tanggal 23 Februari 2023, Pengadilan Negeri Kayuagung telah menjatuhkan putusan yang menyatakan gugatan Penggugat tidak dapat diterima. Dalam pertimbangan hukumnya, Majelis Hakim Perkara tersebut telah mempertimbangkan eksepsi dari Perusahaan sebagai dasar putusan.

Sesuai dengan hukum acara yang berlaku, Penggugat telah mengajukan banding pada tanggal 15 Maret 2023 dan oleh karena itu sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Perkara ini sedang dalam proses banding di Pengadilan Tinggi Palembang.

Grup berpendapat bahwa Penggugat tidak mempunyai dasar hukum yang kuat.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

vii. Lawsuit from Juwairiyah binti Umar Husin as the Plaintiff against PT Medco E & P Indonesia ("MEPI") as the Defendant-1 and PT Medco Energi Internasional Tbk. ("MEI") as the Co-Defendant-1

On March 28, 2022, Juwairiyah binti Umar Husin ("Plaintiff") has filed a lawsuit based on unlawful act against MEPI as the Defendant-1, PT Gembala Sriwijaya as the Defendant-2, MEI as the Co-Defendant-1, Bupati Ogan Ilir as the Co-Defendant-2, Kantor Badan Pertanahan Kabupaten Ogan Ilir as the Co-Defendant-3, Maria Mawahddah as the Co-Defendant-4, Muaddab Mirost as the Co-Defendant-5, Nail Fatahillah as the Co-Defendant-6, M. Faizal as the Co-Defendant-7, registered at Kayuagung District Court under Case Number 19/Pdt.G/2022/PN.Kag.

The Plaintiff asked for material damage of Rp2,250,000,000 (two billion and two hundred fifty million rupiah) for land acquisition in the area of 7,500m2 (width 15m x length 500m) and immaterial damage of Rp750,000,000 (seven hundred and fifty million rupiah).

On February 23, 2023, Kayuagung District Court has rendered the verdict which stated that Plaintiff's claim is inadmissible. On its legal considerations, the Panel of Judges of the Case has considered the exception from the Company as the basis of the verdict.

In accordance with the procedural law, the Plaintiff has submit for an appeal on March 15, 2023 and therefore as of the completion date of the consolidated financial statements, the Case is on the appeal process in Palembang High Court.

The Group is of the opinion that the Plaintiff have no strong legal basis.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

viii. Medco International Ventures Limited (“MIVL”) dan National Oil Corporation (“NOC”) pada International Court of Arbitration of the International Chamber of Commerce (“ICC”)

Pada tanggal 15 Maret 2022 MIVL mengajukan arbitrase melalui ICC terhadap National Oil Company of Libya (“NOC”) untuk mempertahankan hak-hak kontraktualnya berdasarkan *Exploration and Production Sharing Agreement* (“EPSA”) dan untuk melindungi hak-hak MIVL untuk mendapatkan keuntungan dari investasinya di Area 47, di Libya.

Keputusan untuk melakukan arbitrase diambil sebagai tanggapan atas upaya NOC untuk menghindari kewajibannya berdasarkan EPSA dan upaya selanjutnya untuk mencegah MIVL berpartisipasi penuh dalam pengembangan dan eksploitasi Area 47 bahkan, sebaliknya, berusaha mengembangkan Area 47 untuk keuntungan pribadi NOC.

MIVL meminta penegasan dalam bentuk perintah yang mengharuskan NOC untuk mematuhi kewajibannya berdasarkan EPSA dan, sebagai alternatif, ganti rugi atas semua kerugian yang diderita oleh MIVL karena pelanggaran NOC terhadap EPSA. Kerugian-kerugian dimaksud belum sepenuhnya diperhitungkan.

Manajemen berkeyakinan bahwa MIVL memiliki dasar faktual dan posisi hukum yang kuat untuk mengajukan arbitrase ini.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

viii. Medco International Ventures Limited (“MIVL”) against National Oil Corporation (“NOC”) at International Court of Arbitration of the International Chamber of Commerce (“ICC”)

On 15 March 2022, MIVL commenced an ICC arbitration against the National Oil Company of Libya (the “NOC”) to enforce its contractual rights under an Exploration and Production Sharing Agreement (“EPSA”) and to protect MIVL’s right to benefit from its investment in Area 47, in Libya.

The decision to arbitrate was taken in response to the NOC’s attempts to circumvent its obligations under the EPSA and its further attempt to prevent MIVL from fully participating in the development and exploitation of Area 47 by, instead, seeking to develop Area 47 for the NOC’s sole benefit.

MIVL seeks relief in the form of an order requiring the NOC to comply with its obligations under the EPSA and, in the alternative, damages for all losses that MIVL incurs because of NOC’s breaches of the EPSA. Those damages have yet to be fully quantified.

Management believes that MIVL has strong factual and legal grounds for contesting this arbitration.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ix. Gugatan Hukum Fatimah Binti Somad selaku Penggugat terhadap PT Medco E & P Indonesia ("MEPI") dan Para Tergugat lainnya

Pada tanggal 24 Oktober 2022, Fatimah Binti Somad ("Penggugat") telah mengajukan gugatan berdasarkan perbuatan melawan hukum terhadap MEPI selaku Tergugat-1, Sutarno selaku Tergugat-2, Suyatman selaku Tergugat-3, Dulrahman selaku Tergugat-4, A Kadun bin Wijiutomo selaku Tergugat-5, Febrian bin Isdianto Yuwono selaku Tergugat-6, Fitri bin Bani selaku Tergugat-7, Agus Wiyoko selaku Turut Tergugat-1, Sahrianto selaku Turut Tergugat-2, Surkan selaku Turut Tergugat-3, Sahani selaku Turut Tergugat-4, terdaftar di Pengadilan Negeri Lubuklinggau dengan Nomor Perkara 42/Pdt.G/2022/PN.Llg.

Penggugat meminta tanah sengketa seluas 4Ha dikembalikan kepada Penggugat dan ganti rugi materiil sebesar Rp6.000.000.000 (enam miliar rupiah).

Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Perkara ini masih diperiksa oleh Pengadilan Negeri Lubuklinggau.

Grup berpendapat bahwa Penggugat tidak mempunyai dasar hukum yang kuat.

x. Pelanggaran Kontrak Kerja, Kasus Perdata – Black Case No. Lor 1499/2565, antara Chaturaporn Nisagornsen melawan Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited

Pada tanggal 25 Mei 2022, Chaturaporn Nisagornsen selaku Penggugat telah mengajukan gugatan terhadap Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited selaku Tergugat di Pengadilan Industrial Thailand

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ix. Lawsuit from Fatimah Binti Somad as the Plaintiff against PT Medco E & P Indonesia ("MEPI") and the other Defendants

On October 24, 2022, Fatimah Binti Somad ("Plaintiff") has filed a lawsuit based on unlawful act against MEPI as the Defendant-1, Sutarno as the Defendant-2, Suyatman as the Defendant-3, Dulrahman as the Defendant-4, A Kadun bin Wijiutomo as the Defendant-5, Febrian bin Isdianto Yuwono as the Defendant-6, Fitri bin Bani as the Defendant-7, Agus Wiyoko as the Co-Defendant-1, Sahrianto as the Co-Defendant-2, Surkan as the Co-Defendant-3, Sahani as the Co-Defendant-4, registered at Lubuklinggau District Court under Case Number 42/Pdt.G/2022/PN.Llg.

The Plaintiff filed a claim for land covering an area of 4Ha to be returned to the Plaintiff and material damage of Rp6,000,000,000 (six billion rupiah).

As of the completion date of the consolidated financial statements, the Case is still examine by the Lubuklinggau District Court.

The Group is of the opinion that the Plaintiff have no strong legal basis.

x. Breach of Employment Contract, Civil Case – Black Case No. Lor 1499/2565, between Chaturaporn Nisagornsen against Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited

On May 25, 2022, Chaturaporn Nisagornsen as the Plaintiff has file a lawsuit against Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited as the Defendant in Central Labour Court of Thailand.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

xi. Chaturaporn Nisagornsen selaku Penggugat terhadap Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited (lanjutan)

Penggugat mengklaim bahwa Tergugat melanggar perjanjian kerja dan syarat-syarat kerja terhadap Penggugat dimana Penggugat meminta pembayaran upah tambahan secara retroaktif dari Januari – April 2022 dan total klaim adalah THB 671.895.

Namun, jumlah di atas masih belum termasuk bunga berkelanjutan yang akan terus dibebankan hingga tanggal pembayaran yang sebenarnya.

Telah dilakukan mediasi di pengadilan pada tanggal 30 Agustus 2022 yang mana gagal mencapai kesepakatan antara Penggugat dan Tergugat.

Pengadilan telah menetapkan sidang pada 7 Juli 2023.

Grup menyatakan bahwa gugatan tersebut tidak memiliki dasar hukum dan proses persidangan baru akan dimulai sebagaimana telah ditetapkan, sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut pada laporan keuangan konsolidasian.

b. Klaim dari Audit oleh Pemerintah dan Mitra Operasi Bersama

Sehubungan dengan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, Pemerintah dan mitra operasi bersama secara periodik melakukan audit atas kegiatan Grup tersebut. Klaim yang timbul dari audit tersebut dapat disetujui oleh manajemen dan diakui di dalam pencatatan, atau tidak disetujui oleh manajemen.

50. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

xi. Lawsuit from Chaturaporn Nisagornsen as the Plaintiff against Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited (continued)

The Plaintiff claimed that the Defendant breached the employment agreement and the employment conditions against the Plaintiff of which the Plaintiff requested payment for extra wages retrospectively from January – April 2022 and the total claim is THB 671,895.

However, the above amount still excludes the ongoing interest that will continue charging until the actual payment date.

A mediation at court has been conducted on August 30, 2022 of which a settlement was failed between the Plaintiff and the Defendant.

The court has fixed the hearing on July 7, 2023.

The Group states that such lawsuit has no legal basis, and the hearing proceeding will begin as fixed, therefore no provision has been made for this lawsuit in the consolidated financial statements.

b. Government and Joint Operations Audit Claims

In relation with its oil and gas exploration and production activities, the Group is subject to periodic audits by governmental agencies and joint operations partners. Claims arising from these audits are either agreed by management and recorded in the accounting records or are disputed.

50. KONTINJENSI (lanjutan)

b. Klaim dari Audit oleh Pemerintah dan Mitra Operasi Bersama (lanjutan)

Resolusi atas klaim yang tidak disetujui dapat memerlukan waktu pembahasan yang lama hingga beberapa tahun. Pada tanggal 31 Desember 2022, temuan audit Pemerintah yang belum selesai terhadap klaim yang sebagian besar terkait dengan biaya yang tidak dapat di *cost recovery* dari tahun 2012 sampai dengan 2021. Manajemen meyakini bahwa Grup memiliki posisi kuat dalam menghadapi tuntutan, dan oleh karena itu, tidak terdapat provisi yang dicadangkan atas klaim yang ada.

c. Kewajiban kepada Pihak Penjamin

Medco Energi US LLC (MEUS) secara kontinjen berkewajiban kepada perusahaan asuransi penjamin dengan jumlah keseluruhan sebesar AS$3.000.000 pada tanggal 31 Desember 2022 terkait penerbitan obligasi atas nama MEUS kepada *The United States Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM). Obligasi tersebut merupakan jaminan pihak ketiga dari perusahaan asuransi penjamin bahwa MEUS akan beroperasi sesuai dengan aturan dan ketentuan yang diterapkan dan akan melakukan kewajiban *Plugging and Abandonment* seperti disebut dalam perjanjian jual beli dan perjanjian sewa guna usaha. Pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Sanare Energy Partners, LLC sebagai pembeli dari Blok Main Pass 64 dan 65 telah melakukan beberapa penggantian kewajiban MEUS atas obligasi tersebut kepada pihak penjamin dan telah diubah secara administratif di BOEM.

50. CONTINGENCIES (continued)

b. Government and Joint Operations Audit Claims (continued)

Resolution of disputed claims may require a lengthy negotiation process extending over a number of years. As of December 31, 2022, the outstanding Government audit findings, mainly relates to cost not eligible for cost recovery for the years 2012 until 2021. Management believes that the Group has strong position against these claims, and therefore, no provisions have been made for these claims.

c. Surety Obligations

Medco Energi US LLC (MEUS) is contingently liable to a surety insurance company in the aggregate amount of US$3,000,000 as of December 31, 2022 related to a bond issued on MEUS's behalf to The United States Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). The bond is a third party guarantee by the surety insurance company that MEUS will operate in accordance with applicable rules and regulations and perform certain Plugging and Abandonment obligations as specified by applicable purchase and sale and lease agreements. On the completion date of the consolidated financial statements, Sanare Energy Partners, LLC as the buyer of Blocks Main Pass 64 and 65 has replaced certain of MEUS's surety obligations and has been changed administratively in BOEM.

51. LIABILITAS PEMBONGKARAN ASET DAN RESTORASI AREA DAN PROVISI LAIN-LAIN

51. ASSET ABANDONMENT AND SITE RESTORATION OBLIGATIONS AND OTHER PROVISIONS

Mutasi liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area adalah sebagai berikut:

The movements in asset abandonment and site restoration obligations are presented below:

	2022	2021	
Indonesia			*Indonesia*
Saldo awal	164.707.800	167.574.613	*Beginning balance*
Akresi selama tahun berjalan	5.066.756	2.668.463	*Accretion during the year*
Penambahan selama tahun berjalan	14.599.093	-	*Addition during the year*
Akuisisi entitas anak	83.896.676	-	*Acquisition of subsidiary*
Penyesuaian	(37.849.900)	(5.535.276)	*Adjustment*
Saldo akhir	230.420.425	164.707.800	*Ending balance*
Rekening yang dicadangkan	(159.656.045)	(93.799.196)	*Escrow accounts*
Saldo akhir - neto	**70.764.380**	**70.908.604**	***Ending balance - net***
Internasional			*International*
Saldo awal	130.906.685	122.527.613	*Beginning balance*
Akresi selama tahun berjalan	2.972.943	2.803.905	*Accretion during the year*
Penyesuaian	(33.483.762)	5.575.167	*Adjustment*
Saldo akhir	100.395.866	130.906.685	*Ending balance*
Rekening yang dicadangkan	(49.196.352)	(52.575.224)	*Escrow accounts*
Saldo akhir - neto	**51.199.514**	**78.331.461**	***Ending balance - net***
Jumlah	**121.963.894**	**149.240.065**	***Total***

Manajemen berkeyakinan bahwa akumulasi penyisihan pada tanggal laporan posisi keuangan konsolidasian telah cukup untuk menutup semua liabilitas yang timbul dari kegiatan pembongkaran aset dan restorasi area di masa depan. Estimasi tersebut ditelaah setiap tahun dan disesuaikan bila diperlukan. Kisaran tingkat diskonto dan tingkat inflasi yang dipergunakan dalam perhitungan adalah sebagai berikut:

Management believes that the accumulated provisions as of the dates of the consolidated statements of financial position are sufficient to meet the environmental obligations resulting from future asset abandonment and site restoration. These estimates are reviewed on annual basis and adjusted if required. The range of discount rate and inflation rate used in the calculation are as follows:

	2022	2021	
Tingkat diskonto	3,01%-5,68%	0,85% - 2,46%	*Discount rates*
Tingkat inflasi	2,48%	2,15% - 2,16%	*Inflation rates*

Rekening yang dicadangkan dan dicantumkan di atas ditempatkan untuk mendanai liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area sehubungan dengan operasi minyak dan gas.

The escrow accounts as mentioned above placed are for the funding of asset abandonment and site restoration obligations relating to oil and gas operations.

52. TIMUR TENGAH DAN AFRIKA UTARA

Grup memiliki kontrak kerja sama operasi untuk eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Libya dan Yaman serta kontrak jasa minyak dan gas bumi di Oman.

52. MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA

The Group has oil and gas exploration and production joint operations contracts in Libya and Yemen and oil and gas service contract in Oman.

53. RISIKO OPERASIONAL

Operasi Grup di sektor minyak dan gas bumi terkait dengan bahaya dan risiko bawaan pada saat pengeboran, produksi, dan transportasi atas gas alam dan minyak seperti kebakaran, bencana alam, ledakan, menghadapi formasi dengan tekanan yang abnormal, semburan liar, amblas, pipa patah dan bocor yang dapat menyebabkan kehilangan hidrokarbon, polusi lingkungan, klaim atas cedera perorangan dan kerusakan lain atas aset tetap Grup. Sebagai tambahan, terdapat aktivitas minyak dan gas bumi tertentu Grup yang dilakukan di wilayah yang menghadapi gangguan cuaca tropis, yang dapat menyebabkan kerusakan yang substansial atas fasilitas dan menghambat produksi.

Sebagai perlindungan terhadap risiko operasional tersebut, Grup mempunyai perlindungan asuransi, namun tidak atas semua kerugian yang potensial. Perlindungan asuransi Grup untuk aktivitas eksplorasi dan produksi gas dan minyak bumi meliputi, tetapi tidak terbatas pada kerusakan sumur, semburan liar dan beberapa biaya tertentu untuk pengendalian polusi, kerusakan fisik aset tertentu, kewajiban terhadap karyawan, kewajiban umum yang komprehensif, asuransi kendaraan dan kompensasi pekerja.

53. OPERATIONAL RISKS

The Group's operations in the oil and gas sector are subject to hazards and inherent risks in drilling, production, and transportation of natural gas and oil, such as fires, natural disasters, explosions, encountering formations with abnormal pressures, blowouts, cratering, pipeline ruptures and spills, which can result in the loss of hydrocarbons, environmental pollution, personal injury claims and other damage to properties of the Group. Additionally, some of the Group's oil and natural gas operations are located in areas that are subject to tropical weather disturbances, some of which can be severe enough to cause substantial damage to facilities and possibly interrupt production.

As protection against operational risks, the Group maintains insurance coverage against some, but not all potential losses. The Group's insurance coverage for its oil and gas exploration and production activities include, but is not limited to, loss of wells, blowouts and certain costs of pollution control, physical damage to certain assets, employer's liability, comprehensive general liability, and automobile and workers compensation insurance.

54. TRANSAKSI NON-KAS / *54. NON-CASH TRANSACTIONS*

Transaksi non-kas terdiri dari: / *Non-cash transactions consist of:*

	2022	2021	
Penambahan pada aset konsesi	25.683.146	22.710.745	*Additions to concession financial asset*
Reklasifikasi dari aset eksplorasi dan evaluasi ke aset minyak dan gas bumi	5.554.387	11.238.437	*Reclassification from exploration and evaluation asset to oil and gas properties*
Beban pendanaan yang berasal dari akresi liabilitas restorasi area dan pembongkaran asset	8.039.699	5.472.368	*Financing charges from accretion in asset abandonment and site restoration obligations*
Penambahan aset hak guna melalui liabilitas sewa	95.793.932	35.480.268	*Additions of right of use asset involving lease liabilities*
Penambahan aset eksplorasi dan evaluasi karena reklasifikasi dari aset dimiliki untuk dijual	-	11.721.193	*Addition to exploration and evaluation asset due to reclassificationfrom assets held for sale*
Pengurangan aset minyak dan gas bumi karena reklasifikasi ke aset dimiliki untuk dijual	(58.229.534)	-	*Deduction to oil and gas properties due to reclassification to asset held for sale*
Pengurangan aset minyak dan gas melalui liabilitas pembongkaran aset	(37.065.340)	4.787.333	*Deduction of oil and gas properties involving asset abandonment and site restoration obligations*
Reklasifikasi dari aset eksplorasi dan evaluasi ke aset tetap	-	2.936.372	*Reclassification from exploration and evaluation asset to property, plant and equipment*
Pengurangan aset eksplorasi dan evaluasi akibat sumur kering	(483.489)	-	*Deduction of exploration and evaluation asset due to dryhole*
Pengurangan aset minyak dan gas bumi akibat penurunan nilai	(2.149.318)	-	*Deduction of oil and gas properties due to impairment*
Jumlah	**37.143.483**	**94.346.716**	***Total***

55. PERUBAHAN LIABILITAS KEUANGAN YANG TIMBUL DARI AKTIVITAS PENDANAAN

Tabel di bawah ini menyajikan perubahan liabilitas keuangan Grup yang timbul dari aktivitas pendanaan:

55. CHANGES IN FINANCIAL LIABILITIES ARISING FROM FINANCING ACTIVITIES

The following table sets out the changes of the Group's financial liabilities arising from financing activities:

	2022						
	1 Januari/ *January 1*	**Arus Kas Masuk/ *Cash Inflows***	**Arus Kas Keluar/ *Cash Outflows***	**Mutasi Valuta Asing/ *Foreign Exchange Movement***	**Lain-lain/ *Others*[1)]**	**31 Desember/ *December 31***	
Pinjaman bank jangka pendek	-	251.500.000	(216.500.000)	-	-	35.000.000	*Short-term bank loans*
Liabilitas derivatif - jangka pendek	8.490.102	-	(36.173.009)	-	44.664.645	16.981.738	*Derivative liabilities - current*
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun:							*Current maturities of long-term debt:*
- Pinjaman bank	194.127.151	454.039.271	(319.741.255)	(2.139.970)	(39.291.869)	286.993.328	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	46.088	-	(1.798.911)	(20.458)	5.142.526	3.369.245	*Loans from - non-bank financial institution*
- Obligasi rupiah	121.312.147	-	(119.126.334)	(2.655.149)	111.092.612	110.623.276	*Rupiah bonds –*
Liabilitas sewa	95.261.352	-	(121.482.295)	(184.331)	128.189.693	101.784.419	*Lease liabilities*
non-bank	46.088	-	(1.731.227)	(4.283)	5.058.667	3.369.245	*institution*
Liabilitas sewa	95.261.352	-	(121.643.702)	-	128.166.769	101.784.419	*Lease liabilities*
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam setahun:							*Long-term debt net of current maturities:*
- Pinjaman bank	231.466.519	336.237.395	-	6.969.686	(12.649.795)	562.023.805	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	1.280.187	-	-	(1.024.248)	16.199.909	16.455.848	*Loans from - non-bank financial institution*
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam setahun:							*Long-term debt net of current maturities:*
- Obligasi Rupiah	317.506.569	270.032.349	-	(37.989.536)	(112.797.821)	436.751.561	*Rupiah bonds -*
- Obligasi Dolar AS	2.123.461.313		(407.601.000)		(15.914.343)	1.699.945.970	*US Dollar bonds -*
Liabilitas derivatif - jangka panjang	10.190.387	-	-	-	(367.556)	9.822.831	*Derivative liabilities - non-current*
Liabilitas sewa	127.069.787	-	-	-	(42.623.586)	84.446.201	*Lease liabilities*
Jumlah liabilitas keuangan dari aktivitas pendanaan	**3.230.211.602**	**1.311.809.015**	**(1.222.422.804)**	**(37.044.006)**	**81.644.415**	**3.364.198.222**	***Total financing liabilities from financing activities***

55. PERUBAHAN LIABILITAS KEUANGAN YANG TIMBUL DARI AKTIVITAS PENDANAAN (lanjutan)

Tabel di bawah ini menyajikan perubahan liabilitas keuangan Grup yang timbul dari aktivitas pendanaan: (lanjutan)

55. CHANGES IN FINANCIAL LIABILITIES ARISING FROM FINANCING ACTIVITIES (continued)

The following table sets out the changes of the Group's financial liabilities arising from financing activities: (continued)

	2021						
	1 Januari/ *January 1*	**Arus Kas Masuk/ *Cash Inflows***	**Arus Kas Keluar/ *Cash Outflows***	**Mutasi Valuta Asing/ *Foreign Exchange Movement***	**Lain-lain/ *Others*[1)]**	**31 Desember/ *December 31***	
Pinjaman bank jangka pendek	22.930.343	-	(22.930.343)	-	-	-	*Short-term bank loans*
Liabilitas derivatif - jangka pendek	13.163.568	-	(16.702.174)	-	12.028.708	8.490.102	*Derivative liabilities - current*
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun:							*Current maturities of long-term debt:*
- Pinjaman bank	136.596.300	46.894.504	(168.622.863)	(258.136)	179.517.346	194.127.151	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	6.003	46.088	(6.003)	-	-	46.088	*Loans from - non-bank financial institution*
- Obligasi rupiah	98.047.515	-	(96.409.452)	(4.223.189)	123.897.273	121.312.147	*Rupiah bonds -*
- Wesel jangka menengah	66.884.601	-	(67.150.000)	-	265.399	-	*Medium - term notes*
Liabilitas sewa	94.448.948	-	(112.689.688)	(360.345)	113.862.437	95.261.352	*Lease liabilities*
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam setahun:							*Long-term debt net of current maturities:*
- Pinjaman bank	366.516.789	98.820.092	(55.099.564)	95.079	(178.865.877)	231.466.519	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	-	1.304.381	(24.194)	-	-	1.280.187	*Loans from - non-bank financial non-bank*
- Obligasi Rupiah	302.812.392	138.824.416	-	561.224	(124.691.463)	317.506.569	*Rupiah bonds -*
- Obligasi Dolar AS	1.733.726.004	381.463.682	-	-	8.271.627	2.123.461.313	*US Dollar bonds -*
Liabilitas derivatif - jangka panjang	25.035.324	-	-	-	(14.844.937)	10.190.387	*Derivative liabilities - non-current*
Liabilitas sewa	182.961.855	-	-	-	(55.892.068)	127.069.787	*Lease liabilities*
Jumlah liabilitas keuangan dari aktivitas pendanaan	**3.043.129.642**	**667.353.163**	**(539.634.281)**	**(4.185.367)**	**63.548.445**	**3.230.211.602**	***Total financing liabilities from financing activities***
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam setahun:							*Long-term debt net of current maturities:*
- Pinjaman bank	366.516.789	98.820.092	(55.099.564)	95.079	(178.865.877)	231.466.519	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	-	1.304.381	(24.194)	-	-	1.280.187	*Loans from - non-bank financial non-bank*
- Obligasi Rupiah	302.812.392	138.824.416	-	561.224	(124.691.463)	317.506.569	*Rupiah bonds -*
- Obligasi Dolar AS	1.733.726.004	381.463.682	-	-	8.271.627	2.123.461.313	*US Dollar bonds -*
Liabilitas derivatif - jangka panjang	25.035.324	-	-	-	(14.844.937)	10.190.387	*Derivative liabilities - non-current*
Liabilitas sewa	182.961.855	-	-	-	(55.892.068)	127.069.787	*Lease liabilities*
Jumlah liabilitas keuangan dari aktivitas pendanaan	**3.043.129.642**	**667.353.163**	**(539.634.281)**	**(4.185.367)**	**63.548.445**	**3.230.211.602**	***Total financing liabilities from financing activities***

56. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN

i. Pada tanggal 4 Januari 2023, Perusahaan menandatangani Perjanjian Fasilitas Kredit dengan PT Bank QNB Indonesia.

ii. Pada tanggal 6 Januari 2023, Medco Energi Global Pte. Ltd. (“MEG”) menandatangani Perjanjian Jual Beli Kondensat Arun dengan Saras Trading SA.

iii. Pada tanggal 7 Januari 2023, Medco Energi Global Pte. Ltd. (“MEG”) menandatangani Perjanjian Jual Beli (“PJB”) Minyak Mentah untuk masing-masing Minyak Mentah Belanak, Belida dan Forel dan PJB Kondensat Senoro dengan Glencore Singapore Pte. Ltd.

iv. Pada tanggal 11 Januari 2023, PT Medco Cahaya Geothermal telah menandatangani perjanjian kontrak, desain, perekayasaan, pengadaan, pendirian/ konstruksi, kontrak pengujian dan pengetesan untuk Proyek Pembangkit Tenaga Listrik Tenaga Panas Bumi Ijen 110 MW.

56. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD

i. On January 4, 2023, the Company signed Credit Facility Agreement with PT Bank QNB Indonesia.

ii. On January 6, 2023, Medco Energi Global Pte. Ltd. (“MEG”) signed the Condensate Sales and Purchase Agreement for Arun Crude Oil with Saras Trading SA.

iii. On January 7, 2023, Medco Energi Global Pte. Ltd. (“MEG”) signed the Crude Oil Sales and Purchase Agreement (“COSPA”) for each Belanak, Belida, and Forel and the Condensate Sales and Purchase Agreement for Senoro Crude Oil with Glencore Singapore Pte. Ltd.

iv. On January 11, 2023, PT Medco Cahaya Geothermal has signed design, engineering, procurement, erection/construction, commissioning and testing contract for 110 MW Ijen Geothermal Power Plant.

56. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN

v. Pada 11 Januari 2023, PT Medco Cahaya Geothermal menandatangani Perjanjian Pembiayaan Proyek sebesar AS$70.000.000 dengan PT Sarana Multi Infrastruktur, dengan jangka waktu 20 tahun. Pembiayaan ini bertujuan untuk pembangunan PLTP Ijen unit 1 kapasitas 31,4 MW di kawasan Blawan-Ijen. Fasilitas ini dijamin dengan asset proyek, hak atas piutang, dan gadai saham dalam proyek.

vi. Pada tanggal 11 Januari 2023, PT Medco Cahaya Geotermal menandatanganai Perjanjian Drilling Rig service dengan PT EPI. Di dalam perjanjian ini, EPI bertugas untuk menyediakan unit *rig*.

vii. Pada tanggal 16 Januari 2023, Perusahaan melakukan penarikan Kredit Jangka Pendek dari PT Bank DBS Indonesia untuk periode tiga bulan.

viii. Pada tanggal 16 Januari 2023, PT Medco E & P Tarakan menandatangani Nota Kesepahaman Jual Beli Gas Bumi KKS Tarakan ("Nota Kesepahaman") dengan PT Maxpower Indonesia. Jangka waktu jual beli gas bumi selama 5 tahun.

ix. Pada tanggal 17 Januari 2023, Medco Energi Global Pte. Ltd. menandatangani Perjanjian Jual Beli Kondensat dengan BCP Trading Pte. Ltd. Perjanjian ini efektif dari tanggal 1 Januari 2023 sampai dengan 31 Desember 2025.

x. Pada tanggal 18 Januari 2023, Perusahaan telah melunasi fasilitas Kredit Jangka Pendek dari PT Bank HSBC Indonesia.

xi. Pada tanggal 19 Januari 2023, Salamander Energy (S.E. Asia) Limited, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Perusahaan, telah menandatangani perjanjian jual beli saham dengan Jadestone Energy (Singapore) Pte. Ltd., entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Jadestone Energy Plc. untuk menjual 9,52% *interest non-operator* pada lapangan gas Sinphuhorm yang berproduksi.

Transaksi telah diselesaikan pada tanggal 23 Februari 2023.

56. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD

v. On January 11, 2023, PT Medco Cahaya Geothermal signed project financing agreement amounting US$70,000,000 with PT Sarana Multi Infrastruktur, with 20 years tenor. This financing aims to finance the Ijen Geothermal Power Plant phase-1 capacity 31.4 MW in Blawan-Ijen. This facility is collateralized by all of the project's assets, rights over receivables on the project, and a pledge of all shares in the project.

vi. On January 11, 2023, PT Medco Cahaya Geothermal has signed Drilling Rig service agreement with PT EPI. In this agreement, EPI is responsible for providing the rig unit.

vii. On January 16, 2023, the Company withdraw the Short Term Loan from PT Bank DBS Indonesia for three months period.

viii. On January 16, 2023, PT Medco E & P Tarakan signed a Memorandum of Understanding Tarakan PSC Natural Gas Sales and Purchase ("MOU") with PT Maxpower Indonesia. The natural gas sale and purchase period is 5 years.

ix. On January 17, 2023, Medco Energi Global Pte. Ltd. signed a Condensate Sales & Purchase Agreement with BCP Trading Pte. Ltd. This agreement is effective from January 1, 2023 until December 31, 2025.

x. On January 18, 2023, the Company has fully repaid the Short Term Loan from PT Bank HSBC Indonesia.

xi. On 19 January 2023, Salamander Energy (S.E. Asia) Limited, a wholly-owned subsidiary of the Company, has executed a sale and purchase agreement with Jadestone Energy (Singapore) Pte. Ltd., a wholly-owned subsidiary of Jadestone Energy Plc. to sell 9.52% non-operated interest in the producing Sinphuhorm gas field.

The transaction has been completed on February 23, 2023.

56. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN (lanjutan)

xii. Pada 20 Januari 2023, PT Medco Cahaya Geothermal melakukan penarikan pinjaman dari PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) sebesar AS$100.000.

xiii. Dari tanggal 23 Januari hingga 25 Maret 2023, ELB melakukan pembayaran cicilan terjadwal kepada PT Bank Syariah Indonesia Tbk sebesar AS$1.363.493.

xiv. Pada 8 Februari 2023, MPI melakukan penarikan pinjaman dari PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk sebesar Rp150.000.000.000.

xv. Pada tanggal 20 Februari 2023, Perusahaan telah melunasi Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap III Seri A sebesar Rp1.023.700.000.000.

xvi. Pada 21 Februari 2023, dilakukan penerbitan Surat Kredit Berdokumen Dalam Negeri *Usance Payable at Sight* (“SKBDN UPAS”) kepada PT Tridaya Esa Pakarti sebesar AS$3.084.531,10 untuk keperluan proyek PLTP Ijen. Penerbitan ini menggunakan fasilitas Kredit Modal Kerja (“KMK”) dari PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (“BNI”).

xvii. Dari tanggal 25 Februari hingga 25 Maret 2023, MPI melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke PT Bank Syariah Indonesia Tbk sebesar Rp6.500.000.000 dan AS$300.000.

xviii. Pada tanggal 28 Februari 2023, MPI melakukan pembayaran cicilan kepada PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk sebesar AS$500.000.

xix. Pada tanggal 28 Februari 2023, PT Medco Ratch Power Riau melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke konsorsium pemberi pinjaman Riau sebesar AS$4.434.281.

xx. Pada tanggal 13 Maret 2023, Perusahaan memperpanjang Fasilitas Pinjaman Non-Kas dan Kredit Jangka Pendek dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk jangka waktu satu tahun.

56. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD (continued)

xii. On January 20, 2023, PT Medco Cahaya Geothermal has withdrawn loan amounting to US$100,000 from PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero).

xiii. From January 23 until March 25, 2023, ELB made scheduled installments to PT Bank Syariah Indonesia Tbk with total amount of US$1,363,493.

xiv. On February 8, 2023, MPI has withdrawn amounting to Rp150,000,000,000 from PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk.

xv. On February 20, 2023, the Company has fully repaid Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase III Tranche A with amount of Rp1,023,700,000,000.

xvi. On February 21, 2023, Surat Kredit Berdokumen Dalam Negeri Usance Payable at Sight (“SKBDN UPAS”) was issued to PT Tridaya Esa Pakarti amounting to US$3,084,531.10 for Ijen Geothermal project. This issuance utilized Working Capital Credit (“WCC”) Facility from PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (“BNI”).

xvii. From February 25 until March 25, 2023, MPI made scheduled installments to PT Bank Syariah Indonesia Tbk with total amount of Rp6,500,000,000 and US$300,000.

xviii. On February 28, 2023, MPI has paid scheduled installment to PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk with amount of US$500,000.

xix. On February 28, 2023, PT Medco Ratch Power Riau made scheduled installments to the consortium of lenders with amount of US$4,434,281.

xx. On March 13, 2023, the Company extended for one year a Non-Cash Loan and Short-Term Loan Facility with PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

56. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN (lanjutan)

xxi. Pada tanggal 21 Maret 2023, Perusahaan telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal kepada PT Bank Mandiri Persero (Tbk) atas fasilitas kredit *term loan* sebesar Rp37.500.000.000.

xxii. Pada tanggal 22 dan 25 Maret 2023, MPI dan PT Medcopower Solar Sumbawa melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) masing-masing sebesar Rp13.125.000.000 dan AS$14.892.

xxiii. Pada tanggal 27 Maret 2023, PT Medco E & P Malaka (“MEPM”) dan PT Medco E & P Tomori Sulawesi (“MEPTS”) telah melakukan penarikan atas fasilitas *Senior Secured Facility Agreement* dari Pemberi Pinjaman Sindikasi sebesar AS$50.000.000 dan telah melakukan pembayaran sejumlah tersebut pada tanggal 31 Maret 2023.

PT Medco E & P Malaka (“MEPM”) telah menggabungkan dan memperpanjang Interest Rate Swap ("IRS") yang ada agar sesuai dengan *Senior Secured Facility Agreement* yang telah diubah.

xxiv. Pada 28 Maret 2023 dilakukan penerbitan Surat Kredit Berdokumen Dalam Negeri *Usance Payable at Sight* (“SKBDN UPAS”) kepada PT Nurman Mitra Sentosa sebesar AS$119.211,45 untuk keperluan proyek PLTP Ijen. Penerbitan ini menggunakan fasilitas Kredit Modal Kerja (“KMK”) dari PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (“BNI”).

xxv. Pada tanggal 29 Maret 2023, Perusahaan telah melunasi Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap I Seri A sebesar Rp217.500.000.000.

xxvi. Pada tanggal 31 Maret 2023, MEG telah melakukan pembayaran cicilan sebesar AS$42.300.000 atas Pinjaman Sindikasi.

xxvii. Pada bulan Februari dan Maret 2023, Perusahaan melakukan penyetoran modal tambahan sebesar AS$33.000.000 untuk mempertahankan porsi kepemilikan Perusahaan di SMCN. Tambahan modal tersebut diperuntukkan untuk investasi masa depan.

56. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD (continued)

xxi. On March 21, 2023, the Company has paid scheduled installment to PT Bank Mandiri Persero (Tbk) on the credit term loan facility with amount of Rp37,500,000,000.

xxii. On March 22 and 25, 2023, MPI and PT Medcopower Solar Sumbawa made scheduled installments to PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) with total amount of Rp13,125,000,000 and US$14,892, respectively.

xxiii. On March 27, 2023, PT Medco E & P Malaka (“MEPM”) and PT Medco E & P Tomori Sulawesi *(“MEPTS”) made a drawdown from Senior Secured Facility Agreement from Syndication Loan Lender with total amount US$50,000,000 and made a repayment of the same amount on March 31, 2023.*

PT Medco E & P Malaka (“*MEPM”) has blended and extended the existing Interest Rate Swap ("IRS") to match with the amended Senior Secured Facility Agreement.*

xxiv. On March 28, 2023, Surat Kredit Berdokumen Dalam Negeri Usance Payable at Sight (“SKBDN UPAS”) was issued to PT Nurman Mitra Sentosa amounting to US$119,211.45 for Ijen Geothermal project. This issuance utilized Working Capital Credit (“WCC”) Facility from PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (“BNI”).

xxv. On March 29, 2023, the Company has fully repaid Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase I Tranche A with amount of Rp217,500,000,000.

xxvi. On March 31, 2023, MEG has paid scheduled installment with amount of US$42,300,000 on the Syndication Loan.

xxix. On February and March 2023, the Company injected additional capital totaling US$33,000,000 to maintain its ownership in SMCN. Such additional capital will be used for the purpose of future investment.

57. STANDAR AKUNTANSI YANG TELAH DITERBITKAN NAMUN BELUM BERLAKU EFEKTIF

Standar akuntansi yang telah diterbitkan sampai tanggal penerbitan laporan keuangan konsolidasian Grup, namun belum berlaku efektif diungkapkan berikut ini. Manajemen bermaksud untuk menerapkan standar yang dipertimbangkan relevan terhadap Grup pada saat standar tersebut berlaku efektif, dan dampak penerapan standar tersebut terhadap posisi dan kinerja keuangan konsolidasian Grup masih diestimasi pada tanggal selesainya laporan keuangan. Kecuali disebutkan lain, Grup tidak mengharapkan adopsi pernyataan tersebut di masa depan memiliki dampak signifikan terhadap laporan keuangan konsolidasian.

Mulai efektif pada atau setelah 1 Januari 2023

Amandemen PSAK 1: Penyajian Laporan Keuangan tentang Klasifikasi Liabilitas sebagai Jangka Pendek atau Jangka Panjang

Amandemen menentukan persyaratan untuk mengklasifikasikan liabilitas sebagai jangka pendek atau jangka panjang. Amandemen tersebut menjelaskan:

- Apa yang dimaksud dengan hak untuk menangguhkan penyelesaian
- Bahwa hak entitas untuk menangguhkan penyelesaian liabilitas harus ada pada akhir periode pelaporan
- Klasifikasi tersebut tidak terpengaruh oleh kemungkinan bahwa entitas akan menggunakan haknya untuk menangguhkan penyelesaian kewajiban
- Hanya jika suatu derivatif melekat dalam liabilitas konvertibel merupakan instrumen ekuitas saja, penggunaan frasa liabilitas tidak akan memengaruhi klasifikasinya.

57. ACCOUNTING STANDARDS ISSUED BUT NOT YET EFFECTIVE

The accounting standards that have been issued up to the date of issuance of the Group's consolidated financial statements, but not yet effective are disclosed below. The management intends to adopt these standards that are considered relevant to the Group when they become effective, and the impact to the consolidated financial position and performance of the Group is still being estimated as of completion date of the consolidated financial statements. Unless otherwise indicated, the Group does not expect that the future adoption of the said pronouncements to have a significant impact on its consolidated financial statements.

Effective beginning on or after January 1, 2023

Amendments to PSAK 1: Classification of Liabilities as Current or Non-current

The amendments specify the requirements for classifying liabilities as current or non-current. The amendments clarify:

- *What is meant by a right to defer settlement*
- *That a right to defer must exist at the end of the reporting period*
- *That classification is unaffected by the likelihood that an entity will exercise its deferral obligation*
- *That only if an embedded derivative in a convertible liability is itself an equity instrument, would the terms of a liability not impact its classification*

57. STANDAR AKUNTANSI YANG TELAH DITERBITKAN NAMUN BELUM BERLAKU EFEKTIF (lanjutan)

Mulai efektif pada atau setelah 1 Januari 2023 (lanjutan)

Amandemen tersebut berlaku efektif untuk periode pelaporan tahunan yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2023 dan harus diterapkan secara retrospektif. Penerapan lebih dini diperkenankan.

Amandemen PSAK 1: Penyajian laporan keuangan tentang Pengungkapan Kebijakan Akuntansi

Amandemen ini memberikan panduan dan contoh untuk membantu entitas menerapkan pertimbangan materialitas dalam pengungkapan kebijakan akuntansi. Amandemen tersebut bertujuan untuk membantu entitas menyediakan pengungkapan kebijakan akuntansi yang lebih berguna dengan mengganti persyaratan untuk mengungkapkan kebijakan akuntansi 'signifikan' entitas dengan persyaratan untuk mengungkapkan kebijakan akuntansi 'material' entitas dan menambahkan panduan tentang bagaimana entitas menerapkan konsep materialitas dalam membuat keputusan tentang pengungkapan kebijakan akuntansi.

Amandemen ini berlaku efektif pada atau setelah tanggal 1 Januari 2023 dengan penerapan dini diperkenankan.

Amandemen PSAK 25: Kebijakan Akuntansi, Perubahan Estimasi Akuntansi, dan Kesalahan terkait Definisi Estimasi Akuntansi

Amandemen tersebut memperkenalkan definisi 'estimasi akuntansi' dan mengklarifikasi perbedaan antara perubahan estimasi akuntansi dan perubahan kebijakan akuntansi dan koreksi kesalahan. Amandemen tersebut juga mengklarifikasi bagaimana entitas menggunakan teknik pengukuran dan input untuk mengembangkan estimasi akuntansi.

Amandemen tersebut berlaku efektif pada tanggal 1 Januari 2023 dan berlaku untuk perubahan kebijakan akuntansi dan perubahan estimasi akuntansi yang terjadi pada atau setelah awal periode tersebut. Penerapan dini diperkenankan.

57. ACCOUNTING STANDARDS ISSUED BUT NOT YET EFFECTIVE (continued)

Effective beginning on or after January 1, 2023 (continued)

The amendments are effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023 and must be applied retrospectively. Earlier application is permitted.

Amendment of PSAK 1: Presentation of financial statement - Disclosure of Accounting Policies

These amendments provide guidance and examples to help entities apply materiality judgements to accounting policy disclosures. The amendment aims to help entities provide accounting policy disclosures that are more useful by replacing the requirement for entities to disclose their 'significant' accounting policies with a requirement to disclose their 'material' accounting policies and adding guidance on how entities apply the concept of materiality in making decisions about accounting policy disclosures.

The amendments are effective on or after January 1, 2023 with earlier application permitted.

Amendment of PSAK 25: Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors – Definition of Accounting Estimates

The amendments introduces a definition of 'accounting estimates' and clarify the distinction between changes in accounting estimates and changes in accounting policies and the correction of errors. Also, they clarify how entities use measurement techniques and inputs to develop accounting estimates.

The amendments are effective on or after January 1, 2023 and apply to changes in accounting policies and changes in accounting estimates that occur on or after the start of that period. Earlier application is permitted.

57. STANDAR AKUNTANSI YANG TELAH DITERBITKAN NAMUN BELUM BERLAKU EFEKTIF (lanjutan)

Mulai efektif pada atau setelah 1 Januari 2023 (lanjutan)

Amandemen PSAK 46: Pajak Penghasilan tentang Pajak Tangguhan Terkait Aset dan Liabilitas yang Timbul Dari Transaksi Tunggal

Amandemen ini mengusulkan agar entitas mengakui aset maupun liabilitas pajak tangguhan pada saat pengakuan awalnya sebagai contoh dari transaksi sewa, untuk mengeliminasi perbedaan praktik saat ini atas transaksi tersebut dan transaksi lain yang serupa.

Amendemen tersebut berlaku efektif untuk periode pelaporan tahunan yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2023 dengan penerapan dini diperkenankan.

Amendemen PSAK 16: Aset Tetap - Hasil sebelum Penggunaan yang Diintensikan

Amandemen ini tidak memperbolehkan entitas untuk mengurangi suatu hasil penjualan item yang diproduksi saat membawa aset tersebut ke lokasi dan kondisi yang diperlukan supaya aset dapat beroperasi sesuai dengan intensi manajemen dari biaya perolehan suatu aset tetap. Sebaliknya, entitas mengakui hasil dari penjualan item-item tersebut, dan biaya untuk memproduksi item-item tersebut, dalam laba rugi.

Amandemen tersebut berlaku efektif untuk periode pelaporan tahunan yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2023 dan diterapkan secara retrospektif untuk aset tetap yang tersedia untuk digunakan pada atau setelah awal dari periode sajian paling awal dimana entitas pertama kali menerapkan amandemen tersebut.

Grup sedang menganalisa dampak penerapan standar akuntansi dan interpretasi tersebut di atas terhadap laporan keuangan konsolidasian Grup.

Mulai efektif pada atau setelah 1 Januari 2024

Amandemen PSAK 1: Liabilitas Jangka Panjang dengan Kovenan

Amendemen ini mengklarifikasi bahwa hanya kovenan yang harus dipatuhi entitas pada atau sebelum tanggal pelaporan yang akan memengaruhi klasifikasi liabilitas sebagai lancar atau tidak lancar.

57. ACCOUNTING STANDARDS ISSUED BUT NOT YET EFFECTIVE (continued)

Effective beginning on or after January 1, 2023 (continued)

Amendment of PSAK 46: Income Taxes – Deferred Tax related to Assets and Liabilities Arising from a Single Transaction

This amendment proposes that entities recognize deferred tax assets and liabilities at the time of initial recognition, for example from a lease transaction, to eliminate differences in current practice for such transactions and similar transactions.

The amendments are effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023 with early adoption permitted.

Amendments to PSAK 16: Fixed Assets - Proceeds before Intended Use

The amendments prohibit entities to deduct from the cost of an item of fixed assets, any proceeds from selling items produced while bringing that asset to the location and condition necessary for it to be capable of operating in the manner intended by management. Instead, an entity recognizes the proceeds from selling such items, and the costs of producing those items, in the profit or loss.

The amendment is effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023 and shall be applied retrospectively to items of property, plant and equipment made available for use on or after the beginning of the earliest period presented when the entity first applies the amendment.

The Group is still assessing the impact of these accounting standards and interpretations on the Group's consolidated financial statements.

Effective beginning on or after January 1, 2024

Amendment of PSAK 1: Non-current Liabilities with Covenants

This amendment clarifies that only covenants with which entities must comply on or before the reporting date will affect a liability's classification as current or non-current.

57. STANDAR AKUNTANSI YANG TELAH DITERBITKAN NAMUN BELUM BERLAKU EFEKTIF (lanjutan)

Mulai efektif pada atau setelah 1 Januari 2024 (lanjutan)

Amandemen PSAK 1: Liabilitas Jangka Panjang dengan Kovenan (lanjutan)

Amandemen tersebut berlaku efektif untuk periode pelaporan tahunan yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2024 dengan penerapan dini diperkenankan.

Entitas menerapkan amandemen PSAK 1 (Oktober 2020) tentang klasifikasi liabilitas sebagai jangka pendek atau jangka panjang pada periode pelaporan tahunan yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2024 secara retrospektif sesuai dengan PSAK 25. Jika entitas menerapkan amandemen PSAK 1 (Oktober 2020) pada periode yang lebih awal setelah terbitnya amandemen PSAK 1 (Desember 2022) tentang liabilitas jangka panjang dengan kovenan, maka entitas juga menerapkan amandemen PSAK 1 (Desember 2022) pada periode tersebut. Jika entitas menerapkan amandemen PSAK 1 (Oktober 2020) untuk periode sebelumnya, maka entitas mengungkapkan fakta tersebut.

Amandemen PSAK 73: Liabilitas Sewa dalam Jual Beli dan Sewa-balik

Amandemen PSAK 73 Sewa menetapkan persyaratan yang digunakan penjual-penyewa dalam mengukur kewajiban sewa yang timbul dalam transaksi jual beli dan sewa-balik, untuk memastikan penjual-penyewa tidak mengakui jumlah setiap keuntungan atau kerugian yang terkait dengan hak guna yang dipertahankan.

Amandemen berlaku secara retrospektif untuk periode pelaporan tahunan yang dimulai pada atau setelah 1 Januari 2024. Penerapan dini diperkenankan.

57. ACCOUNTING STANDARDS ISSUED BUT NOT YET EFFECTIVE (continued)

Effective beginning on or after January 1, 2024 (continued)

Amendment of PSAK 1: Non-current Liabilities with Covenants (continued)

The amendments are effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2024 with early adoption permitted.

Entities apply retrospectively amendments to PSAK 1 (October 2020) regarding the classification of a liability as current or non-current for financial reporting starting on or after January 1, 2024 in accordance with PSAK 25. If entities apply the amendments to PSAK 1 (October 2020) in a period that earlier after the issuance of the amendment to PSAK 1 (December 2022) regarding non-current liabilities with covenants, entities also apply the amendment to PSAK 1 (December 2022) in that period. If entities apply the amendments to PSAK 1 (October 2020) for the previous period, the entity shall disclose this fact.

Amendment to PSAK 73: Lease Liability in a Sale and Leaseback

The amendment to PSAK 73 Leases specifies the requirements that a seller-lessee uses in measuring the lease liability arising in a sale and leaseback transaction, to ensure the seller-lessee does not recognize any amount of the gain or loss that relates to the right of use it retains.

The amendment applies retrospectively to annual reporting periods beginning on or after 1 January 2024. Earlier application is permitted.

57. STANDAR AKUNTANSI YANG TELAH DITERBITKAN NAMUN BELUM BERLAKU EFEKTIF (lanjutan)

Mulai efektif pada atau setelah 1 Januari 2025

PSAK 74: Kontrak Asuransi

Standar akuntansi baru yang komprehensif untuk kontrak asuransi yang mencakup pengakuan dan pengukuran, penyajian dan pengungkapan, pada saat berlaku efektif PSAK 74 akan menggantikan PSAK 62: Kontrak Asuransi. PSAK 74 berlaku untuk semua jenis kontrak asuransi, jiwa, non-jiwa, asuransi langsung dan reasuransi, terlepas dari entitas yang menerbitkannya, serta untuk jaminan dan instrumen keuangan tertentu dengan fitur partisipasi tidak mengikat, serta beberapa pengecualian ruang lingkup akan berlaku. Tujuan keseluruhan dari PSAK 74 adalah untuk menyediakan model akuntansi untuk kontrak asuransi yang lebih bermanfaat dan konsisten untuk asuradur.

PSAK 74 berlaku efektif untuk periode pelaporan yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Januari 2025, dengan mensyaratkan angka komparatif. Penerapan dini diperkenankan bila entitas juga menerapkan PSAK 71 dan PSAK 72 pada atau sebelum tanggal penerapan awal PSAK 74. Standar ini tidak diharapkan memiliki dampak pada pelaporan keuangan Grup pada saat diadopsi untuk pertama kali.

57. ACCOUNTING STANDARDS ISSUED BUT NOT YET EFFECTIVE (continued)

Effective beginning on or after January 1, 2025

PSAK 74: Insurance Contracts

A comprehensive new accounting standard for insurance contracts covering recognition and measurement, presentation and disclosure, upon its effective date, PSAK 74 will replace PSAK 62: Insurance Contracts. PSAK 74 applies to all types of insurance contracts, life, non-life, direct insurance and reinsurance, regardless of the entities issuing them, as well as to certain guarantees and financial instruments with discretionary participation features, while a few scope exceptions will apply. The overall objective of PSAK 74 is to provide an accounting model for insurance contracts that is more useful and consistent for insurers.

PSAK 74 is effective for reporting periods beginning on or after January 1, 2025, with comparative figures required. Early application is permitted, provided the entity also applies PSAK 71 and PSAK 72 on or before the date of initial application of PSAK 74. This standard is not expected to have any impact to the financial reporting of the Group upon first-time adoption.

58. PERSETUJUAN DAN OTORISASI PENERBITAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN DAN TUJUAN PENYUSUNAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN

Penerbitan laporan keuangan konsolidasian Grup telah disetujui dan disahkan oleh Direksi pada tanggal 31 Maret 2023.

58. APPROVAL AND AUTHORIZATION FOR THE ISSUANCE OF CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS AND PURPOSE OF PREPARATION OF CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

The issuance of the consolidated financial statements of the Group was approved and authorized by the Board of Directors on March 31, 2023.

ESTIMASI CADANGAN

Informasi berikut mengenai kuantitas cadangan yang *proved developed*, *undeveloped* dan *probable reserves quantities* serta sumber daya kontinjen hanya merupakan estimasi, dan tidak dimaksudkan untuk menggambarkan nilai yang dapat direalisasikan atau nilai pasar yang wajar dari cadangan Grup. Grup menekankan bahwa estimasi cadangan secara bawaan tidak akurat. Sehubungan dengan hal tersebut, estimasi ini diharapkan dapat saja berubah bila tersedia informasi baru dikemudian hari. Terdapat berbagai ketidakpastian bawaan dalam mengestimasi cadangan minyak dan gas bumi, termasuk faktor-faktor yang berada di luar kendali Grup.

Informasi berikut atas kuantitas cadangan dan sumber daya diestimasi baik oleh tenaga ahli internal Grup, atau konsultan perminyakan independen yaitu Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), Gaffney, Cline and Associates (GCA), RISC Operations Pty Ltd (RISC), ERC Equipoise Ltd (ERCE) dan DeGolyer and MacNaughton (DNM) ataupun berdasarkan estimasi oleh masing-masing operator blok. Prinsip teknik perminyakan dan definisi yang berlaku di industri atas kategori dan sub-klasifikasi cadangan *proved* dan *probable* serta sumber daya kontinjen dipergunakan dalam penyusunan pengungkapan cadangan dan sumber daya.

Manajemen berpendapat bahwa kuantitas cadangan di bawah ini merupakan estimasi yang wajar berdasarkan data geologi dan teknik yang tersedia.

RESERVES ESTIMATION

The following information on proved developed, undeveloped and probable reserves quantities as well as contingent resources are estimates only, and do not purport to reflect realizable values or fair market values of the Group's reserves. The Group emphasizes that reserves estimates are inherently imprecise. Accordingly, these estimates are expected to change as future information becomes available. There are numerous uncertainties inherent in estimating oil and natural gas reserves including many factors beyond the control of the Group.

The following information on the Group's reserves and resources quantities are estimated either by the internal Group's engineers, or by an independent petroleum engineering consultants, i.e., Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), Gaffney, Cline and Associates (GCA), RISC Operations Pty Ltd (RISC) ERC Equipoise Ltd (ERCE) and DeGolyer and MacNaughton (DNM) or based on estimates by the operators of the respective blocks. Generally accepted petroleum engineering principles and definitions applied by the industry to proved and probable reserves categories and subclassifications as well as contingent resources were utilized in preparing the reserves and resources disclosures.

Management believes that the reserves quantities shown below are reasonable estimates based on available geological and engineering data.

ESTIMASI CADANGAN (lanjutan) / ***RESERVES ESTIMATION (continued)***

	Aset di Indonesia/ *Indonesian Assets*				Aset Internasional/ *International Assets* [3]		Jumlah/ *Total*		
	Wilayah Barat/*West* [1]		Wilayah Timur dan Tengah/ *East and Central* [2]						
	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak dan Gas/ *Oil and Gas*
	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mboe
Grup Cadangan *Proved*/ *Group Proved Reserves*									
Saldo awal 31 Desember 2020/ *Beginning balance December 31, 2020*	**20.355**	**333.664**	**8.169**	**361.763**	**59.378**	**63.827**	**87.902**	**759.254**	**228.523**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4]	3.159	(26.699)	7.675	368.875	324	1.802	11.158	343.978	78.834
Produksi/ *Production*	4.557	45.470	1.174	53.005	4.129	3.909	9.860	102.384	29.022
Saldo akhir 31 Desember 2021/ *Ending balance, December 31, 2021*	**18.957**	**261.495**	**14.670**	**677.633**	**55.573**	**61.720**	**89.200**	**1.000.848**	**278.335**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4]	2.356	7.835	1.802	70.422	3.140	677	7.297	78.934	22.490
Akuisisi dan divestasi/ *Acquisition and divestments* [5]	5.120	548.048	-	-	-	-	5.120	548.048	103.611
Produksi/ *Production*	5.074	173.567	1.232	53.939	3.110	3.776	9.416	231.282	51.825
Sub-total	**21.359**	**643.811**	**15.240**	**694.116**	**55.603**	**58.621**	**92.201**	**1.396.548**	**352.611**
Aset dimiliki untuk dijual/ *Held for sale* [6]	-	-	-	-	(3.736)	(22.972)	(3.736)	(22.972)	(7.756)
Saldo akhir 31 Desember 2022/ *Ending balance, December 31, 2022*	**21.359**	**643.811**	**15.240**	**694.116**	**51.867**	**35.649**	**88.465**	**1.373.576**	**344.855**

ESTIMASI CADANGAN (lanjutan) ***RESERVES ESTIMATION (continued)***

	Aset di Indonesia/ *Indonesian Assets*				Aset Internasional/ *International Assets* [3]		Jumlah/ *Total*		
	Wilayah Barat/*West* [1]		Wilayah Timur dan Tengah/ *East and Central* [2]						
	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak dan Gas/ *Oil and Gas*
	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mboe
Grup *Proved* dan *Probable*/ *Group Proved and Probable*									
Saldo awal 31 Desember 2020/ *Beginning balance December 31, 2020*	**38.949**	**412.529**	**10.308**	**388.884**	**97.311**	**86.035**	**146.568**	**887.448**	**310.367**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4]	(515)	(9.781)	12.070	499.421	(657)	4.800	10.898	494.440	107.868
Produksi/ *Production*	4.557	45.470	1.174	53.005	4.129	3.909	9.860	102.384	29.022
Saldo akhir 31 Desember 2021/ *Ending balance, December 31, 2021*	**33.877**	**357.278**	**21.204**	**835.300**	**92.525**	**86.926**	**147.606**	**1.279.504**	**389.213**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4]	57	33.669	1.339	64.802	-	-	1.396	98.471	19.770
Akuisisi dan divestasi/ *Acquisition and divestments* [5]	6.111	657.047	-	-	-	-	6.111	657.047	124.191
Produksi/ *Production*	5.074	173.567	1.232	53.939	3.110	3.776	9.416	231.282	51.825
Sub-total	**34.971**	**874.427**	**21.311**	**846.163**	**89.415**	**83.150**	**145.697**	**1.803.740**	**481.349**
Aset dimiliki untuk dijual/ *Held for sale* [6] [6]	-	-	-	-	(4.354)	(26.456)	(4.354)	(26.456)	(9.001)
Saldo akhir 31 Desember 2022/ *Ending balance, December 31, 2022*	**34.971**	**874.427**	**21.311**	**846.163**	**85.061**	**56.694**	**141.343**	**1.777.284**	**472.348**

ESTIMASI CADANGAN (lanjutan) ***RESERVES ESTIMATION (continued)***

	Aset di Indonesia/ *Indonesian Assets*				Aset Internasional/ *International Assets* [3]		Jumlah/ *Total*		
	Wilayah Barat/*West* [1]		Wilayah Timur dan Tengah/ *East and Central* [2]						
	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak dan Gas/ *Oil and Gas*
	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mboe
Grup Sumber Daya Kontinjen/ *Group Contingent Resources*									
Saldo awal 31 Desember 2020/ *Beginning balance December 31, 2020*	**28.403**	**1.261.438**	**26.707**	**1.279.382**	**54.481**	**3.154.051**	**109.591**	**5.694.871**	**1.125.427**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4]	9.593	(67.702)	(18.773)	(540.094)	325	(24.684)	(8.855)	(632.480)	(129.772)
Produksi/ *Production*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo akhir 31 Desember 2021/ *Ending balance, December 31, 2021*	**37.996**	**1.193.736**	**7.934**	**739.288**	**54.806**	**3.129.367**	**100.736**	**5.062.391**	**995.655**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4]	228	(5.284)	826	(9.482)	2.700	-	3.754	(14.766)	718
Akuisisi dan divestasi/ *Acquisition and divestments* [5]	3.321	226.187	-	-	-	-	3.321	226.187	43.969
Produksi/ *Production*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub-total	**41.545**	**1.414.639**	**8.760**	**729.806**	**57.506**	**3.129.367**	**107.811**	**5.273.811**	**1.040.342**
Aset dimiliki untuk dijual/ *Held for sale* [6]	-	-	-	-	(1.757)	(429)	(1.757)	(429)	(1.831)
Saldo akhir 31 Desember 2022/ *Ending balance, December 31, 2022*	**41.545**	**1.414.639**	**8.760**	**729.806**	**55.749**	**3.128.938**	**106.054**	**5.273.382**	**1.038.511**

ESTIMASI CADANGAN (lanjutan)

(1) Estimasi cadangan Grup yang termasuk dalam aset di Indonesia. Wilayah Barat meliputi beberapa wilayah kerja diantaranya *South Sumatera Extension*, Rimau, Lematang, Blok A, South Natuna Sea Blok B dan Blok Corridor.

(2) Estimasi cadangan Grup yang termasuk dalam aset di Indonesia. Wilayah Timur dan Tengah meliputi beberapa wilayah kerja diantaranya Tarakan, Senoro-Toili, Simenggaris, Sampang, Bangkanai dan Madura.

(3) Estimasi cadangan Grup yang termasuk dalam aset Internasional meliputi beberapa wilayah kerja diantaranya Libya, Yaman, Thailand, Vietnam dan Tanzania.

(4) Estimasi cadangan Grup untuk Blok Rimau, dan South Sumatra berdasarkan Laporan Sertifikasi GaffneyCline per 31 Desember 2018, dengan hak partisipasi efektif Grup 100% sampai dengan Oktober 2019 dan 65% per November 2019 sampai dengan seterusnya.

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Lematang berdasarkan *Internal Reserves Evaluation* 31 Desember 2021, dengan hak partisipasi efektif 100%.

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Senoro-Toili (Lapangan Gas Senoro) dan Blok A berdasarkan Laporan Sertifikasi GaffneyCline per 31 Desember 2022, dengan hak partisipasi efektif masing-masing sebesar 30% dan 85%.

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Senoro-Toili (Lapangan Tiaka) berdasarkan Laporan Sertifikasi NSAI per 31 Desember 2011, dengan hak partisipasi efektif Grup sebesar 30%.

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Simenggaris (Lapangan South Sembakung) dibuat berdasarkan sertifikasi LAPI ITB per 16 Desember 2022, dengan hak partisipasi efektif sebesar 62,5%.

Estimasi cadangan Grup untuk Tarakan berdasarkan *Internal Reserves Evaluation* per 31 Desember 2022, dengan hak partisipasi efektif sebesar 100%.

Estimasi cadangan Grup untuk *South Natuna Sea* Blok B berdasarkan Laporan Sertifikasi GaffneyCline per 31 Desember 2020, dengan hak partisipasi Grup sebesar 40%.

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Sampang berdasarkan *Internal Reserve Evaluation* per 31 Desember 2022 dengan hak partisipasi efektif 45%.

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Bangkanai berdasarkan Laporan Sertifikasi GCA per 31 Desember 2019, dengan hak partisipasi efektif sebesar 70%.

.

RESERVES ESTIMATION (continued)

(1) The Group's reserves estimates of Indonesian assets. West area include several working areas such as South Sumatera Extension, Rimau, Lematang, Block A, South Natuna Sea Block B and Corridor Block.

(2) The Group's reserves estimates of Indonesian assets. East and Central area include several working areas such as Tarakan, Senoro-Toili, Simenggaris, Sampang, Bangkanai and Madura.

(3) The Group's reserves estimates of International assets include several working areas such as Libya, Yemen, Thailand, Vietnam and Tanzania.

(4) The Group's Reserves estimates for Rimau Block, and South Sumatra were based on GaffneyCline Certification Report as of December 31, 2018, in accordance with Group's effective participating interest by 100% until October 2019 and adjust to 65% as of November 2019 onwards.

The Group's reserves estimates for Lematang Block were based Internal Reserve Evaluation as of December 31, 2021 with effective participating interest by 100%.

The Group's reserves estimates for Senoro-Toili Block (Senoro Gas Field) and Block A were based on GaffneyCline Certification Report as of December 31, 2022 with effective participating interest by 30% and 85%, respectively.

The Group's Reserves estimates for Senoro-Toili Block (Tiaka Field) based on NSAI Certification Report as of December 31, 2011, with Group's effective participating interest 30%.

The Group's Reserves estimates for Simenggaris Block (South Sembakung Field) were based on LAPI ITB certification as of December 16, 2022, with Group's effective participating interest 62.5%.

The Group's reserves estimates for Tarakan were based on Internal Reserve Evaluation 31 December 2022 with effective participating interest of 100%.

The Group's Reserves estimates for South Natuna Sea Block B were based on GaffneyCline Certification as of December 31, 2020, with Group's effective participating interest of 40%.

The Group's reserves estimates for Sampang block were based on Internal Reserve Evaluation 31 December 2022 with effective participating interest by 45%.

The Group's reserves estimate for Bangkanai Block were based on GCA Certification Report as of December 31, 2019, with effective participating interest by 70%.

The Group's reserves estimates for Madura Block were based on Internal Reserve Evaluation as of December 31, 2022 with effective participating interest by 67.5% for Maleo and Peluang Field, while Meliwis Field by 77.5%.

ESTIMASI CADANGAN (lanjutan)

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Madura berdasarkan *Internal Reserves Evaluation* per 31 Desember 2022, dengan hak partisipasi efektif pada Lapangan Maleo dan Peluang 67,5% sedangkan Lapangan Meliwis 77,5%.

Estimasi cadangan Grup untuk Bualuang berdasarkan Laporan Sertifikasi GaffneyCline per 31 Desember 2020, dengan hak partisipasi Grup sebesar 100%.

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Yemen 9 berdasarkan Laporan McDaniel & Associates Consultants Ltd per 31 Desember 2014, dengan hak partisipasi Grup sebesar 25%.

Estimasi cadangan Grup untuk Blok Tanzania berdasarkan Laporan Sertifikasi ERCE per 31 Desember 2014, dengan hak partisipasi Grup sebesar 20%.

Perusahaan telah memperoleh hak komersialisasi untuk Area 47, Libya pada struktur A, D dan F pada tanggal 14 Desember 2011, oleh sebab itu Perusahaan memutuskan memindahkan sebagian sumber daya kontinjen yang terkait sebagai Cadangan *Proved* dan *Probable* dengan hak partisipasi 25% (sesuai dengan hak partisipasi setelah komersialisasi). Taksiran Cadangan *Proved* dan *Probable* pada struktur A, D dan F berdasarkan evaluasi dari DeGolyer and MacNaughton per tanggal 30 September 2008. Pada tanggal 19 September 2014, Perusahaan memperoleh hak komersialisasi untuk struktur B, C dan J sehingga memindahkan sumber daya kontinjen terkait menjadi Cadangan *Proved* dan *Probable* berdasarkan FAR BCJ (FAR: Final Appraisal Report). Taksiran sumber daya kontinjen untuk Area 47 Libya berdasarkan estimasi Perusahaan (in-house) dengan hak partisipasi 25%, yang merupakan jumlah estimasi minyak dan gas bumi yang dapat diproduksikan dengan teknologi terkini atau teknologi yang sedang berkembang.

(5) Grup melakukan akuisisi Conoco Phillips (Grissik) Ltd dimana wilayah kerjanya berlokasi di Indonesia yaitu Blok Corridor. Taksiran cadangan untuk blok tersebut berdasarkan Laporan Sertifikasi DeGolyer and MacNaughton per 31 Desember 2020, dengan hak partisipasi Grup sebesar 54% untuk PSC yang ada dan 41,4% untuk PSC extension, setelah unitisasi lapangan Suban 10% dan Gelam 14%.

(6) Grup telah menyelesaikan proses penjualan terhadap Sinphuhorm dan ChimSao masing-masing pada tanggal 23 Februari 2023 dan 19 Desember 2022, sehingga angka produksi dan cadangan sudah tidak dilaporkan dan diklasifikasikan sebagai aset dimiliki untuk dijual. Estimasi cadangan Grup untuk Sinphuhorm dan ChimSao berdasarkan *Internal Reserves Evaluation* per 31 Desember 2021, dengan hak partisipasi efektif Grup masing-masing sebesar 9,51% dan 31,88%.

RESERVES ESTIMATION (continued)

The Group's reserves estimates for Madura Block were based on Internal Reserve Evaluation as of December 31, 2022 with effective participating interest by 67.5% for Maleo and Peluang Field, while Meliwis Field by 77.5%.

The Group's Reserves estimates for Bualuang were based on GaffneyCline Certification Report as of December 31, 2020, with Group's effective working interest of 100%.

The Group's Reserves estimates for Yemen 9 Block were based on the McDaniel & Associates Consultants Ltd Report as of December 31, 2014, with Group's effective working interest of 25%.

The Group's Reserves estimates for Tanzania Block were based on the ERCE Certification Report as of December 31, 2014 with Group's effective working interest of 20%.

The Company had already been granted the commercial rights for A, D and F structure on December 14, 2011, therefore The Company decided to move the portion of Contingent Resources to Proved and Probable Reserves with 25% of participating interest (based on The Company's participation interest after the declaration of Commerciality). The Company's Proved and Probable Reserves estimates for A, D and F structure are based on DeGolyer and MacNaughton evaluation as of September 30, 2008. On 19 September 2014, The Company granted commercial rights for structure B, C and J, shifting the related Contingent Resources to Proved and Probable Reserves based on FAR BCJ (FAR: Final Appraisal Report). The Company's Contingent Resources estimates for Area 47 Libya are based on in-house estimates, with effective working interest of 25%, which represent the estimated quantities of petroleum to be potentially recoverable from known accumulations using established technology or technology under development.

(5) The Group acquired Conoco Philips (Grissik) Ltd. where the working areas are located in Indonesia, namely Block Corridor. Reserves estimates for the block were based on DeGolyer and MacNaughton Certification Report as of December 31, 2020, with effective working interest of 54% for existing PSC and 41.4% for PSC Extension, after unitization 10% for Suban Field, 14 % for Gelam field.

(6) The Group has completed sales transaction of Sinphuhorm and ChimSao in February 23, 2023 and December 19, 2022, respectively, therefore, the production and reserves balance were no longer reported and classified as asset held for sale. The Group's Reserves estimates for Sinphuhorm and ChimSao were based on Internal Reserves Evaluation as of December 31, 2021, with Group's effective participating interest of 9.51% and 31.88%, respectively.