

PT Pertamina EP Cepu

Laporan keuangan tanggal 31 Desember 2017 dan
untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut/
*Financial statements as of December 31, 2017 and
for the year then ended*

**SURAT PERNYATAAN DIREKSI TENTANG/
DIRECTORS' STATEMENT REGARDING**

**TANGGUNG JAWAB ATAS
LAPORAN KEUANGAN
UNTUK TANGGAL 31 DESEMBER 2017, DAN 2016,
SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR
PADA 31 DESEMBER 2017 DAN 2016**

**THE RESPONSIBILITY FOR THE
FINANCIAL STATEMENTS
AS OF DECEMBER 31, 2017 AND 2016
AND FOR THE YEARS ENDED
DECEMBER 31, 2017 AND 2016**

PT PERTAMINA EP CEPU

Atas nama Direksi, kami yang bertanda tangan di bawah ini:

On behalf of the Board of Directors, we the undersigned:

1. Nama : Jamsaton Nababan
Alamat Kantor : Jln. Jenderal Gatot Subroto Kav.
32 – 34 Gedung Perkantoran
Patra Jasa Lt.7
Telepon : 021-52900900
Jabatan : P J Direktur Utama

1. Name : Jamsaton Nababan
Office Address : Jenderal Gatot Subroto Street
Kav. 32 – 34 Patra Jasa Office
Tower 7th Floor
Telephone : 021-52900900
Position : Act. President Director

2. Nama : Desandri
Alamat Kantor : Jln. Jenderal Gatot Subroto Kav.
32 – 34 Gedung Perkantoran
Patra Jasa Lt.7
Telepon : 021-52900900
Jabatan : P J Direktur Business Support

2. Name : Desandri
Office Address : Jenderal Gatot Subroto Street
Kav. 32 – 34 Patra Jasa Office
Tower 7th Floor
Telephone : 021-52900900
Position : Act. Business Support Director

menyatakan bahwa:

declare that:

1. Kami bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian laporan keuangan PT Pertamina EP Cepu ("Perusahaan");
2. Laporan keuangan Perusahaan telah disusun dan disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia;
3. a. Semua informasi dalam laporan keuangan Perusahaan telah dimuat secara lengkap dan benar;
b. Laporan keuangan Perusahaan tidak mengandung informasi atau fakta material yang tidak benar dan tidak menghilangkan informasi atau fakta material; dan
4. Kami bertanggung jawab atas sistem pengendalian internal Perusahaan.

1. We are responsible for the preparation and presentation of the financial statements of PT Pertamina EP Cepu (the "Company");
2. The Company's financial statements have been prepared and presented in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards;
3. a. All information has been fully and correctly disclosed in the Company's financial statements;
b. The Company's financial statements do not contain false material information or facts, nor do they omit material information or facts; and
4. We are responsible for the Company's internal control systems.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

This statement is confirmed to the best of our knowledge and belief.

Jakarta, 27 Februari / February 27, 2018

Atas nama dan mewakili Direksi / For and on behalf of the Board of Directors


Jamsaton Nababan
PJ Direktur Utama / Act. President Director


Desandri
PJ Direktur Business Support / Act. Business Support Director



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

PT PERTAMINA EP CEPU

**LAPORAN KEUANGAN
TANGGAL 31 DESEMBER 2017 DAN
UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA
TANGGAL TERSEBUT
BESERTA LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN**

**FINANCIAL STATEMENTS
AS OF DECEMBER 31, 2017 AND
FOR THE YEAR THEN ENDED
WITH INDEPENDENT AUDITORS' REPORT**

Daftar Isi/*Table of Contents*
Lampiran/Schedule

Laporan Auditor Independen		<i>Independent Auditors' Report</i>
Laporan Posisi Keuangan	1	<i>Statement of Financial Position</i>
Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain	2	<i>Statement of Profit or Loss and Other Comprehensive Income</i>
Laporan Perubahan Ekuitas.....	3	<i>Statement of Changes in Equity</i>
Laporan Arus Kas.....	4	<i>Statement of Cash Flows</i>
Catatan Atas Laporan Keuangan	5	<i>Notes to the Financial Statements</i>

The original report included herein is in Indonesian language.

Laporan Auditor Independen

Laporan No. RPC-5736/PSS/2018

**Pemegang Saham, Dewan Komisaris, dan Direksi
PT Pertamina EP Cepu**

Kami telah mengaudit laporan keuangan PT Pertamina EP Cepu ("Perusahaan") terlampir, yang terdiri dari laporan posisi keuangan tanggal 31 Desember 2017, serta laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain, laporan perubahan ekuitas, dan laporan arus kas untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, dan suatu ikhtisar kebijakan akuntansi signifikan dan informasi penjelasan lainnya.

Tanggung jawab manajemen atas laporan keuangan

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

Tanggung jawab auditor

Tanggung jawab kami adalah untuk menyatakan suatu opini atas laporan keuangan tersebut berdasarkan audit kami. Kami melaksanakan audit kami berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia. Standar tersebut mengharuskan kami untuk mematuhi ketentuan etika serta merencanakan dan melaksanakan audit untuk memperoleh keyakinan memadai tentang apakah laporan keuangan tersebut bebas dari kesalahan penyajian material.

Independent Auditors' Report

Report No. RPC-5736/PSS/2018

**The Shareholders and the Boards of
Commissioners and Directors
PT Pertamina EP Cepu**

We have audited the accompanying financial statements of PT Pertamina EP Cepu (the "Company"), which comprise the statement of financial position as of December 31, 2017, and the statements of profit or loss and other comprehensive income, changes in equity, and cash flows for the year then ended, and a summary of significant accounting policies and other explanatory information.

Management's responsibility for the financial statements

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

Auditors' responsibility

Our responsibility is to express an opinion on such financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with Standards on Auditing established by the Indonesian Institute of Certified Public Accountants. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether such financial statements are free from material misstatement.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. RPC-5736/PSS/2018 (lanjutan)

Tanggung jawab auditor (lanjutan)

Suatu audit melibatkan pelaksanaan prosedur untuk memperoleh bukti audit tentang angka-angka dan pengungkapan dalam laporan keuangan. Prosedur yang dipilih bergantung pada pertimbangan auditor, termasuk penilaian atas risiko kesalahan penyajian material dalam laporan keuangan, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan. Dalam melakukan penilaian risiko tersebut, auditor mempertimbangkan pengendalian internal yang relevan dengan penyusunan dan penyajian wajar laporan keuangan entitas untuk merancang prosedur audit yang tepat sesuai dengan kondisinya, tetapi bukan untuk tujuan menyatakan opini atas keefektifitasan pengendalian internal entitas. Suatu audit juga mencakup pengevaluasian atas ketepatan kebijakan akuntansi yang digunakan dan kewajaran estimasi akuntansi yang dibuat oleh manajemen, serta pengevaluasian atas penyajian laporan keuangan secara keseluruhan.

Kami yakin bahwa bukti audit yang telah kami peroleh adalah cukup dan tepat untuk menyediakan suatu basis bagi opini audit kami.

Opini

Menurut opini kami, laporan keuangan terlampir menyajikan secara wajar, dalam semua hal yang material, posisi keuangan PT Pertamina EP Cepu tanggal 31 Desember 2017, serta kinerja keuangan dan arus kasnya untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia.

Independent Auditors' Report (continued)

Report No. RPC-5736/PSS/2018 (continued)

Auditors' responsibility (continued)

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditors' judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditors consider internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of the financial statements 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 entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

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

Opinion

In our opinion, the accompanying financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of PT Pertamina EP Cepu as of December 31, 2017, and its financial performance and cash flows for the year then ended, in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards.

Purwantono, Sungkoro & Surja



Widya Arijanti

Registrasi Akuntan Publik No. AP.0702/Public Accountant Registration No. AP.0702

27 Februari 2018/February 27, 2018

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 1 Schedule

LAPORAN POSISI KEUANGAN
TANGGAL 31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION
AS OF DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

	Catatan/ Notes	2017	2016	
ASET				ASSETS
ASET LANCAR				CURRENT ASSETS
Kas dan setara kas	5	229.042	71.252	Cash and cash equivalents
Piutang usaha	6	415.222	192.827	Trade receivables
Piutang lain-lain	7	4.940	4.481	Other receivables
Persediaan		23.771	19.009	Inventories
Uang muka dan biaya dibayar dimuka		997	1.174	Advances and prepayments
Jumlah Aset Lancar		673.972	288.743	Total Current Assets
ASET TIDAK LANCAR				NON-CURRENT ASSETS
Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang dapat ditagihkan kembali	11a	43.160	55.253	Reimbursable Value Added Tax (VAT)
Aset minyak dan gas bumi, neto	8	1.871.886	1.759.657	Oil and gas properties, net
Aset lain-lain		19.004	209	Other assets
Jumlah Aset Tidak Lancar		1.934.050	1.815.119	Total Non-current Assets
JUMLAH ASET		2.608.022	2.103.862	TOTAL ASSETS
LIABILITAS DAN EKUITAS				LIABILITIES AND EQUITY
LIABILITAS				LIABILITIES
LIABILITAS JANGKA PENDEK				SHORT-TERM LIABILITIES
Utang usaha	9	66.948	163.536	Trade payables
Utang lain-lain	10	61.813	94.531	Other payables
Uang muka pelanggan		5.812	3.751	Advance from customer
Biaya yang masih harus dibayar		13.390	6.141	Accrued expenses
Pinjaman pemegang saham - bagian jangka pendek	19d	207.979	207.979	Shareholder loans - short-term portion
Utang pajak	11b	145.431	45.067	Taxes payable
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek		501.373	521.005	Total Short-term Liabilities
LIABILITAS JANGKA PANJANG				LONG-TERM LIABILITIES
Pinjaman pemegang saham - dikurangi bagian jangka pendek	19d	623.935	831.914	Shareholder loans - net of short-term portion
Kewajiban pajak tangguhan	11e	323.739	255.498	Deferred tax liabilities
Provisi imbalan kerja		176	1.900	Provision for employee benefits
Provisi biaya pembongkaran dan restorasi lokasi aset	12	32.754	6.273	Provision for decommissioning and site restoration costs
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang		980.604	1.095.585	Total Long-term Liabilities
JUMLAH LIABILITAS		1.481.977	1.616.590	TOTAL LIABILITIES
EKUITAS				EQUITY
Modal saham				Share capital
Modal dasar - 2.000 saham Rp1.000.000 per saham (nilai penuh)				Authorised - 2,000 shares at par value of Rp1,000,000 each (full amount)
Modal ditempatkan dan disetor - 500 saham	13	49	49	Issued and paid-up capital - 500 shares
Laba ditahan		1.125.996	487.223	Retained earnings
JUMLAH EKUITAS		1.126.045	487.272	TOTAL EQUITY
JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS		2.608.022	2.103.862	TOTAL LIABILITIES AND EQUITY

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

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

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 2 Schedule

**LAPORAN LABA RUGI DAN
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN
UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA TANGGAL
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**STATEMENT OF PROFIT OR LOSS AND
OTHER COMPREHENSIVE INCOME
FOR THE YEAR ENDED
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

	Catatan/ Notes	2017	2016	
PENDAPATAN USAHA	16	1.328.939	882.356	REVENUE
BEBAN USAHA				OPERATING EXPENSES
Beban eksplorasi		(3.592)	-	Exploration expenses
Beban produksi	17a	(210.176)	(186.588)	Production expenses
Beban umum				General and
dan administrasi	17b	(14.376)	(64.363)	administrative expenses
Beban keuangan	18	(57.950)	(66.229)	Finance costs
Pendapatan keuangan		736	143	Finance income
Pendapatan/(beban) lain-lain, neto	17c	59.023	(56.629)	Other income/(expense), net
LABA SEBELUM BEBAN PAJAK PENGHASILAN		1.102.604	508.690	PROFIT BEFORE INCOME TAX EXPENSE
BEBAN PAJAK PENGHASILAN, NETO	11c	(440.399)	(286.017)	INCOME TAX EXPENSE, NET
LABA TAHUN BERJALAN		662.205	222.673	PROFIT FOR THE YEAR
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN				OTHER COMPREHENSIVE INCOME
Pos-pos yang tidak direklasifikasi ke laba rugi dalam periode berikutnya (neto setelah pajak)				Items not to be reclassified to profit or loss in subsequent periods (net of tax)
Pengukuran kembali atas liabilitas imbangan pasti neto		(475)	73	Remeasurement of net defined benefits liability
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN, NETO SETELAH PAJAK		(475)	73	OTHER COMPREHENSIVE INCOME, NET OF TAX
JUMLAH PENGHASILAN KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN		661.730	222.746	TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR

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

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

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 3 Schedule

**LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS
UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA
TANGGAL 31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**STATEMENT OF CHANGES IN EQUITY
FOR THE YEAR ENDED
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

	Catatan/ Notes	Modal ditempatkan dan disetor/ Issued and paid-up capital	Saldo laba/ Retained earnings	Jumlah ekuitas/ Total equity	
Saldo 1 Januari 2016/ 31 Desember 2015		49	290.279	290.328	Balance as of January 1, 2016/ December 31, 2015
Pembagian dividen	14	-	(25.802)	(25.802)	Dividends declared
Pengukuran kembali atas liabilitas imbalan pasti neto		-	73	73	Remeasurement of net defined benefits liability
Laba tahun berjalan		-	222.673	222.673	Profit for the year
Saldo 31 Desember 2016		49	487.223	487.272	Balance as of December 31, 2016
Pembagian dividen	14	-	(22.957)	(22.957)	Dividends declared
Pengukuran kembali atas liabilitas imbalan pasti neto		-	(475)	(475)	Remeasurement of net defined benefits liability
Laba tahun berjalan		-	662.205	662.205	Profit for the year
Saldo 31 Desember 2017		49	1.125.996	1.126.045	Balance as of December 31, 2017

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 4 Schedule

**LAPORAN ARUS KAS
UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA
TANGGAL 31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)p

**STATEMENT OF CASH FLOWS
FOR THE YEAR ENDED
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

	2017	2016	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI			CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES
Penerimaan kas dari pelanggan	795.787	235.390	Cash receipts from customers
Penerimaan kas untuk penggantian biaya	12.193	7.148	Cash receipts for reimbursement of expenditures
Penerimaan pelunasan piutang dari Pertamina	24	147.618	Cash received from Pertamina for settlement of receivable
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(274.385)	(69.349)	Cash paid to suppliers and employees
Pembayaran pajak penghasilan	(272.403)	(208.337)	Cash payments of income tax
Penerimaan dari pendapatan bunga	736	143	Cash receipts from interest income
Penerimaan dari pemerintah	44.771	-	Cash receipts from government
Kas netto yang diperoleh dari aktivitas operasi	306.723	112.613	Net cash provided by operating activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI			CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITY
Pembayaran untuk perolehan aset minyak dan gas bumi	(148.691)	(157.761)	Payments for acquisition of oil and gas properties
Kas netto yang digunakan untuk aktivitas investasi	(148.691)	(157.761)	Net cash used in investing activity
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN			CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES
Penerimaan pinjaman pemegang saham	-	65.600	Receipts from from shareholder
Pembayaran dividen ke pihak berelasi	(195)	(219)	Dividend payments to related parties
Kas netto yang (digunakan untuk)/ diperoleh dari aktivitas pendanaan	(195)	65.381	Net cash (used in)/provided by financing activities
KENAIKAN/(PENURUNAN) NETO KAS DAN SETARA KAS	157.837	20.233	NET INCREASE/(DECREASE) IN CASH AND CASH EQUIVALENTS
Efek perubahan nilai kurs pada kas dan setara kas	(47)	218	Effect of exchange rate changes on cash and cash equivalents
SALDO KAS DAN SETARA KAS PADA AWAL TAHUN	71.252	50.801	CASH AND CASH EQUIVALENTS AT THE BEGINNING OF THE YEAR
SALDO KAS DAN SETARA KAS PADA AKHIR TAHUN	229.042	71.252	CASH AND CASH EQUIVALENTS AT THE END OF YEAR

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/1 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

1. UMUM

a. Pendirian Perusahaan

Perusahaan didirikan berdasarkan Akta No. 5 tanggal 14 September 2005 dari Marianne Vincentia Hamdani, S.H. Akta pendirian ini telah disahkan oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam Surat Keputusan No. C-26131 HT.01.01.TH.2005 tanggal 21 September 2005 dan diumumkan dalam Tambahan Berita Negara No. 5 tanggal 17 Januari 2006.

Anggaran Dasar Perusahaan telah mengalami beberapa kali perubahan. Perubahan terakhir berdasarkan Akta No. 32 tanggal 18 April 2016 dari Marianne Vincentia Hamdani, S.H., tentang perubahan anggaran dasar.

Komposisi Direksi terakhir diubah berdasarkan Akta Notaris Marianne Vincentia Hamdani, S.H., No. 39 tanggal 30 November 2017.

Perusahaan didirikan untuk menjalankan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi.

b. Dewan Komisaris, Direksi dan Karyawan

Susunan dari Dewan Komisaris Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 sebagai berikut:

Dewan Komisaris

Komisaris Utama
Komisaris
Komisaris
Komisaris

Arief Budiman
Doddy Priambodo
Denie S. Tampubolon
Iwan Faidi

Susunan dari Direksi Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 adalah sebagai berikut:

Direksi

	2017
Pj Direktur Utama	Jamsaton Nababan*
Pj Direktur Operasi	-
Pj. Direktur Pengembangan	-
Pj. Direktur Pendukung Bisnis	Desandri****

* Efektif sejak tanggal 14 November 2017
** Berhenti sejak tanggal 14 Agustus 2017
*** Berhenti sejak tanggal 14 November 2017
**** Efektif sejak tanggal 23 Januari 2017

Pada tanggal 31 Desember 2017, Perusahaan memiliki 141 karyawan tetap (2016: 134 karyawan tetap) termasuk 81 karyawan (2016: 72 karyawan) adalah karyawan Pertamina dengan status diperbantukan kepada Perusahaan (tidak diaudit).

1. GENERAL

a. The establishment of the Company

The Company was established by virtue of Notarial Deed No. 5 dated September 14, 2005 of Marianne Vincentia Hamdani, S.H. The deed of establishment was approved by the Ministry of Law and Human Rights in Decision Letter No. C-26131.HT.01.01.TH.2005 dated September 21, 2005 and published in State Gazette No. 5 dated January 17, 2006.

The Company's Articles of Association have been amended several times. The latest amendment was based on Notarial Deed No. 32 of Marianne Vincentia Hamdani, S.H., dated April 18, 2016 regarding the change in the Company's articles of association.

The composition of Company's Directors last amended by the Notarial Deed Marianne Vincentia Hamdani, S.H., No. 39 dated November 30, 2017.

The Company was established to engage in upstream oil and natural gas activities.

b. Boards of Commissioners, Directors and Employees

The composition of the Board of Commissioners of the Company as at December 31, 2017 and 2016 was as follow:

Board of Commissioners

President Commissioner
Commissioner
Commissioner
Commissioner

The composition of the Board of Directors of the Company on December 31, 2017 and 2017 was as follow:

	2016
Adriansyah	
Ricardo Perdana Yudiantoro**	
Jamsaton Nababan***	
-	

Board of Directors

Acting President Director
Acting Director of Operation
Acting Director of Development
Acting Director of Business Support

* Effective since November 14, 2017
** Resigned since August 14, 2017
*** Resigned since November 14, 2017
**** Effective since January 23, 2017

As of December 31, 2017, the Company had 141 permanent employees (2016: 134 permanent employees) including 81 employees (2016: 72 employees) were Pertamina's employees seconded to the Company (unaudited).

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/2 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

1. UMUM (lanjutan)

c. Domisili kantor pusat Perusahaan

Kantor pusat Perusahaan beralamat di Gedung Patra Jasa Office Tower, Lantai 5, 6, 7, 13, dan 14, Jl. Gatot Subroto, Kav. 32-34, Jakarta 12950, Indonesia.

d. SKK Migas

Berdasarkan putusan Mahkamah Konstitusi No. 36/PUU-X/2012 tertanggal 13 November 2012, sejak tanggal 13 November 2012 Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi ("BPMIGAS") dibubarkan sehingga tugas dan fungsinya dialihkan kepada Pemerintah Indonesia sampai diterbitkannya UU atau peraturan baru.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, berdasarkan Keputusan Menteri No. 3135 K/08/MEM/2012 dan Keputusan Menteri No. 3136 K/73/MEM 2012, tertanggal 13 November 2012, membentuk Satuan Kerja Sementara Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi ("SKSP MIGAS"), yang efektif sejak 13 November 2012, mengambil alih tugas, fungsi dan organisasi BPMIGAS.

Berdasarkan Peraturan Presiden No. 9/2013 tertanggal 10 Januari 2013, dibentuk Satuan Kerja Khusus Pelaksanaan Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi ("SKK Migas") menggantikan SKSP MIGAS.

Untuk tujuan laporan keuangan, pemakaian istilah BPMIGAS dan SKSP MIGAS yang dipakai di tahun-tahun sebelumnya diubah menjadi SKK Migas.

2. KONTRAK KERJA SAMA DENGAN SKK MIGAS

Pada tanggal 3 Agustus 1990, Pertamina Lama dan PT Humpuss Patragas (HPG) sebagai kontraktor memulai Technical Assistance Contract (TAC) untuk WK Cepu.

Pada tahun 1997, HPG mengalihkan 49% participating interest di TAC WK Cepu kepada Ampolex Pte. Ltd. (Ampolex) dan pada tahun 2000 HPG mengalihkan sisa kepemilikan sebesar 51% kepada Mobil Cepu Ltd (MCL), dengan persetujuan Pertamina Lama dan Pemerintah Republik Indonesia yang diwakili oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral. TAC WK Cepu efektif berakhir pada tanggal 16 September 2005.

1. GENERAL (continued)

c. Principal address

The principal address of the Company is Patra Jasa Office Tower, 5th, 6th, 7th, 13th, and 14th floors, Jl. Gatot Subroto Kav. 32-34, Jakarta 12950, Indonesia.

d. SKK Migas

Based on the Constitutional Court's decision No. 36/PUU-X/2012 dated November 13, 2012, effective on November 13, 2012, Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi ("BPMIGAS") was dissolved and therefore its duties and functions were assigned to the Government of Indonesia until the issue of new laws or regulations.

The Ministry of Energy and Mineral Resources, based on Ministerial Decision No. 3135 K/08/MEM/2012 and Ministerial Decision No. 3136 K/73/MEM 2012 dated November 13, 2012, established a Temporary Working Unit for Upstream Oil and Gas Activities ("SKSP MIGAS") effective from November 13, 2012, which assumed the duties, functions and organisation of BPMIGAS.

Based on Presidential Regulation No. 9/2013 dated January 10, 2013, the Special Working Unit on Upstream Oil and Gas Activities ("SKK Migas") was established to replace SKSP MIGAS.

For the purpose of these financial statements, the terms BPMIGAS and SKSP MIGAS which were used in prior years have been changed to SKK Migas.

2. PRODUCTION SHARING CONTRACT WITH SKK MIGAS

On August 3, 1990, the former Pertamina Entity and PT Humpuss Patragas (HPG) as a contractor, entered into a Technical Assistance Contract (TAC) for the Cepu Block.

In 1997, HPG assigned a 49% participating interest in the Cepu Block TAC to Ampolex Pte. Ltd. (Ampolex), and in 2000, HPG assigned its remaining 51% participating interest to Mobil Cepu Ltd. (MCL) with the approval of the former Pertamina Entity and the Government of the Republic of Indonesia acting through the Minister of Energy and Mineral Resources. The Cepu Block TAC was terminated on September 16, 2005.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/3 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**2. KONTRAK KERJA SAMA DENGAN SKK MIGAS
(lanjutan)**

Pada tanggal 17 September 2005 ditandatangani Kontrak Kerja Sama ("KKS") antara SKK Migas dengan Perusahaan (50% *participating interest*), MCL (25,50% *participating interest*) dan Ampolex (24,50% *participating interest*) (secara bersama-sama disebut Kontraktor) untuk jangka waktu 30 tahun dari tanggal 17 September 2005 sampai dengan tanggal 16 September 2035, dan dapat diperpanjang sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Pada tanggal 15 Maret 2006, para kontraktor KKS Blok Cepu menandatangani *Joint Operating Agreement* (JOA) untuk melaksanakan kegiatan operasional minyak dan gas bumi dengan MCL bertindak sebagai operator.

Sesuai dengan Pasal 19 dari JOA, beban masa lalu yang terjadi di masa TAC WK Cepu merupakan bagian dari pengembalian biaya operasi dalam KKS Blok Cepu dimana MCL dan Ampolex mendapatkan prioritas utama di atas semua pihak yang terlibat di dalam JOA untuk mendapatkan pengembalian beban masa lalu tersebut. Pengembalian beban masa lalu dilakukan melalui *lifting* oleh MCL dan Ampolex sampai dengan 50% dari jumlah *lifting* minyak dan gas bumi setiap tahun setelah dikurangi *First Tranche Petroleum* (FTP) (Catatan 2g).

Di kemudian hari, MCL berubah menjadi ExxonMobil Cepu Limited ("EMCL").

KKS Blok Cepu mulai memproduksi minyak secara komersial pada tanggal 31 Agustus 2009.

a. Wilayah Kerja

Wilayah kerja KKS adalah wilayah dimana kontraktor dapat melaksanakan kegiatan operasi minyak dan gas bumi. Kontraktor KKS wajib mengembalikan persentase tertentu dari luas wilayah kerja yang ditentukan kepada Pemerintah melalui SKK Migas selama periode KKS. Area tersebut berada di tiga wilayah Kabupaten dan dua Provinsi, yaitu Kabupaten Bojonegoro dan Kabupaten Tuban di Provinsi Jawa Timur serta Kabupaten Blora di Provinsi Jawa Tengah.

b. Bagi hasil produksi minyak mentah dan gas bumi

Bagi hasil produksi minyak antara Kontraktor dan Pemerintah ditentukan dengan menggunakan harga rata-rata tertimbang minyak mentah selama tahun yang bersangkutan sebagai berikut:

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**2. PRODUCTION SHARING CONTRACT WITH SKK
MIGAS (continued)**

On September 17, 2005, a Production Sharing Contract ("PSC") was signed between SKK Migas and the Company (50% *participating interest*), MCL (25.50% *participating interest*) and Ampolex (24.50% *participating interest*) (collectively referred to as the Contractors) for a period of 30 years from September 17, 2005 until September 16, 2035, and extendable in accordance with the applicable regulations.

On March 15, 2006, the Cepu Block PSC contractors entered into a Joint Operating Agreement (JOA) to conduct oil and natural gas operations with MCL as the Operator.

In accordance with Article 19 of the JOA, prior year costs incurred under the Cepu Block TAC, are treated as part of the recoverable costs under the Cepu Block PSC, for which MCL and Ampolex have priority over all other JOA parties in the recovery of these prior years costs. The settlement of prior year costs is to be effected by MCL and Ampolex lifting up to 50% of the total liftings of crude oil and natural gas each year, after deducting First Tranche Petroleum (FTP) (Note 2g).

MCL subsequently changed to ExxonMobil Cepu Limited ("EMCL").

The Cepu Block PSC commenced commercial oil production on August 31, 2009.

a. Working area

The PSC working area is a designated area in which the contractors may conduct oil and natural gas operations. PSC contractors must return a certain percentage of the designated working area to SKK Migas on behalf of the Government during the term of the PSC. The working area is located between three Regencies and two Provinces, Bojonegoro and Tuban Regency in East Java and Blora Regency in Central Java.

b. Crude oil and natural gas production sharing

The Contractors' and the Government's share of the equity (profit) oil production is determined based on the annual weighted average oil price during the respective year, as follows:

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/4 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

2. KONTRAK KERJA SAMA DENGAN SKK MIGAS
(lanjutan)

2. PRODUCTION SHARING CONTRACT WITH SKK
MIGAS (continued)

b. Bagi hasil produksi minyak mentah dan gas
bumi (lanjutan)

b. Crude oil and natural gas production sharing
(continued)

Harga rata-rata tertimbang minyak mentah selama tahun yang bersangkutan/ <i>Crude oil annual weighted average price during the respective year</i>		Pemerintah diwakili oleh SKK Migas/SKK Migas representing the Government	Kontraktor/ Contractors
Lebih dari atau sama dengan/ <i>Greater than or equal to</i> (US\$/bbl)	Kurang dari/ <i>Less than</i> (US\$/bbl)		
0	35	46,4286%	53,5714%
35	40	55,3572%	44,6428%
40	45	64,2858%	35,7142%
45	-	73,2143%	26,7857%

Bagi hasil produksi gas antara Kontraktor dan
Pemerintah adalah, masing-masing 62,5% dan
37,5%.

The Contractors' and the Government's share of
equity (profit) gas production is 62.5% and
37.5%, respectively.

Pembagian hasil produksi minyak dan gas bumi
dihitung secara tahunan, yang merupakan jumlah
liftings selama tahun yang berakhir pada tanggal 31
Desember setelah dikurangi kredit investasi, FTP
dan pengembalian biaya operasi.

The share of oil and natural gas production is
calculated on an annual basis, which represents
the number of liftings during the year ended
December 31, after deducting the investment
credit, FTP and returning operating costs.

Berdasarkan Kontrak Penyesuaian Bagi Hasil
antara Perusahaan dengan SKK Migas yang telah
disetujui oleh Menteri Energi dan Sumber Daya
Mineral yang berlaku efektif sejak 2 Januari 2014,
Perusahaan mendapatkan penyesuaian bagi hasil
menjadi sebesar 40% setelah tarif pajak gabungan
sebesar 40,5%. Kontrak Penyesuaian Bagi Hasil
tetap berlaku sepanjang persyaratan berikut ini
terpenuhi:

Based on a Side Contract between the Company
and SKK Migas, which was approved by the
Minister of Energy and Mineral Resources with
an effective date of January 2, 2014, the
Company's equity oil and natural gas production
share after tax at a combined tax rate of 40.5%,
is 40%. The Side Contract remains effective if the
following requirements are met:

- Kepemilikan saham Pertamina 100% dimiliki
secara langsung oleh Negara;
- Kepemilikan saham Perusahaan tidak
mengalami perubahan atau tetap seperti pada
saat Kontrak ditandatangani;
- Participating interest Perusahaan pada KKS Blok
Cepu tidak dialihkan kepada pihak lain.

- 100% of Pertamina shares are directly
owned by the Government;
- There are no changes in the composition of
the shareholders of the Company since the
effective date of the Contract;
- The Company's participating interest in
Cepu Block PSC is not transferred to another
party.

c. Pengembalian biaya operasi

c. Cost recovery

Pengembalian biaya operasi tahunan terdiri dari:

Annual cost recovery comprises:

- Biaya non-kapital tahun berjalan;
- Penyusutan biaya kapital tahun berjalan;
- Biaya operasi tahun-tahun sebelumnya yang
belum memperoleh penggantian (unrecovered
costs).

- Current year non-capital costs;
- Current year amortisation of capital costs;
- Unrecovered operating costs from previous
years.

d. Kredit investasi

d. Investment credit

Kontraktor memperoleh fasilitas kredit investasi
sebagai penambah pengembalian biaya operasi,
sebesar maksimal 15,78% dari biaya investasi
kapital yang dikeluarkan untuk pengembangan
fasilitas produksi minyak mentah dan gas bumi,
apabila disetujui oleh SKK Migas.

The Contractors are entitled to an investment
credit (entitlement to additional cost recovery) of
a maximum of 15.78% of the direct capital
investments required to develop crude oil and
natural gas production facilities, subject to
approval by SKK Migas.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/5 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**2. KONTRAK KERJA SAMA DENGAN SKK MIGAS
(lanjutan)**

e. Harga minyak mentah dan gas bumi

Produksi minyak mentah bagian Kontraktor dinilai dengan Harga Minyak Indonesia (Indonesian Crude Prices - ICP). Gas bumi yang dikirim kepada pihak ketiga dan pihak berelasi dinilai dengan harga yang ditetapkan dalam Perjanjian Jual Beli Gas ("PJBG").

f. Domestic Market Obligation (DMO)

Minyak Mentah

Kontraktor KKS wajib memenuhi kebutuhan dalam negeri Indonesia dengan perhitungan setiap tahun sebagai berikut:

- i. Mengalikan jumlah minyak mentah yang diproduksi dari wilayah kerja dengan hasil pembagian antara jumlah kebutuhan minyak mentah dalam negeri sebagai pembilang dan jumlah seluruh minyak mentah Indonesia yang diproduksi oleh seluruh perusahaan perminyakan sebagai penyebut.
- ii. Menghitung 25% jumlah minyak mentah yang diproduksi dari wilayah kerja.
- iii. Mengalikan jumlah minyak mentah yang lebih kecil antara hitungan (i) dan (ii) dengan persentase bagi hasil minyak mentah milik Kontraktor (Catatan 2b).

Harga DMO untuk minyak mentah adalah harga rata-rata tertimbang dari seluruh jenis minyak mentah yang dijual oleh kontraktor KKS atau harga lain yang ditentukan dalam KKS tersebut.

DMO dengan ketentuan harga Penuh (100%)

Pada tanggal 30 Desember 2015, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral mengeluarkan surat No. 10607/12/MEM.M/2015 yang memberikan DMO Fee sebesar ICP kepada Perusahaan untuk mencapai besaran bagi hasil migas setelah pajak 60% (Pemerintah): 40% (Perusahaan). Pelaksanaan penyesuaian DMO tersebut dilakukan melalui amandemen *Side Contract* yang ditandatangani pada tanggal 4 September 2017.

Gas Bumi

Kontraktor KKS wajib memenuhi kebutuhan dalam negeri Indonesia sebesar 25% dari total gas bumi yang diproduksi dari wilayah kerja kontraktor dikalikan dengan persentase bagi hasil Kontraktor.

Harga DMO untuk gas bumi ditentukan berdasarkan harga jual yang disepakati di dalam kontrak penjualan.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**2. PRODUCTION SHARING CONTRACT WITH SKK
MIGAS (continued)**

e. Crude oil and natural gas prices

The Contractors' share of crude oil production is priced at Indonesian Crude Prices (ICP). Natural gas delivered to third parties and related parties is valued based on the prices stipulated in the respective Gas Sale and Purchase Agreements ("GSPA").

f. Domestic Market Obligation (DMO)

Crude Oil

The PSC Contractors are required to supply the domestic market in Indonesia in accordance with the following annual calculations:

- i. Multiply the total quantity of crude oil produced from the contract area by a fraction, the numerator of which is the total quantity of crude oil to be supplied and the denominator is the entire Indonesian production of crude oil of all petroleum companies.
- ii. Compute 25% of the total quantity of crude oil produced from the contract area.
- iii. Multiply the lower computed, either under (i) or (ii) by the percentage of the contractor's entitlement (Note 2b).

The price of DMO for crude oil supplied is equal to the weighted average of all types of crude oil sold by the PSC Contractor or other price determined under the PSC.

DMO with the provisions Full Price (100%)

On December 30, 2015, the Minister of Energy and Mineral Resources issued letter No. 10607/12/MEM.M/2015, which provides for a DMO Fee equal to ICP to be paid to the Company in order to result in an equity split after taxes of 60% (Government): 40% (Company). The implementation of the DMO fee adjustment is being documented through an amendment of a *Side Contract*, which was signed on September 4, 2017.

Natural Gas

The PSC Contractors are required to supply the domestic market in Indonesia with 25% of the total quantity of natural gas produced in the working area multiplied by the Contractor's entitlement percentage.

The price of DMO for natural gas is determined based on the agreed contracted sales prices.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/6 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**2. KONTRAK KERJA SAMA DENGAN SKK MIGAS
(lanjutan)**

g. First Tranche Petroleum (FTP)

Setiap tahun Pemerintah dan Kontraktor berhak untuk menerima sebesar masing-masing 20% dari produksi minyak dan gas bumi sebelum dikurangi dengan pengembalian biaya operasi dan kredit investasi. Pembagian hak atas FTP antara Pemerintah dan Kontraktor sama seperti pembagian hak atas minyak dan gas bumi seperti dijelaskan di dalam Catatan 2b.

h. Hak milik atas persediaan, perlengkapan dan peralatan

Persediaan dan perlengkapan, serta peralatan yang dibeli oleh Kontraktor untuk kegiatan operasi minyak dan gas bumi adalah milik Pemerintah (dalam hal pengadaan barang impor, pada saat barang tersebut telah berada di Pelabuhan Indonesia), akan tetapi, kontraktor KKS memiliki hak untuk menggunakan persediaan, perlengkapan dan peralatan tersebut sampai dinyatakan surplus atau ditinggalkan dengan persetujuan SKK Migas.

i. Kewajiban pengalihan *participating interest* kepada Badan Usaha Milik Daerah (BUMD)

Kontraktor diwajibkan untuk menawarkan pengalihan 10% dari *participating interest*-nya kepada BUMD yang ditunjuk oleh Pemerintah berdasarkan perjanjian komersial yang wajar.

Para pihak yang berpartisipasi dalam perjanjian KKS Blok Cepu menyetujui bahwa bagian dari 10% tersebut terdiri dari 5% dari *participating interest* Perusahaan dan 5% dari *participating interest* EMCL dan Ampolex. Pada tanggal 22 Februari 2008, 10% dari *participating interest* tersebut telah dialihkan kepada PT Sarana Patra Hulu Cepu (SPHC), PT Blora Patragas Hulu (BPH), PT Asri Dharma Sejahtera (ADS) dan PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) dengan porsi *participating interest* sebesar 1,0910%, 2,1820%, 4,4847% dan 2,2423%, sehingga *participating interest* Perusahaan menjadi 45%.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING

Laporan keuangan Perusahaan telah diselesaikan dan disetujui untuk diterbitkan oleh Direksi Perusahaan pada tanggal 27 Februari 2018.

Kebijakan akuntansi dan pelaporan keuangan yang diterapkan oleh Perusahaan sesuai dengan standar akuntansi keuangan di Indonesia, yaitu Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan ("PSAK"). Kebijakan akuntansi diterapkan secara konsisten oleh Perusahaan dalam penyusunan laporan keuangan untuk tanggal 31 Desember 2017 dan 2016.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**2. PRODUCTION SHARING CONTRACT WITH SKK
MIGAS (continued)**

g. First Tranche Petroleum (FTP)

The Government and the Contractors are entitled to each receive an amount equal to 20% of the total production of oil and natural gas each year before any deduction for the recovery of operating costs and investment credit. FTP is shared between the Government and the Contractors in accordance with the entitlements to production described in Note 2b.

h. Ownership of materials, supplies and equipment

Materials, supplies and equipment acquired by the Contractors for oil and natural gas operations belong to the Government (in the case of imports, when landed at Indonesian ports), however, the PSC Contractors have the right to utilise such materials, supplies and equipment until they are declared surplus or abandoned with the approval of SKK Migas.

i. Obligation to assign a participating interest to a Regional Government Company (BUMD)

The Contractors must offer 10% of their participating interests to a BUMD designated by the Government on the basis of a reasonable commercial agreement with the designated BUMD.

It has been agreed by the participating partners in the Cepu Block PSC that this 10% shall comprise a 5% participating interest assigned by the Company and a 5% participating interest assigned by EMCL and Ampolex. on February 22, 2008, the 10% participating interest has been transferred to PT Sarana Patra Hulu Cepu (SPHC), PT Blora Patragas Hulu (BPH), PT Asri Dharma Sejahtera (ADS) and PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) with participating interests of 1.0910%, 2.1820%, 4.4847% and 2.2423%, respectively, resulted to the Company participating interest of 45%.

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES**

The Company's financial statements were completed and authorized for issuance by the Company's Board of Directors on February 27, 2018.

The accounting and financial reporting policies adopted by the Company are in conformity with Indonesian financial accounting standards, which are based on Indonesian Statements of Financial Accounting Standards ("SFAS"). The accounting policies were applied consistently by the Company in the preparation of the financial statements as of December 31, 2017 and 2016.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/7 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

a. Dasar penyusunan laporan keuangan

Laporan keuangan disusun berdasarkan konsep akrual dan dasar pengukuran dengan menggunakan harga historis, kecuali beberapa akun tertentu yang dicatat berdasarkan pengukuran lain sebagaimana diuraikan dalam kebijakan akuntansi akun tersebut.

Laporan arus kas disusun dengan menggunakan metode langsung dan mengklasifikasikan arus kas menjadi kegiatan operasi, investasi dan pendanaan.

Laporan keuangan disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat (AS\$ atau Dolar AS), mata uang fungsional dan penyajian Perusahaan, kecuali dinyatakan lain

b. Perubahan kebijakan akuntansi dan pengungkapan

i. Penerapan dari standar dan interpretasi baru/revisi berikut, tidak menimbulkan perubahan besar terhadap kebijakan akuntansi Perusahaan dan efek material terhadap laporan keuangan

Standar baru, revisi terhadap standar yang telah ada dan interpretasi berikut ini, telah diterbitkan dan wajib untuk diterapkan untuk pertama kali untuk tahun buku Perusahaan yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Januari 2017 atau periode setelahnya. Perusahaan telah mengadopsinya tetapi tidak ada dampak signifikan terhadap bisnis Perusahaan saat ini.

- Amendemen PSAK 1 (2015): Penyajian Laporan Keuangan
- PSAK 24 (Penyesuaian 2016): Imbalan Kerja
- PSAK 60 (Penyesuaian 2016): Instrumen Keuangan: Pengungkapan

ii. Standar baru, revisi dan interpretasi yang telah diterbitkan, namun belum berlaku efektif

Berikut ini adalah standar akuntansi yang telah disahkan oleh Dewan Standar Akuntansi Keuangan (DSAK) yang dipandang relevan terhadap pelaporan keuangan Perusahaan namun belum berlaku efektif untuk laporan keuangan 31 Desember 2017 dan untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut:

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

a. Basis of financial statements preparation

The financial statements have been prepared on the accrual basis and the measurement basis used is historical cost, except for certain accounts which requires different measurement as disclosed on each accounts accounting policies.

The statement of cash flows has been prepared based on the direct method by classifying the cash flows on the basis of operating, investing and financing activities.

The financial statements are presented in thousands of United States Dollars (US\$ or US Dollars), which is also the Company's functional currency, unless otherwise stated.

b. Changes in accounting policies and disclosure

i. The adoption of these new/revised standards and interpretations did not result in substantial changes to the Company's accounting policies and had no material effect on the amounts reported in the financial statements.

The following new standards, amendments to existing standards and interpretations have been published and are mandatory for the first time adoption for the Company's financial year beginning on January 1, 2017 or later periods. The Company has adopted them but they have no significant impact to the Company's business.

- Amendment to SFAS 1 (2015): Presentation of Financial Statement
- SFAS 24 (Improvement 2016): Employee Benefit
- SFAS 60 (Improvement 2016): Financial Instruments: Disclosures

ii. New standards, amendments and interpretations issued but not yet effective

The following are accounting standards issued by the Indonesian Financial Accounting Standards Board (DSAK) that are considered relevant to the financial reporting of the Company but not yet effective for financial statements as of December 31, 2017 and for the year then ended:

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/8 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**b. Perubahan kebijakan akuntansi dan
pengungkapan (lanjutan)**

**ii. Standar baru, revisi dan interpretasi yang
telah diterbitkan, namun belum berlaku
efektif (lanjutan)**

Berlaku efektif 1 Januari 2018

- Amendemen PSAK 2: Laporan Arus Kas tentang Prakarsa Pengungkapan yang mensyaratkan entitas untuk menyediakan pengungkapan yang memungkinkan pengguna laporan keuangan untuk mengevaluasi perubahan pada liabilitas yang timbul dari aktivitas pendanaan, termasuk perubahan yang timbul dari arus kas maupun perubahan non-kas. Penerapan dini amandemen ini diperkenankan.
- Amendemen PSAK 46: Pajak Penghasilan tentang Pengakuan Aset Pajak Tangguhan untuk Rugi yang Belum Direalisasi, yang mengklarifikasi penentuan apakah laba kena pajak akan tersedia sehingga perbedaan temporer yang dapat dikurangkan dapat dimanfaatkan; estimasi atas kemungkinan besar laba kena pajak masa depan dapat mencakup pemulihan beberapa aset entitas melebihi jumlah tercatatnya. Penerapan dini amandemen diperkenankan.

Berlaku efektif 1 Januari 2020

- PSAK 71: Instrumen Keuangan, yang merevisi persyaratan terkait klasifikasi dan pengukuran instrumen keuangan, termasuk model kerugian kredit ekspektasian untuk menghitung penurunan nilai aset keuangan, dan persyaratan akuntansi lindung nilai secara umum yang baru. Penerapan dini PSAK ini diperkenankan.
- PSAK 72: Pendapatan dari Kontrak dengan Pelanggan yang menetapkan kerangka yang komprehensif untuk menentukan bagaimana, kapan dan berapa besar pendapatan dapat diakui. PSAK 72 menggantikan sejumlah standar akuntansi pendapatan yang ada saat ini, termasuk PSAK 23: Pendapatan, PSAK 34: Kontrak Konstruksi dan ISAK 10: Program Loyalitas Pelanggan. Penerapan dini PSAK ini diperkenankan.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

**b. Changes in accounting policies and
disclosure (continued)**

**ii. New standards, amendments and
interpretations issued but not yet effective
(continued)**

Effective January 1, 2018

- Amendment to SFAS 2: Statement of Cash Flows on the Disclosures Initiative, which requires entities to provide disclosures that enable the financial statements users to evaluate the changes in liabilities arising from financing activities, including changes from cash flow and non-cash. Earlier application of this amendment is permitted.
- Amendment to SFAS 46: Income Taxes on the Recognition of Deferred Tax Assets for Unrealized Losses, which clarifies the determination of whether the taxable income will be available so that the deductible temporary differences can be utilized; estimates of the most likely future taxable income can include recovery of certain assets of the entity exceeds its carrying amount. Earlier application of this amendment is permitted.

Effective January 1, 2020

- SFAS 71: Financial Instruments, which revised the requirements related to the classification and measurement of financial instruments, including the expectation credit loss model for calculation of impairment of financial assets, and new general hedging accounting requirements. Earlier application of this SFAS is permitted.
- SFAS 72: Revenue from Contracts with Customers which sets out a comprehensive framework to determine how, when and how much revenue can be recognized. SFAS 72 supersedes some current revenue accounting standards, including SFAS 23: Revenue, SFAS 34: Construction Contracts and IFAS 10: Customer Loyalty Programs. Earlier application of this SFAS is permitted.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/9 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**b. Perubahan kebijakan akuntansi dan
pengungkapan (lanjutan)**

**ii. Standar baru, revisi dan interpretasi yang
telah diterbitkan, namun belum berlaku
efektif (lanjutan)**

Berlaku efektif 1 Januari 2020 (lanjutan)

- PSAK 73: Sewa, berlaku efektif 1 Januari 2020 dengan penerapan dini diperkenankan khusus bagi entitas yang telah menerapkan PSAK 72 yang menetapkan prinsip pengakuan, pengukuran, penyajian, dan pengungkapan atas sewa dengan memperkenalkan model akuntansi tunggal khususnya untuk penyewa. Penyewa disyaratkan untuk mengakui aset hak-guna dan liabilitas sewa.
- Amendemen PSAK 71: Instrumen Keuangan tentang Fitur Percepatan Pelunasan dengan Kompensasi Negatif yang mengatur bahwa aset keuangan dengan fitur percepatan pelunasan yang dapat menghasilkan kompensasi negatif memenuhi kualifikasi sebagai arus kas kontraktual yang berasal semata dari pembayaran pokok dan bunga. Penerapan dini amandemen ini diperkenankan.

Perusahaan sedang mengevaluasi standar akuntansi tersebut dan belum menentukan dampaknya terhadap laporan keuangan.

c. Transaksi dengan pihak-pihak berelasi

Perusahaan melakukan transaksi dengan pihak berelasi sesuai PSAK 7: Pengungkapan Pihak-Pihak Berelasi. Seluruh transaksi dan saldo yang material dengan pihak berelasi diungkapkan dalam catatan atas laporan keuangan.

d. Kas dan setara kas

Kas dan setara kas termasuk kas, simpanan yang sewaktu-waktu bisa dicairkan dan investasi likuid jangka pendek lainnya yang jatuh tempo dalam tiga bulan atau kurang sejak tanggal penempatan dan tidak digunakan sebagai jaminan atau tidak dibatasi penggunaannya.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

**b. Changes in accounting policies and
disclosure (continued)**

**ii. New standards, amendments and
interpretations issued but not yet
effective (continued)**

Effective January 1, 2020 (continued)

- SFAS 73: Lease, effective January 1, 2020 with earlier application is permitted only for entities that apply SFAS 72, which establishes the principles of recognition, measurement, presentation, and disclosure of leases by introducing a single accounting model specifically for lessee. Lessee are required to recognize right-of-use assets and lease liabilities.
- Amendment of SFAS 71: Financial Instruments regarding prepayment features with negative compensation which regulates that financial assets with prepayment features that can results negative compensation meets qualification as contractual cashflows that are solely payments of principal and interest. Early application of this ammendment is permitted.

The Company is presently evaluating and has not yet determined the effects of these accounting standards on its financial statements.

c. Related party transactions

The Company enters into transactions with related parties as defined in SFAS 7: Related Party Disclosures. All significant transactions and balances with related parties are disclosed in the notes to these financial statements.

d. Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents include cash on hand, cash in banks including cash on hand, deposits held at call with banks and other short-term highly liquid investments with original and time deposits with maturity periods of three months or less at the time of placement and which are not used as collateral or are not restricted.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/10 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

e. Piutang usaha dan lain-lain

Piutang usaha adalah jumlah tagihan dari pelanggan untuk penjualan minyak dan gas bumi yang dilakukan dalam kegiatan usaha biasa. Piutang lain-lain adalah jumlah tagihan dari pihak berelasi dan pihak ketiga untuk transaksi selain usaha.

Piutang usaha dan lain-lain pada awalnya diakui sebesar nilai wajar dan kemudian diukur pada biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode suku bunga efektif, dikurangi dengan provisi untuk penurunan nilai. Jika piutang diharapkan tertagih dalam satu tahun atau kurang (atau dalam siklus normal operasi dari bisnis jika lebih lama), piutang tersebut dikelompokkan sebagai aset lancar. Jika lebih, piutang tersebut disajikan sebagai aset tidak lancar.

f. Persediaan

Persediaan material seperti suku cadang, bahan kimia dan sebagainya, dicatat berdasarkan metode rata-rata. Persediaan material tidak termasuk persediaan usang, tidak terpakai dan lambat pergerakannya yang disajikan dalam akun aset lain-lain dan menjadi bagian dari aset tidak lancar.

Penyisihan penurunan nilai persediaan usang, tidak terpakai dan lambat pergerakannya dilakukan berdasarkan analisis manajemen terhadap kondisi material tersebut pada akhir tahun.

Perusahaan tidak mengakui persediaan minyak mentah dan gas bumi karena persediaan tersebut merupakan milik Pemerintah sampai minyak mentah dan gas bumi tersebut dijual.

g. Instrumen keuangan

i. Aset keuangan

Pengakuan awal

Aset keuangan diklasifikasikan sebagai aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi, pinjaman yang diberikan dan piutang, investasi dimiliki hingga jatuh tempo, aset keuangan tersedia untuk dijual, atau sebagai derivatif yang ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai dalam lindung nilai yang efektif. Pengklasifikasian ini tergantung pada hakekat dan tujuan aset keuangan diperoleh dan ditetapkan pada saat pengakuan awal. Tidak terdapat klasifikasi aset keuangan Perusahaan sebagai aset keuangan yang dimiliki hingga jatuh tempo (HTM).

e. Trade and other receivables

Trade receivables are amounts due from customers for crude oil and natural gas sales in the ordinary course of business. Other receivables include amounts due from related parties and third parties for non-trade transactions.

Trade and other receivables are recognised initially at fair value and subsequently measured at amortised cost using the effective interest method, less a provision for impairment. If collection is expected in one year or less (or in the normal operating cycle of the business if longer), they are classified as current assets. If more, they are presented as non-current assets.

f. Inventories

Materials such as spare parts, chemicals and others are stated at average cost. Materials exclude obsolete, unusable and slow-moving materials which are recorded as part of other assets under the non-current assets section.

A provision for obsolete, unusable and slow-moving materials is provided based on management's analysis of the condition of such materials at the end of the year.

The Company does not recognise inventories of crude oil and natural gas as such inventories remain the property of the Government until sold.

g. Financial instruments

i. Financial assets

Initial recognition

Financial assets are classified as financial assets at fair value through profit or loss, loans and receivables, held-to-maturity investments, available-for-sale financial assets, or as derivatives designated as hedging instruments in an effective hedge. The classification depends on the nature and purpose for which the asset was acquired and is determined at the time of initial recognition. The Company has not classified any of its financial assets as held to maturity (HTM).

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/11 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

g. Instrumen keuangan (lanjutan)

g. Financial instruments (continued)

i. Aset keuangan (lanjutan)

i. Financial assets (continued)

Pengakuan awal (lanjutan)

Initial recognition (continued)

Aset keuangan pada awalnya diakui pada nilai wajar, dan dalam hal aset keuangan yang tidak diakui pada nilai wajar melalui laba rugi, ditambah dengan biaya transaksi yang dapat diatribusikan secara langsung.

Financial assets are recognized initially at fair value, in the case of financial assets not at fair value through profit or loss, directly attributable transaction costs are added to the fair value.

Pengukuran setelah pengakuan

Subsequent measurement

Pengukuran setelah pengakuan awal atas aset keuangan bergantung pada klasifikasi sebagai berikut:

The subsequent measurement of financial assets depends on their classification as follows:

- Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi

- Financial assets at fair value through profit or loss

Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi termasuk aset keuangan untuk diperdagangkan dan aset keuangan yang ditetapkan pada saat pengakuan awal untuk diukur pada nilai wajar melalui laba rugi.

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

- Pinjaman yang diberikan dan piutang

- Loans and receivables

Pinjaman yang diberikan dan piutang adalah aset keuangan non derivatif dengan pembayaran tetap atau telah ditentukan, yang tidak mempunyai kuotasi di pasar aktif.

Loans and receivables are non-derivative financial assets with fixed or determinable payments that are not quoted in an active market.

- Aset keuangan tersedia untuk dijual

- Available-for-sale (AFS) financial assets

Aset keuangan tersedia untuk dijual adalah aset keuangan nonderivatif yang ditetapkan sebagai tersedia untuk dijual atau yang tidak diklasifikasikan dalam dua kategori sebelumnya. Setelah pengukuran awal, aset keuangan tersedia untuk dijual diukur dengan nilai wajar dengan keuntungan atau kerugian yang belum terealisasi diakui dalam ekuitas sampai investasi tersebut dihentikan pengakuannya. Pada saat itu, keuntungan atau kerugian kumulatif yang sebelumnya diakui dalam ekuitas akan direklasifikasi ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain sebagai penyesuaian reklasifikasi.

AFS financial assets are non-derivative financial assets that are designated as available-for-sale or are not classified in any of the two preceding categories. After initial measurement, AFS financial assets are measured at fair value with unrealized gains or losses recognized in equity until the investment is derecognized. At that time, the cumulative gain or loss previously recognized in equity is reclassified to the statements of profit and loss and other comprehensive income as a reclassification adjustment.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/12 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)

3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)

g. Instrumen keuangan (lanjutan)

g. Financial instruments (continued)

i. Aset keuangan (lanjutan)

i. Financial assets (continued)

Penghentian pengakuan

Derecognition

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

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

- hak kontraktual atas arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut berakhir; atau
- Perusahaan 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 kepada pihak ketiga melalui suatu kesepakatan penyerahan dan (a) Perusahaan secara substansial memindahkan seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, atau (b) Perusahaan secara substansial tidak memindahkan dan tidak memiliki seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, namun telah memindahkan pengendalian atas aset keuangan tersebut.

- the contractual rights to receive cash flows from the asset have expired; or

- the Company 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 Company has transferred substantially all the risks and rewards of the financial asset, or (b) the Company has neither transferred nor retained substantially all the risks and rewards of the asset, but has transferred control of the asset.

ii. Liabilitas keuangan

ii. Financial liabilities

Pengakuan awal

Initial recognition

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

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

Liabilitas keuangan pada awalnya diukur pada nilai wajar dan, dalam hal liabilitas keuangan yang diukur dengan biaya perolehan diamortisasi, ditambah biaya transaksi yang dapat diatribusikan secara langsung.

Financial liabilities are recognized initially at fair value and, in the case of financial liabilities recognized at amortized cost, include directly attributable transaction costs.

Liabilitas keuangan Perusahaan yang dikategorikan sebagai liabilitas keuangan lainnya meliputi pinjaman jangka pendek, utang usaha, utang Pemerintah, beban masih harus dibayar, liabilitas jangka panjang, utang lain-lain, utang obligasi, dan utang jangka panjang lain-lain.

The Company's financial liabilities which are classified as other financial liabilities include short-term loans, trade payables, due to the Government, accrued expenses, long-term liabilities, other payables, bonds payable and other non-current payables.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/13 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

g. Instrumen keuangan (lanjutan)

g. Financial instruments (continued)

ii. Liabilitas keuangan (lanjutan)

ii. Financial liabilities (continued)

Pengukuran setelah pengakuan awal

Subsequent measurement

Pengukuran liabilitas keuangan tergantung
pada klasifikasinya sebagai berikut:

The measurement of financial liabilities
depends on their classification as follows:

- Liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi

- Financial liabilities at fair value through profit or loss

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

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

Liabilitas keuangan diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan jika mereka diperoleh untuk tujuan dijual atau dibeli kembali dalam waktu dekat. Liabilitas derivatif juga diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan kecuali mereka ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai efektif.

Financial liabilities are classified as held for trading if they are acquired for the purpose of selling or repurchasing in the near term. Derivative liabilities are also classified as held for trading unless they are designated as effective hedging instruments.

Keuntungan atau kerugian atas liabilitas yang dimiliki untuk diperdagangkan diakui dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain.

Gains or losses on liabilities held for trading are recognized in the statement of profit and loss and other comprehensive income.

- Liabilitas keuangan pada biaya perolehan diamortiasi

- Financial liabilities at amortized cost

Setelah pengakuan awal, liabilitas keuangan yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi yang dikenakan bunga selanjutnya diukur pada biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode SBE. Pada tanggal pelaporan, biaya bunga yang masih harus dibayar dicatat secara terpisah dari pokok pinjaman terkait dalam bagian liabilitas lancar. Keuntungan dan kerugian diakui dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain ketika liabilitas dihentikan pengakuannya serta melalui proses amortisasi menggunakan metode SBE.

After initial recognition, interest-bearing loans and borrowings are subsequently measured at cost using the EIR method. At the reporting date, the accrued interest is recorded separately from the respective principal loans as part of current liabilities. Gains and losses are recognized in the statement of profit or loss and other comprehensive income when the liabilities are derecognized as well as through the amortization process using the EIR method.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/14 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

g. Instrumen keuangan (lanjutan)

g. Financial instruments (continued)

ii. Liabilitas keuangan (lanjutan)

ii. Financial liabilities (continued)

Penghentian pengakuan

Derecognition

Ketika sebuah liabilitas keuangan ditukar dengan liabilitas keuangan lain dari pemberi pinjaman yang sama atas persyaratan yang secara substansial berbeda, atau bila persyaratan dari liabilitas keuangan tersebut secara substansial dimodifikasi, pertukaran atau modifikasi persyaratan tersebut dicatat sebagai penghentian pengakuan liabilitas keuangan awal dan pengakuan liabilitas keuangan baru, dan selisih antara nilai tercatat masing-masing liabilitas keuangan tersebut diakui dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain.

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 a derecognition of the original liability and the recognition of a new liability, and the difference in the respective carrying amounts is recognized in the statement of profit and loss and other comprehensive income.

Liabilitas keuangan dihentikan pengakuannya pada saat liabilitas tersebut dihentikan atau dibatalkan atau kadaluarsa.

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

Metode suku bunga efektif (SBE)

Effective interest rate (EIR) method

Metode SBE adalah metode yang digunakan untuk menghitung biaya perolehan diamortisasi dari aset keuangan dan mengalokasikan pendapatan bunga selama periode yang relevan.

The EIR method is a method of calculating the amortized cost of a financial asset and of allocating interest income over the relevant period.

iii. Saling hapus antar instrumen keuangan

iii. Offsetting financial instruments

Aset keuangan dan liabilitas keuangan disajikan secara saling hapus dan nilai netonya disajikan dalam laporan posisi keuangan, jika terdapat hak yang berkekuatan hukum untuk melakukan saling hapus atas jumlah yang telah diakui tersebut dan ada niat untuk menyelesaikan secara neto, atau merealisasikan aset dan menyelesaikan liabilitas secara simultan.

Financial assets and liabilities are offset and the net amount reported in the statements 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 to realize the asset and settle the liability simultaneously.

iv. Instrumen keuangan derivatif dan akuntansi lindung nilai

iv. Derivative financial instruments and hedge accounting

Perusahaan menggunakan instrumen keuangan kontrak forward mata uang asing untuk melakukan lindung nilai atas risiko mata uang asing. Instrumen keuangan 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.

The Company uses derivative foreign currency forward contracts to hedge its foreign currency risks. 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.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/15 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

g. Instrumen keuangan (lanjutan)

g. Financial instruments (continued)

**iv. Instrumen keuangan derivatif dan akuntansi
lindung nilai (lanjutan)**

**iv. Derivative financial instruments and
hedge accounting (continued)**

Perusahaan mempunyai kontrak *forward* dan *option* antar mata uang yang digunakan sebagai lindung nilai atas eksposur perubahan dalam arus kas sehubungan dengan perubahan nilai tukar mata uang asing. Kontrak *forward* dan *option* tersebut tidak memenuhi persyaratan akuntansi lindung nilai.

The Company entered into forward and currency option contracts that are used as a hedge for the exposure to changes in cash flows relating to interest payments and bonds repayment due to changes in foreign exchange rates. Such forward and option contracts does not meet the criteria of hedge accounting.

h. Penurunan nilai dari aset keuangan

h. Impairment of financial assets

**Aset yang dicatat berdasarkan biaya perolehan
diamortisasi**

Assets carried at amortised cost

Pada setiap akhir periode pelaporan, Perusahaan mengevaluasi apakah terdapat bukti yang objektif bahwa aset keuangan atau suatu kelompok aset keuangan mengalami penurunan nilai.

The Company assesses at the end of each reporting period whether there is objective evidence that a financial asset or group of financial assets is impaired.

Kriteria yang digunakan Perusahaan untuk menentukan bahwa ada bukti objektif dari suatu penurunan nilai meliputi:

The criteria that the Company uses to determine that there is objective evidence of an impairment loss include:

- debitur gagal membayar atau menunggak pembayaran;
- kesulitan keuangan signifikan yang dialami debitur;
- pelanggaran kontrak, seperti terjadinya wanprestasi atau tunggakan pembayaran pokok atau bunga;
- pemberi pinjaman, dengan alasan ekonomi atau hukum sehubungan dengan kesulitan keuangan yang dialami pihak peminjam, memberikan keringanan kepada pihak peminjam yang tidak mungkin diberikan jika pihak peminjam tidak mengalami kesulitan tersebut;
- terdapat kemungkinan besar bahwa debitur akan dinyatakan pailit atau melakukan reorganisasi keuangan lainnya;
- hilangnya pasar aktif dari aset keuangan akibat kesulitan keuangan; atau
- data yang dapat diobservasi mengindikasikan adanya penurunan yang dapat diukur atas estimasi arus kas masa depan dari kelompok aset keuangan sejak pengakuan awal aset dimaksud, meskipun penurunannya belum dapat diidentifikasi ke aset keuangan secara individual dalam kelompok aset tersebut, termasuk antara lain:
 - memburuknya status pembayaran pihak peminjam dalam kelompok tersebut; dan
 - kondisi ekonomi nasional atau lokal yang berkorelasi dengan wanprestasi atas aset dalam kelompok tersebut.

- default or delinquency in payments by the debtor;
- significant financial difficulty of the debtor;
- a breach of contract, such as a default or delinquency in interest or principal payments;
- the lenders, for economic or legal reasons relating to the borrower's financial difficulty, granting to the borrower a concession that the lenders would not otherwise consider;
- the probability that the debtor will enter bankruptcy or other financial reorganisation;
- the disappearance of an active market for that financial asset because of financial difficulties; or
- observable data indicating that there is a measurable decrease in the estimated future cash flows from a portfolio of financial assets since the initial recognition of those assets, although the decrease cannot yet be traced to the individual financial assets in the portfolio, including:
 - adverse changes in the payment status of borrowers in the portfolio; and
 - national or local economic conditions that correlate with defaults on the assets in the portfolio.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/16 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

h. Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

**Aset yang dicatat berdasarkan biaya perolehan
diamortisasi (lanjutan)**

Jika terdapat bukti objektif bahwa kerugian penurunan nilai telah terjadi, maka jumlah kerugian tersebut diukur sebesar selisih nilai tercatat aset dengan nilai kini estimasi arus kas masa depan (tidak termasuk kerugian kredit di masa depan yang belum terjadi) yang didiskonto dengan menggunakan SBE awal dari aset tersebut. Nilai tercatat aset tersebut dikurangi, baik secara langsung maupun menggunakan pos provisi. Jumlah kerugian yang terjadi diakui pada laporan laba rugi.

Jika, pada periode berikutnya, jumlah kerugian penurunan nilai berkurang dan pengurangan tersebut dapat dikaitkan secara objektif dengan peristiwa yang terjadi setelah penurunan nilai diakui (seperti meningkatnya peringkat kredit debitur), maka kerugian penurunan nilai yang sebelumnya diakui akan dipulihkan, baik secara langsung, atau dengan menyesuaikan pos provisinya. Jumlah pemulihan tersebut diakui pada laporan laba rugi dan jumlahnya tidak boleh mengakibatkan nilai tercatat aset keuangan melebihi biaya perolehan diamortisasi pada tanggal pemulihan dilakukan seandainya tidak ada penurunan nilai.

Aset yang tersedia untuk dijual

Ketika penurunan nilai wajar atas aset keuangan yang diklasifikasikan dalam kelompok tersedia untuk dijual telah diakui secara langsung dalam ekuitas dan terdapat bukti objektif bahwa aset tersebut mengalami penurunan nilai, maka kerugian kumulatif yang sebelumnya diakui secara langsung dalam ekuitas harus dikeluarkan dari ekuitas dan diakui pada laporan laba rugi meskipun aset keuangan tersebut belum dihentikan pengakuannya. Jumlah kerugian kumulatif yang dikeluarkan dari ekuitas dan diakui pada laporan laba rugi merupakan selisih antara biaya perolehan dengan nilai wajar kini, dikurangi kerugian penurunan nilai aset keuangan yang sebelumnya telah diakui pada laporan laba rugi.

Kerugian penurunan nilai atas instrumen ekuitas yang telah diakui pada laporan laba rugi tidak dapat dipulihkan melalui laporan laba rugi.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

h. Impairment of financial assets (continued)

Assets carried at amortised cost (continued)

If there is an objective evidence that an impairment loss has occurred, the amount of loss is measured as the difference between the asset's carrying amount and the present value of estimated future cash flows (excluding future credit losses that have not been incurred) discounted at the financial asset's original EIR. The carrying amount of the asset is reduced either directly or through the use of a provision account. The amount of the loss is recognized in the profit or loss.

If, in a subsequent period, the amount of the impairment loss decreases and the decrease can be related objectively to an event occurring after the impairment was recognized (such as an improvement in the debtor's credit rating), the previously recognized impairment loss will be reversed either directly or by adjusting the provision account. The reversal amount is recognized in the profit or loss and the amount cannot exceed what the amortized cost would have been had the impairment not been recognized at the date the impairment was reversed.

Assets classified as available for sale

When a decline in the fair value of an available-for-sale financial asset has been recognized directly in equity and there is objective evidence that the assets are impaired, the cumulative loss that had been recognized in equity will be reclassified from equity to the profit or loss even though the financial asset has not been derecognized. The amount of the cumulative loss that is reclassified from equity to the profit or loss is the difference between the acquisition cost and the current fair value, less any impairment loss on that financial asset previously recognized in the profit or loss.

The impairment losses recognized in the profit or loss on equity instrument cannot be reversed through the profit or loss.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/17 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

i. Aset minyak dan gas bumi

1. Aset eksplorasi dan evaluasi

Pengeluaran sehubungan dengan kegiatan eksplorasi dan evaluasi minyak dan gas bumi dicatat dengan menggunakan metode akuntansi *successful efforts*. Biaya yang terjadi diakumulasikan berdasarkan lapangan per lapangan atau sumur per sumur.

Biaya geologi dan geofisika dibebankan pada saat terjadi.

Biaya-biaya untuk memperoleh hak eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi dicatat sebagai biaya perolehan aset yang belum terbukti jika cadangan terbukti belum ditemukan, atau sebagai biaya perolehan aset terbukti bila cadangan terbukti telah ditemukan. Biaya perolehan aset terbukti diamortisasi dari tanggal mulai produksi komersial berdasarkan jumlah estimasi cadangan terbukti.

Biaya pengeboran sumur eksplorasi dan biaya pengeboran sumur tes stratigrafi, dikapitalisasi sebagai bagian dari aset dalam penyelesaian - sumur eksplorasi dan evaluasi di dalam aset minyak dan gas bumi hingga ditentukan apakah sumur tersebut menemukan cadangan terbukti. Jika sumur tersebut tidak menemukan cadangan terbukti, biaya pengeboran sumur yang telah dikapitalisasi akan dibebankan pada laba rugi sebagai beban sumur kering (*dry hole*).

Aset eksplorasi dan evaluasi direklasifikasi dari aset eksplorasi dan evaluasi ketika prosedur evaluasi telah selesai. Aset eksplorasi dan evaluasi yang cadangannya secara komersial telah terbukti akan direklasifikasi menjadi aset pengembangan. Aset eksplorasi dan evaluasi diuji penurunan nilai sebelum direklasifikasi keluar dari aset eksplorasi dan evaluasi.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

i. Oil and gas properties

1. Exploration and evaluation assets

Oil and natural gas exploration and evaluation expenditure is accounted for using the 'successful efforts' method of accounting. Costs are accumulated on a field by field basis or a well by well basis.

Geological and geophysical costs are expensed as incurred.

Costs to acquire rights to explore for and produce oil and gas are recorded as unproved property acquisition costs for properties where proved reserves have not yet been discovered, or proved property acquisition costs if proved reserves have been discovered. Proved property acquisition costs are amortized from the date of commercial production based on total estimated units of proved reserves.

The costs of drilling exploratory wells and the costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells are capitalised as part of assets under construction- exploratory and evaluation wells within oil and gas properties pending the determination of whether the well has found proved reserves. If the well has not found proved reserves, the capitalised costs of drilling the well are then charged to profit or loss as a dry hole expense.

Exploration and evaluation assets are reclassified from exploration and evaluation assets when evaluation procedures have been completed. Exploration and evaluation assets for which commercially-viable reserves have been identified are reclassified to development assets. Exploration and evaluation assets are tested for impairment immediately prior to reclassification out of exploration and evaluation assets.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/18 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

i. Aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

i. Oil and gas properties (continued)

2. Aset pengembangan

2. Development assets

Biaya pengeboran sumur pengembangan termasuk biaya pengeboran sumur pengembangan yang tidak menghasilkan dan sumur pengembangan stratigrafi bersama dengan aset eksplorasi dan evaluasi dikapitalisasi sebagai bagian dari aset dalam penyelesaian - sumur pengembangan hingga proses pengeboran selesai. Pada saat pengembangan sumur di lapangan tertentu telah selesai, maka sumur tersebut akan ditransfer menjadi sumur produksi.

The costs of drilling development wells including the costs of drilling unsuccessful development wells and development-type stratigraphic wells together with the reclassified exploration and evaluation assets are capitalised as part of assets under construction - development wells until drilling is completed. When the development well is completed in a specific field, it is transferred to the production wells.

3. Aset produksi

3. Production assets

Aset produksi merupakan agregasi aset eksplorasi dan evaluasi dan pengeluaran pengembangan yang berhubungan dengan sumur berproduksi. Aset produksi didepresiasi menggunakan metode unit produksi berdasarkan cadangan terbukti yang telah dikembangkan sejak dimulainya produksi komersialnya dari masing-masing lapangan.

Production assets are aggregated exploration and evaluation assets and development expenditure associated with the producing wells. Production assets are depleted using a unit-of-production method on the basis of proved developed reserves, from the dates of commercial production of the respective fields.

4. Aset minyak dan gas bumi lainnya

4. Other oil and gas assets

Aset minyak dan gas bumi lainnya disusutkan dengan menggunakan metode garis lurus berdasarkan taksiran masa manfaat ekonomis atau masa KKS, mana yang lebih rendah, sebagai berikut:

Other oil and gas assets are depreciated using the straight-line method over the lesser of their estimated useful lives or the terms of the PSC as follows:

	<u>Tahun/Years</u>	
Fasilitas Produksi	20	Production facilities
Harta bergerak	5	Movable assets

Masa manfaat dan metode penyusutan ditelaah, dan disesuaikan jika diperlukan, setidaknya setiap akhir tahun. Dampak dari setiap revisi diakui pada laba rugi ketika perubahan terjadi.

The useful lives and methods of depreciation of assets are reviewed, and adjusted prospectively if appropriate, at a minimum at each financial year-end. The effect of any revisions is recognised in profit or loss when the changes arise.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/19 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

i. Aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

4. Aset minyak dan gas bumi lainnya (lanjutan)

Biaya setelah pengakuan awal aset diakui sebagai bagian dari nilai tercatat aset atau sebagai aset yang terpisah, sebagaimana mestinya, hanya apabila kemungkinan besar Perusahaan akan mendapatkan manfaat ekonomis masa depan berkenaan dengan aset tersebut dan biaya perolehan aset dapat diukur dengan andal. Nilai tercatat komponen yang diganti tidak lagi diakui. Biaya perbaikan dan pemeliharaan dibebankan pada laba rugi pada periode dimana biaya tersebut terjadi.

Akumulasi biaya atas pembangunan, instalasi, atau penyelesaian bangunan, pabrik dan fasilitas infrastruktur seperti anjungan dan saluran pipa dikapitalisasi sebagai aset dalam penyelesaian - lain-lain. Biaya ini direklasifikasi ke aset tetap pada saat pembangunan atau instalasi telah selesai. Depresiasi juga mulai dibebankan pada saat tersebut.

5. Hak kepemilikan atas operasi unitisasi

Aset bersama adalah aset dimana setiap pihak mempunyai hak dan kepemilikan bersama. Setiap pihak memiliki hak eksklusif untuk mendapatkan bagian dari aset dan manfaat ekonomis yang dihasilkan oleh aset tersebut.

Pada unitisasi, operator dan non-operator mempersatukan aset mereka di dalam satu lapangan produksi untuk membentuk satu unit produksi dan sebagai imbalan menerima kepemilikan di dalam unit tersebut. Dengan demikian, operasi unitisasi adalah perjanjian pengendalian bersama aset. Berdasarkan perjanjian ini, Perusahaan mencatat bagiannya atas pengendalian bersama aset, setiap liabilitas yang terjadi, bagiannya atas liabilitas yang terjadi bersama dengan pihak lain yang berkaitan dengan perjanjian bersama, setiap penghasilan dari penjualan atau penggunaan bagiannya atas output ventura bersama, bersama dengan bagiannya atas beban yang terjadi pada ventura bersama. Apabila Perusahaan sebagai operator, Perusahaan akan mengakui piutang dari pihak non-operator (sebesar porsi pihak non-operator atas beban dan pengeluaran modal yang ditanggung oleh operator); jika sebaliknya, Perusahaan akan mengakui utang kepada operator.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

i. Oil and gas properties (continued)

4. Other oil and gas assets (continued)

Subsequent costs are included in the asset's carrying amount or recognised as a separate asset, as appropriate, only when it is probable that future economic benefits associated with the item will flow to the Company and the cost of the item can be measured reliably. The carrying amounts of the replaced parts are derecognised. All other repairs and maintenance are charged to profit or loss during the period in which they are incurred.

The accumulated costs of the construction, installation or completion of buildings, plant and infrastructure facilities such as platforms and pipelines are capitalised as assets under construction - others. These costs are reclassified to the fixed asset accounts when the construction or installation is completed. Depreciation is charged from that date.

**5. Ownership interest in unitisation
operation**

A joint asset is an asset to which each party has rights and often has joint ownership. Each party has exclusive rights to a share of the asset and the economic benefits generated from that asset.

In a unitisation, all the operating and non-operating participants combine their assets in a producing field to form a single unit and in return receive an undivided interest in that unit. As such, a unitisation operation is a jointly controlled asset arrangement. Under this arrangement, the Company records its share of the joint asset, any liabilities it incurs, its share of any liabilities incurred jointly with the other parties relating to the joint arrangement, any revenue from the sale or use of its share of the output of the joint asset and any expenses it incurs in respect of its interest in the joint arrangement. If the Company is the operator, the Company recognizes receivables from the other parties (representing the other parties' share of expenses and capital expenditure borne by the operator); otherwise, the Company recognizes payables to the operator.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/20 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

j. Pengaturan bersama

Perusahaan merupakan pihak dalam pengaturan bersama apabila terdapat pengaturan kontraktual yang memberikan pengendalian bersama atas aktivitas relevan kepada Perusahaan dan minimal satu pihak lainnya. Pengendalian bersama diuji dengan prinsip yang sama dengan penilaian pengendalian.

Perusahaan mengklasifikasikan kepentingannya dalam pengaturan bersama sebagai berikut:

- Ventura bersama: ketika Perusahaan memiliki hak hanya pada aset neto dari pengaturan bersama;
- Operasi bersama: ketika Perusahaan memiliki hak atas aset dan kewajiban atas liabilitas yang terkait dengan pengaturan bersama.

Dalam melakukan penilaian klasifikasi kepentingan dalam pengaturan bersama, Perusahaan mempertimbangkan hal-hal berikut:

- struktur pengaturan bersama;
- bentuk hukum pengaturan bersama apabila dibentuk melalui sarana terpisah;
- persyaratan pengaturan kontraktual bersama;
- ketika relevan, fakta dan keadaan lain (termasuk pengaturan kontraktual lain).

Perusahaan mencatat kepentingannya dalam operasi bersama dengan mengakui hak atas aset, kewajiban atas liabilitas, pendapatan dan beban sesuai dengan ketentuan hak dan kewajiban dalam ketentuan kontraktual.

k. Utang usaha dan lain-lain

Utang usaha dan lain-lain pada awalnya diakui pada nilai wajar dan kemudian diukur pada harga perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode suku bunga efektif. Utang dikelompokkan sebagai liabilitas jangka pendek apabila pembayaran jatuh tempo dalam waktu satu tahun atau kurang (atau dalam siklus normal operasi dari bisnis jika lebih lama). Jika tidak, utang usaha tersebut disajikan sebagai liabilitas jangka panjang.

j. Joint arrangements

The Company is a party to a joint arrangement when there is a contractual arrangement that confers joint control over the relevant activities of the arrangement to the Company and at least one other party. Joint control is assessed under the same principles as control.

The Company classifies its interests in joint arrangements as either:

- Joint ventures: where the Company has rights to only the net assets of the joint arrangement;
- Joint operations: where the Company has both the rights to assets and obligations for the liabilities of the joint arrangement.

In assessing the classification of interests in joint arrangements, the Company takes into account:

- the structure of the joint arrangement;
- the legal form of joint arrangements structured through a separate vehicle;
- the contractual terms of the joint arrangement agreement;
- any other facts and circumstances (including any other contractual arrangements).

The Company accounts for its interests in joint operations by recognising its share of assets, liabilities, revenues and expenses in accordance with its contractually conferred rights and obligations.

k. Trade and other payables

Trade and other payables are recognised initially at fair value and subsequently measured at amortised cost using the effective interest method. Payables are classified as current liabilities if payment is due within one year or less (or in the normal operating cycle of the business if longer). If not, they are presented as long-term liabilities.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/21 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

**I. Provisi untuk biaya pembongkaran dan restorasi
lokasi aset**

Provisi untuk biaya pembongkaran, restorasi lokasi aset dan kegiatan lainnya yang terkait dicatat untuk mengakui kewajiban hukum berkaitan dengan penarikan aset minyak dan gas bumi termasuk penutupan dan peninggalan sumur, pembongkaran dan pembuangan pipa minyak dan gas bumi, dan fasilitas produksi yang berasal dari akuisisi, konstruksi atau pengembangan dan/atau operasi normal dari aset tersebut. Penarikan aset tersebut, termasuk penjualan, peninggalan, pendaurulangan atau penghapusan dengan cara lain, adalah penarikan selain penghentian sementara pemakaian.

Kewajiban ini diakui sebagai liabilitas pada saat timbulnya kewajiban konstruktif yang berkaitan dengan penarikan sebuah aset. Biaya penarikan aset dalam jumlah yang setara dengan jumlah liabilitas dikapitalisasi sebagai bagian dari suatu aset tertentu dan kemudian disusutkan atau didepleksi selama masa manfaat aset tersebut. Kewajiban ini diukur pada nilai kini dari perkiraan pengeluaran yang diperlukan untuk menyelesaikan kewajiban, menggunakan tingkat diskonto sebelum pajak yang mencerminkan penilaian pasar atas nilai waktu uang dan risiko yang terkait dengan kewajiban tersebut.

Provisi untuk hal-hal yang berkaitan dengan lingkungan yang tidak berkaitan dengan penarikan aset, dimana Perusahaan merupakan pihak yang bertanggung jawab, diakui ketika:

- Perusahaan memiliki kewajiban kini (baik yang bersifat hukum maupun konstruktif), sebagai akibat peristiwa masa lalu,
- Besar kemungkinan penyelesaian kewajiban tersebut mengakibatkan arus keluar sumber daya, dan
- Estimasi yang andal mengenai jumlah kewajiban tersebut dapat dibuat.

**I. Provision for decommissioning and site
restoration costs**

Provision for decommissioning, site restoration and other related activities is provided for the legal obligations associated with the retirement of oil and gas properties including the plugging and abandonment of wells and the removal and disposal of oil and natural gas pipelines, and production facilities that result from the acquisition, construction or development and/or the normal operation of such assets. The retirements of such assets are their non-temporary removal from service including sale, abandonment, recycling or disposal in some other manner.

These obligations are recognised as liabilities when a constructive obligation with respect to the retirement of an asset is incurred. An asset retirement cost equivalent to these liabilities is categorised as part of the related asset's carrying value and is subsequently depreciated or depleted over the asset's useful life. These obligations are measured at the present value of the expenditure expected to be required to settle the obligation using a pre-tax rate that reflects current market assessments of the time value of money and the risks specific to the obligation.

Provision for environmental issues that may not involve the retirement of an asset, where the Company is a responsible party, are recognised when:

- The Company has present (legal or constructive) obligations as a result of past events,
- It is probable that an outflow of resources will be required to settle the obligation, and
- The amount has been reliably estimated.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/22 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

m. Biaya pinjaman

Biaya pinjaman merupakan bunga dan selisih kurs pinjaman yang diterima dalam mata uang asing dan biaya lainnya (amortisasi diskonto/premi dari pinjaman diterima, dll) yang terjadi sehubungan dengan peminjaman dana.

Biaya pinjaman yang dapat diatribusikan secara langsung dengan perolehan, konstruksi, atau pembuatan aset kualifikasian dikapitalisasi sebagai bagian dari biaya perolehan aset tersebut. Biaya pinjaman lainnya diakui sebagai beban pada saat terjadinya.

Kapitalisasi biaya pinjaman dihentikan saat selesainya secara substansial seluruh aktivitas yang diperlukan untuk mempersiapkan aset kualifikasian agar dapat digunakan atau dijual sesuai dengan maksudnya.

n. Pengakuan pendapatan dan beban

Pendapatan mencakup nilai wajar dari imbalan yang diterima atau piutang yang berasal penjualan minyak mentah dan gas bumi dalam aktivitas normal usaha Perusahaan. Pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas bumi diakui berdasarkan persentase hak sementara (*provisional entitlements*) pada saat *lifting*. Perbedaan *lifting* aktual minyak mentah dan gas bumi menghasilkan piutang ketika *final entitlements* melebihi *lifting* minyak mentah dan gas bumi (posisi *underlifting*) dan menghasilkan utang ketika *lifting* minyak mentah dan gas bumi melebihi *final entitlements* (posisi *overlifting*). *Underlifting* dan *overlifting* tersebut akan dicatat sebagai penambah atau pengurang pendapatan. Volume *underlifting* dan *overlifting* dinilai berdasarkan harga rata-rata tertimbang tahunan Minyak Mentah (contoh: ICP) dan gas (contoh: harga yang ditetapkan dalam PJBG).

Beban diakui pada saat terjadi berdasarkan konsep akrual.

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

m. Borrowing costs

Borrowing costs are interest and exchange differences on foreign currency denominated borrowings and other costs (amortization of discounts/premiums on borrowings, etc) incurred in connection with the borrowing of funds.

Borrowing costs which are directly attributable to the acquisition, construction, or production of qualifying assets are capitalized as part of the acquisition cost of the qualifying assets. Other borrowing costs are recognized as expense in the period in which they are incurred.

The Company ceases capitalizing borrowing costs when substantially all the activities necessary to prepare the qualifying asset for its intended use or sale are complete.

n. Revenue and expenses recognition

Revenue comprises the fair value of the consideration received or receivable for the sale of crude oil and natural gas in the ordinary course of the Company's activities. Revenue from sales of crude oil and natural gas is recognised on the basis of the provisional entitlements at the point of lifting. Differences between the Company's actual liftings of crude oil and natural gas result in a receivable when the final entitlements exceed the lifting of crude oil and natural gas (underlifting position) and in a payable when the lifting of crude oil and natural gas exceeds the final entitlements (overlifting position). This underlifting and overlifting will be adjusted against revenue. Underlifting and overlifting volumes are valued based on the annual weighted average sales price for crude (i.e. ICP) and gas (i.e. the agreed prices in the GSPAs).

Expenses are recognised when incurred on an accrual basis.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/23 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN

31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)

3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)

o. Pajak penghasilan

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

Metode *balance sheet liability* diterapkan untuk menentukan beban pajak penghasilan. Berdasarkan metode ini, beban pajak kini dihitung berdasarkan taksiran laba kena pajak tahun berjalan. Aset dan liabilitas pajak tangguhan diakui untuk semua perbedaan temporer yang timbul antara jumlah aset dan liabilitas komersial dengan perhitungan pajak pada setiap tanggal pelaporan.

Aset dan liabilitas pajak tangguhan yang berasal dari kegiatan di luar kegiatan KKS dihitung dengan menggunakan tarif pajak yang berlaku atau secara substansial telah berlaku pada tanggal neraca. Untuk aset dan liabilitas pajak tangguhan terkait kegiatan KKS dihitung dengan menggunakan tarif pajak yang berlaku pada tanggal efektifnya KKS atau tanggal perpanjangan atau tanggal perubahan KKS. Perubahan nilai tercatat aset dan liabilitas pajak tangguhan yang disebabkan oleh perubahan tarif pajak dibebankan pada tahun berjalan, kecuali untuk transaksi-transaksi yang sebelumnya telah langsung dibebankan atau dikreditkan ke ekuitas.

Aset pajak penghasilan tangguhan diakui hanya jika besar kemungkinan jumlah penghasilan kena pajak di masa depan akan memadai untuk dikompensasi dengan perbedaan temporer yang masih dapat dimanfaatkan.

Perusahaan secara periodik mengevaluasi posisi yang dilaporkan di Surat Pemberitahuan Tahunan ("SPT") sehubungan dengan situasi di mana aturan pajak yang berlaku membutuhkan interpretasi. Jika perlu, Perusahaan menentukan penyisihan berdasarkan jumlah yang diharapkan akan dibayar kepada otoritas pajak.

o. Income tax

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

The balance sheet liability method is applied to determine income tax expense. Under this method, current tax expense is provided based on the estimated taxable income for the year. Deferred tax assets and liabilities are recognized for temporary differences between commercial assets and liabilities and the tax bases at each reporting date.

Deferred tax assets and liabilities involving activities other than PSC activities are measured at the tax rates that have been enacted or substantively enacted at the balance sheet date. Deferred tax assets and liabilities involving PSC activities are measured at the tax rates in effect at the effective date of the PSC or extensions or amendments of such PSC. Changes in deferred tax assets and liabilities as a result of amendments of tax rates are recognised in the current year, except for transactions previously charged or credited directly to equity.

Deferred income tax assets are recognised only to the extent that it is probable that future taxable profit will be available against which the temporary differences can be utilised.

The Company periodically evaluates positions taken in tax returns with respect to situations in which applicable tax regulations are subject to interpretation. Where appropriate, the Company establishes provision based on the amounts expected to be paid to the tax authorities.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/24 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

o. Pajak penghasilan (lanjutan)

Koreksi terhadap kewajiban perpajakan dicatat pada saat surat ketetapan pajak diterima, atau dalam hal Perusahaan mengajukan banding, ketika: (1) pada saat hasil dari banding tersebut ditetapkan, kecuali bila terdapat ketidakpastian yang signifikan atas hasil banding tersebut, maka koreksi berdasarkan surat ketetapan pajak terhadap kewajiban perpajakan tersebut dicatat pada saat pengajuan banding dibuat, atau (2) pada saat dimana berdasarkan pengetahuan dari perkembangan atas kasus lain yang serupa dengan kasus yang sedang dalam proses banding, berdasarkan ketentuan Pengadilan Pajak atau Mahkamah Agung, dimana ada ketidakpastian signifikan atas hasil proses banding, maka pada saat itu perubahan kewajiban perpajakan diakui berdasarkan jumlah ketetapan pajak yang diajukan banding.

p. Penurunan nilai dari aset non-keuangan

Aset yang memiliki umur manfaat tidak terbatas - sebagai contoh, *goodwill* atau aset tak berwujud yang belum siap digunakan tidak diamortisasi dan dilakukan pengujian penurunan nilai secara tahunan.

Aset yang diamortisasi atau didepresiasi diuji terhadap penurunan nilai ketika terdapat indikasi bahwa nilai tercatatnya mungkin tidak dapat dipulihkan. Penurunan nilai diakui jika nilai tercatat aset melebihi jumlah terpulihkan. Jumlah terpulihkan adalah yang lebih tinggi antara nilai wajar aset dikurangi biaya pelepasan dan nilai pakai aset. Dalam menentukan penurunan nilai, aset dikelompokkan pada tingkat yang paling rendah dimana terdapat arus kas yang dapat diidentifikasi (unit penghasil kas). Aset non-keuangan selain *goodwill* yang mengalami penurunan nilai diuji setiap tanggal pelaporan untuk menentukan apakah terdapat kemungkinan pemulihan penurunan nilai.

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

o. Income tax (continued)

Amendments to taxation obligations are recorded when an assessment is received or, for assessment amounts appealed against by the Company, when: (1) the result of the appeal is determined, unless there is significant uncertainty as to the outcome of such an appeal, in which event the impact of the amendment of tax obligations based on an assessment is recognised at the time of making such an appeal, or (2) at the time based on knowledge of developments in similar cases involving matters appealed, in rulings by the Tax Court or the Supreme Court, that a positive appeal outcome is adjudged to be significantly uncertain, in which event the impact of an amendment of tax obligations is recognised based on assessment amounts appealed.

p. Impairment of non-financial assets

Assets that have an indefinite useful life - for example, goodwill or intangible assets not ready for use - are not subject to amortization and are tested annually for impairment.

Assets that are subject to amortization or depreciation are reviewed for impairment whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount may not be recoverable. An impairment loss is recognized in the amount by which the asset's carrying amount exceeds its recoverable amount. The recoverable amount is the higher of an asset's fair value less costs to sell and value in use. For purposes of assessing impairment, assets are grouped at the lowest levels for which there are separately identifiable cash flows (Cash-Generating Units or CGUs). Non-financial assets other than goodwill that suffer an impairment are reviewed for possible reversal of the impairment at each reporting date.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/25 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

q. Penjabaran mata uang asing

q. Foreign currency translation

i. Mata uang fungsional dan penyajian

i. Functional and presentation currency

Akun-akun yang tercakup dalam laporan keuangan Perusahaan diukur menggunakan mata uang dari lingkungan ekonomi utama di mana entitas beroperasi (mata uang fungsional).

Items included in the financial statements of the Company are measured using the currency of the primary economic environment in which the entity operates (the functional currency).

Laporan keuangan disajikan dalam Dolar Amerika Serikat (AS\$ atau Dolar AS), yang merupakan mata uang fungsional Perusahaan.

The financial statements are presented in United States Dollars (US\$ or US Dollars), which is the Company's functional currency.

ii. Transaksi dan saldo

ii. Transactions and balances

Transaksi dalam mata uang selain Dolar AS dijabarkan ke dalam mata uang Dolar AS dengan menggunakan kurs yang berlaku pada tanggal transaksi. Pada setiap tanggal pelaporan, aset dan liabilitas moneter dalam mata uang selain Dolar AS dijabarkan ke dalam mata uang Dolar AS menggunakan kurs penutup. Kurs yang digunakan sebagai acuan adalah kurs yang dikeluarkan oleh Bank Indonesia. Keuntungan dan kerugian selisih kurs yang timbul dari penyelesaian transaksi dalam mata uang asing dan dari penjabaran aset dan liabilitas moneter dalam mata uang asing diakui di dalam laporan laba rugi, kecuali jika ditangguhkan di dalam ekuitas sebagai lindung nilai arus kas dan lindung nilai investasi neto yang memenuhi syarat.

Non-US Dollar currency transactions are translated into US Dollar using the exchange rates prevailing at the dates of the transactions. At each reporting date, monetary assets and liabilities denominated in non-US Dollar currency are translated into US Dollar using the closing exchange rate. The exchange rate used as a benchmark is the rate which is issued by Bank Indonesia. Foreign exchange gains and losses resulting from the settlement of such transactions and from the translation at period-end exchange rates of monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are recognized in the profit or loss, except when deferred in equity as qualifying cash flows hedges and qualifying net investment hedges.

Nilai tukar yang digunakan pada tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 adalah sebagai berikut (nilai penuh):

At December 31, 2017 and 2016, the exchange rates used were as follows (full amount):

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	
10.000 Rupiah/Dolar AS	0,74	0,74	10,000 Rupiah/US Dollars

r. Dividen

r. Dividends

Pembagian dividen kepada pemegang saham Perusahaan diakui sebagai liabilitas dalam laporan keuangan Perusahaan dalam tahun dimana pembagian dividen tersebut disetujui oleh pemegang saham Perusahaan.

Dividend distributions to the Company's shareholders are recognised as liabilities in the Company's financial statements in the year in which the dividends are approved by the Company's shareholders.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/26 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING
(lanjutan)**

s. Modal saham

Saham biasa dikelompokkan sebagai ekuitas.

Biaya langsung yang berkaitan dengan penerbitan saham baru disajikan sebagai pengurang ekuitas, setelah dikurangi pajak, dari jumlah yang diterima.

**3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING
POLICIES (continued)**

s. Share capital

Ordinary shares are classified as equity.

Incremental costs directly attributable to the issuance of new shares are shown in equity as a deduction, net of tax, from the proceeds.

**4. PENGGUNAAN ESTIMASI PERTIMBANGAN DAN
ASUMSI MANAJEMEN**

Penyusunan laporan keuangan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia mengharuskan manajemen untuk membuat estimasi dan asumsi yang mempengaruhi jumlah aset dan liabilitas yang dilaporkan, pengungkapan aset dan kewajiban kontinjensi pada tanggal laporan keuangan, serta jumlah pendapatan dan beban selama periode pelaporan. Estimasi, asumsi dan penilaian tersebut dievaluasi secara terus menerus dan berdasarkan pengalaman historis dan faktor-faktor lainnya, termasuk ekspektasi peristiwa di masa mendatang yang memungkinkan.

Perusahaan telah mengidentifikasi kebijakan akuntansi penting berikut dimana dibutuhkan pertimbangan, estimasi dan asumsi signifikan yang dibuat dan dimana hasil aktual dapat berbeda dari estimasi tersebut berdasarkan asumsi dan kondisi yang berbeda dan dapat mempengaruhi secara material hasil keuangan atau posisi keuangan yang dilaporkan dalam periode mendatang.

a. Pertimbangan

Pertimbangan berikut dibuat oleh manajemen dalam proses penerapan kebijakan akuntansi Perusahaan yang memiliki dampak yang paling signifikan terhadap jumlah yang diakui dalam laporan keuangan Perusahaan.

**4. MANAGEMENT'S USE OF ESTIMATES
JUDGMENTS AND ASSUMPTIONS**

The preparation of financial statements in conformity with Indonesian Financial Accounting Standards requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities and the disclosure of contingent assets and liabilities at the date of the financial statements, and the reported amounts of revenue and expenses during the reporting period. Estimates, assumptions and judgments are continually evaluated and are based on historical experience and other factors, including expectations of future events that are believed to be reasonable under the circumstances.

The Company has identified the following critical accounting policies under which significant judgments, estimates and assumptions are made and where actual results may differ from these estimates under different assumptions and conditions and may materially affect financial results or the financial position reported in future periods.

a. Judgments

The following judgments are made by management in the process of applying the Company's accounting policies that have the most significant effects on the amounts recognised in the Company's financial statements.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/27 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**4. PENGGUNAAN ESTIMASI PERTIMBANGAN DAN
ASUMSI MANAJEMEN (lanjutan)**

a. Pertimbangan (lanjutan)

i. Aset eksplorasi dan evaluasi

Untuk sumur eksplorasi dan sumur uji eksplorasi stratigrafi, biaya yang secara langsung terkait dengan pengeboran sumur-sumur tersebut, dikapitalisasi dahulu sebagai aset dalam penyelesaian dalam akun aset minyak dan gas bumi, hingga ditentukan apakah telah ditemukan cadangan minyak dan gas bumi yang berpotensi ekonomis berdasarkan pengeboran tersebut. Penentuan ini biasanya dilakukan dalam waktu satu tahun setelah penyelesaian sumur, tetapi bisa memakan waktu lebih lama, tergantung pada kompleksitas struktur geologi. Kebijakan ini mengharuskan manajemen untuk membuat estimasi dan asumsi tertentu atas peristiwa dan keadaan di masa depan khususnya apakah operasi eksploitasi dapat dilaksanakan secara ekonomis. Setiap estimasi dan asumsi tersebut dapat berubah seiring tersedianya informasi baru. Jika sumur tidak menemukan cadangan yang memiliki potensi ekonomi, biaya sumur akan dibebankan sebagai beban sumur kering (*dry hole*) dan diklasifikasikan sebagai biaya eksplorasi.

ii. Biaya pengembangan

Kegiatan pengembangan dimulai setelah dilakukan pengesahan proyek oleh tingkat manajemen yang berwenang. Pertimbangan diterapkan oleh manajemen dalam menentukan kelayakan suatu proyek secara ekonomis. Dalam melakukan pertimbangan ini, manajemen perlu membuat estimasi dan asumsi tertentu yang serupa dengan kapitalisasi biaya eksplorasi dan evaluasi yang dijelaskan di atas.

b. Estimasi dan asumsi

Asumsi utama mengenai masa depan dan sumber utama lain dalam mengestimasi ketidakpastian pada tanggal pelaporan yang mempunyai risiko signifikan yang dapat menyebabkan penyesuaian material terhadap nilai tercatat aset dan liabilitas dalam periode berikutnya diungkapkan di bawah ini. Perusahaan mendasarkan asumsi dan estimasi pada parameter yang tersedia saat laporan keuangan disusun. Kondisi yang ada dan asumsi mengenai perkembangan masa depan dapat berubah karena perubahan situasi pasar yang berada di luar kendali Perusahaan. Perubahan tersebut tercermin dalam asumsi ketika keadaan tersebut terjadi.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**4. MANAGEMENT'S USE OF ESTIMATES
JUDGMENTS AND ASSUMPTIONS (continued)**

a. Judgments (continued)

i. Exploration and evaluation assets

For exploration and exploratory - type stratigraphic test wells, costs directly associated with the drilling of those wells are initially capitalised within assets under construction within oil and gas properties, pending determination of whether potential economically feasible oil and natural gas reserves have been discovered by the drilling effort. The determination is usually made within one year after well completion, but it can take longer, depending on the complexity of the geological structure. This policy requires management to make certain estimates and assumptions as to future events and circumstances, in particular whether an economically viable extraction operation can be established. Such estimates and assumptions may change as new information becomes available. If the well does not discover potential economically viable oil and natural gas quantities, the well costs are expensed as a dry hole and are reported in exploration expenses.

ii. Development expenditure

Development activities commence after a project is sanctioned by the appropriate level of management. Judgment is applied by management in determining when a project is economically viable. In exercising this judgment, management is required to make certain estimates and assumptions similar to those described above for capitalised exploration and evaluation expenditure.

b. Estimates and assumptions

The key assumptions concerning the future and other key sources of estimated uncertainty at the reporting date that have a significant risk of causing material adjustment to the carrying amounts of assets and liabilities within the next financial period are disclosed below. The Company based its assumptions and estimates on parameters which were available when the 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 Company. Such changes are reflected in the assumptions when they occur.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/28 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**4. PENGGUNAAN ESTIMASI PERTIMBANGAN DAN
ASUMSI MANAJEMEN (lanjutan)**

b. Estimasi dan asumsi (lanjutan)

i. Estimasi cadangan minyak dan gas bumi

Cadangan minyak dan gas bumi terbukti adalah perkiraan jumlah minyak mentah, gas bumi dan gas bumi cair yang berdasarkan data geologis dan teknis dapat diambil dengan tingkat kepastian yang memadai di tahun-tahun mendatang dari *reservoir* yang ada berdasarkan kondisi ekonomi dan operasi yang sekarang ada, yaitu harga dan biaya pada tanggal estimasi tersebut dibuat. Cadangan terbukti meliputi: (i) cadangan terbukti dikembangkan: jumlah hidrokarbon yang diharapkan akan diambil melalui sumur, fasilitas dan metode operasi yang sekarang ada; (ii) cadangan terbukti yang belum dikembangkan: jumlah hidrokarbon yang diharapkan dapat diambil setelah adanya pengeboran di area baru atau dari sumur yang telah ada dimana dibutuhkan biaya yang relatif besar untuk penyelesaiannya. Berdasarkan jumlah cadangan ini, Perusahaan telah menetapkan pengeluaran program pengembangan yang bertujuan untuk mengembangkan cadangan tersebut. Cadangan terbukti tidak termasuk cadangan terindikasi dan cadangan tereka.

Keakuratan estimasi cadangan terbukti tergantung pada sejumlah faktor, asumsi dan variabel seperti: kualitas data geologi, teknis dan ekonomi beserta interpretasi dan pertimbangan terkait, hasil pengeboran, pengujian dan produksi setelah tanggal estimasi, kinerja produksi dari *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 Perusahaan dalam berbagai cara, diantaranya:

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**4. MANAGEMENT'S USE OF ESTIMATES
JUDGMENTS AND ASSUMPTIONS (continued)**

b. Estimates and assumptions (continued)

i. Oil and gas reserve estimates

Oil and gas properties with proven reserves are the estimated quantities of crude oil, natural gas and natural gas liquids which geological and engineering data demonstrate with reasonable certainty to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions, i.e., prices and costs as at the date the estimate is 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 as a result of new wells in undrilled areas or from existing wells where relatively major expenditures is required for completion. Based on these reserves amounts the Company has already defined a clear development expenditure program which is an expression of the Company's determination to develop existing reserves. Proved reserves do not include probable or possible reserves.

The accuracy of proven reserve estimates depends on a number of factors, assumptions and variables such as: the quality of available geological, technical and economic data and the interpretation and judgment thereon, the results of drilling, testing and production after the date of the estimates, the production performance of the reservoirs, production techniques, projected future rates of production, the anticipated cost and timing of development expenditure and the availability of commercial markets, anticipated commodity prices and exchange rates.

As the economic assumptions used to estimate reserves change from period to period and additional geological data is generated during the course of operations, estimates of reserves may change from period to period. Changes in reported reserves may affect the Company's financial results and financial position in a number of ways, including:

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/29 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**4. PENGGUNAAN ESTIMASI PERTIMBANGAN DAN
ASUMSI MANAJEMEN (lanjutan)**

b. Estimasi dan asumsi (lanjutan)

**i. Estimasi cadangan minyak dan gas bumi
(lanjutan)**

- Penyusutan dan amortisasi yang dibebankan pada laba rugi dapat berubah apabila beban-beban tersebut 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 asset atau liabilitas pajak tangguhan dapat berubah karena perubahan estimasi pemulihan manfaat pajak.

ii. Aset minyak dan gas bumi

Perusahaan menerapkan metode *successful efforts* untuk akuntansi kegiatan eksplorasi dan evaluasi minyak dan gas bumi.

Untuk sumur eksplorasi dan sumur uji eksplorasi stratigrafi, biaya yang secara langsung terkait dengan pengeboran sumur-sumur tersebut, dikapitalisasi dahulu sebagai aset dalam penyelesaian dalam akun aset minyak dan gas bumi, hingga ditentukan apakah telah ditemukan cadangan minyak dan gas yang berpotensi ekonomis berdasarkan pengeboran tersebut. Penentuan ini biasanya dilakukan dalam waktu satu tahun setelah penyelesaian sumur, tetapi dapat memakan waktu lebih lama, tergantung pada kompleksitas struktur geologi. Kebijakan ini mengharuskan manajemen untuk membuat estimasi dan asumsi tertentu atas peristiwa dan keadaan di masa depan, khususnya apakah operasi eksploitasi dapat dilaksanakan secara ekonomis.

**4. MANAGEMENT'S USE OF ESTIMATES
JUDGMENTS AND ASSUMPTIONS (continued)**

b. Estimates and assumptions (continued)

i. Oil and gas reserve estimates (continued)

- Depreciation and amortisation charged to profit or loss may change when such charges are determined on a unit-of-production basis, or where the useful economic lives of assets change.
- The decommissioning, site restoration and environmental provision may change where changes in estimated reserves affect expectations about the timing or cost of these activities.
- The carrying value of deferred tax assets or liabilities may change due to changes in estimates of the likely recovery of the tax benefits.

ii. Oil and gas properties

The Company follows the principles of the *successful efforts* method of accounting for its oil and natural gas exploration and evaluation activities.

For exploration and exploratory-type stratigraphic test wells, costs directly associated with the drilling of those wells are initially capitalized as assets under construction within oil and gas properties, pending determination of whether potentially economically viable oil and gas reserves have been discovered by the drilling effort. The determination is usually made within one year after well completion, but can take longer, depending on the complexity of the geological structure. This policy requires management to make certain estimates and assumptions as to future events and circumstances, in particular whether an economically viable extraction operation can be established.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/30 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**4. PENGGUNAAN ESTIMASI PERTIMBANGAN DAN
ASUMSI MANAJEMEN (lanjutan)**

b. Estimasi dan asumsi (lanjutan)

ii. Aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

Setiap estimasi dan asumsi tersebut dapat berubah seiring tersedianya informasi baru. Jika sumur tidak menemukan cadangan yang memiliki potensi ekonomi, biaya sumur akan dibebankan sebagai beban sumur kering (*dry hole*) dan diklasifikasikan sebagai biaya eksplorasi.

iii. Penurunan nilai aset non-keuangan

Aset minyak dan gas bumi yang telah menemukan cadangan terbukti, ditelaah untuk penurunan nilai ketika kejadian dan perubahan keadaan mengindikasikan bahwa nilai tercatat aset tidak dapat dipulihkan. Jika terdapat indikasi tersebut, nilai terpulihkan aset akan diestimasi. Nilai terpulihkan aset ditentukan berdasarkan nilai yang lebih besar antara nilai wajar aset dikurangi biaya untuk menjual atau nilai pakainya.

Penentuan nilai wajar aset dikurangi biaya untuk menjual atau nilai pakai mengharuskan manajemen untuk membuat estimasi dan asumsi yang berkaitan dengan volume produksi dan penjualan, harga komoditas (mempertimbangkan harga sekarang dan historis, tren harga dan faktor-faktor lain yang terkait), cadangan yang telah dikembangkan dan belum dikembangkan (Catatan 4b (i)), biaya operasi, biaya penutupan dan peninggalan sumur yang sudah tidak terpakai dan pengeluaran modal di masa depan, penurunan tingkat produksi, tingkat diskonto dan faktor lainnya.

Estimasi dan asumsi ini memiliki risiko dan ketidakpastian, dan oleh karena itu terdapat kemungkinan terjadi perubahan keadaan yang akan mengubah proyeksi ini, yang dapat mempengaruhi jumlah terpulihnya aset. Dalam keadaan tersebut, beberapa atau semua nilai tercatat aset mungkin akan mengalami tambahan atau pengurangan penurunan nilai dengan dampak yang dicatat dalam laba rugi.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**4. MANAGEMENT'S USE OF ESTIMATES
JUDGMENTS AND ASSUMPTIONS (continued)**

b. Estimates and assumptions (continued)

ii. Oil and gas properties (continued)

Such estimates and assumptions may change as new information becomes available. If the well does not discover potentially economically viable oil and gas quantities, the well costs are expensed as a dry hole and are reported in exploration expense.

iii. Impairment of non-financial assets

Proven oil and gas properties are reviewed for impairment losses whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount may not be recoverable. If any such indication exists, the asset's recoverable amount is estimated. The recoverable amount of an asset is determined as the greater of an asset's fair value less costs to sell or its value in use.

The determination of fair value less costs to sell or value in use requires management to make estimates and assumptions about expected production and sales volumes, commodity prices (considering current and historical prices, price trends and related factors), developed and undeveloped reserves (Note 4b (i)), operating costs, costs for plugging and abandonment of wells and future capital expenditure, field decline rates, discount rates, and other factors.

These estimates and assumptions are subject to risk and uncertainty, and hence there is a possibility that changes in circumstances will alter these projections, which may have an impact on the recoverable amount of the assets. In such circumstances, some or all of the carrying value of the assets may be further impaired or the impairment charge reduced with the impact recorded in profit or loss.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/31 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**4. PENGGUNAAN ESTIMASI PERTIMBANGAN DAN
ASUMSI MANAJEMEN (lanjutan)**

b. Estimasi dan asumsi (lanjutan)

iv. Pajak

Perhitungan beban pajak penghasilan Perusahaan melibatkan penafsiran terhadap peraturan perpajakan dan peraturan yang berlaku termasuk KKS Perusahaan serta peraturan pemerintah yang terkait seperti Peraturan Pemerintah No. 79 tanggal 20 Desember 2010 mengenai Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Terdapat banyak transaksi dan perhitungan yang dapat menyebabkan ketidakpastian di dalam penentuan kewajiban pajak. Resolusi dari posisi pajak yang diambil oleh Perusahaan, melalui negosiasi dengan otoritas pajak yang relevan atau auditor Pemerintah dapat berlangsung bertahun-tahun dan sangat sulit untuk memprediksi hasil akhirnya.

v. Provisi untuk biaya pembongkaran dan restorasi

Perusahaan memiliki kewajiban untuk melakukan pembongkaran fasilitas produksi minyak dan gas bumi dan pipa pada akhir umur manfaat aset tersebut. Kewajiban pembongkaran terbesar yang dihadapi Perusahaan berkaitan dengan penutupan dan peninggalan sumur yang sudah tidak terpakai dan pembuangan platform minyak dan gas bumi dan saluran pipa pada area kontrak Perusahaan.

Sebagian besar pembongkaran akan dilakukan di masa yang akan datang sehingga terdapat ketidakpastian mengenai persyaratan yang harus dipenuhi pada saat dilakukannya pembongkaran. Teknologi pembongkaran dan biaya pembongkaran terus berubah, termasuk ekspektasi politik, lingkungan, keselamatan dan publik. Akibatnya, terdapat ketidakpastian yang signifikan terkait kapan dan jumlah arus kas masa depan yang harus dikeluarkan. Perubahan dalam ekspektasi biaya masa depan yang diharapkan tercermin dalam provisi dan aset yang terkait, yang dapat memiliki dampak yang material terhadap laporan keuangan Perusahaan.

Jika biaya pembongkaran yang diharapkan berbeda 1% dari estimasi manajemen, jumlah tercatat yang diprovisikan untuk biaya pembongkaran dan restorasi lokasi aset akan lebih rendah atau lebih tinggi sebesar AS\$3.

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

**4. MANAGEMENT'S USE OF ESTIMATES
JUDGEMENTS AND ASSUMPTIONS (continued)**

b. Estimates and assumptions (continued)

iv. Taxation

The calculation of the Company's income tax expense involves the interpretation of applicable tax laws and regulations including the Company's PSC as well as related government regulations, such as Government Regulation No. 79 dated December 20, 2010 regarding Cost Recovery and Income Tax Treatment in the Upstream Oil and Gas Business. There are many transactions and calculations for which the ultimate tax determination is uncertain in the ordinary course of business. The resolution of tax positions taken by the Company, through negotiations with relevant tax authorities or the Government auditors, can take several years to complete, and in some cases it is difficult to predict the ultimate outcome.

v. Provision for decommissioning and site restoration costs

The Company is obliged to carry out the future decommissioning of oil and natural gas production facilities and pipelines at the end of their economic lives. The largest decommissioning obligations facing the Company relate to the plugging and abandonment of wells and to the removal and disposal of oil and natural gas platforms and pipelines in its contract area.

Most of these decommissioning events are many years in the future, and the precise requirements that will have to be met when the removal event actually occurs are uncertain. Decommissioning technologies and costs are constantly changing, as well as political, environmental, safety and public expectations. Consequently, the timing and amounts of future cash flows are subject to significant uncertainty. Changes in expected future costs are reflected in both the provision and the related asset and could have a material impact on the Company's financial statements.

If the expected decommissioning costs used differ by 1% from management's estimates, the carrying amount of the provision for decommissioning and site restoration costs will be an estimated US\$3 lower or higher.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/32 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

5. KAS DAN SETARA KAS

5. CASH AND CASH EQUIVALENTS

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	
Kas			Cash on hand
- Rupiah	1	3	Rupiah -
- Dolar AS	<u>3</u>	<u>2</u>	US Dollars -
	<u>4</u>	<u>5</u>	
Rekening Rupiah:			Rupiah account:
- PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	2.824	892	PT Bank Mandiri (Persero) Tbk -
- PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	16.323	1.421	PT Bank Negara Indonesia - (Persero) Tbk
- PT Bank Rakyat Indonesia	<u>882</u>	<u>2.459</u>	PT Bank Rakyat Indonesia -
	<u>20.029</u>	<u>4.772</u>	
Rekening Dolar AS:			US Dollars account:
- PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	19.298	5.246	PT Bank Mandiri (Persero) Tbk -
- PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	172.943	8.698	PT Bank Negara Indonesia - (Persero) Tbk
- PT Bank Rakyat Indonesia	<u>12.323</u>	<u>48.086</u>	PT Bank Rakyat Indonesia -
	<u>204.564</u>	<u>62.030</u>	
Deposito berjangka :			Time deposit :
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk			PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk
- Rekening Dolar AS	<u>4.445</u>	<u>4.445</u>	US Dollars account -
	<u>229.042</u>	<u>71.252</u>	

Tingkat bunga per tahun untuk deposito berjangka pada tahun 2017 dan 2016 sebagai berikut:

The annual interest rates on time deposits during 2017 and 2016 were as follows:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	
Rekening Dolar AS	0,50%	0,50%	US Dollars account

PT Bank Mandiri (Persero) Tbk dan PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk adalah entitas berelasi dengan Pemerintah. Lihat Catatan 19g untuk rincian sifat hubungan dan transaksi dengan pihak berelasi.

PT Bank Mandiri (Persero) Tbk and PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk are state-owned banks. Refer to Note 19g for details of the nature of relationships and transactions with related parties.

Eksposur maksimum terhadap risiko kredit pada akhir periode pelaporan senilai jumlah tercatat dari setiap kelas kas dan setara kas sebagaimana yang dijabarkan di atas.

The maximum exposure to credit risk at the end of the reporting period is the carrying amount of each class of cash and cash equivalents mentioned above.

6. PIUTANG USAHA

6. TRADE RECEIVABLES

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	
Pihak ketiga	27.386	42.212	Third parties
Pihak berelasi (Catatan 19a)	<u>387.836</u>	<u>150.615</u>	Related parties (Note 19a)
	<u>415.222</u>	<u>192.827</u>	
Piutang usaha pihak ketiga terdiri dari:			Trade receivables third parties consists of:
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	
PT Tri Wahana Universal (TWU)	2.196	1.254	PT Tri Wahana Universal (TWU)
EMCL	<u>25.190</u>	<u>40.958</u>	EMCL
	<u>27.386</u>	<u>42.212</u>	

Saldo piutang usaha merupakan bagian Perusahaan atas penjualan minyak ke pelanggan, piutang underlifting dan DMO.

The trade receivables balance represents the Company's share of oil sales to customers, underliftings and DMO.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/33 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

6. PIUTANG USAHA (lanjutan)

Karena jatuh temponya yang pendek, jumlah tercatat piutang usaha kurang lebih sama dengan nilai wajarnya.

Berdasarkan evaluasi manajemen terhadap kolektibilitas saldo masing-masing piutang usaha pada tanggal 31 Desember 2017, manajemen berpendapat bahwa seluruh jumlah piutang akan tertagih oleh karena itu tidak ada provisi penurunan nilai yang perlu dicatat.

Manajemen berkeyakinan bahwa tidak terdapat konsentrasi risiko kredit yang signifikan atas piutang usaha dari pihak ketiga.

6. TRADE RECEIVABLES (continued)

Due to the short-term nature of trade receivables, their carrying amounts approximate their fair values.

Based on management's review for the collectibility of the individual trade receivable accounts as at December 31, 2017, management believes that all receivables will be collected and therefore no provision for impairment has been recorded.

Management believes that there is no significant concentration on credit risk involving trade receivables from third parties.

7. PIUTANG LAIN-LAIN

7. OTHER RECEIVABLES

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	
Pihak ketiga	3.960	4.128	Third parties
Piutang karyawan	557	-	Employee receivables
Pihak berelasi (Catatan 19b)	<u>423</u>	<u>353</u>	Related parties (Note 19b)
	<u>4.940</u>	<u>4.481</u>	

Piutang lain-lain terdiri dari saldo setoran dana kepada Pertamina, Piutang karyawan, kepada pihak ketiga atas pembiayaan yang dilakukan oleh Perusahaan untuk kepentingan pihak lain, tagihan atas penggunaan aset Perusahaan dan penggantian biaya.

Other receivables represent transfers of cash to Pertamina, Employee receivables, to third parties, payments made by the Company on behalf of other parties, charges to other parties for the use of the Company's assets and the reimbursement of expenses.

Karena jatuh temponya yang pendek, jumlah tercatat piutang lain-lain kurang lebih sama dengan nilai wajarnya.

Due to the short-term nature of other receivables, their carrying amounts approximate their fair values.

Seluruh saldo piutang belum jatuh tempo dan tidak mengalami penurunan nilai.

None of the balances are past due or have been impaired.

8. ASET MINYAK DAN GAS BUMI, NETO

8. OIL AND GAS PROPERTIES, NET

2017					
	Saldo awal/ Beginning balance	Penambahan/ Additions	Reklasifikasi/ Reclassifications	Pemulihan/ (penurunan) nilai aset/ Recovery/ (impairment) of assets	Saldo akhir/ Ending balance
<u>Nilai perolehan</u>					<u>Acquisition costs</u>
Sumur produksi	306.614	2.301	-	-	308.915
Fasilitas produksi	1.430.032	23.848	122.854	-	1.576.734
Harta bergerak	8.310	-	-	-	8.310
Sub-jumlah	<u>1.744.956</u>	<u>26.149</u>	<u>122.854</u>	<u>-</u>	<u>1.893.959</u>
					Sub-total
<u>Aset dalam penyelesaian</u>					<u>Assets under construction</u>
Sumur produksi	61.109	-	-	30.299	91.408
Fasilitas produksi	124.042	148.691	(122.854)	28.589	178.468
Sub-jumlah	<u>185.151</u>	<u>148.691</u>	<u>(122.854)</u>	<u>58.888</u>	<u>269.876</u>
					Sub-total
Jumlah nilai perolehan	<u>1.930.107</u>	<u>174.840</u>	<u>-</u>	<u>58.888</u>	<u>2.163.835</u>
					Total acquisition cost
<u>Akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi</u>					<u>Accumulated depreciation, depletion and amortization</u>
Sumur produksi	63.641	48.016	-	-	111.657
Fasilitas produksi	99.011	73.169	-	-	172.180
Harta bergerak	7.798	314	-	-	8.112
Jumlah akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi	<u>170.450</u>	<u>121.499</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>291.949</u>
					Total accumulated depreciation, depletion and amortization
Nilai buku neto	<u>1.759.657</u>				<u>1.871.886</u>
					Net book value

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/34 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

8. ASET MINYAK DAN GAS BUMI, NETO (lanjutan)

8. OIL AND GAS PROPERTIES, NET (continued)

	2016					
	Saldo awal/ Beginning balance	Penambahan/ Additions	Reklasifikasi/ Reclassifications	Pemulihan/ (penurunan) nilai asset/ Recovery/ (impairment) of assets	Saldo akhir/ Ending balance	
<u>Nilai perolehan</u>						<u>Acquisition costs</u>
Sumur produksi	197.247	1.141	108.226	-	306.614	Production wells
Fasilitas produksi	993.073	839	436.120	-	1.430.032	Production facilities
Harta bergerak	8.310	-	-	-	8.310	Movable assets
Sub-jumlah	1.198.630	1.980	544.346	-	1.744.956	Sub-total
<u>Aset dalam penyelesaian</u>						<u>Assets under construction</u>
Sumur produksi	194.112	5.522	(108.226)	(30.299)	61.109	Production wells
Fasilitas produksi	437.285	151.466	(436.120)	(28.589)	124.042	Production facilities
Sub-jumlah	631.397	156.988	(544.346)	(58.888)	185.151	Sub-total
Jumlah nilai perolehan	1.830.027	158.968	-	(58.888)	1.930.107	Total acquisition cost
<u>Akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi</u>						<u>Accumulated depreciation, depletion and amortization</u>
Sumur produksi	22.743	40.898	-	-	63.641	Production wells
Fasilitas produksi	31.678	67.333	-	-	99.011	Production facilities
Harta bergerak	7.484	314	-	-	7.798	Movable assets
Jumlah akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi	61.905	108.545	-	-	170.450	Total accumulated depreciation, depletion and amortization
Nilai buku neto	1.768.122				1.759.657	Net book value

Biaya penyusutan, deplesi dan amortisasi sebesar AS\$121.499 (2016: AS\$108.545) dibebankan sebagai beban produksi.

Depreciation, depletion and amortisation expenses of US\$121,499 (2016: US\$108,545) were charged to production expenses.

Penambahan sumur produksi dan fasilitas produksi di tahun 2017 sebesar AS\$26.149 (2016: AS\$1.207) merupakan penyesuaian biaya pembongkaran dan restorasi (Catatan 12).

The additions to the production wells and production facilities in 2017 amounting to US\$26,149 (2016: US\$1,207) represent adjustment of decommissioning and site restoration costs (Note 12).

Aset minyak dan gas bumi mencerminkan *participating interest* Perusahaan dalam aset minyak dan gas bumi, yang diakui berdasarkan *Joint Interest Statements* yang diterbitkan oleh Operator.

Oil and gas properties reflect the Company's *participating interest* in the oil and gas properties, recognised based on information in the *Joint Interest Statements* issued by the Operator.

Manajemen melakukan pengujian penurunan nilai begitu terdapat indikasi aspek komersial dan teknis (Catatan 17c).

Management performed impairment testing if there are technical and commercial indication (Note 17c).

9. UTANG USAHA

9. TRADE PAYABLES

Utang usaha terdiri dari:

Trade payables consists of:

	2017	2016	
Pihak ketiga:			Third party:
EMCL	64.267	160.855	EMCL
Lain-lain	2.681	2.681	Others
	66.948	163.536	

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/35 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

9. UTANG USAHA (lanjutan)

Utang kepada EMCL merupakan saldo utang *under call* per 31 Desember 2017 dan 2016 untuk kepentingan pembiayaan operasi di KKS Blok Cepu.

9. TRADE PAYABLES (continued)

The payable to EMCL represents under cash-called position as of December 31, 2017 and 2016 in relation to financing of the Cepu Block PSC operations.

10. UTANG LAIN-LAIN

	2017	2016
Pihak ketiga	2.940	193
Pihak berelasi (Catatan 19c)	58.873	94.338
	61.813	94.531

Third parties
Related parties (Note 19c)

10. OTHER PAYABLES

11. PERPAJAKAN

a. PPN yang dapat ditagihkan kembali

	2017	2016
PPN yang dapat ditagihkan kembali	43.160	55.253

Reimbursable VAT

PPN yang dapat ditagihkan kembali merupakan bagian Perusahaan atas PPN yang dibayar oleh Kontraktor KKS sehubungan dengan pembelian persediaan, peralatan dan perlengkapan yang berkaitan dengan kegiatan operasi KKS yang dapat ditagihkan kembali dari SKK Migas.

The reimbursable VAT represents the Company's portion of VAT paid by the PSC Contractors in relation to purchases of materials, equipment and services involving PSC operations, and is reimbursable by SKK Migas.

Berdasarkan evaluasi manajemen terhadap kolektibilitas saldo PPN yang dapat ditagihkan kembali pada tanggal 31 Desember 2017, manajemen berpendapat bahwa seluruh jumlah PPN akan tertagih oleh karena itu tidak ada provisi penurunan nilai yang perlu dicatat.

Based on management's review for the collectibility of the reimbursable VAT as of December 31, 2017, management believes that all VAT will be collected and therefore no provision for impairment has been recorded.

b. Utang pajak

	2017	2016
Pajak penghasilan dan dividen	144.621	44.866
Pajak lain-lain:		
- PPN	166	55
- Pajak penghasilan - Pasal 21	635	91
- Pajak penghasilan - Pasal 23	7	50
- Pajak penghasilan - Pasal 26	2	5
	810	201
	145.431	45.067

Corporate and dividend tax

Other taxes:

VAT -
Income tax - Article 21 -
Income tax - Article 23 -
Income tax - Article 26 -

c. Beban pajak penghasilan

	2017	2016
Kini (Catatan 11d)	372.158	199.673
Tangguhan (Catatan 11e)	68.241	86.344
	440.399	286.017

Current (Note 11d)
Deferred (Note 11e)

Income tax expense

c. Income tax expense

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/36 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

11. PERPAJAKAN (lanjutan)

11. TAXATION (continued)

d. Pajak kini

d. Current income tax

Rekonsiliasi antara laba sebelum pajak penghasilan menurut laba rugi dengan laba sebelum pajak penghasilan dari kegiatan usaha KKS adalah sebagai berikut:

The reconciliation between profit before income tax as shown in profit or loss and profit before income tax from PSC activities is as follows:

	2017	2016	
Laba sebelum beban pajak penghasilan	1.102.604	508.690	Profit before income tax expenses
Ditambah/(dikurangi):			Add/(less):
Beda temporer:			Temporary differences:
Provisi untuk biaya pembongkaran dan restorasi lokasi aset	26.480	1.493	Provision for decommissioning and site restoration costs
Unrecovered costs	97.595	(70.934)	Unrecovered costs
Penyusutan, deplesi dan amortisasi aset minyak dan gas bumi	(271.987)	(164.338)	Depreciation, depletion and amortisation of oil and gas properties
Piutang usaha	(20.585)	20.585	Trade receivables
Sub-jumlah beda temporer	(168.497)	(213.194)	Sub-total of temporary differences
Beda tetap:			Permanent differences:
Beban bunga	57.618	65.943	Interest expense
Pendapatan bunga yang sudah dikenai pajak penghasilan final	(736)	(143)	Interest income subject to final tax
Selisih kurs	(126)	(241)	Foreign exchange differences
Kredit investasi	13.075	95.562	Investment credit
Provisi piutang pajak	-	21.557	Provision for tax receivables
(Pemulihan)/penurunan nilai aset	(58.888)	58.888	(Recovery)/impairment of assets
Lain-lain	(26.142)	(44.042)	Others
Sub-jumlah beda tetap	(15.199)	197.524	Sub-total of permanent differences
Laba kena pajak	918.908	493.020	Taxable profit
Beban pajak penghasilan kini	372.158	199.673	Current income tax expense

Rekonsiliasi antara beban pajak penghasilan dengan hasil perkalian laba akuntansi sebelum pajak penghasilan dan tarif pajak yang berlaku sebagai berikut:

The reconciliation between income tax expense and the theoretical tax amount on the Company's profit before income tax using currently enacted tax rates is as follows:

	2017	2016	
Laba sebelum pajak penghasilan	1.102.604	508.690	Profit before income tax
Pajak dihitung dengan tarif pajak yang berlaku (40,5%)	446.555	206.019	Income tax calculated at the applicable tax rate (40.5%)
Beban bunga	23.335	26.707	Interest expense
Pendapatan bunga	(298)	(58)	Interest income
Selisih kurs	(51)	(98)	Foreign exchange differences
Kredit investasi	5.295	38.703	Investment credit
Provisi piutang pajak	-	8.731	Provision for tax receivables
(Pemulihan)/penurunan nilai aset	(23.850)	23.850	(Recovery)/impairment of assets
Lain-lain	(10.587)	(17.837)	Others
Beban pajak penghasilan	440.399	286.017	Income tax expense

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/37 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

11. PERPAJAKAN (lanjutan)

11. TAXATION (continued)

e. Pajak tangguhan

e. Deferred tax

Aset dan kewajiban pajak tangguhan Perusahaan
dan beban pajak tangguhan untuk tahun yang
berakhir pada 31 Desember 2017 dan 2016 sebagai
berikut:

Details of deferred tax assets and liabilities and
the deferred tax expense for the years ended
December 31, 2017 and 2016 are as follows:

2017			
	Saldo awal/ Beginning balance	Mutasi/ Movements	Saldo akhir/ Ending balance
Aset pajak tangguhan:			
Penyisihan untuk biaya pembongkaran dan restorasi lokasi asset	2.541	10.725	13.266
Unrecovered costs	1.629	39.526	41.155
Piutang usaha	8.337	(8.337)	-
Sub-jumlah aset pajak tangguhan	12.507	41.914	54.421
Kewajiban pajak tangguhan:			
Aset minyak dan gas bumi	(268.005)	(110.155)	(378.160)
Beban pajak tangguhan		(68.241)	
Kewajiban pajak tangguhan, neto	(255.498)		(323.739)
2016			
	Saldo awal/ Beginning balance	Mutasi/ Movements	Saldo akhir/ Ending balance
Aset pajak tangguhan:			
Penyisihan untuk biaya pembongkaran dan restorasi lokasi asset	1.936	605	2.541
Unrecovered costs	30.357	(28.728)	1.629
Piutang usaha	-	8.337	8.337
Sub-jumlah aset pajak tangguhan	32.293	(19.786)	12.507
Kewajiban pajak tangguhan:			
Aset minyak dan gas bumi	(201.447)	(66.558)	(268.005)
Beban pajak tangguhan		(86.344)	
Kewajiban pajak tangguhan, neto	(169.154)		(255.498)

Deferred tax assets:
Provision for decommissioning
and site restoration costs
Unrecovered costs
Trade receivables

Sub-total deferred tax assets

Deferred tax liabilities:
Oil and gas properties

Deferred tax expense

Deferred tax liabilities, net

Deferred tax assets:
Provision for decommissioning
and site restoration costs
Unrecovered costs
Trade receivables

Sub-total deferred tax assets

Deferred tax liabilities:
Oil and gas properties

Deferred tax expense

Deferred tax liabilities, net

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/38 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

11. PERPAJAKAN (lanjutan)

f. Administrasi pajak di Indonesia

Undang-undang perpajakan yang berlaku di Indonesia mengatur bahwa Perusahaan menghitung, menetapkan dan membayar sendiri besarnya jumlah pajak yang terutang. Berdasarkan peraturan perundang-undangan yang berlaku, Direktur Jenderal Pajak (DJP) dapat menetapkan atau mengubah jumlah pajak terutang dalam jangka waktu tertentu, saat ini jangka waktunya adalah lima tahun sejak tanggal terutangnya pajak.

g. Surat ketetapan pajak Perusahaan

Pada tahun 2016, Direktorat Jenderal Pajak (DJP) menerbitkan Surat Ketetapan Pajak Kurang Bayar (SKPKB) sebagai berikut:

Nomor dan tanggal penerbitan surat ketetapan/ Number and issue date of assessment letter	Tahun pajak/ Fiscal year	Jenis pajak/ Type of taxes	Kurang/lebih bayar atau rugi fiskal Underpayment/Overpayment or fiscal loss		Status pada tanggal laporan keuangan/ Status as of the date of financial statement
			Menurut Direktorat Jenderal Pajak/ according to Indonesian Tax Office	Menurut Perusahaan/ according to the Company	
00011/216/11/081/16 20 Juli/ July 2016	2011	PPH badan/ Corporate and dividend tax	Kurang bayar sebesar AS\$21.557/ Underpayment of US\$21,557	Nihil/Nil	Dalam proses keberatan/ In objection process

Pada tanggal 19 Agustus 2016, Perusahaan sudah membayar seluruh SKPKB tersebut dan dicatat sebagai aset lain-lain - tidak lancar. Pada tanggal 27 November 2017, Perusahaan mengajukan surat permohonan banding atas putusan penolakan keberatan tanggal 28 Agustus 2017.

Manajemen memutuskan untuk membukukan provisi atas aset lain-lain terkait pembayaran SKPKB tersebut pada tahun 2016.

f. Tax administration in Indonesia

The taxation laws of Indonesia require the Company to submit its tax returns on the basis of self assessment. Under the prevailing regulations the Director General of Tax (DGT) may assess or amend taxes within a certain period, currently within five years of the date when the tax becomes due.

g. Tax assessment letters of the Company

In 2016, the Directorate General of Taxation (DGT) issued the following underpayment tax assessment letters (SKPKB):

On August 19, 2016, the Company paid the total assessed amounts and recorded as other assets - non current. On November 27, 2017, the Company filed appeal letters against the rejected objection letters dated August 28, 2017.

Management decided to record an provision of the above other asset relating to the payment of the SKPKB in 2016.

12. PROVISI BIAYA PEMBONGKARAN DAN RESTORASI LOKASI ASET

Sebagai Kontraktor KKS, Perusahaan bertanggung jawab atas kegiatan penghentian pengoperasian fasilitas produksi dan sarana penunjang dan melakukan pemulihan lingkungan di wilayah kerja nya ("ASR"). Mutasi provisi biaya pembongkaran dan restorasi lokasi aset sebagai berikut:

	2017	2016	
Saldo awal	6.273	4.780	Beginning balance
Penyesuaian	26.149	1.207	Adjustments
Beban akresi (Catatan 18)	332	286	Accretion expense (Note 18)
Saldo akhir	32.754	6.273	Ending balance

Penyesuaian merupakan akibat perubahan estimasi atas waktu dan pengeluaran kas, perubahan tarif pembongkaran dan restorasi dan perubahan suku bunga diskonto dan inflasi yang diterapkan Perusahaan yang menyebabkan kenaikan jumlah liabilitas.

12. PROVISION FOR DECOMMISSIONING AND SITE RESTORATION COSTS

As a PSC Contractor, the Company is responsible for decommissioning of production and support facilities and conducting environmental restoration activities in the working area ("ASR"). The movements in the provision for decommissioning and site restoration are as follows:

The adjustment represents the changes in estimated timing and amounts of the cash outflows, changes in decommissioning and site restoration costs as well as the discount rate and inflation rate applied by the Company, resulting in an increase in the amount of such liabilities.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/39 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN

31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

12. PROVISI BIAYA PEMBONGKARAN DAN RESTORASI LOKASI ASET (lanjutan)

Sesuai dengan instruksi SKK Migas, Perusahaan wajib menyetorkan dana ASR ke rekening bersama dana ASR sesuai dengan laporan pencadangan dana ASR. Sampai dengan tanggal 31 Desember 2017 Perusahaan telah menyetorkan dana ASR sebesar AS\$19.988 (2016: nil), termasuk pendapatan bunga, sebagai dana pembongkaran, restorasi lokasi aset dan aktivitas lain yang terkait ke dalam rekening bersama dengan SKK Migas. Setoran tersebut dicatat sebagai aset lain-lain karena dana tersebut hanya dapat digunakan untuk tujuan tersebut diatas dengan persetujuan dari SKK Migas atau ditransfer ke SKK Migas.

12. PROVISION FOR DECOMMISSIONING AND SITE RESTORATION COSTS (continued)

Pursuant to SKK Migas's instructions, the Company must provide ASR funding in ASR joint account matching the amounts in the ASR funding reserve report. As of December 31, 2017 the Company has deposited ASR funds in the amount of US\$19,988 (2016: nil), including interest revenue, dismantlement funds, asset location restoration and other related activities in the joint account with SKK Migas. The deposit is classified as other assets and it is only to be used for ASR purposes with SKK Migas approval or transferred to SKK Migas.

13. MODAL SAHAM

Pada tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 jumlah modal ditempatkan dan disetor oleh Perusahaan adalah sebagai berikut:

13. SHARE CAPITAL

As of December 31, 2017 and 2016 the Company's issued and paid-up capital position is as follows:

	Lembar/Shares	Nilai saham/ Share value	Persentase kepemilikan/ Percentage of ownership
PT Pertamina (Persero) ("Pertamina")	495	48	99
PT Pertamina Dana Ventura ("PDV")*	5	1	1
	500	49	100

* berubah menjadi PT Pertamina Pedeve Indonesia sejak 31 Januari 2018.

PT Pertamina (Persero)
("Pertamina")
PT Pertamina Dana Ventura
("PDV")*

* changed into PT Pertamina Pedeve Indonesia since January 31, 2018.

Saham biasa memberikan hak kepada pemegangnya untuk memperoleh dividen dan hasil dari pembubaran perusahaan sesuai dengan proporsi jumlah dan jumlah yang dibayarkan atas saham yang dimiliki.

Ordinary shares entitle the holder to participate in dividends and the proceeds on winding up of the Company in proportion to the number of and amounts paid on the shares held.

14. DIVIDEN

Berdasarkan surat keputusan pemegang saham secara sirkuler, pemegang saham menetapkan pembagian dividen sebagai berikut:

14. DIVIDENDS

Based on the circular shareholder resolution, the shareholder approved, among others, dividends distribution as follows:

Tanggal Resolusi Pemegang Saham/ Date of Shareholders Resolution	Dividen per saham/ Dividends per share	Dividen/ Dividends
23 Maret 2017/March 23, 2017	45,9	22.957
15 April 2016/April 15, 2016	51,6	25.802

15. CADANGAN UMUM

UU Perseroan Terbatas Republik Indonesia No. 1/1995 yang diterbitkan di bulan Maret 1995 dan telah diubah dengan UU No. 40/2007 yang diterbitkan pada bulan Agustus 2007, mengharuskan pembentukan cadangan umum dari laba neto sejumlah minimal 20% dari jumlah modal yang ditempatkan dan disetor penuh. Tidak ada batasan waktu untuk membentuk cadangan tersebut.

15. GENERAL RESERVE

The Limited Liability Company Law of the Republic of Indonesia No. 1/1995 introduced in March 1995 and amended by Law No. 40/2007, issued in August 2007, requires the establishment of a general reserve from net income amounting to at least 20% of a company's issued and paid up capital. There is no time limit on the establishment of the general reserve.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/40 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

16. PENDAPATAN USAHA

16. REVENUE

	2017	2016	
Pihak yang berelasi (Catatan 19e)			Related party (Note 19e)
Minyak mentah	456.948	562.070	Crude oil
Pihak ketiga:			Third parties:
Overlifting	(5.906)	(18.876)	Overlifting
Minyak mentah	220.683	76.420	Crude oil
Jumlah pendapatan usaha - pihak ketiga	214.777	57.544	Total revenue third parties
Pemerintah:			Government:
DMO fees - minyak mentah	116.201	124.061	DMO fees - crude oil
Underlifting	541.013	138.681	Underlifting
Jumlah pendapatan usaha - Pemerintah	657.214	262.742	Total revenue Government
Jumlah	1.328.939	882.356	Total

17. BEBAN USAHA

17. OPERATING EXPENSES

a. Beban produksi

a. Production expenses

	2017	2016	
Beban penyusutan, deplesi dan amortisasi (Catatan 8)	121.499	108.545	Depreciation, depletion and amortisation (Note 8)
Material	47.664	47.729	Materials
Gaji, upah dan tunjangan	23.029	16.649	Salaries, wages and allowances
Lain-lain	17.984	13.665	Others
210.176	186.588		

b. Beban umum dan administrasi

b. General and administrative expenses

	2017	2016	
Gaji, upah dan tunjangan	10.627	25.400	Salaries, wages and allowances
Jasa umum	1.867	1.900	General services
Jasa professional	1.506	1.208	Professional fees
Sewa	268	10.376	Rentals
Beban perlengkapan	108	1.241	Supplies
Provisi piutang pajak	-	21.557	Provision for taxes receivable
Lain-lain	-	2.681	Others
14.376	64.363		

c. Pendapatan/(beban) lain-lain, neto

c. Other income/(expenses), net

	2017	2016	
Pemulihan/(rugi) penurunan nilai	58.888	(58.888)	Recovery/(impairment loss)
Keuntungan selisih kurs, neto	125	241	Foreign exchange gains, net
Pendapatan jasa manajemen	2	1.658	Management fees
Lain-lain	8	360	Others
59.023	(56.629)		

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/41 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

17. BEBAN USAHA (lanjutan)

c. Pendapatan/(beban) lain-lain, neto (lanjutan)

Perusahaan mencatat kerugian penurunan nilai pada tahun 2016 atas proyek JTB dikarenakan adanya ketidaksepahaman dalam penyelesaian PJBG yang mengakibatkan potensi penurunan arus kas di masa mendatang.

Berdasarkan PJBG antara Perusahaan dan PT Pertamina EP dengan Direktorat Gas Pertamina yang ditandatangani pada tanggal 13 November 2017 dan penambahan 41,37% *participating interest* Perusahaan di JTB (catatan 20b), Perusahaan mencatat pemulihan atas penurunan nilai yang telah diakui tahun sebelumnya atas Proyek JTB.

17. OPERATING EXPENSES (continued)

c. Other income/(expenses), net (continued)

The Company recorded impairment loss in 2016 related with the JTB project due to the dispute in the finalization the GSPA which potentially result in a decrease in the future cash flows from the project.

Based on the GSPA between the Company and PT Pertamina EP with the Directorate of Gas of Pertamina which was signed on November 13, 2017 and addition of the Company participating interest of 41,37% in JTB (note 20b), the Company recorded the recovery of the previous year's impairment on the JTB Project

18. BEBAN KEUANGAN

	2017	2016
Beban bunga - proyek	57.618	65.943
Beban akresi (Catatan 12)	332	286
	57.950	66.229

Beban bunga atas proyek merupakan biaya bunga yang dibebankan oleh Pertamina atas pinjaman Pertamina dari pihak ketiga yang digunakan untuk proyek pengembangan dan produksi minyak dan gas bumi di KKS Blok Cepu.

18. FINANCE COSTS

Interest expense - projects
Accretion expense (Note 12)

Interest expense in relation to projects represent interest charged by Pertamina in relation to loans it obtained from third parties out of which proceeds were provided to the Company for oil and gas development and production projects in the Cepu Block PSC.

19. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI

	2017	2016
Kas dan setara kas (Catatan 5)	229.038	71.247
Piutang usaha (Catatan 6)	387.836	150.615
Piutang lain-lain (Catatan 7)	423	353
	617.297	222.215
Persentase terhadap jumlah aset	24%	11%
Utang lain-lain (Catatan 10)	58.873	94.338
Pinjaman pemegang saham (Catatan 19d)	831.914	1.039.893
	890.787	1.134.231
Persentase terhadap jumlah liabilitas	60%	70%

19. RELATED PARTY BALANCES AND TRANSACTIONS

Cash and cash equivalents (Note 5)
Trade receivables (Note 6)
Other receivables (Note 7)

As a percentage of total assets

Other payables (Note 10)
Shareholder loan (Note 19d)

As a percentage of total liabilities

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/42 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

19. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK
BERELASI (lanjutan)

19. RELATED PARTY BALANCES AND
TRANSACTIONS (continued)

a. Piutang usaha

a. Trade receivables

	2017	2016	
Kementerian Keuangan (Direktorat Jenderal Anggaran) Pertamina	174.563 213.273	79.966 70.649	The Ministry of Finance (Directorate General of Budget) Pertamina
	387.836	150.615	
Persentase terhadap jumlah piutang usaha	93%	78%	As a percentage of trade receivables

Piutang usaha dari Pertamina merupakan piutang
atas penjualan minyak bumi kepada Pertamina.
Piutang usaha dari Kementerian Keuangan
merupakan piutang *underlifting*.

The trade receivable from Pertamina results
from crude oil sales to Pertamina. The trade
receivable from the Ministry of Finance
represents an *underlifting* receivable.

b. Piutang lain-lain

b. Other receivables

	2017	2016	
Pertamina	263	269	Pertamina
PT Pertamina Drilling Services Indonesia	78	-	PT Pertamina Drilling Services Indonesia
PT Pertamina EP	71	66	PT Pertamina EP
PT Pertamina Gas	6	2	PT Pertamina Gas
PT Pertamina Hulu Energi	5	-	PT Pertamina Hulu Energi
PT Pertamina EP Cepu ADK	-	16	PT Pertamina EP Cepu ADK
	423	353	
Persentase terhadap jumlah piutang lain-lain	8%	7%	As a percentage of other receivables

Utang usaha kepada Kementerian Keuangan
merupakan utang *overlifting*.

The trade payable to the Ministry of Finance
represents an *overlifting* payable.

c. Utang lain-lain

c. Other payables

	2017	2016	
Pertamina	58.670	94.255	Pertamina
PT Pertamina Training & Consulting	86	5	PT Pertamina Training & Consulting
PT Pertamina Bina Medika	95	6	PT Pertamina Bina Medika
PT Pertamina Patra Niaga	12	-	PT Pertamina Patra Niaga
PT Patra Jasa	6	43	PT Patra Jasa
PT Pertamina Trans Kontinental	4	7	PT Pertamina Trans Kontinental
PT Pertamina Hulu Energi	0	0	PT Pertamina Hulu Energi
PT Pertamina EP Cepu ADK	-	22	PT Pertamina EP Cepu ADK
	58.873	94.338	
Persentase terhadap jumlah utang lain-lain	95%	99%	As a percentage of other payables

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/43 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

19. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK
BERELASI (lanjutan)

19. RELATED PARTY BALANCES AND
TRANSACTIONS (continued)

c. Utang lain-lain (lanjutan)

c. Other payables (continued)

Saldo utang lain-lain pada Pertamina sebagai
berikut:

Other payable amounts due to Pertamina are
as follows:

	2017	2016	
Pembebanan bunga oleh Pertamina atas pinjaman Pertamina dari pihak ketiga untuk proyek Blok Cepu	57.618	65.943	Interest expense charged by Pertamina in relation to Pertamina's loans from third parties utilised for Cepu Block project
Pembebanan biaya imbalan kerja karyawan perbantuan Pertamina kepada Perusahaan	251	354	Seconded employee benefit expenses charged by Pertamina to the Company
Lain-lain	801	27.958	Others
	58.670	94.255	

d. Pinjaman pemegang saham

d. Shareholder loans

	2017	2016	
Pinjaman dari Pertamina	831.914	1.039.893	Loan from Pertamina
Dikurangi: Bagian jangka pendek	207.979	207.979	Less: Short-term portion
Pinjaman pemegang saham - dikurangi bagian jangka pendek	623.935	831.914	Shareholder loans- net of short-term portion

Mutasi utang pada Pertamina sebagai berikut:

Movements in the amounts due to Pertamina are
as follows:

	2017	2016	
Saldo awal	1.039.893	1.169.151	Beginning balance
Penambahan	-	65.600	Addition
Offset	(207.979)	(194.858)	Offset
Saldo akhir	831.914	1.039.893	Ending balance

Pada tanggal 28 Desember 2012, Perusahaan dan Pertamina menandatangani Perjanjian Pinjaman Dana untuk jangka waktu 10 (sepuluh) tahun. Pinjaman ini ditujukan untuk membiayai bagian Perusahaan atas pengembangan proyek Banyu Urip. Tingkat bunga pinjaman mengacu pada tingkat bunga pasar, yaitu berdasarkan pada tingkat bunga yang ditanggung oleh Pertamina dari Pihak yang memberikan pinjaman yang digunakan oleh Pertamina untuk Fasilitas Pinjaman ("Lender"). Pada 31 Desember 2017, tingkat bunga yang dikenakan adalah sebesar 6,93% (2016: 6,34%). Pelunasan pokok pinjaman dimulai pada tanggal 30 Juni 2017 dengan pelunasan dilakukan setiap enam bulan sampai tanggal 31 Desember 2021.

On December 28, 2012, the Company and Pertamina signed a Loan Agreement (Perjanjian Pinjaman Dana) effective for a period of 10 (ten) years. This loan is for financing the Company's share of the Banyu Urip project development costs. The loan interest rate refers to the market interest rate, which is based on interest rate incurred by Pertamina for the parties granting the loans used by Pertamina to finance this Loan Facility ("Lender"). As of December 31, 2017, the interest rate applied is 6.93% (2016: 6.34%) p.a. Loan principal repayments are due to commence on June 30, 2017 with repayments being made every six months thereafter through December 31, 2021.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/44 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

19. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI (lanjutan) 19. RELATED PARTY BALANCES AND TRANSACTIONS (continued)

e. Pendapatan usaha

e. Revenue

	2017	2016	
Pertamina	456.948	562.070	Pertamina

f. Kompensasi kepada manajemen kunci

f. Key management compensation

Manajemen kunci termasuk Dewan Komisaris dan Direksi. Kompensasi yang dibayar untuk manajemen kunci atas dasar jasa pekerjaan sebagai berikut:

Key management includes the Board of Commissioners and Board of Directors. The compensation paid to key management for employee services is as follows:

	2017	2016	
Gaji dan imbalan karyawan jangka pendek	633	541	Salaries and other short-term employee benefits
Persentase terhadap jumlah beban gaji	4%	3%	As a percentage of total salary expense

g. Sifat hubungan dan transaksi dengan pihak berelasi

g. The nature of relationships and transactions with related parties

Pihak berelasi/ Related parties	Hubungan dengan pihak yang berelasi/ Relationships with related parties	Sifat transaksi/ Nature of transactions
Pertamina	Pemegang saham/Shareholder	Penjualan minyak, pinjaman dana dan pegawai yang diperbantukan/Oil sales, borrowing of funds and secondment of employees
PT Pertamina EP	Entitas sepengendali/ Entity under common control	Penggantian biaya/Reimbursement of expenses
PT Pertamina Bina Medika	Entitas sepengendali/ Entity under common control	Penggantian biaya/Reimbursement of expenses
PT Pertamina Dana Ventura	Pemegang saham/Shareholder	Penggantian biaya/Reimbursement of expenses
PT Patra Jasa	Entitas sepengendali/ Entity under common control	Sewa gedung/Rental of buildings
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Entitas berelasi dengan Pemerintah/ Government related entity	Penempatan dana/Placement of funds
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	Entitas berelasi dengan Pemerintah/ Government related entity	Penempatan dana/Placement of funds
PT Bank Rakyat Indonesia	Entitas berelasi dengan Pemerintah/ Government related entity	Penempatan dana/Placement of funds
PT Pertamina EP Cepu ADK	Entitas sepengendali/ Entity under common control	Penggantian biaya/Reimbursement of expenses
PT Pertamina Training & Consulting	Entitas sepengendali/ Entity under common control	Penggantian biaya/Reimbursement of expenses
Kementerian Keuangan (Direktorat Jenderal Anggaran)/ The Ministry of Finance (Directorate General of Budget)	Entitas Pemerintah/Government entity	Penerimaan bagi hasil/Government production sharing

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/45 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

20. KOMITMEN DAN LIABILITAS KONTINJENSI

20. COMMITMENTS AND CONTINGENT LIABILITIES

a. Perjanjian jual beli minyak mentah Banyu Urip

Pada tanggal 23 Juni 2016 melalui Keputusan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral No. 168.K/12/DJM.B/2016 harga minyak mentah Banyu Urip di titik serah FSO Gagak Rimang ditetapkan sebesar ICP Arjuna dikurangi AS\$ 0,50/barel (nilai penuh). Harga tersebut digunakan Perusahaan dalam Perjanjian Jual Beli Minyak (PJBM) dengan Pertamina dan PT Tri Wahana Universal (TWU).

Pada tanggal 21 November 2017 melalui Keputusan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral No. 4028.K/12/MEM/2017 harga minyak mentah Banyu Urip di titik serah FSO Gagak Rimang ditetapkan sebesar ICP Arjuna ditambah AS\$ 5,50/barel (nilai penuh).

b. Perjanjian Unitisasi Jambaran Tiung Biru

Sesuai ketentuan PP No. 35/2004 pasal 41 dan pasal 42 mengenai Unitisasi, Kontraktor KKS mempunyai kewajiban untuk melakukan Unitisasi apabila terbukti adanya pelamparan reservoir yang memasuki wilayah kerja Kontraktor lainnya. Dalam rangka memenuhi ketentuan tersebut, pada tanggal 14 September 2012, telah ditandatangani Perjanjian Unitisasi (UA) Lapangan Jambaran dan Lapangan Tiung Biru antara Kontraktor KKS Blok Cepu yang terdiri dari Perusahaan, EMCL, Ampolex, dan Badan Kerja Sama PI Blok Cepu (BKS) di satu pihak dengan Kontraktor KKS Blok PT Pertamina EP (PEP) di lain pihak.

Kesepakatan utama yang tercapai dalam UA adalah:

1. Lapangan Jambaran dan Lapangan Tiung Biru diunitisasi.
2. Perusahaan ditunjuk sebagai Operator Unitisasi Lapangan Jambaran-Tiung Biru.
3. Penetapan Equity.

a. Banyu Urip crude oil sale and purchase agreement

On June 23, 2016, through the decision letter of Ministry of Energy Mineral Resources No. 168.K/12/DJM.B/2016, the Banyu Urip crude oil price on the Gagak Rimang FSO delivery point is set at Arjuna ICP less US\$0.50/barrel (full amount). These crude price formulas are used by the Company in its Crude Sales Purchase Agreement (CSPA) with Pertamina and PT Tri Wahana Universal (TWU).

On November 21, 2017, through the decision letter of Ministry of Energy Mineral Resources No. 4028.K/12/MEM/2017, the Banyu Urip crude oil price on the Gagak Rimang FSO delivery point is set at Arjuna ICP plus US\$5.50/barrel (full amount).

b. Jambaran Tiung Biru Unitisation Agreement

Government Regulation No. 35/2004, specifically Article 41 and Article 42 regarding Unitisation stipulates that PSC Contractors are required to conduct unitisation where there is evidence of a reservoir extending into another Contractor's Work Area. In conformity with this requirement, a Unitisation Agreement (UA) related to the Jambaran and Tiung Biru Fields was signed on September 14, 2012 between the Cepu Block PSC Contractors - composed of the Company, EMCL, Ampolex and the Badan Kerja Sama PI of the Cepu Block (BKS) as one party, with PT Pertamina EP (PEP) as the other party.

The main covenants agreed upon in the UA are as follows:

1. The Jambaran Field and the Tiung Biru Field shall be unitised.
2. The Company is designated as the operator of the Jambaran-Tiung Biru Fields Unitisation.
3. Equity Determination.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/46 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN

31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

20. KOMITMEN DAN LIABILITAS KONTINJENSI (lanjutan)

b. Perjanjian Unitisasi Jambaran Tiung Biru (lanjutan)

Selain kesepakatan UA Lapangan Jambaran - Tiung Biru, Kontraktor KKS Blok Cepu dan Kontraktor KKS Blok PEP masing masing telah menunjuk Perusahaan sebagai Seller Representative untuk seluruh gas bumi Blok Cepu dan gas bumi lapangan Tiung Biru yang dituangkan dalam perjanjian terpisah.

Pada tanggal 9 November 2012, Kontraktor KKS Blok Cepu dan Kontraktor KKS Blok PEP telah menyampaikan surat permohonan persetujuan kepada Menteri ESDM untuk melaksanakan Unitisasi Lapangan Jambaran - Tiung Biru dan Penentuan Perusahaan sebagai Operator Unitisasi melalui Kepala SKK Migas. SKK Migas melalui surat No. 151/13/MEM/M/2013 tanggal 28 Februari 2013 menyetujui pelaksanaan unitisasi lapangan Jambaran-Tiung Biru dan Penentuan Perusahaan sebagai Operator.

Selain Unitization Agreement (UA) dan Unit Operating Agreement (UOA), Kontraktor KKS Blok Cepu dan KKS Blok PEP menyepakati Cepu Gas Marketing Agreement (CGMA) yang mengatur pemasaran bersama atas gas bumi. Cepu dan akan menunjuk Perusahaan sebagai wakil penjual. EMCL akan mendukung Perusahaan sebagai penjual bagian Pemerintah dari hasil produksi gas bumi Blok Cepu. CGMA ini akan dilaksanakan oleh Kontraktor KKS Cepu.

Pada tanggal 13 Februari 2013, *Plan of Development* (POD) sudah disetujui oleh SKK Migas dan revisi atas POD tersebut disetujui tanggal 17 Agustus 2015.

UA, UOA dan CGMA telah disetujui oleh para partner Blok Cepu pada tanggal 14 September 2012. Unitisasi Lapangan Jambaran - Tiung Biru dan penetapan Perusahaan sebagai Operator Unit Lapangan Jambaran - Tiung Biru telah disetujui oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral tanggal 28 Februari 2013.

20. COMMITMENTS AND CONTINGENT LIABILITIES (continued)

b. Jambaran Tiung Biru Unitisation Agreement (continued)

In addition to the covenants set out in the UA of the Jambaran - Tiung Biru Fields, the Cepu Block PSC Contractors and the PEP Block PSC Contractor have each designated the Company as the Seller's Representative for all of the Cepu Block natural gas and the Tiung Biru field natural gas in separate agreements.

On November 9, 2012 the Cepu PSC Contractors and the PEP Block Contractor submitted a letter of request through SKK Migas to secure the ESDM Minister's approval to conduct the Jambaran - Tiung Biru Fields Unitisation and the designation of the Company as the Operator of the Unitisation. SKK Migas through its letter No.151/13/MEM/M/2013 dated February 28, 2013 approved the unitisation of the Jambaran - Tiung Biru field and appointed the Company as the Operator.

The Company and EMCL further agreed to conduct good faith negotiations to conclude a Cepu Gas Marketing Agreement (the CGMA) within 90 days of the date of this Head of Agreement. The CGMA will provide for the joint marketing of Cepu natural gas and the appointment of the Company as the Seller's Representative. EMCL also agreed to support the appointment of the Company as the Seller of the State's share of Cepu natural gas. The CGMA will be executed by the Contractor under the Cepu PSC.

On February 13, 2013, the Plan of Development (POD) was approved by SKK Migas and the revision of the POD was approved on August 17, 2015.

The UA, UOA and CGMA have been approved by the Cepu Block partners on September 14, 2012. The Jambaran - Tiung Biru Fields Unitisation and determination of the Company as operator of the Jambaran - Tiung Biru Fields have been approved by the Ministry of Energy and Mineral Resources on February 28, 2013.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/47 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN

31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

20. KOMITMEN DAN LIABILITAS KONTIJENSI (lanjutan)

b. Perjanjian Unitisasi Jambaran Tiung Biru (lanjutan)

Penandatanganan Head Of Agreement (HOA) gas Jambaran Tiung Biru (JTB) di Jakarta tanggal 18 Desember 2015, yaitu persetujuan penjualan gas yang diproduksi dari Lapangan Unitisasi Jambaran dan Tiung Biru (proyek gas JTB) antara Perusahaan dan pemegang PI Blok Cepu antara lain EMCL, PT Asri Dharma Sejahtera, PT Blora Patragas Hulu, PT Petrogas Jatim Utama Cendana dan SPHC sebagai pihak penjual dengan PT. Pertamina Persero yang bertindak sebagai pembeli.

Berdasarkan surat dari Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 9/13/MEM.M/2017 tanggal 3 Januari 2017 kepada Direktur Utama Pertamina bahwa Pemerintah telah menetapkan pengembangan lapangan JTB agar dilakukan oleh PEPC.

EMCL menyetujui pengembangan Unitisasi Lapangan JTB tanpa partisipasi EMCL. PEPC dan EMCL menyepakati bahwa biaya yang ditetapkan sehubungan pengambil alihan unit participating interest adalah sebesar USD103Juta yang terdiri dari opportunity value sebesar USD32,6 Juta dan *reimbursement* atas pengeluaran biaya EMCL dan Ampolex sampai dengan 31 Juli 2017 sebesar USD70,4 Juta hak atas hidrokarbon, akrual dan properti masa depan dan unit properti atas lapangan JTB akan beralih dari EMCL kepada PEPC. EMCL tidak bertanggungjawab atas pengembalian biaya operasi yang terkait dengan lapangan JTB.

Penambahan 41,37% *participating interest* di lapangan unitisasi Jambaran-Tiung Biru (JTB)

Efektif sejak tanggal 3 November 2017, Perusahaan menambah 41,37% *participating interest* di lapangan unitisasi JTB yang sebelumnya dimiliki oleh ExxonMobil Cepu Limited dan Ampolex (Cepu) Pte. Ltd., sehingga *participating interest* Perusahaan di lapangan unitisasi JTB menjadi 82,74%. Pembayaran untuk akuisisi ini adalah senilai AS\$103.000. Akuisisi atas *participating interest* ini dicatat sebagai aset minyak dan gas bumi.

20. COMMITMENTS AND CONTINGENT LIABILITIES (continued)

b. Jambaran Tiung Biru Unitisation Agreement (continued)

The signing of the Head Of Agreement (HOA) gas Jambaran Tiung Biru (JTB) in Jakarta on December 18, 2015, which approved the sale of gas produced from Jambaran - Tiung Biru Unitization Fields (gas project JTB) between the Company and holders of participating interests among other EMCL, PT Asri Dharma Sejahtera, PT Blora Patragas Hulu, PT Petrogas Jatim Utama Cendana and SPHC as the sellers with PT. Pertamina Persero, which acts as the buyer.

Based on a letter from the Minister of Energy and Mineral Resources No. 9/13/MEM.M/2017 dated January 3, 2017 to the President Director of Pertamina, the Government has determined that the development of JTB field will be carried out by the Company.

EMCL approved the development of a field Unitisasi JTB without participation of the EMCL. PEPC and EMCL agreed that the costs set out in respect of the takeover of the unit's participating interest is USD103Juta which consists of the opportunity value of USD32,6 million and reimbursements over expenses EMCL and Ampolex to with the July 31, 2017 amounted USD70,4 Million. The right of hydrocarbons, accrual and future property and unit property over JTB field will switch from EMCL to PEPC. EMCL is not responsible for any recovery cost of operations associated with JTB fields

Addition of 41.37% *participating interest* in Jambaran-Tiung Biru (JTB) unitization field

Effective from November 3, 2017, the Company acquired a 41.37% *participating interest* in JTB unitization field previously held by ExxonMobil Cepu Limited and Ampolex (Cepu) Pte. Ltd. increasing the Company's *participating interest* in JTB unitization field to 82.74%. The consideration for this acquisition was US\$103,000. Acquisition of this *participating interest* was recorded as oil and gas properties.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/48 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

20. KOMITMEN DAN LIABILITAS KONTIJENSI (lanjutan)

**b. Perjanjian Unitisasi Jambaran Tiung Biru
(lanjutan)**

Komposisi partisipasi di lapangan unitisasi JTB pada
tanggal 31 Desember 2017 adalah:

	Unit interest (%)
PEPC	82,7460
PEP	8,0601
SPHC	1,0031
ADS	4,1231
BPH	2,0061
PJUC	2,0616
Total	100,0000

**Pengunduran Diri Anggota BKS PI Blok Cepu
dari pengembangan Lapangan Jambaran-Tiung
Biru (JTB)**

Melalui Surat No. 001/KETUA-BKS/XI/2017 tanggal
17 November 2017 dan Surat No. 004/KETUA-
BKS/XII/2017 tanggal 19 Desember 2017, BKS PI
Blok Cepu menyampaikan pengunduran diri untuk 4
Anggota BKS PI Blok Cepu yaitu PT Asri Dharma
Sejahtera (ADS), PT Sarana Patra Hulu Cepu
(SPHC), PT Blora Patragas Hulu (BPH),
PT Petrogas Jatim Utama Cendana, yang mana
keempat anggota tersebut menyatakan tidak akan
ikut berpartisipasi dalam pengembangan project
Gas Lapangan Jambaran-Tiung Biru (JTB) terhitung
mulai tanggal 1 Januari 2018.

c. Perjanjian Jual Beli Gas

Pada tanggal 13 November 2017, Perusahaan
menandatangani PJBG untuk mengirimkan gas
sebesar 172 MMSCFD kepada Pertamina. PJBG
tersebut berlaku efektif selama 20 tahun semenjak
tanggal perjanjian atau kemampuan reservoir
lapangan JTB dengan harga jual sebesar
AS\$6,7/MMBTU.

21. TRANSAKSI NON-KAS

Aktivitas investasi dan pendanaan Perusahaan yang
tidak memiliki pengaruh arus kas sebagai berikut:

	2017	2016
Penambahan aset minyak dan gas bumi yang berasal dari kapitalisasi biaya pembongkaran dan restorasi lokasi aset (Catatan 8)	26.149	1.207
Offset pinjaman pemegang saham dengan piutang usaha	207.979	194.858
Offset utang lain-lain dengan piutang usaha	116.983	328.827

**20. COMMITMENTS AND CONTINGENT LIABILITIES
(continued)**

**b. Jambaran Tiung Biru Unitisation Agreement
(continued)**

The participating compositions of the JTB
unitization field as of December 31, 2017 is:

	Unit interest (%)
PEPC	82,7460
PEP	8,0601
SPHC	1,0031
ADS	4,1231
BPH	2,0061
PJUC	2,0616
Total	100,0000

**Resignation of Members of BKS PI Cepu Block
from the development of Field Jambaran-
Tiung Biru (JTB)**

Through the letter No. 001/KETUA-BKS/XI/2017
dated November 17, 2017 and letter
No. 004/KETUA-BKS/XII/2017 dated December
19, 2017, BKS PI Blok Cepu submits resignation
to 4 members of BKS PI Blok Cepu namely
PT Asri Dharma Sejahtera (ADS), PT Sarana
Patra Hulu Cepu (SPHC), PT Blora Patragas Hulu
(BPH), PT Petrogas Jatim Utama Cendana which
the four members stated will not participate in the
development of Jambaran-Tiung Biru Gas Project
(JTB) starting from January 1, 2018.

c. Gas Sales and Purchase Agreements

On November 13, 2017, the Company signed
GSPA to deliver gas amounting to 172 MMSCFD
to Pertamina. The GSPA effectively applied for 20
years from the date of the agreement or the JTB
field reservoir capacity with the selling price of
US\$6.7/MMBTU.

21. NON-CASH TRANSACTIONS

As at the date of the issuance of these financial
statements, the Company has not signed the GSPA,
even the reserves are recognized.

Additions to oil and gas properties as a
result of the capitalisation
of decommissioning and site
reclamation costs (Note 8)
Offset of shareholder loans
against trade receivable
Offset of other payables against
trade receivable

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/49 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

22. ASET DAN LIABILITAS KEUANGAN

Pada tanggal 31 Desember 2017, semua aset keuangan Perusahaan yang terdiri dari kas dan setara kas, piutang usaha dan piutang lain-lain yang berjumlah AS\$649.204 (2016: AS\$268.560) dikategorikan sebagai pinjaman dan piutang. Perusahaan tidak memiliki kategori aset keuangan lain selain pinjaman dan piutang.

Pada tanggal 31 Desember 2017, semua liabilitas keuangan Perusahaan yang terdiri dari utang usaha, biaya yang masih harus dibayar, pinjaman pemegang saham dan utang lain-lain yang berjumlah AS\$974.065 (2016: AS\$1.304.401) dikategorikan sebagai liabilitas keuangan lain yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi. Perusahaan tidak memiliki kategori liabilitas keuangan lain selain liabilitas keuangan lain yang diukur pada biaya perolehan diamortisasi.

23. MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN

Berbagai aktivitas yang dilakukan membuat Perusahaan terekspos terhadap berbagai risiko keuangan: risiko pasar (termasuk risiko dari dampak nilai tukar mata uang asing, risiko harga dan risiko suku bunga), risiko kredit dan risiko likuiditas. Tujuan dari kebijakan manajemen risiko Perusahaan adalah untuk mengidentifikasi, mengukur, mengawasi dan mengelola risiko dasar dalam upaya melindungi kesinambungan bisnis dalam jangka panjang dan meminimalkan dampak yang tidak diharapkan pada kinerja keuangan Perusahaan.

I. Risiko usaha

Aktivitas bisnis Perusahaan dipengaruhi berbagai risiko keuangan (hulu dan hilir) misalnya sebagai berikut:

- i. Perkiraan cadangan minyak mentah, gas alam dan panas bumi milik Perusahaan tidak pasti dan mungkin terbukti tidak akurat dari waktu ke waktu atau mungkin tidak dapat secara akurat mencerminkan tingkat cadangan yang sebenarnya, atau bahkan jika akurat, keterbatasan teknis dapat mencegah Perusahaan untuk mendapatkan kembali cadangan ini.
- ii. Perusahaan tergantung kepada kemampuan manajemen untuk mengembangkan cadangan yang ada, mengganti cadangan yang ada dan mengembangkan cadangan tambahan.

22. FINANCIAL ASSETS AND LIABILITIES

As of December 31, 2017, all of the Company's financial assets which consisted of cash and cash equivalents, trade receivables and other receivables totaling US\$649,204 (2016: US\$268,560) were categorised as loans and receivables. The Company does not have any other financial asset category other than loans and receivables.

As of December 31, 2017, all of the Company's financial liabilities which comprise trade payables, accrued expenses, shareholder loans and other payables totaling US\$974,065 (2016: US\$1,304,401) are categorised as other financial liabilities at amortised costs. The Company does not have any other financial liability category other than other financial liabilities at amortised costs.

23. FINANCIAL RISK MANAGEMENT

The Company's activities expose it to a variety of financial risks: market risk (including the effects of currency exchange risk, price risk and interest rate risk), credit risk and liquidity risk. The objectives of the Company's risk management policies are to identify, measure, monitor and manage basic risks in order to safeguard the Company's long-term business continuity and minimise potential adverse effects on the financial performance of the Company.

I. Business risks

The Company's business activities are exposed to a variety of business risks (upstream and downstream) which are as follows:

- i. The Company's crude oil, natural gas and geothermal reserves estimates are uncertain and may prove to be inaccurate over time or may not accurately reflect actual reserves levels, or even if accurate, technical limitations may prevent the Company from retrieving these reserves.
- ii. The Company is dependent on management's ability to develop existing reserves, replace existing reserves and develop additional reserves.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/50 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

23. MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN (lanjutan)

23. FINANCIAL RISK MANAGEMENT (continued)

II. Risiko keuangan

II. Financial risks

a. Risiko pasar

a. Market risk

i. Risiko mata uang asing

i. Foreign exchange risk

Sebagian besar pendapatan dan pengeluaran operasi dari Perusahaan didenominasi dalam mata uang Dolar AS. yang secara tidak langsung merupakan lindung nilai alami (natural hedge) terhadap eksposur fluktuasi mata uang asing. Pengeluaran signifikan dalam mata uang asing (Rupiah) berhubungan dengan pembayaran gaji. Namun demikian, pengeluaran-pengeluaran tersebut tidak material dibandingkan dengan keseluruhan pengeluaran untuk satu tahun. Karena pertimbangan tersebut, manajemen berkeyakinan bahwa Perusahaan tidak memiliki eksposur yang signifikan terhadap fluktuasi nilai tukar mata uang asing.

The majority of the Company's revenue and operating expenditures is denominated in US Dollars, which indirectly represents a natural hedge on exposure to fluctuations in foreign exchange rates. The significant expenditure denominated in another currency (Rupiah) relates to payroll. However, these expenditures are not material to Company's total annual expenditure. Because of these considerations, management believes that the Company does not have a significant exposure to fluctuations in foreign exchange rates.

Pada tanggal 31 Desember 2017, jika mata uang Rupiah melemah atau menguat sebesar 3% terhadap Dolar AS dengan semua variabel konstan, laba setelah pajak dalam tahun berjalan akan menjadi lebih tinggi atau lebih rendah sebesar AS\$4 (2016: lebih tinggi atau lebih rendah AS\$7) terutama diakibatkan penjabaran keuntungan atau kerugian translasi kas dan setara kas, piutang usaha, piutang lain-lain, pajak dibayar dimuka, utang usaha, utang lain-lain, biaya yang masih harus dibayar dan utang pajak.

As of December 31, 2017, if the Rupiah weakened or strengthened by 3% against the US Dollar with all other variables held constant, the post-tax profit for the period would have been higher or lower by US\$4 (2016: higher or lower by US\$7) mainly as a result of foreign exchange gains or losses on the translation of Rupiah-denominated cash and cash equivalents, trade receivables, other receivables, prepaid taxes, trade payables, other payables, accrued expenses and tax payables.

ii. Risiko harga

ii. Price risk

Perusahaan terekspos terhadap risiko pasar yang berhubungan dengan pergerakan harga minyak mentah karena minyak mentah adalah produk komoditas yang diperjualbelikan di pasar minyak dunia. Sebagai produk komoditas, harga minyak mentah sangat tergantung pada dinamika pasokan dan permintaan minyak mentah di pasar ekspor dunia, yang sangat dipengaruhi oleh:

The Company is exposed to market risk associated with price movements of crude oil since crude oil is a commodity product traded on the world crude markets. As a commodity product, global crude oil prices are principally dependent on the supply and demand dynamics of crude oil in the world export market which are significantly affected by:

- Faktor-faktor fundamental (seperti produksi, persediaan, kondisi kilang, fasilitas pipa dan kebijakan produksi, tingkat pertumbuhan ekonomi, kebutuhan, musim dan ketersediaan teknologi sumber tenaga alternatif).

- Fundamental factors (such as production, inventories, condition of refineries, pipeline facilities and production policy, economic growth, needs, seasons and the technological availability of alternative energy sources).

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/51 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

23. MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN (lanjutan)

II. Risiko keuangan (lanjutan)

a. Risiko pasar (lanjutan)

ii. Risiko harga (lanjutan)

- Faktor-faktor non-fundamental (kekhawatiran pasar akibat gangguan politik, keamanan dan aksi spekulasi di pasar minyak).

Harga minyak mentah Perusahaan ditentukan berdasarkan harga ICP yang didasarkan harga minyak mentah dunia dengan kualitas yang sama sehingga cenderung sangat mengikuti siklus dan terpengaruh oleh fluktuasi yang signifikan yang disebabkan oleh dinamika pasokan dan permintaan seperti yang didiskusikan di atas. Namun demikian, Perusahaan tidak melakukan lindung nilai terhadap fluktuasi harga minyak mentah sesuai dengan instruksi dari Pertamina. Risiko fluktuasi harga minyak mentah dimonitor secara berkesinambungan untuk mengetahui besarnya eksposur risiko yang dihadapi Perusahaan.

iii. Risiko suku bunga arus kas dan nilai pasar

Pertamina menyelenggarakan mekanisme pendanaan secara terpusat dan mengalokasikan pembebanan bunga atas pinjaman ke pihak ketiga untuk bagian Perusahaan atas proyek pengembangan Blok Cepu. Bunga yang dibebankan Pertamina kepada Perusahaan tergantung pada suku bunga yang dibayar Pertamina atas pinjaman yang dikenakan suku bunga tetap dan variable. Dengan demikian, Perusahaan terekpos pada nilai pasar risiko suku bunga karena perubahan tingkat suku bunga pasar akan mempengaruhi Pertamina yang akan membebankan sebagian biaya pinjaman tersebut kepada Perusahaan.

23. FINANCIAL RISK MANAGEMENT (continued)

II. Financial risks (continued)

a. Market risk (continued)

ii. Price risk (continued)

- Non-fundamental factors (market concerns due to political interference, security and speculation in oil markets).

Prices for the Company's crude oil are based on ICP which are based on global crude oil prices with a similar grade, and therefore tend to be highly cyclical and subject to significant fluctuations due to supply and demand dynamics, as discussed above. However, the Company does not use derivative instruments to hedge its exposure to crude oil price risk in accordance with an instruction from Pertamina. The risk of crude oil price fluctuations is monitored on an ongoing basis to determine the magnitude of the risk exposures facing the Company.

iii. Cash flow and fair value interest rate risk

Pertamina has established a centralised funding mechanism and allocates interest expenses on loans from third parties utilised for the Company's portion of the Cepu Block project development. Interest charged by Pertamina to the Company is dependent on the interest rates paid by Pertamina on its own borrowings, which bear interest at fixed and variable rates. As such, the Company is exposed to the fair value of interest rate risk, due to the fact that changes in market interest rates will affect Pertamina, which in turn will pass through a portion of its borrowing costs to the Company.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/52 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

23. MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN (lanjutan)

II. Risiko keuangan (lanjutan)

b. Risiko kredit

Pada tanggal 31 Desember 2017 jumlah maksimal eksposur dari risiko kredit adalah AS\$649.204 (2016: AS\$268.560) terdiri dari kas dan setara kas, piutang usaha dan piutang lain-lain. Risiko kredit terutama berasal dari penempatan dana pada bank, deposito berjangka, piutang usaha dan piutang lain-lain.

Perusahaan memiliki risiko kredit yang secara signifikan berasal dari piutang yang belum dibayar dan kas dan setara kas. Pada sebagian besar transaksinya, Perusahaan menggunakan bank pemerintah yang secara independen dinilai dengan peringkat AAA.

Perusahaan tidak memiliki konsentrasi risiko kredit yang signifikan.

c. Risiko likuiditas

Risiko likuiditas merupakan risiko yang muncul dalam situasi dimana posisi arus kas Perusahaan mengindikasikan bahwa arus kas masuk dari pendapatan jangka pendek tidak cukup untuk memenuhi arus kas keluar untuk pengeluaran jangka pendek. Sebagian besar arus kas masuk Perusahaan bergantung pada dana dari Pertamina, dalam bentuk cash call. Manajemen Perusahaan secara rutin melakukan monitor atas perkiraan arus kas dan arus kas aktual dan melakukan koordinasi secara rutin atas pendanaan dengan Pertamina.

Tabel di bawah ini menggambarkan liabilitas keuangan Perusahaan pada tanggal laporan keuangan berdasarkan jatuh temponya yang relevan berdasarkan periode sisa hingga tanggal jatuh tempo kontraktual. Jumlah yang diungkapkan dalam tabel ini adalah nilai arus kas kontraktual yang tidak terdiskonto termasuk estimasi pembayaran bunga:

23. FINANCIAL RISK MANAGEMENT (continued)

II. Financial risks (continued)

b. Credit risk

As of December 31, 2017, the total maximum exposure to credit risk was US\$649,204 (2016: US\$268,560) consisting of cash and cash equivalents, trade receivables and other receivables. Credit risk arises from cash in banks, time deposits, trade receivables and other receivables.

The Company has a significant credit risk involving receivables and cash and cash equivalents. For its bank transactions, the Company uses state-owned banks that are independently assessed as being AAA rated institutions.

The Company has no significant concentrations of credit risk.

c. Liquidity risk

Liquidity risk is defined as the risk that arises in situations where a company's cash flow indicates that the cash inflow from short-term revenue is not sufficient to cover the cash outflow for short-term expenditures. Most of the Company's cash inflow depends on funding in the form of cash advances from Pertamina. The Company's management regularly monitors projected and actual cash flows and regularly coordinates funding arrangements with Pertamina.

The table below analyses the Company's financial liabilities at the reporting date into relevant maturity groupings based on the remaining period to the contractual maturity date. The amounts disclosed in the table represent contractual undiscounted cash flow including estimated interest payments:

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/53 Schedule

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN

31 DESEMBER 2017

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

DECEMBER 31, 2017

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

23. MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN (lanjutan)

23. FINANCIAL RISK MANAGEMENT (continued)

II. Risiko keuangan (lanjutan)

II. Financial risks (continued)

c. Risiko likuiditas (lanjutan)

c. Liquidity risk (continued)

31 Desember/December 31, 2017

	Kurang dari 1 tahun/ Less than 1 year	Lebih dari 1 tahun dan kurang dari 5 tahun/ Later than 1 year and not later than 5 years	Lebih dari 5 tahun/ Later than 5 years	Jumlah/ Total	
Liabilitas					Liabilities
Utang usaha	66.948	-	-	66.948	Trade payables
Utang lain-lain	61.813	-	-	61.813	Other payables
Uang muka pelanggan	5.812	-	-	5.812	Advance from Customer
Biaya yang masih harus dibayar	13.390	-	-	13.390	Accrued expenses
Pinjaman kepada pemegang saham	207.979	623.935	-	831.914	Shareholder loans
	355.942	623.935	-	979.877	

d. Nilai wajar

Nilai wajar adalah suatu jumlah dimana suatu aset dapat dipertukarkan atau suatu liabilitas diselesaikan antara pihak yang memahami dan berkeinginan untuk melakukan transaksi wajar.

Nilai tercatat dari aset dan liabilitas keuangan mendekati nilai wajarnya.

d. Fair values

The fair value is the amount for which an asset could be exchanged or a liability settled between knowledgeable and willing parties in an arm's length transaction.

The carrying amounts of financial assets and liabilities approximate their fair values.

III. Manajemen risiko permodalan

Sesuai dengan kebijakan Pertamina, kebijakan permodalan dan pendanaan Perusahaan sepenuhnya diatur oleh Pertamina. Perusahaan tidak diberikan otorisasi untuk melakukan pinjaman, baik jangka pendek maupun jangka panjang. Oleh karena itu, penerimaan modal Perusahaan sangat tergantung sepenuhnya dengan kemampuan Pertamina mendapatkan pendanaan. Dalam mengelola permodalannya, Pertamina senantiasa mempertahankan kelangsungan usahanya, termasuk entitas anak serta memaksimalkan manfaat bagi pemegang saham dan pemangku kepentingan lainnya. Pertamina secara aktif dan rutin menelaah dan mengelola permodalannya untuk memastikan struktur modal dan pengembalian yang optimal bagi pemegang saham, dengan mempertimbangkan efisiensi penggunaan modal berdasarkan arus kas operasi dan belanja modal, serta mempertimbangkan kebutuhan modal di masa yang akan datang sebagai suatu Kelompok. Dengan demikian, kemampuan Perusahaan dalam mengelola permodalannya untuk memaksimalkan manfaat bagi pemegang saham dan pemangku kepentingan lainnya serta untuk senantiasa mempertahankan kelangsungan usaha sangat terbatas.

III. Capital risk management

In accordance with Pertamina's policy, capital management and financing activities including dividend distributions are managed by Pertamina. The Company is not authorised to obtain any short-term or long-term borrowings. Therefore, the Company's ability to obtain capital depends on Pertamina's ability to obtain funding. In managing capital, Pertamina safeguards its own ability to continue as a going concern as well as that of its subsidiaries, as well as seeking to maximise benefits to the shareholders and other stakeholders. Pertamina actively and regularly reviews and manages its capital on a group basis to ensure an optimal capital structure and returns to Pertamina's shareholders, taking into consideration the efficiency of capital use based on operating cash flow and capital expenditure, and also a consideration of future capital needs as a Group. As such, the Company's ability to manage capital to maximise benefits to the shareholders and other stakeholders and to safeguard its ability to continue as a going concern is limited.

PT PERTAMINA EP CEPU

Lampiran 5/54 Schedule

**CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN
31 DESEMBER 2017**

(Disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat,
kecuali dinyatakan lain)

**NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017**

(Expressed in thousands of US Dollars,
unless otherwise stated)

24. AUDIT PEMERINTAH

Kebijakan akuntansi yang ditetapkan dalam KKS menjadi subjek interpretasi oleh SKK Migas dan Pemerintah. Setiap tahun, pembukuan secara akuntansi dan laporan keuangan Operator KKS menjadi subjek audit oleh SKK Migas dan/atau Pemerintah. Klaim-klaim yang timbul dari audit oleh SKK Migas dan Pemerintah akan disetujui oleh manajemen Perusahaan dan dicatat dalam pembukuan secara akuntansi atau didiskusikan lebih lanjut dengan SKK Migas dan/atau Pemerintah. Penyelesaian atas klaim-klaim yang didiskusikan tersebut memerlukan proses negosiasi yang cukup lama.

Operator KKS sedang diaudit bersama-sama oleh SKK Migas, Badan Pengawas Keuangan dan Pembangunan (BPKP), dan Direktorat Jenderal Pajak untuk tahun buku 2014. Sampai dengan tanggal laporan keuangan ini, Perusahaan belum menerima hasil audit bersama tersebut.

Operator KKS berpendapat bahwa hasil audit tersebut tidak akan memiliki dampak merugikan yang material terhadap posisi keuangan dan arus kas operator.

25. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA

Permintaan Penghentian Penyaluran Minyak Mentah Banyu Urip PT Tri Wahana Universal (TWU)

Dengan diterbitkannya Keputusan Menteri ESDM No. 4028 K/12/MEM/2017 tentang Formula Harga Minyak Mentah Indonesia tanggal 21 November 2017 yang menetapkan harga baru untuk jenis minyak mentah Banyu Urip, kondisi bisnis TWU menjadi tidak ekonomis.

Melalui Surat No. 56/TWU/DIR-UT/XII/2017 tanggal 27 Desember 2017, TWU meminta penghentian penyaluran minyak mentah Banyu Urip dari Perusahaan ke Kilang TWU terhitung mulai tanggal 31 Januari 2018 dan melalui surat balasan No. 004/CP0000/2018-S0 tanggal 8 Januari 2018, Perusahaan menyetujui penghentian penyaluran minyak mentah Banyu Urip ke TWU terhitung mulai tanggal 31 Januari 2018.

24. GOVERNMENT AUDITS

The accounting policies specified in the PSC are subject to interpretation by SKK Migas and the Government. The accounting records and reports of the PSC Operator are subject to audit by SKK Migas and/or the Government auditors on an annual basis. Claims arising from these audits are either agreed upon by the management of the Company and recorded in its accounting records, or discussed with SKK Migas and/or the Government auditors. Resolution of the claims may involve a lengthy negotiation process.

The PSC Operator is being audited jointly by SKK Migas, the Finance and Development Supervisory Agency (BPKP) and the Directorate General of Tax for the financial year 2014. As of the date of these financial statements, the Company had not received the results of this joint-audit.

The PSC Operator believes that the audit result will not have material adverse impact on the Company's financial position and cash flows.

25. SIGNIFICANT SUBSEQUENT EVENTS

Termination of Banyu Urip Crude Oil Distribution by PT Tri Wahana Universal (TWU)

With the issuance of Minister of Energy and Mineral Resources Decree no. 4028 K/12/MEM/2017 on the Indonesian Crude Oil Price Formula dated November 21, 2017 which stipulates that the new price for Banyu Urip crude oil, TWU's business becomes uneconomical.

Through its letter No. 56/TWU/DIR-UT/XII/2017 dated December 27, 2017, TWU requested termination of Banyu Urip crude oil supply from the Company to TWU Plant starting from January 31, 2018 and through letter No. 004/CP0000/2018-S0 dated January 8, 2018, the Company approved the termination of Banyu Urip crude oil to TWU effective from January 31, 2018.