PT Pertamina Hulu Energi
dan entitas anak/*and subsidiaries*

Laporan keuangan konsolidasian tanggal 31 Desember 2017 dan
untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut
beserta laporan auditor independen/
Consolidated financial statements as of December 31, 2017 and
for the year then ended with independent auditors' report

PERTAMINA
HULU ENERGI

SURAT PERNYATAAN DIREKSI TENTANG/
DIRECTORS' STATEMENT REGARDING

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

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK*/AND SUBSIDIARIES*

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

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

1. Nama : R. Gunung Sardjono Hadi
   Alamat Kantor : Jl. TB Simatupang Kav. 99 Jakarta 12520
   Telepon : 021 - 29547011
   Jabatan : PJ Direktur Utama

2. Nama : Huddie Dewanto
   Alamat Kantor : Jl. TB Simatupang Kav. 99 Jakarta 12520
   Telepon : 021 - 29547014
   Jabatan : PJ Direktur Keuangan dan *Business Support*

1. *Name* : *R. Gunung Sardjono Hadi*
   Office Address : *Jl. TB Simatupang Kav. 99 Jakarta 12520*
   Telephone : *021 - 29547011*
   Position : *Acting President Director*

2. *Name* : *Huddie Dewanto*
   Office Address : *Jl. TB Simatupang Kav. 99 Jakarta 12520*
   Telephone : *021 - 29547014*
   Position : *Acting Finance and Business Support Director*

menyatakan bahwa:

declare that:

1. Kami bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian laporan keuangan konsolidasian PT Pertamina Hulu Energi dan Entitas Anak;

1. *We are responsible for the preparation and presentation of the consolidated financial statements of PT Pertamina Hulu Energi and Subsidiaries;*

2. Laporan keuangan konsolidasian PT Pertamina Hulu Energi dan Entitas Anak telah disusun dan disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan Indonesia;

2. *The consolidated financial statements of PT Pertamina Hulu Energi and Subsidiaries have been prepared and presented in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards;*

3. a. Semua informasi dalam laporan keuangan konsolidasian PT Pertamina Hulu Energi dan Entitas Anak telah dimuat secara lengkap dan benar;

   b. Laporan keuangan konsolidasian PT Pertamina Hulu Energi dan Entitas Anak tidak mengandung informasi atau fakta material yang tidak benar dan tidak menghilangkan informasi atau fakta material; dan

3. a. *All information has been fully and correctly disclosed in the consolidated financial statements of PT Pertamina Hulu Energi and Subsidiaries;*

   b. *The consolidated financial statements of PT Pertamina Hulu Energi and Subsidiaries do not contain false material information or facts, nor do they omit material information or facts; and*

4. Kami bertanggung jawab atas sistem pengendalian internal PT Pertamina Hulu Energi dan Entitas Anak.

4. *We are responsible for the internal control systems of PT Pertamina Hulu Energi and Subsidiaries.*

Demikian pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

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

Jakarta. 12 Februari/*February* 12, 2018

Atas nama dan mewakili Direksi

For and on behalf of the Board of Directors

SIGNED

R. Gunung Sardjono Hadi
PJ Direktur Utama/
Acting President Director

SIGNED

Huddie Dewanto
PJ Direktur Keuangan dan *Business Support*/
Acting Finance and Business Support Director

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI
DAN ENTITAS ANAK
LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
TANGGAL 31 DESEMBER 2017 DAN
UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT
BESERTA LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN

PT PERTAMINA HULU ENERGI
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED 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		*Independent Auditors' Report*
Laporan Posisi Keuangan Konsolidasian	1	*Consolidated Statement of Financial Position*
Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian	2	*Consolidated Statement of Profit or Loss and Other Comprehensive Income*
Laporan Perubahan Ekuitas Konsolidasian	3	*Consolidated Statement of Changes in Equity*
Laporan Arus Kas Konsolidasian	4	*Consolidated Statement of Cash Flows*
Catatan Atas Laporan Keuangan Konsolidasian	5	*Notes to the Consolidated Financial Statements*

****

Purwantono, Sungkoro & Surja

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

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

The original report included herein is in Indonesian language.

Laporan Auditor independen

Laporan No. RPC-5658/PSS/2018

Pemegang Saham, Dewan Komisaris, dan Direksi
PT Pertamina Hulu Energi

Kami telah mengaudit laporan keuangan konsolidasian PT Pertamina Hulu Energi dan entitas anak terlampir, yang terdiri dari laporan posisi keuangan konsolidasian tanggal 31 Desember 2017, serta laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain, laporan perubahan ekuitas, dan laporan arus kas konsolidasian 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-5658/PSS/2018

The Shareholders and the Boards of Commissioners and Directors
PT Pertamina Hulu Energi

We have audited the accompanying consolidated financial statements of PT Pertamina Hulu Energi and subsidiaries, which comprise the consolidated statement of financial position as of December 31, 2017, and the consolidated 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.

The original report included herein is in Indonesian language.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. RPC-5658/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 keefektivitasan pengendalian internal entitas. Suatu audit juga mencakup pengevaluasian atas ketepatan kebijakan akuntansi yang digunakan dan kewajaran estimasi akuntansi yang dibuat oleh manajemen, serta pergevaluasian 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 konsolidasian terlampir menyajikan secara wajar, dalam semua hal yang material, posisi keuangan konsolidasian PT Pertamina Hulu Energi dan entitas anak tanggal 31 Desember 2017, serta kinerja keuangan dan arus kas konsolidasiannya untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia.

Independent Auditors' Report (continued)

Report No. RPC-5658/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 consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of PT Pertamina Hulu Energi and subsidiaries as of December 31, 2017, and their consolidated financial performance and cash flows for the year then ended, in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards.

Purwantono, Sungkoro & Surja

SIGNED

Widya Arijanti

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

12 Februari 2018/*February 12, 2018*

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK/*AND SUBSIDIARIES*

Lampiran 1/1 *Schedule*

LAPORAN POSISI KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

CONSOLIDATED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	2017	Catatan/ *Notes*	2016	
ASET				***ASSETS***
ASET LANCAR				***CURRENT ASSETS***
Kas dan setara kas	107.503.492	6,31b	119.676.501	*Cash and cash equivalents*
Kas yang dibatasi penggunaannya - bagian lancar	21.310.895	7,31b	17.667.717	*Restricted cash - current portion*
Piutang usaha				*Trade receivables*
- Pihak berelasi	80.347.247	8,31c	52.429.573	*Related parties -*
- Pihak ketiga	97.951.513	8	72.902.101	*Third parties -*
Piutang Pemerintah	72.339.183	9	57.008.527	*Due from the Government*
Piutang lain-lain				*Other receivables*
- Pihak berelasi	131.921.392	10,31d	111.683.954	*Related parties -*
- Pihak ketiga	110.350.773	10	138.108.151	*Third parties -*
Persediaan	106.856.668	11	99.712.071	*Inventories*
Piutang pajak lainnya - bagian lancar	9.265.692	30a	23.444.032	*Other taxes receivable - current portion*
Piutang pajak penghasilan dan dividen - bagian lancar	9.283.437	30a	2.542.799	*Corporate and dividend taxes receivable - current portion*
Uang muka dan biaya dibayar di muka	94.402.146	12	116.496.815	*Advances and prepayments*
Jumlah Aset Lancar	**841.532.438**		**811.672.241**	***Total Current Assets***
ASET TIDAK LANCAR				***NON-CURRENT ASSETS***
Kas yang dibatasi penggunaannya - bagian tidak lancar	34.250.940	7,31b	23.057.065	*Restricted cash - non-current portion*
Aset pajak tangguhan	134.770.074	30e	104.626.623	*Deferred tax assets*
Goodwill - neto	53.751.675	15	60.641.808	*Goodwill - net*
Investasi jangka panjang	240.521.506	13	198.558.634	*Long-term investments*
Piutang pajak lainnya bagian tidak lancar	51.817.758	30a	82.190.882	*Other taxes receivable non-current portion*
Aset minyak dan gas bumi	3.407.037.958	14	3.614.464.224	*Oil and gas properties*
Aset tidak lancar lainnya	17.104.443		13.178.922	*Other non-current assets*
Jumlah Aset Tidak Lancar	**3.939.254.354**		**4.096.718.158**	***Total Non-Current Assets***
JUMLAH ASET	**4.780.786.792**		**4.908.390.399**	***TOTAL ASSETS***

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

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK/*AND SUBSIDIARIES*

Lampiran 1/2 *Schedule*

LAPORAN POSISI KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

CONSOLIDATED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	2017	Catatan/ *Notes*	2016	
LIABILITAS				***LIABILITIES***
LIABILITAS JANGKA PENDEK				***CURRENT LIABILITIES***
Utang usaha				*Trade payables*
- Pihak berelasi	583.320.844	16,31e	350.297.974	*Related parties -*
- Pihak ketiga	70.198.367	16	114.404.777	*Third parties -*
Utang Pemerintah	59.678.373	17	59.347.267	*Due to the Government*
Utang pajak lainnya	16.586.594	30b	7.933.942	*Other taxes payable*
Utang pajak penghasilan dan dividen	56.733.273	30b	67.916.841	*Corporate and dividend taxes payable*
Utang lain-lain				*Other payables*
- Pihak berelasi	2.840.655	18,31f	5.964.122	*Related parties -*
- Pihak ketiga	302.782.818	18	152.881.126	*Third parties -*
Beban yang masih harus dibayar	272.106.946	19	174.422.965	*Accrued expenses*
Pendapatan tangguhan	21.186.263	20	17.768.748	*Deferred revenue*
Pinjaman jangka pendek - pihak berelasi	92.242.736	31g	278.222.620	*Short-term loan - related party*
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	**1.477.676.869**		**1.229.160.382**	***Total Current Liabilities***
LIABILITAS JANGKA PANJANG				***NON-CURRENT LIABILITIES***
Liabilitas pajak tangguhan	310.847.054	30e	484.938.756	*Deferred tax liabilities*
Pinjaman jangka panjang - pihak berelasi	172.495.226	31g	636.711.451	*Long-term loan - related party*
Provisi untuk biaya restorasi dan reklamasi lingkungan hidup	696.924.522	22	578.100.285	*Provision for environmental restoration and reclamation costs*
Liabilitas imbalan kerja karyawan	54.497.921	21	39.136.408	*Employee benefits liabilities*
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	**1.234.764.723**		**1.738.886.900**	***Total Non-Current Liabilities***
JUMLAH LIABILITAS	**2.712.441.592**		**2.968.047.282**	***TOTAL LIABILITIES***

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK/*AND SUBSIDIARIES*

Lampiran 1/3 *Schedule*

LAPORAN POSISI KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

CONSOLIDATED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	2017	Catatan/ *Notes*	2016	
EKUITAS				***EQUITY***
Ekuitas yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk				***Equity attributable to owners of the parent***
Modal saham				*Share capital*
Modal dasar - 400.000.000 saham biasa, nilai nominal Rp2.500 (nilai penuh) per saham				*Authorized - 400,000,000 ordinary shares, at par value of Rp2,500 (full amount) per share*
Modal ditempatkan dan disetor penuh - 200.000.000 saham	53.575.745	23	53.575.745	*Issued and paid-up capital - 200,000,000 shares*
Tambahan modal disetor	(18.178.111)		(18.178.111)	*Additional paid in capital*
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan konsolidasian dalam mata uang asing	16.558.556		21.529.835	*Differences arising from translation of foreign currency consolidated financial statements*
Pengukuran kembali atas liabilitas imbalan pasti neto	(2.993.194)		(2.735.859)	*Remeasurement of net defined benefit liabilities*
Cadangan penyesuaian nilai wajar - setelah pajak	-		2.472.837	*Reserve for fair value adjustment - net of tax*
Saldo laba				*Retained earnings*
- Ditentukan penggunaannya	1.385.713.821	25	1.425.163.410	*Appropriated* -
- Belum ditentukan penggunaannya	614.029.447		439.850.555	*Unappropriated* -
Jumlah ekuitas yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk	**2.048.706.264**		**1.921.678.412**	***Total equity attributable to the owners of the parent***
Kepentingan nonpengendali	**19.638.936**		**18.664.705**	***Non-controlling interest***
JUMLAH EKUITAS	**2.068.345.200**		**1.940.343.117**	***TOTAL EQUITY***
JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS	**4.780.786.792**		**4.908.390.399**	***TOTAL LIABILITIES AND EQUITY***

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

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

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK/*AND SUBSIDIARIES*

Lampiran 2/1 *Schedule*

LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR 31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dollar AS, kecuali dinyatakan lain)

CONSOLIDATED STATEMENT OF PROFIT OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR ENDED DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	2017	Catatan/ *Notes*	2016	
PENDAPATAN USAHA	**1.999.083.884**	26	**1.533.131.673**	***REVENUES***
BEBAN POKOK PENJUALAN				***COSTS OF REVENUE***
Beban eksplorasi	(44.198.002)	27	(23.613.540)	*Exploration expenses*
Beban produksi	(703.807.823)	28	(590.217.058)	*Production expenses*
Beban depresiasi, deplesi, dan amortisasi	(535.728.756)	14	(497.829.129)	*Depreciation, depletion, and amortisation expenses*
Jumlah beban pokok penjualan	(1.283.734.581)		(1.111.659.727)	*Total costs of revenue*
LABA KOTOR	**715.349.303**		**421.471.946**	***GROSS PROFIT***
Kerugian akibat penurunan nilai *goodwill* dan aset minyak dan gas bumi	(239.341.283)	14,15	(54.437.125)	*Loss due to goodwil and oil and gas properties impairment*
Beban umum dan administrasi	(110.288.665)	29	(35.753.234)	*General and Administration expenses*
Beban pendanaan - neto	(57.166.081)	31g	(60.233.712)	*Finance costs - net*
Pendapatan/(beban) lain-lain - neto	36.863.316		(17.592.622)	*Other income/(expenses) - net*
	(369.932.713)		(168.016.693)	
LABA SEBELUM PAJAK PENGHASILAN	**345.416.590**		**253.455.253**	***PROFIT BEFORE INCOME TAX***
Beban/(manfaat) pajak penghasilan:				*Income tax expense/(benefit):*
Kini	298.589.707	30c	226.489.321	*Current*
Tangguhan	(201.844.675)	30e	(159.493.956)	*Deferred*
Penyesuaian tahun lalu	(2.206.117)	30c	(4.558.525)	*Adjustment in respect of prior years*
JUMLAH BEBAN PAJAK PENGHASILAN - NETO	**94.538.915**		**62.436.840**	***TOTAL INCOME TAX EXPENSE - NET***
LABA TAHUN BERJALAN	**250.877.675**		**191.018.413**	***PROFIT FOR THE YEAR***
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN:				***OTHER COMPREHENSIVE INCOME:***
Pos-pos yang tidak akan direklasifikasi ke laba rugi				***Items not to be reclassified to profit and loss***
Pengukuran kembali atas liabilitas imbalan pasti neto	(257.335)		1.224.875	*Remeasurement of net defined benefit liabilities*
Pos-pos yang akan direklasifikasi ke laba rugi				***Items to be reclassified to profit and loss***
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan konsolidasian dalam mata uang asing	(4.971.279)		566.490	*Differences arising from translation of foreign currency consolidated financial statements*
Pendapatan komprehensif lain - neto setelah pajak	**(5.228.614)**		**1.791.365**	***Other comprehensive income - net of tax***
JUMLAH PENGHASILAN KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN	**245.649.061**		**192.809.778**	***TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR***

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

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

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK/*AND SUBSIDIARIES*

Lampiran 2/2 *Schedule*

LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR 31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dollar AS, kecuali dinyatakan lain)

CONSOLIDATED STATEMENT OF PROFIT OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR ENDED DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	2017	Catatan/ *Notes*	2016	
LABA TAHUN BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA:				***PROFIT FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO:***
- Pemilik entitas induk	248.885.418		188.862.641	*Owners of the parent* -
- Kepentingan nonpengendali	1.992.257		2.155.772	*Non-controlling interests* -
JUMLAH	**250.877.675**		**191.018.413**	***TOTAL***
JUMLAH PENGHASILAN KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA:				***TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO:***
- Pemilik entitas induk	243.656.804		190.654.006	*Owners of the parent* -
- Kepentingan nonpengendali	1.992.257		2.155.772	*Non-controlling interests* -
JUMLAH	**245.649.061**		**192.809.778**	***TOTAL***

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

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

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK/*AND SUBSIDIARIES*

Lampiran 3 *Schedule*

LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS KONSOLIDASIAN
UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

CONSOLIDATED STATEMENT OF CHANGES IN EQUITY
FOR THE YEAR ENDED
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	Diatribusikan kepada pemilik entitas induk/*Attributable to the owners of the parent*										
		Modal saham/ *Share capital*	Saldo laba/*Retained earnings*		Tambahan modal disetor/ *Additional paid in capital*	Pengukuran kembali atas liabilitas imbalan pasti neto/ *Remeasurement of net defined benefit liabilities*	Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan konsolidasian dalam mata uang asing/ *Differences arising from translation of foreign currency consolidated financial statements*	Cadangan penyesuaian nilai wajar - neto setelah pajak/ *Reserve for fair value adjustment - net of tax*	Jumlah ekuitas yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk/ *Total equity attributable to owners of the parent*	Kepentingan nonpengendali/ *Non-controlling interests*	Jumlah ekuitas/ *Total equity*	
			Ditentukan penggunaannya/ *Appropriated*	Belum ditentukan penggunaannya/ *Unappropriated*								
Saldo 1 Januari 2016		**53.575.745**	**1.223.867.372**	**449.022.165**	**(16.765.261)**	**(3.960.734)**	**20.963.345**	**2.472.837**	**1.729.175.469**	**19.858.200**	**1.749.033.669**	***Balance as at January 1, 2016***
Pembelian saham kepentingan nonpengendali di Entitas Anak		-	-	3.261.787	(1.412.850)	-	-	-	1.848.937	(3.349.267)	(1.500.330)	*Acquisition of non-controlling interest shares in Subsidiaries*
Jumlah penghasilan komprehensif tahun berjalan		-	-	188.862.641	-	1.224.875	566.490	-	190.654.006	2.155.772	192.809.778	*Total comprehensive income for the year*
Cadangan wajib serta cadangan umum dan investasi		-	201.296.038	(201.296.038)	-	-	-	-	-	-	-	*Statutory reserve and general and investment reserve*
Saldo 31 Desember 2016		**53.575.745**	**1.425.163.410**	**439.850.555**	**(18.178.111)**	**(2.735.859)**	**21.529.835**	**2.472.837**	**1.921.678.412**	**18.664.705**	**1.940.343.117**	***Balance as at December 31, 2016***
Pembagian dividen	24	-	(114.156.115)	-	-	-	-	-	(114.156.115)	(1.018.026)	(115.174.141)	*Dividend declared*
Cadangan wajib serta cadangan umum dan investasi	25	-	74.706.526	(74.706.526)	-	-	-	-	-	-	-	*Statutory reserve and investment reserve*
Jumlah penghasilan komprehensif tahun berjalan		-	-	248.885.418	-	(257.335)	(4.971.279)	(2.472.837)	241.183.967	1.992.257	243.176.224	*Total comprehensive income for the year*
Saldo 31 Desember 2017		**53.575.745**	**1.385.713.821**	**614.029.447**	**(18.178.111)**	**(2.993.194)**	**16.558.556**	**-**	**2.048.706.264**	**19.638.936**	**2.068.345.200**	***Balance as at December 31, 2017***

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

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

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK/*AND SUBSIDIARIES*

Lampiran 4 *Schedule*

LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASIAN
UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dollar AS, kecuali dinyatakan lain)

CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOWS
FOR THE YEAR ENDED
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	2017	2016	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI:			***CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES:***
Penerimaan kas dari pelanggan	1.066.431.503	985.586.581	*Cash receipts from customers*
Pembayaran kas kepada pemasok	(633.783.456)	(647.678.562)	*Cash paid to suppliers*
Penyediaan dana dari Pertamina	719.197.017	357.103.889	*Cash provided by Pertamina*
Pembayaran kas untuk penghasilan dan pajak lainnya	(440.573.034)	(259.618.014)	*Cash paid for income taxes and other taxes*
Penerimaan kas dari Pemerintah	63.218.382	76.985.789	*Cash receipts from the Government*
Pembayaran kas untuk aktivitas operasi lainnya	(59.991.606)	(69.458.982)	*Cash paid to other operating activities*
Pembayaran kas ke Pemerintah	(116.244.793)	(47.674.593)	*Cash paid to the Government*
Pembayaran manfaat pensiun	(2.536.912)	(3.722.736)	*Cash paid for retirement benefits*
Kas neto yang diperoleh dari aktivitas operasi	**595.717.101**	**391.523.372**	***Net cash generated from operating activities***
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI:			***CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES:***
Pembelian aset minyak dan gas bumi	(166.571.155)	(255.268.803)	*Purchase of oil and gas properties*
Pinjaman ke PT Donggi Senoro LNG	-	(28.739.000)	*Loan to PT Donggi Senoro LNG*
Penjualan/(penambahan) investasi di entitas anak dan perusahaan asosiasi	67.305	(1.416.773)	*Sales/(Additions) of investments in subsidiaries and associated company*
Penerimaan dividen dari perusahaan asosiasi	-	125.337	*Dividend received from associated company*
Kas neto yang digunakan untuk aktivitas investasi	**(166.503.850)**	**(285.299.239)**	***Net cash used in investing activities***
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN:			***CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES:***
Pembayaran pinjaman kepada Pertamina	(425.466.317)	(44.136.989)	*Loan repayment to Pertamina*
Pembayaran dividen	(14.326.565)	(125.035.438)	*Payment of dividend*
Penambahan dana yang dibatasi penggunaannya	(14.837.053)	(11.767.010)	*Addition to restricted funds*
Penerimaan pembayaran pinjaman	13.750.000	9.250.000	*Loan repayment receipt*
Kas neto yang digunakan untuk aktivitas pendanaan	**(440.879.935)**	**(171.689.437)**	***Net cash used in financing activities***
PENURUNAN NETO KAS DAN SETARA KAS	(11.666.684)	(65.465.304)	***NET DECREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS***
Efek perubahan nilai kurs pada kas dan setara kas	(506.325)	(177.840)	*Effect of exchange rate chages on cash and cash equivalents*
SALDO KAS DAN SETARA KAS PADA AWAL TAHUN	**119.676.501**	**185.319.645**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF THE YEAR***
SALDO KAS DAN SETARA KAS PADA AKHIR TAHUN	**107.503.492**	**119.676.501**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF THE YEAR***

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

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

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

PT PERTAMINA HULU ENERGI DAN ENTITAS ANAK/*AND SUBSIDIARIES*

Lampiran 5/1 *Schedule*

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

1. UMUM

a. PT Pertamina Hulu Energi

i. Pendirian Perusahaan

PT Pertamina Hulu Energi ("Perusahaan" atau "PHE") didirikan dengan nama PT Aroma Operation Service. Anggaran Dasar Perusahaan diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia No. 63, tertanggal 3 Agustus 1990, Tambahan Berita Negara No. 2749 dan disetujui oleh Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No. 02-2367.HT.01.01.TH90 tertanggal 21 April 1990.

Berdasarkan Akta Notaris Saal Bumela, S.H., No. 5 tertanggal 5 Februari 2002 sesuai dengan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tertanggal 31 Desember 2001, nama Perusahaan diganti menjadi PT Pertahulu Energy.

Berdasarkan Akta Notaris Marianne Vincentia Hamdani, S.H., No. 30 tertanggal 13 Agustus 2007 dan sesuai dengan keputusan Rapat Pemegang Saham tertanggal 29 Juni 2007, nama Perusahaan berubah menjadi PT Pertamina Hulu Energi dan maksud, tujuan serta kegiatan usaha Perusahaan juga diubah. Perubahan tersebut telah disetujui oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No. C.00839.HT.01.04.TH2007 tertanggal 11 Oktober 2007.

Anggaran Dasar Perusahaan telah mengalami beberapa kali perubahan. Perubahan terakhir atas Anggaran Dasar Perusahaan dilakukan berdasarkan Akta Notaris Marianne Vincentia Hamdani, S.H., No. 14 tertanggal 10 Juli 2013 berhubungan dengan perubahan beberapa pasal dalam Anggaran Dasar Perusahaan. Perubahan tersebut telah disetujui oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No. AHU-AH.01.10-34801. tahun 2013 tertanggal 23 Agustus 2013.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

1. GENERAL

a. PT Pertamina Hulu Energi

i. The Company's establishment

PT Pertamina Hulu Energi (the "Company" or "PHE") was established as PT Aroma Operation Service. The Company's Articles of Association were published in the State Gazette of the Republic of Indonesia No. 63, dated August 3, 1990, State Gazette Supplement No. 2749 and were approved by the Minister of Justice of the Republic of Indonesia in Decree No. 02-2367.HT.01.01.TH90 dated April 21, 1990.

Based on Notarial Deed of Saal Bumela, S.H., No. 5 dated February 5, 2002, in accordance with a decision of an Extraordinary General Shareholders' Meeting dated December 31, 2001, the Company's name was changed into PT Pertahulu Energy.

Based on Notarial Deed of Marianne Vincentia Hamdani, S.H., No. 30 dated August 13, 2007 in accordance with a decision of Shareholders' Meeting dated June 29, 2007, the Company's name was changed into PT Pertamina Hulu Energi and the Company's objectives and scope of activities was also changed. The amendment was approved by the Minister of Law and Human Rights of the Republic of Indonesia in Decree No. C.00839.HT.01.04.TH2007 dated October 11, 2007.

The Company's Articles of Association have been amended several times. The latest amendment made to the Articles of Association of the Company is based on Notarial Deed of Marianne Vincentia Hamdani, S.H., No. 14 dated July 10, 2013 related to the change in certain articles of the Company's Articles of Association. The amendment was approved by the Minister of Law and Human Rights of the Republic of Indonesia in Decree No. AHU-AH.01.10-34801.year 2013 dated August 23, 2013.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

1. UMUM (lanjutan)

a. PT Pertamina Hulu Energi (lanjutan)

i. Pendirian Perusahaan (lanjutan)

Sesuai dengan Anggaran Dasar, Perusahaan bergerak dalam bidang usaha hulu minyak dan gas bumi. Entitas Anak Perusahaan bergerak dalam bidang usaha hulu minyak, gas bumi dan gas metana batubara.

Perusahaan merupakan salah satu entitas anak PT Pertamina (Persero) ("Pertamina") yang saat ini membawahi kepentingan Pertamina yang bergerak dalam bidang usaha hulu minyak dan gas bumi.

Pendirian Perusahaan merupakan tindak lanjut dari diterbitkannya Undang-Undang No. 22 tahun 2001 tertanggal 23 November 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Pemerintah No. 31 tahun 2003 tertanggal 18 Juni 2003 tentang pengalihan bentuk Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (PERTAMINA, "Pertamina Lama") menjadi Perusahaan Perseroan (Persero).

Berdasarkan ketentuan Pasal 104 Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, Pertamina wajib membentuk entitas anak dalam kurun waktu dua tahun sejak didirikan untuk meneruskan perjanjian kontrak hulu minyak dan gas bumi Pertamina di Indonesia.

ii. Domisili Perusahaan

Perusahaan berdomisili di Jakarta dengan lokasi kantor pusat di Gedung PHE Tower, Jl. TB Simatupang Kav 99, Jakarta 12520, Indonesia.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

***1. GENERAL** (continued)*

***a. PT Pertamina Hulu Energi** (continued)*

***i. The Company's establishment** (continued)*

In accordance with the Articles of Association, the Company is engaged in upstream oil and gas activities. The Company's Subsidiaries are engaged in upstream oil, gas and coal bed methane activities.

The Company is one of the subsidiaries of PT Pertamina (Persero) ("Pertamina") which holds Pertamina's interests in upstream oil and gas activities.

The Company's establishment is in response to the issue of Law No. 22 year 2001 dated November 23, 2001 regarding Oil and Gas and Government Regulation No. 31 year 2003 dated June 18, 2003 regarding the change in the status of Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (PERTAMINA, the "former Pertamina Entity") to a State Enterprise (Persero).

Pursuant to Article 104 of Government Regulation No. 35 year 2004 regarding Upstream Oil and Gas Activities, Pertamina was required to establish subsidiaries within two years of its establishment in order to assume Pertamina's upstream oil and gas contract arrangements in Indonesia.

ii. The Company's domicile

The Company is domiciled in Jakarta and its head office is located at the PHE Tower Building, Jl. TB Simatupang Kav 99, Jakarta 12520, Indonesia.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

1. UMUM (lanjutan)

a. PT Pertamina Hulu Energi (lanjutan)

iii. Komisaris dan Direksi Perusahaan

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

	2017	2016
Komisaris:		
Presiden Komisaris	Syamsu Alam	Syamsu Alam
Komisaris	Yudi Wahyudi	Yudi Wahyudi
Komisaris	Mochamad Teguh Pamudji	Mochamad Teguh Pamudji
Komisaris	Mohamad Oemar*	Mohamad Oemar*
Komisaris	Prahoro Yulijanto Nurtjahyo**	-

* Komisaris Independen
** Terhitung mulai tanggal 3 Januari 2017

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

***1. GENERAL** (continued)*

***a. PT Pertamina Hulu Energi** (continued)*

iii. The Company's Commissioners and Directors

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

	2017	2016	
Commissioners:			
President Commissioner	Syamsu Alam	Syamsu Alam	
Commissioner	Yudi Wahyudi	Yudi Wahyudi	
Commissioner	Mochamad Teguh Pamudji	Mochamad Teguh Pamudji	
Commissioner	Mohamad Oemar*	Mohamad Oemar*	
Commissioner	Prahoro Yulijanto Nurtjahyo**	-	

* *Independent Commissioner*
** *Since January 3, 2017*

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

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

	2017	2016	
Direksi:			***Directors:***
PJ Direktur Utama	R. Gunung Sardjono Hadi	R. Gunung Sardjono Hadi	*Acting President Director*
PJ Direktur Operasi dan Produksi	Beni Jaffilius Ibradi	Beni Jaffilius Ibradi	*Acting Operation and Production Director*
PJ Direktur Keuangan dan *Business Support*	Ari Budiarko	Ari Budiarko	*Acting Finance and Business Support Director*
PJ Direktur Eksplorasi	Rudy Ryacudu	Rudy Ryacudu	*Acting Exploration Director*
PJ Direktur Pengembangan	-*	Bambang Manumayoso	*Acting Development Director*

*Terhitung mulai tanggal 24 Juli 2017
Since July 24, 2017

iv. Jumlah karyawan

Pada tanggal 31 Desember 2017 Perusahaan mempunyai 923 karyawan (31 Desember 2016: 486 karyawan). Informasi jumlah karyawan ini tidak diaudit.

iv. Number of employees

As at December 31, 2017, the Company has 923 employees (December 31, 2016: 486 employees) Information on the number of employees is not audited.

1. UMUM (lanjutan)

b. Entitas Anak

Entitas anak PHE ("Entitas Anak") yang termasuk dalam laporan keuangan konsolidasian pada tanggal 31 Desember 2017 adalah sebagai berikut:

***1. GENERAL** (continued)*

b. Subsidiaries

PHE's subsidiaries (the "Subsidiary" or the "Subsidiaries") included in the consolidated financial statements as at December 31, 2017 are as follows:

No.	Nama Entitas Anak dan Wilayah Kerja/ *Name of Subsidiaries and Working Area*	Kegiatan Usaha/ *Nature of Business*	Tanggal Pendirian/ *Date of Establishment*	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership*
1.	Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java Ltd. ("ONWJ Ltd.") - Blok Offshore Northwest Java ("ONWJ")/*Offshore Northwest Java ("ONWJ") Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	7 Agustus 1964/ *August 7, 1964*	100%
2.	PT Pertamina Hulu Energi Tuban - Blok Tuban/*Tuban Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	28 Februari 2003/ *February 28, 2003*	99,99%
3.	PT Pertamina Hulu Energi Randugunting - Blok Randugunting/*Randugunting Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	7 Agustus 2007/ *August 7, 2007*	99%
4.	PT Pertamina Hulu Energi Jabung - Blok Jabung/*Jabung Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
5.	PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi - Blok Senoro Toili/*Senoro Toli Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
6.	PT Pertamina Hulu Energi Jambi Merang - Blok Jambi Merang/*Jambi Merang Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
7.	PT Pertamina Hulu Energi Simenggaris - Blok Simenggaris/*Simenggaris Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
8.	PT Pertamina Hulu Energi Salawati - Blok Salawati Kepala Burung/*Salawati Kepala Burung Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
9.	PT Pertamina Hulu Energi Raja Tempirai - Blok Pendopo - Raja/*Pendopo - Raja Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
10.	PT Pertamina Hulu Energi Gebang N Sumatera - Blok Gebang/*Gebang Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
11.	PT Pertamina Hulu Energi South Jambi B - Blok South Jambi B/*South Jambi B Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
12.	PT Pertamina Hulu Energi Kakap - Blok Kakap/*Kakap Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
13.	PT Pertamina Hulu Energi Tuban East Java - Blok Tuban/*Tuban Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
14.	PT Pertamina Hulu Energi Ogan Komering - Blok Ogan Komering/*Ogan Komering Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/ *December 18, 2007*	99%
15.	PT Pertamina Hulu Energi W Madura Offshore - Blok West Madura/*West Madura Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
16.	PT Pertamina Hulu Energi Tengah K - Blok Tengah/*Tengah Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
17.	PT Pertamina Hulu Energi Corridor - Blok Corridor/ *Corridor Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
18.	PT Pertamina Hulu Energi Salawati Basin - Blok Kepala Burung/*Kepala Burung Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%

1. UMUM (lanjutan)

b. Entitas Anak (lanjutan)

***1. GENERAL** (continued)*

***b. Subsidiaries** (continued)*

No.	Nama Entitas Anak dan Wilayah Kerja/ *Name of Subsidiaries and Working Area*	Kegiatan Usaha/ *Nature of Business*	Tanggal Pendirian/ *Date of Establishment*	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership*
19.	PT Pertamina Hulu Energi Makassar Strait - Blok Makassar Strait/*Makassar Strait Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
20.	PT Pertamina Hulu Energi Donggala - Blok Donggala/*Donggala Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	18 Desember 2007/*December 18, 2007*	99%
21.	PT Pertamina Hulu Energi Karama - Blok Karama/*Karama Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	23 November 2007/*November 23, 2007*	99%
22.	PT Pertamina Hulu Energi NSO - Blok NSO/*NSO Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	15 Januari 2008/ *January 15, 2008*	99%
23.	PT Pertamina Hulu Energi Coastal Plains Pekanbaru - Blok Coastal Plains dan Pekanbaru ("CPP")/*CPP Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	15 Januari 2008/ *January 15, 2008*	99%
24.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Kalimantan A - Blok Sangatta I/*Sangatta I Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	12 November 2008/ *November 12, 2008*	100%
25.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Kalimantan B - Blok Sangatta II/*Sangatta II Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	5 Mei 2009/ *May 5, 2009*	100%
26.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera Tanjung Enim - Blok Tanjung Enim/*Tanjung Enim Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	27 Juli 2009/ *July 27, 2009*	99,90%
27.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 2 - Blok Muara Enim/*Muara Enim Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	27 Juli 2009/ *July 27, 2009*	99,90%
28.	Pertamina Hulu Energi Australia, Pty. Ltd. - Basker Manta Gummy Field Offshore Gippsland Basin	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	29 Juli 2009/ *July 29, 2009*	100%
29.	PT Pertamina Hulu Energi West Glagah Kambuna - Blok West Glagah Kambuna/*West Glagah Kambuna Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	6 Oktober 2009/ *October 6, 2009*	99%
30.	PT Pertamina Hulu Energi ONWJ - Blok ONWJ/*ONWJ Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	11 Desember 2009/*December 11, 2009*	99%
31.	PT Pertamina Hulu Energi Semai II - Blok Semai II/*Semai II Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	26 Maret 2010/ *March 26, 2010*	99%
32.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 1 - Blok Muara Enim I/*Muara Enim I Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	9 September 2010/*September 9, 2010*	99,90%
33.	PT Pertamina Hulu Energi OSES - Blok OSES/*OSES Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	28 September 2010/*September 28, 2010*	99,90%
34.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 5 - Blok Muara Enim II/*Muara Enim II Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	16 November 2010/ *November 16, 2010*	99,90%
35.	PT Pertamina Hulu Energi Metan Tanjung II - Blok Tanjung II/*Tanjung II Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	25 November 2010/*November 25, 2010*	100%
36.	PT Pertamina Hulu Energi Metan Tanjung IV - Blok Tanjung IV/*Tanjung IV Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	29 November 2010/*November 29, 2010*	100%
37.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 4 - Blok Muara Enim III/*Muara Enim III Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	23 Maret 2011/ *March 23, 2011*	99%
38.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Suban I - Blok Suban I/*Suban I Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	22 Juli 2011/ *July 22, 2011*	100%
39.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Suban II - Blok Suban II/*Suban II Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	22 Juli 2011/ *July 22, 2011*	100%

1. UMUM (lanjutan)

b. Entitas Anak (lanjutan)

1. *GENERAL* *(continued)*

b. Subsidiaries *(continued)*

No.	Nama Entitas Anak dan Wilayah Kerja/ *Name of Subsidiaries and Working Area*	Kegiatan Usaha/ *Nature of Business*	Tanggal Pendirian/ *Date of Establishment*	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership*
40.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 3 - Blok Air Benakat I/*Air Benakat I Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	26 April 2012/ *April 26, 2012*	99,50%
41.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 6 - Blok Air Benakat II/*Air Benakat II Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	26 April 2012/ *April 26, 2012*	99,50%
42.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 7 - Blok Air Benakat III/*Air Benakat III Block*	Eksplorasi untuk dan produksi gas metana batubara/*Exploration for and production of coal bed methane*	26 April 2012/ *April 26, 2012*	99,50%
43.	PT Pertamina Hulu Energi MNK Sumatera Utara - Blok MNK Sumbagut/*MNK Sumbagut Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi nonkonvensional/*Exploration for and production of nonconventional oil and gas*	27 November 2012/ *November 27, 2012*	99,50%
44.	Pertamina Hulu Energi Nunukan Company - Blok Nunukan/*Nunukan Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	14 Desember 2006/ *December 14, 2006*	100%
45.	Pertamina Hulu Energi Ambalat Ltd.- Blok Ambalat/*Ambalat Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	7 September 1999/ *September 7, 1999*	100%
46.	Pertamina Hulu Energi Bukat Ltd - Blok Bukat/*Bukat Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	14 September 1992/ *September 14, 1992*	100%
47.	PT Pertamina Hulu Energi Babar Selaru - Blok Babar Selaru/*Babar Selaru Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	1 Februari 2013/ *February 1, 2013*	100%
48.	PT Pertamina Hulu Energi NSB - Blok B/*B Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	26 Agustus 2013/ *August 26,2013*	99,50%
49.	Pertamina Hulu Energi Oil and Gas - Blok A (Natuna Sea)/ *A Block (Natuna Sea)*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	28 November 2013/ *November 28, 2013*	100%
50.	PT Pertamina Hulu Energi Siak - Blok Siak/*Siak Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	16 Mei 2014/ *May 16, 2014*	99%
51.	PT Pertamina Hulu Energi East Sepinggan - Blok East Sepinggan/*East Sepinggan Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	11 Juli 2014/ *July 11, 2014*	100%
52.	PT Pertamina Hulu Energi Abar - Blok Abar/*Abar Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	12 Februari 2015/ *February 12, 2015*	100%
53.	PT Pertamina Hulu Energi Anggursi - Blok Anggursi/*Anggursi Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	12 Februari 2015/ *February 12, 2015*	100%
54.	PT Pertamina Hulu Energi MNK Sakakemang - Blok MNK Sakakemang/*MNK Sakakemang Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	19 Mei 2015/ *May 19, 2015*	99%
55.	PT Pertamina Hulu Energi Kampar - Blok Kampar/*Kampar Block*	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	19 Mei 2015/ *May 19, 2015*	99%
56.	PT Pertamina Hulu Energi Arun	Portofolio kegiatan usaha Perusahaan/*the Company's bussiness portofolio*	9 Juli 2015/ *July 9, 2015*	99%
57.	PT Pertamina Hulu Energi Ambalat Timur	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	25 Mei 2016/ *May 25, 2016*	99%
58.	PT Pertamina Hulu Energi Ambalat	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	24 September 2017/ *September 24, 2017*	99%
59.	PT Pertamina Hulu Energi Lepas Pantai Bunyu	Eksplorasi untuk dan produksi minyak dan gas bumi/*Exploration for and production of oil and gas*	24 September 2017/ *September 24, 2017*	99%

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI

a. Kontrak Bagi Hasil

Kontrak Bagi Hasil ("KBH") dibuat oleh kontraktor KBH dengan Pemerintah melalui Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi ("SKK Migas" - sebelumnya Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi/"BP MIGAS") untuk jangka waktu kontrak antara 20-30 tahun. Periode tersebut dapat diperpanjang sesuai dengan peraturan yang berlaku.

i. Wilayah kerja

Wilayah kerja KBH adalah wilayah kontraktor KBH melaksanakan kegiatan operasi minyak dan gas bumi. Kontraktor KBH wajib mengembalikan persentase tertentu dari luas wilayah kerja yang ditentukan kepada Pemerintah melalui SKK Migas selama periode KBH.

ii. Bagi hasil produksi minyak mentah dan gas bumi

Pembagian hasil produksi minyak mentah dan gas bumi dihitung secara tahunan, yang merupakan jumlah *lifting* minyak mentah dan gas bumi setiap periode yang berakhir pada tanggal 31 Desember setelah dikurangi kredit investasi, *First Tranche Petroleum* ("FTP") dan *cost recovery*.

Kontraktor KBH dikenai pajak atas pendapatan kena pajak dari kegiatan KBH berdasarkan bagian kontraktor atas hasil produksi minyak mentah dan gas bumi, dikurangi bonus-bonus, dengan tarif pajak penghasilan gabungan yang terdiri dari pajak penghasilan dan pajak dividen.

iii. *Cost recovery*

Pengembalian biaya operasi *(cost recovery)* tiap tahun terdiri dari:

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

2. *OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS*

a. *Production Sharing Contracts*

Production Sharing Contracts ("PSCs") are entered into by PSC contractors with the Government through the Special Task Force For Upstream Oil and Gas Business Activities ("SKK Migas" - formerly Oil and Gas Upstream Activities Agency/"BP MIGAS") acting on behalf of the Government for a period of 20-30 years. The period may be extended in accordance with applicable regulations.

i. *Working area*

The PSC working area is a designated area in which the PSC contractors may conduct oil and gas operations. PSC contractors must return a certain percentage of this designated working area to SKK Migas on behalf of the Government during the term of the PSC.

ii. *Crude oil and natural gas production sharing*

Equity crude oil and natural gas production is determined annually, representing the total liftings of crude oil and natural gas in each period ended December 31 net of investment credit, First Tranche Petroleum ("FTP") and cost recovery.

The PSC contractors are subject to tax on their taxable income from their PSC operations based on their share of equity crude oil and natural gas production, less bonuses, at a combined rate comprising corporate income tax and dividend tax.

iii. *Cost recovery*

Annual cost recovery comprises:

i. Current year non-capital costs;
ii. Current year amortisation of capital costs; and
iii. Previous years unrecovered operating costs.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Kontrak Bagi Hasil (lanjutan)

iv. Harga minyak mentah dan gas bumi

Bagian kontraktor KBH atas produksi minyak mentah dinilai dengan Harga Minyak Indonesia ("ICP"). Gas bumi yang dikirim kepada pihak ketiga dan pihak berelasi dinilai dengan harga yang ditetapkan dalam perjanjian jual beli gas.

v. *Domestic Market Obligation* ("DMO")

Minyak mentah

Kontraktor KBH wajib memenuhi kebutuhan dalam negeri berdasarkan perhitungan setiap tahun sebagai berikut:

1. 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 yang diproduksi oleh seluruh perusahaan perminyakan di Indonesia sebagai penyebut.

2. Menghitung 25% jumlah minyak mentah yang diproduksi dari wilayah kerja KBH.

3. Mengalikan jumlah minyak mentah yang lebih kecil antara hitungan (1) atau (2) dengan persentase bagi hasil kontraktor.

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

Gas bumi

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

2. *OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS* *(continued)*

a. *Production Sharing Contracts* *(continued)*

iv. *Crude oil and natural gas prices*

The PSC contractors' 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 sales and purchase contracts.

v. *Domestic Market Obligation ("DMO")*

Crude oil

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

1. *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 crude oil production of all petroleum companies in Indonesia.*

2. *Compute 25% of the total quantity of crude oil produced in the PSC's working area.*

3. *Multiply the lower computed, either under (1) or (2) by the percentage of the contractor's entitlement.*

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

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.

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Kontrak Bagi Hasil (lanjutan)

v. Domestic Market Obligation ("DMO") (lanjutan)

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

vi. *First Tranche Petroleum ("FTP")*

Pemerintah dan Kontraktor berhak untuk menerima sebesar 10% - 20% dari jumlah produksi minyak mentah dan gas bumi setiap tahunnya, sebelum dikurangi dengan pengembalian biaya operasi dan kredit investasi.

vii. Hak milik atas persediaan, perlengkapan dan peralatan

Persediaan, perlengkapan dan peralatan yang dibeli oleh kontraktor KBH untuk kegiatan operasi minyak mentah dan gas bumi merupakan milik Pemerintah, akan tetapi, kontraktor KBH memiliki hak untuk menggunakan persediaan, perlengkapan dan peralatan tersebut sampai dinyatakan surplus atau ditinggalkan dengan persetujuan SKK Migas.

Pada tanggal 31 Desember 2017, kesepakatan KBH yang dimiliki Perusahaan dan Entitas Anak adalah sebagai berikut:

i. *Indonesian Participation Arrangements* ("IP")

Melalui kesepakatan IP, Pertamina, sebagai Badan Usaha Milik Negara, mendapat tawaran untuk memiliki 10% kepemilikan di KBH pada saat pertama kali Rencana Pengembangan ("POD") disetujui oleh Pemerintah Indonesia ("Pemerintah"), yang diwakili oleh SKK Migas. Penyertaan di Blok Jabung sebesar 14,28% merupakan perolehan tambahan penyertaan sebesar 4,28% oleh Pertamina. Penyertaan sebesar 5% di Blok Tengah merupakan 10% dari 50% kepemilikan kontraktor asing. Pertamina menyerahkan kepemilikan IP ini kepada Entitas Anak PHE pada tanggal 1 Januari 2008. Pada tanggal 31 Desember 2017, kesepakatan kemitraan Entitas Anak melalui IP adalah sebagai berikut:

2. *OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS* *(continued)*

a. Production Sharing Contracts *(continued)*

v. Domestic Market Obligation ("DMO") *(continued)*

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

vi. First Tranche Petroleum ("FTP")

The Government and Contractors are entitled to receive an amount ranging from 10% - 20% of the total production of crude oil and natural gas each year, before any deduction for recovery of operating costs and investment credit.

vii. Ownership of materials, supplies and equipment

Materials, supplies and equipment acquired by the PSC Contractors for crude oil and natural gas operations belongs to the Government, 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.

As at December 31, 2017, the Company's and Subsidiaries' PSC arrangements were as follows:

i. Indonesian Participation Arrangements ("IP")

Through IP arrangements, Pertamina, a State-Owned Enterprise, is offered a 10% working interest in PSCs at the first time Plans of Development ("POD") are approved by the Government of Indonesia (the "Government"), represented by SKK Migas. The 14.28% interest in the Jabung Block reflects the acquisition of an additional interest of 4.28% by Pertamina. The 5% interest in the Tengah Block represents 10% of the 50% foreign contractor's share. Pertamina assigned these IP interests to the PHE's Subsidiaries on January 1, 2008. As at December 31, 2017, the Subsidiaries' IP partnership arrangements are as follows:

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Kontrak Bagi Hasil (lanjutan)

i. *Indonesian Participation Arrangements* ("IP") (lanjutan)

2. OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS *(continued)*

a. Production Sharing Contracts *(continued)*

i. Indonesian Participation Arrangements ("IP") *(continued)*

Mitra Usaha/ *Partners*	Wilayah Kerja/ *Working Area*	Wilayah/ *Area*	Tanggal Efektif Kontrak/ *Effective Date of Contract*	Tanggal Mulai Produksi/ *Production Commencement Date*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ *Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/ *Percentage of Participation*	Produksi/ *Production*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Total E&P Indonesie Inpex Co.	Blok Tengah/ *Tengah Block*	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	05/10/1988	27/11/2007	04/10/2018	5%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Chevron Makassar Ltd. Tip Top Makassar Ltd.	Blok Makassar Strait/ *Makassar Strait Block*	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	26/01/1990	01/07/2000	25/01/2020	10%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Petrochina International (Bermuda) Ltd. Petrogas (Basin) Ltd. RH Petrogas Salawati Basin B.V.	Blok Kepala Burung/*Kepala Burung Block*	Papua	07/10/1996	07/10/1996	6/10/2026	10%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Petrochina International Jabung Ltd. Petronas Carigali Jabung Ltd.	Blok Jabung/*Jabung Block*	Jambi	27/02/1993	13/09/1996	26/02/2023	14,28%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
ConocoPhillips (Grissik) Ltd. Talisman (Corridor) Ltd.	Blok Corridor/ *Corridor Block*	Sumatera Selatan/ *South Sumatera*	20/12/2003	01/08/1987	19/12/2023	10%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	20 tahun/ *years*
Star Energy (Kakap) Ltd. Singapore Petroleum Co. Ltd. Premier Oil Kakap BV	Blok Kakap/*Kakap Block*	Kepulauan Natuna/ *Natuna Archipelago*	22/03/2005	01/01/1987	21/03/2026	10%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	23 tahun/ *years*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Kontrak Bagi Hasil (lanjutan)

ii. Kepemilikan di KBH yang diperoleh setelah berlakunya Undang-Undang No. 22 tahun 2001, tentang Minyak dan Gas Bumi

1. Minyak dan Gas Bumi

Pada tanggal 31 Desember 2017, kesepakatan kemitraan minyak dan gas bumi yang telah ditandatangani adalah sebagai berikut:

2. OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS *(continued)*

a. Production Sharing Contracts *(continued)*

ii. PSC interests acquired after the issuance of Law No. 22 year 2001, related to Oil and Gas

1. Oil and Gas

As at December 31, 2017, the oil and gas partnership arrangements which have been entered into are as follows:

Mitra Usaha KBH/*PSC Partners*	Wilayah Kerja/ *Working Area*	Wilayah/ *Area*	Tanggal Efektif Kontrak/ *Effective Date of Contract*	Tanggal Mulai Produksi/ *Production Commencement Date*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ *Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/ *Percentage of Participation*	Produksi/ *Production*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Petrochina International Java Ltd. PT PHE Tuban East Java	Blok Tuban/ *Tuban Block*	JawaTimur/ *East Java*	29/02/1988	12/02/1997	28/02/2018	25%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
CNOOC SES Ltd. Korea National Oil Corporation Orchard Energy Ltd.	Blok Offshore Southeast Sumatera/ *Offshore Southeast Sumatera Block*	Sumatera Tenggara/ *Southeast Sumatera*	06/09/1998	1975	05/09/2018	20,55%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	20 tahun/ *years*
PT Bumi Siak Pusako	Blok Coastal Plains Pekanbaru/ *Coastal Plains Pekanbaru Block*	Riau	06/08/2002	06/08/2002	05/08/2022	50%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	20 tahun/ *years*
Kodeco Energy Co. Ltd. Mandiri Madura Barat	Blok West Madura/ *West Madura Block**	Jawa Timur/ *East Java*	07/05/2011	27/09/1984	06/05/2031	80%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	20 tahun/ *years*
StatOil Indonesia Karama AS	Blok Karama/ *Karama Block*	Selat Makassar/ *Makassar Strait*	21/03/2007	-	20/03/2037	49%	-	30 tahun/ *years*
Petronas Carigali Sdn.Bhd. Petrovietnam	Blok Randu-gunting/*Randu-gunting Block**	Jawa Tengah & Jawa Timur/ *Central & East Java*	09/08/2007	-	08/08/2037	40%	-	30 tahun/ *years*

* Entitas Anak Perusahaan ini adalah operator atas blok-blok ini/*The Company's Subsidiaries are the operators of these blocks*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Kontrak Bagi Hasil (lanjutan)

ii. Kepemilikan di KBH yang diperoleh setelah berlakunya Undang-Undang No. 22 tahun 2001, tentang Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

1. Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

2. OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS *(continued)*

a. Production Sharing Contracts *(continued)*

ii. PSC interests acquired after the issuance of Law No. 22 year 2001, related to Oil and Gas *(continued)*

1. Oil and Gas *(continued)*

Mitra Usaha KBH/*PSC Partners*	Wilayah Kerja/ *Working Area*	Wilayah/ *Area*	Tanggal Efektif Kontrak/ *Effective Date of Contract*	Tanggal Mulai Produksi/ *Production Commencement Date*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ *Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/ *Percentage of Participation*	Produksi/ *Production*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Premier Oil Natuna Sea Ltd. Kufpec Indonesia (Natuna) BV Natuna 1 BV (Petronas Carigali Indonesia Operation)	Blok A (Natuna Sea)/*A Block (Natuna Sea)*	Natuna Sea	15/01/1999, *PSC extension* 16/10/2009	-	14/01/2019, *PSC extension* 15/10/2029	23%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	20 tahun/ *years*
ENI Bukat Ltd.	Blok Bukat/ *Bukat Block*	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	24/02/1998	-	23/02/2028	33.75%	-	30 tahun/ *years*
ENI Ambalat Ltd.	Blok Ambalat/ *Ambalat Block*	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	27/09/1999	-	26/09/2029	33.75%	-	30 tahun/ *years*
Medco E&P Nunukan Videocon Indonesia Nunukan Bpri Ventures Indonesia BV	Blok Nunukan/ *Nunukan Block**	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	12/12/2004	-	11/12/2034	64.50%	-	30 tahun/ *years*
Konsorsium Murphy (Murphy Oil Corporation, Inpex Corporation and PTTEP Ltd.)	Blok Semai II Offshore/ *Semai II Offshore Block*	Papua Barat/ *West Papua*	13/11/2008	-	12/11/2038	15%	-	30 tahun/ *years*
Petronas Carigali (West Glagah Kambuna) Sdn. Bhd.	Blok West Glagah Kambuna/ *West Glagah Kambuna Block*	Sumatera Utara/*North Sumatera*	30/11/2009	-	29/11/2039	40%	-	30 tahun/ *years*
Inpex Babar Selaru Limited	Blok Babar Selaru/ *Babar Selaru Block*	Maluku Lepas Pantai/ *Offshore Maluku*	21/11/2011	-	20/11/2041	15%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*

* Entitas Anak Perusahaan ini adalah operator atas blok-blok ini/*The Company's Subsidiaries are the operators of these blocks*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Kontrak Bagi Hasil (lanjutan)

ii. Kepemilikan di KBH yang diperoleh setelah berlakunya Undang-Undang No. 22 tahun 2001, tentang Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

1. Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

2. OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS *(continued)*

a. Production Sharing Contracts *(continued)*

ii. PSC interests acquired after the issuance of Law No. 22 year 2001, related to Oil and Gas *(continued)*

1. Oil and Gas *(continued)*

Mitra Usaha KBH/*PSC Partners*	Wilayah Kerja/ *Working Area*	Wilayah/ *Area*	Tanggal Efektif Kontrak/ *Effective Date of Contract*	Tanggal Mulai Produksi/ *Production Commencement Date*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ *Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/ *Percentage of Participation*	Produksi/ *Production*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Tidak ada/ *None*	Blok B/ *B Block**	Sumatera Utara/*North Sumatera*	04/10/1998	01/10/2015	04/10/2018	100%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	20 tahun/ *years*
Tidak ada/ *None*	Blok NSO/ *NSO Block**	Utara Sumatera Lepas Pantai/ *North Sumatera Offshore*	16/10/1998	01/10/2015	16/10/2018	100%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	20 tahun/ *years*
Tidak ada/ *None*	Blok Siak/ *Siak Block**	Riau	28/05/2014	28/05/2014	25/05/2034	100%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	20 tahun/ *years*
Eni East Sepinggan Ltd.	Blok East Sepinggan/ *East Sepinggan Block*	Sepinggan Timur/ *East Sepinggan*	20/07/2012	-	20/07/2042	15%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Tidak ada/ *None*	Blok Abar/ *Abar Block**	Jawa Barat Lepas Pantai/ *Offshore West Java*	22/05/2015	-	22/05/2045	100%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Tidak ada/ *None*	Blok Anggursi/ *Anggursi Block**	Utara Jawa Barat Lepas Pantai/ *North Offshore West Java*	22/05/2015	-	22/05/2045	100%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Tidak ada/ *None*	Blok East Ambalat/ *East Ambalat Block**	Kalimantan Utara/*North Kalimantan*	25/05/2016	-	25/05/2046	100%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*

* Entitas Anak Perusahaan ini adalah operator atas blok-blok ini/*The Company's Subsidiaries are the operators of these blocks*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Kontrak Bagi Hasil (lanjutan)

ii. Kepemilikan di KBH yang diperoleh setelah berlakunya Undang-Undang No. 22 tahun 2001, tentang Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

2. Gas Metana Batubara

Per tanggal 31 Desember 2017, kesepakatan kemitraan Gas Metana Batubara ("GMB") dalam kegiatan eksplorasi yang telah ditandatangani adalah sebagai berikut:

2. *OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS* *(continued)*

a. Production Sharing Contracts *(continued)*

ii. PSC interests acquired after the issuance of Law No. 22 year 2001, related to Oil and Gas *(continued)*

2. Coal Bed Methane

As at December 31, 2017, Coal Bed Methane ("CBM") partnership arrangements in exploration activities which have been entered into are as follows:

Mitra Usaha KBH/*PSC Partners*	Wilayah kerja/ *Working Area*	Wilayah/ *Area*	Tanggal Efektif Kontrak/ *Effective Date of Contract*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ *Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/ *Percentage of Participation*	Produksi/ *Production*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Sangatta West CBM, Inc.	Blok Sangatta I/*Sangatta I Block*	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	13/11/2008	12/11/2038	52%	-	30 tahun/ *years*
PT Visi Multi Artha	Blok Sangatta II/ *Sangatta II Block*	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	05/05/2009	04/05/2039	40%	-	30 tahun/ *years*
Arrow Energy (Tanjung Enim) Pte., Ltd. PT Bukit Asam Metana Enim	Blok Tanjung Enim/ *Tanjung Enim Block*	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	04/08/2009	03/08/2039	27,5%	-	30 tahun/ *years*
PT Trisula CBM Energy	Blok Muara Enim/ *Muara Enim Block*	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	30/11/2009	29/11/2039	60%	-	30 tahun/ *years*
Konsorsium KP SGH Batubara (PT Indo Gas Methan)	Blok Muara Enim I/ *Muara Enim I Block**	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	03/12/2010	02/12/2040	65%	-	30 tahun/ *years*
Tidak ada/*None*	Blok Tanjung II/ *Tanjung II Block**	Kalimantan Selatan/*South Kalimantan*	03/12/2010	02/12/2040	100%	-	30 tahun/ *years*
Indo CBM Sumbagsel 2 Pte. Ltd. PT Metana Enim Energi	Blok Muara Enim II/ *Muara Enim II Block*	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	01/04/2011	31/03/2041	40%	-	30 tahun/ *years*

* Entitas Anak Perusahaan ini adalah operator atas blok-blok ini/*The Company's Subsidiaries are the operators of these blocks*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. **Kontrak Bagi Hasil** (lanjutan)

ii. **Kepemilikan di KBH yang diperoleh setelah berlakunya Undang-Undang No. 22 tahun 2001, tentang Minyak dan Gas Bumi** (lanjutan)

2. **Gas Metana Batubara** (lanjutan)

2. *OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS* *(continued)*

a. ***Production Sharing Contracts*** *(continued)*

ii. ***PSC interests acquired after the issuance of Law No. 22 year 2001, related to Oil and Gas*** *(continued)*

2. ***Coal Bed Methane*** *(continued)*

Mitra Usaha KBH/*PSC Partners*	Wilayah kerja/*Working Area*	Wilayah/*Area*	Tanggal Efektif Kontrak/*Effective Date of Contract*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/*Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/*Percentage of Participation*	Produksi/*Production*	Periode Kontrak/*Contract Period*
BP Tanjung IV Limited	Blok Tanjung IV/*Tanjung IV Block**	Kalimantan Selatan/*South Kalimantan*	01/04/2011	31/03/2041	56%	-	30 tahun/*years*
PT Baturaja Metana Indonesia	Blok Muara Enim III/*Muara Enim III Block**	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	01/04/2011	31/03/2041	73%	-	30 tahun/*years*
PT Suban Energi	Blok Suban I/*Suban I Block**	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	01/09/2011	31/07/2041	58%	-	30 tahun/*years*
PT Suban Methan Gas	Blok Suban II/*Suban II Block**	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	01/08/2011	31/07/2041	50%	-	30 tahun/*years*
PT Petrobara Sentosa	Blok Air Benakat I/*Air Benakat I Block**	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	18/04/2012	17/04/2042	79,5%	-	30 tahun/*years*
PT Prima Gas Sejahtera	Blok Air Benakat II/*Air Benakat II Block**	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	18/04/2012	17/04/2042	69,7%	-	30 tahun/*years*
PT Unigas Geosinklinal Makmur	Blok Air Benakat III/*Air Benakat III Block**	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	18/04/2012	17/04/2042	73,5%	-	30 tahun/*years*

* Entitas Anak Perusahaan ini adalah operator atas blok-blok ini/*The Company's Subsidiaries are the operators of these blocks*

3. Minyak dan Gas Bumi Nonkonvensional

Per tanggal 31 Desember 2017, kesepakatan kemitraan Minyak dan Gas Bumi Nonkonvensional yang telah ditandatangani adalah sebagai berikut:

3. *Unconventional Oil and Gas*

As at December 31, 2017, an Unconventional Oil and Gas partnership arrangements which have been entered into are as follows:

Mitra Usaha KBH/*PSC Partner*	Wilayah kerja/*Working Area*	Wilayah/*Area*	Tanggal Efektif Kontrak/*Effective Date of Contract*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/*Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/*Percentage of Participation*	Produksi/*Production*	Periode Kontrak/*Contract Period*
Tidak ada/*None*	Blok MNK Sumbagut/*MNK Sumbagut Block**	Sumatera Utara/*North Sumatera*	15/05/2013	14/05/2043	100%	-	30 tahun/*years*
Bukit Energy Resources Sakakemang Deep Pte.Ltd.	Blok MNK Sakakemang/*MNK Sakakemang Block*	Sumatera Selatan/*South Sumatera*	22/05/2015	22/05/2045	50%	-	30 tahun/*years*

* Entitas Anak Perusahaan ini adalah operator atas blok-blok ini/*The Company's Subsidiaries are the operators of these blocks*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

b. Kontrak *Gross Split* ("*Gross Split*")

Pada tanggal 13 Januari 2017 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No.08/2017 tentang ketentuan-ketentuan pokok Kontrak Bagi Hasil Tanpa Mekanisme Pengembalian Biaya Operasi atau disebut sebagai KBH *Gross Split* diterbitkan.

Dalam KBH *Gross Split*, hasil produksi minyak dan gas bumi dibagi antara Pemerintah Indonesia dan Kontraktor berdasarkan 3 kriteria sebagai berikut:
1. *Base Split*
2. *Variable Split*
3. *Progressive Split*

Pemerintah juga telah mengatur hal-hal terkait KBH *Gross Split* sebagai berikut :

i. Rezim pajak yang berlaku untuk KBH *Gross Split* adalah sesuai dengan ketentuan perundang-undangan di bidang pajak penghasilan;

ii. Kontraktor KBH *Gross Split* diwajibkan mengganti biaya investasi yang dikeluarkan oleh kontraktor KBH lama yang belum mendapatkan penggantian;

iii. Aset minyak dan gas bumi eks-KBH lama yang dimiliki oleh Direktorat Jenderal Kekayaan Negara ("DJKN") akan digunakan oleh kontraktor KBH *Gross Split* dengan skema sewa.

Per tanggal 31 Desember 2017, kesepakatan KBH *Gross Split* yang telah ditandatangani adalah sebagai berikut:

2. *OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS* *(continued)*

b. *Gross Split Contracts* ("*Gross Split*")

On January 13, 2017, the regulation of the Minister of Energy and Mineral Resources No.08/2017 regarding principles of the Production Sharing Contract without Cost Recovery Mechanism, also known as Gross Split PSC was issued.

In Gross Split PSC the sharing of oil and gas production between the Government of Indonesia and the Contractors is based on the following 3 criteria:
1. *Base Split*
2. *Variable Split*
3. *Progressive Split*

The Government has also arranged matters related to Gross Split PSC as follow:

i. The tax regime applicable to the Gross Split PSC is in accordance with the provisions of the income tax law;

ii. The contractors of Gross Split PSC must reimburse unrecovered investment costs to the old PSC contractors;

iii. The oil and gas assets of the old PSC which are now owned by the Directorate General of State Assets ("DJKN") are used by the Gross Split PSC contractors based on lease scheme.

As of December 31, 2017, the signed Gross Split PSC is as follow:

Mitra Usaha KBH/*PSC Partners*	Wilayah Kerja/ *Working Area*	Wilayah/ *Area*	Tanggal Efektif Kontrak/ *Effective Date of Contract*	Tanggal Mulai Produksi/ *Production Commencement Date*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ *Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/ *Percentage of Participation*	Produksi/ *Production*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Tidak ada/ *None*	Blok Offshore North West Java/ *Offshore North West Java Block*	Jawa Barat/ *West Java*	18/01/2017	27/08/1971	18/01/2037	100%	Minyak dan gas bumi/ *Oil and gas*	20 tahun/ *years*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

c. *Joint Operating Body-Production Sharing Contracts* ("JOB-PSC")

Dalam JOB-PSC, kegiatan operasional dilakukan oleh suatu badan operasi bersama antara Entitas Anak dan kontraktor. Bagian Entitas Anak atas kewajiban pembiayaan ditanggung lebih dahulu oleh para kontraktor dan dibayar oleh Entitas Anak melalui bagiannya atas produksi minyak mentah dan gas bumi, ditambah dengan 50% *uplift*. Setelah semua pembiayaan dibayar kembali, maka hasil produksi minyak mentah dan gas bumi dibagi antara Entitas Anak dan kontraktor sesuai persentase partisipasi masing-masing dalam JOB-PSC. Bagian kontraktor atas produksi minyak mentah dan gas bumi ditentukan dengan cara yang sama sesuai KBH.

Pada tanggal 31 Desember 2017, kesepakatan kemitraan JOB-PSC Entitas Anak adalah sebagai berikut:

2. OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS *(continued)*

c. Joint Operating Body-Production Sharing Contracts ("JOB-PSC")

In a JOB-PSC, operations are conducted by a joint operating body between the Subsidiaries and the contractors. The Subsidiaries' share of expenditures is paid in advance by the contractors and is repaid by the Subsidiaries out of their share of crude oil and natural gas production, with a 50% uplift. After all expenditures are repaid, the crude oil and natural gas production is divided between the Subsidiaries and the contractors based on their respective percentages of participation in the JOB-PSC. The contractors' share of crude oil and natural gas production is determined in the same manner as for a PSC.

As at December 31, 2017, the Subsidiaries' JOB-PSC partnership arrangements are as follows:

Mitra Usaha JOB-PSC/ ***JOB-PSC Partners***	**Wilayah Kerja/** ***Working Area***	**Wilayah/** ***Area***	**Tanggal Efektif Kontrak/** ***Effective Date of Contract***	**Tanggal Mulai Produksi/** ***Production Commencement Date***	**Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/** ***Expiry Date of Contract***	**Persentase Partisipasi/** ***Percentage of Participation***	**Produksi/** ***Production***	**Periode Kontrak/** ***Contract Period***
Petrochina International Java Ltd. PT PHE Tuban	Blok Tuban/ *Tuban Block*	Jawa Timur/*East Java*	29/02/1988	12/02/1997	28/02/2018	50%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Jadestone Energy International Holding Inc.	Blok Ogan Komering/ *Ogan Komering Block*	Sumatera Selatan/ *South Sumatera*	29/02/1988	11/07/1991	28/02/2018	50%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Talisman (Jambi Merang) Ltd. Pacific Oil and Gas Ltd.	Blok Jambi Merang/ *Jambi Merang Block*	Jambi	10/02/1989	22/02/2011	09/02/2019	50%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
PT Golden Spike Energy Indonesia	Blok Raja dan Pendopo /*Raja and Pendopo Block*	Sumatera Selatan/ *South Sumatera*	06/07/1989	21/11/1992	05/07/2019	50%	Minyak dan gas bumi/ *Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Petrochina International Kepala Burung Ltd. RHP Salawati Island BV Petrogas (Island) Ltd.	Blok Salawati Island/ *Salawati Island Block*	Papua	23/04/1990	21/01/1993	22/04/2020	50%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
PT Medco E&P Tomori Sulawesi Mitsubishi Corporation	Blok Senoro Toili/*Senoro Toili Block*	Sulawesi Tengah/ *Central Sulawesi*	04/12/1997	Agustus 2006/*August 2006*	30/11/2027	50%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
Medco Simenggaris Pty., Ltd. Salamander Energy Ltd.	Blok Simenggaris/ *Simenggaris Block*	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	24/02/1998	30/11/2015	23/02/2028	37,5%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

d. Pertamina *Participating Interests* ("PPI")

Berdasarkan kesepakatan PPI, Entitas Anak mempunyai kepemilikan di dalam kontrak yang serupa dengan kontrak JOB-PSC. Sisa kepemilikan dimiliki oleh kontraktor yang bertindak sebagai operator. Kewajiban pembiayaan Entitas Anak dapat dilakukan secara langsung oleh Entitas Anak, atau dapat pula ditanggung lebih dahulu oleh para kontraktor dan akan dibayar oleh Entitas Anak dengan cara dipotongkan dari bagian Entitas Anak atas produksi minyak mentah dan gas bumi, ditambah dengan 50% *uplift*. Produksi minyak mentah dan gas bumi dibagi antara Entitas Anak dan kontraktor sesuai dengan persentase kepemilikan masing-masing. Bagian kontraktor atas produksi minyak mentah dan gas bumi ditentukan dengan cara yang sama sesuai KBH.

Pada tanggal 31 Desember 2017, kesepakatan kemitraan PPI Entitas Anak adalah sebagai berikut:

2. *OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS* *(continued)*

d. Pertamina Participating Interests ("PPI")

Through PPI arrangements, the Subsidiaries own working interests in contracts similar to JOB-PSC contracts. The remaining working interests are owned by a contractor who acts as operator. The Subsidiaries' share of expenses is either funded by the Subsidiaries on a current basis, or paid in advance by the contractors and repaid by the Subsidiaries out of their share of crude oil and natural gas production, with a 50% uplift. The crude oil and natural gas production is divided between the Subsidiaries and the contractors based on their respective percentages of participation in the PSC. The contractors' share of crude oil and natural gas production is determined in the same manner as for a PSC.

As at December 31, 2017, the Subsidiaries' PPI arrangements are as follows:

Mitra Usaha PPI/ *PPI Partners*	Wilayah Kerja/ *Working Area*	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ *Effective Date of Contract*	Tanggal Mulai Produksi/ *Production Commencement Date*	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ *Expiry Date of Contract*	Persentase Partisipasi/ *Percentage of Participation*	Produksi/ *Production*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Total E&P Indonesie Inpex Tengah Ltd.	Blok Tengah/ *Tengah Block*	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	05/10/1968	01/06/1990	04/10/2018	50%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*
ConocoPhillips (South Jambi) Ltd. Petrochina International Jambi B Ltd.	Blok B/ *B Block*	Jambi Selatan/ *South Jambi*	26/01/1990	26/09/2000	25/01/2020	25%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	30 tahun/ *years*

e. Kepemilikan kontrak minyak dan gas bumi di luar negeri

Pada tanggal 31 Desember 2017, Perusahaan dan Entitas Anak memiliki secara langsung maupun secara tidak langsung kepemilikan pada kontrak minyak mentah dan gas bumi di luar negeri sebagai berikut:

e. Foreign oil and gas contract interests

As at December 31, 2017, the Company and Subsidiaries directly and indirectly held foreign oil and gas interests as follows:

Nama PBO/ *Name of JOC*	Mitra Usaha PBO / *JOC Partners*	Wilayah Kerja/ *Working Area*	Area	Tanggal Efektif Kontrak/ *Effective Date of Contract*	Tanggal Mulai Produksi/ *Production Commencement Date*	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Participation*	Produksi/ *Production*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Petronas Carigali Pertamina Petrovietnam Operating Company Sdn. Bhd ("PCPP")	Petronas Carigali Sdn. Bhd. Petrovietnam	Blok Offshore Sarawak/ *Offshore Sarawak Block (SK 305)**	Malaysia	16/06/2003	26/07/2010	30%	Minyak dan gas bumi/*Oil and gas*	29 tahun/ *years*

* Blok ini merupakan Pengendalian Bersama Operasi ("PBO")/*This Block is Joint Operating Contract ("JOC")*

2. KESEPAKATAN KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

f. Kontrak unitisasi

Sesuai dengan Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, Kontraktor KBH diwajibkan untuk melakukan unitisasi apabila terbukti adanya reservoar yang memasuki Wilayah Kerja Kontraktor lainnya. Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral menentukan operator pelaksana unitisasi berdasarkan kesepakatan di antara para Kontraktor yang melakukan unitisasi setelah mendapatkan pertimbangan SKK Migas.

Karena beberapa pelamparan reservoir Entitas Anak memasuki Wilayah Kerja Kontraktor lainnya, Entitas Anak melakukan perikatan Perjanjian Unitisasi dengan beberapa kontraktor.

Pada tanggal 31 Desember 2017, Entitas Anak memiliki Perjanjian Unitisasi sebagai berikut:

2. OIL AND GAS CONTRACT ARRANGEMENTS *(continued)*

f. Unitisation agreements

In accordance with Government Regulation No. 35 Year 2004 on Upstream Oil and Gas Business Activities, a contractor is required to conduct unitisation if it is proven that its reservoir extends into another contractor"s Working Area. The Minister of Energy and Mineral Resources will determine the operator for the unitisation based on the agreement between the contractors entering the unitisation agreements after considering the opinion of SKK Migas.

Since several of the Subsidiaries' oil and gas reservoirs extend into other Contractor's Working Areas, the Subsidiaries entered into Unitisation Agreements with several contractors.

As at December 31, 2017, the Subsidiaries' Unitisation Agreements were as follows:

Para Pihak/ *Parties*	Operator	Lapangan/ *Field*	Lokasi/ *Location*	*Mulai Kontrak/Start Contract*	Produksi/ *Production*	Akhir Kontrak/*End Contract*	*Periode Kontrak/ Contract Period*
PHE Jambi Merang, Talisman Jambi Merang, PO&G, Conoco Phillips (Corridor), PHE Corridor, Talisman Corridor Ltd.	ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	Gelam	Sumatera Selatan/ *South Sumatera*	05/06/1996	-	09/02/2019	23 tahun/ *years*
PHE Tengah, Total E&P Indonesie, Inpex	Total E&P Indonesie	Sisi Nubi	Kalimantan Timur/*East Kalimantan*	02/02/1998	20/11/2007	04/10/2018	20 tahun/ *years*
PHE Corridor, PEP, Talisman Corridor Ltd., ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	Suban	Suban, Jambi	11/03/2013	Juni 2011	23/01/2023	10 tahun/ *years*
PHE Siak, Chevron	Chevron	Manggala South dan/*and* Batang	Riau	28/05/2014	28/05/2014	28/05/2034	20 tahun/ *years*
PHE Salawati Basin, PEP, PetroChina International Bermuda Ltd., Petrogas (Basin) Ltd., RHP Salawati Basin B.V.	Petrochina International Bermuda	Wakamuk	Sorong, Papua	13/11/2006	13/11/2006	16/09/2035	29 tahun/ *years*
PHE Tuban East Java, PHE Tuban, Petrochina International East Java	JOB Pertamina-Petrochina East Java	Sukowati	Tuban, Jawa Timur/ *East Java*	02/07/2004	02/07/2004	16/09/2035	31 tahun/ *years*
PHE ONWJ, PEP	PHE ONWJ	MB Unit	Jawa Barat/ *West Java*	23/12/1985	23/12/1985	16/09/2035	50 tahun/ *years*
PHE Ogan Komering PEP, CNEES & BVI OK	JOB Pertamina-Jadestone (OK) Energy	Air Sedang	Air Sedang, Sumatera Selatan/*South Sumatera*	22/07/1991	22/07/1991	16/09/2035	44 tahun/ *years*

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING

Laporan keuangan konsolidasian PT Pertamina Hulu Energi dan Entitas Anak telah diselesaikan dan disetujui untuk diterbitkan oleh Direksi Perusahaan pada tanggal 12 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 dalam penyusunan laporan keuangan konsolidasian untuk tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 oleh Perusahaan dan Entitas Anak.

a. Dasar penyusunan laporan keuangan konsolidasian

Laporan keuangan konsolidasian telah disusun dengan harga perolehan, kecuali aset keuangan yang tersedia untuk dijual dan aset keuangan dan liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi.

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

Laporan keuangan konsolidasian disajikan dalam ribuan Dolar Amerika Serikat (US$ atau Dolar AS), mata uang fungsional Perusahaan dan Entitas Anak, kecuali dinyatakan lain.

Untuk memberikan pemahaman yang lebih baik atas kinerja keuangan Perusahaan dan Entitas Anak, karena sifat dan jumlahnya yang signifikan, beberapa pos pendapatan dan beban disajikan secara terpisah.

Penyusunan laporan keuangan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia mengharuskan penggunaan estimasi dan asumsi. Hal tersebut juga mengharuskan manajemen untuk membuat pertimbangan dalam proses penerapan kebijakan akuntansi Perusahaan dan Entitas Anak. Area yang kompleks atau memerlukan tingkat pertimbangan yang lebih tinggi atau area dimana asumsi dan estimasi dapat berdampak signifikan terhadap laporan keuangan konsolidasian diungkapkan di Catatan 4.

3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

The consolidated financial statements of PT Pertamina Hulu Energi and Subsidiaries were completed and authorized for issue by the Company's Directors on February 12, 2018.

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

a. Basis of consolidated financial statements preparation

The consolidated financial statements have been prepared on the basis of historical cost, except for available-for-sale financial assets and financial assets and financial liabilities which are measured at fair value through profit or loss.

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

The consolidated financial statements are presented in thousands of US Dollars (US$), the Company's and Subsidiaries' functional currency, unless otherwise stated.

In order to provide further understanding of the financial performance of the Company and Subsidiaries, due to the significance of their nature or amount, several items of income or expense have been shown separately.

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

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

b. Perubahan kebijakan akuntansi dan pengungkapan

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

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 dan Entitas Anak yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Januari 2017 atau periode setelahnya. Perusahaan dan Entitas Anak telah mengadopsinya tetapi tidak ada dampaknya karena tidak relevan terhadap bisnis Perusahaan dan Entitas Anak saat ini.

- Amandemen PSAK 1 (2015): Penyajian Laporan Keuangan
- PSAK 3 (Penyesuaian 2016): Laporan Keuangan Interim
- PSAK 24 (Penyesuaian 2016): Imbalan Kerja
- PSAK 58 (Penyesuaian 2016): Aset Tidak Lancar yang Dimiliki Untuk Dijual dan Operasi yang Dihentikan
- PSAK 60 (Penyesuaian 2016): Instrumen Keuangan: Pengungkapan

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

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

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

b. Changes in accounting policies and disclosures

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

The following new standards, amendments to existing standards and interpretations have been published and are mandatory for the first time for the Company's and Subsidiaries' financial year beginning on January 1, 2017 or later periods. The Company and Subsidiaries have adopted them but they have no impact since they are not currently relevant to the Company's and Subsidiaries' business.

- *Amendment to SFAS 1 (2015): Presentation of Financial Statements*
- *SFAS 3 (Improvement 2016): Interim Financial Reporting*
- *SFAS 24 (Improvement 2016): Employee Benefit*
- *SFAS 58 (Improvement 2016): Non-Current Assets Held for Sale and Discontinued Operation*
- *SFAS 60 (Improvement 2016): Financial Instruments: Disclosures*

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

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

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, 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)

- Amandemen PSAK 2: Laporan Arus Kas tentang Prakarsa Pengungkapan, berlaku efektif 1 Januari 2018 dengan penerapan dini diperkenankan. Amandemen ini 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.

- Penyesuaian PSAK 15: Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama, berlaku efektif 1 Januari 2018. Penyesuaian ini mengklarifikasi bahwa pada saat pengakuan awal, entitas dapat memilih untuk mengukur investasinya pada nilai wajar atas dasar investasi-per-investasi.

- Amandemen PSAK 46: Pajak Penghasilan tentang Pengakuan Aset Pajak Tangguhan untuk Rugi yang Belum Direalisasi, berlaku efektif 1 Januari 2018 dengan penerapan dini diperkenankan. Amandemen ini mengklarifikasi bahwa untuk menentukan 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

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

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

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

- *Amendment to SFAS 2: Statement of Cash Flows on the Disclosures Initiative, effective January 1, 2018 with earlier application is permitted. This amendment 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 noncash.*

- *Improvement to SFAS 15: Investment in associate and joint venture, effective January 1, 2018. This improvement clarifies that at initial recognition, an entity may elect to measure its investment at fair value on an investment-per-investment basis.*

- *Amendment to SFAS 46: Income Taxes on the Recognition of Deferred Tax Assets for Unrealized Losses, effective January 1, 2018 with earlier application is permitted. This amendment clarifies that to determine 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 exceeding their carrying amounts.*

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)

- Penyesuaian PSAK 67: Pengungkapan Kepentingan dalam Entitas Lain, berlaku efektif 1 Januari 2018. Penyesuaian PSAK ini mengklarifikasi bahwa persyaratan pengungkapan dalam PSAK 67, diterapkan pada setiap kepentingan dalam entitas yang diklasifikasikan sesuai dengan PSAK 58: Aset Tidak Lancar yang Dikuasai untuk Dijual dan Operasi yang Dihentikan.

- PSAK 71: Instrumen Keuangan, berlaku efektif 1 Januari 2020 dengan penerapan dini diperkenankan. PSAK ini 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.

- Amendemen PSAK 15: Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama tentang Kepentingan Jangka Panjang pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama yang mengatur bahwa entitas juga menerapkan PSAK 71 atas instrumen keuangan pada entitas asosiasi atau ventura bersama dimana metode ekuitas tidak diterapkan. Hal ini termasuk kepentingan jangka panjang yang secara substansi membentuk bagian investasi neto entitas pada entitas asosiasi atau ventura bersama. Penerapan dini amandemen ini diperkenankan.

- Amandemen PSAK 62: Kontrak Asuransi, berlaku efektif 1 Januari 2020, yang merupakan amandemen lanjutan dikarenakan oleh penerbitan PSAK 71. Standar yang diamandemen memberikan petunjuk bagi entitas yang mengeluarkan kontrak asuransi, terutama perusahaan asuransi, tentang bagaimana menerapkan PSAK 71.

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

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

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

- *Improvement to SFAS 67: Disclosure of Interest in Other Entities, effective January 1, 2018. This improvement clarifies that the disclosure requirements in SFAS 67, are also applied to any interest in an entity classified in accordance with SFAS 58: Non-Current Assets Purchased for Sale and Discontinued Operations.*

- *SFAS 71: Financial Instruments, effective January 1, 2020 with earlier application is permitted. This SFAS 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*

- *Amendment of SFAS 15: Long-term Interest in Associates and Joint Ventures which regulates that the entity also implement SFAS 71 on financial instruments at associates and joint ventures when equity method is not applicable. This includes long-term interest which form net investment in associates and joint ventures substantially. Early application of this ammendment is permitted.*

- *Amendment of SFAS 62: Insurance Contract, effective January 1, 2020 which is a consequential amendment due to the issuance of SFAS 71. The amended standard provides guidance for entity who's issuing insurance contract, especially insurance company, on how to implementing SFAS 71.*

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, 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)

- PSAK 72: Pendapatan dari Kontrak dengan Pelanggan, berlaku efektif 1 Januari 2020 dengan penerapan dini diperkenankan. PSAK ini menetapkan kerangka yang komprehensif untuk menentukan bagaimana, kapan dan seberapa besar suatu 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.

- 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.

- Amandemen 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 dan Entitas Anak sedang mengevaluasi dampak dari standar akuntansi tersebut dan belum menentukan dampaknya terhadap laporan keuangan Perusahaan.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

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

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

- *SFAS 72: Revenue from Contracts with Customers, effective January 1, 2020 with earlier application is permitted. This SFAS 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.

- *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.*

- *Amendement of SFAS 71: Financial Instruments regarding prepayment features with negative compensation which regulates that financial assets wich 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 and Subsidiaries are presently evaluating and has not yet determined the effects of these accounting standards on its financial statements.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

c. Prinsip konsolidasi

Entitas anak adalah entitas yang dikendalikan oleh Perusahaan. Perusahaan memiliki pengendalian atas entitas ketika Perusahaan terekspos atau memiliki hak atas imbal hasil variabel dari keterlibatannya dengan entitas dan memiliki kemampuan untuk mempengaruhi imbal hasil variabel tersebut melalui kekuasaan yang dimiliki atas entitas. Ketika menilai apakah Perusahaan memiliki kekuasaan, hanya hak substantif (baik dari Perusahaan maupun pihak lain) yang diperhitungkan.

Perusahaan dan Entitas Anak menggunakan metode akuisisi untuk mencatat kombinasi bisnis. Imbalan yang dialihkan untuk akuisisi suatu Entitas Anak adalah sebesar nilai wajar aset yang dialihkan, liabilitas yang diakui dan kepentingan ekuitas yang diterbitkan oleh Perusahaan dan Entitas Anak. Imbalan yang dialihkan termasuk nilai wajar aset atau liabilitas yang timbul dari kesepakatan imbalan kontinjensi. Biaya terkait akuisisi dibebankan ketika terjadi. Aset teridentifikasi yang diperoleh dan liabilitas serta liabilitas kontinjensi yang diambil alih dalam suatu kombinasi bisnis diukur pada awalnya sebesar nilai wajar pada tanggal akuisisi. Untuk setiap akuisisi, Perusahaan dan Entitas Anak mengakui kepentingan nonpengendali pada pihak yang diakuisisi baik sebesar nilai wajar atau sebesar bagian proporsional kepentingan nonpengendali atas aset neto pihak yang diakuisisi.

Goodwill merupakan selisih lebih antara harga perolehan investasi dan nilai wajar bagian Perusahaan dan Entitas Anak atas aset neto Entitas Anak yang diakuisisi pada tanggal akuisisi. *Goodwill* dari akuisisi entitas anak termasuk dalam kategori "aset tak berwujud". *Goodwill* diuji penurunan nilainya setiap tahun dan dicatat sebesar harga perolehan dikurangi dengan akumulasi kerugian penurunan nilai. Kerugian penurunan nilai atas *goodwill* tidak dapat dipulihkan. Keuntungan dan kerugian pelepasan Entitas Anak mencakup jumlah tercatat *goodwill* yang terkait dengan Entitas Anak yang dijual.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

c. Principles of consolidation

Subsidiaries are entities controlled by the Company. The Company controls an entity when it is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the entity and has the ability to affect those returns through its power over the entity. When assessing whether the Company has power, only substantive rights (held by the Company and other parties) are considered.

The Company and Subsidiaries use the acquisition method of accounting to account for business combinations. The consideration transferred for the acquisition of a subsidiary is the fair value of the assets transferred, the liabilities incurred and the equity interests issued by the Company and Subsidiaries. The consideration transferred includes the fair value of any asset or liability resulting from a contingent consideration arrangement. Acquisition-related costs are expensed as incurred. Identifiable assets acquired and liabilities and contingent liabilities assumed in a business combination are measured initially at their fair values at the acquisition date. On an acquisition-by-acquisition basis, the Company and Subsidiaries recognise any non-controlling interest in the acquiree either at fair value or at the non-controlling interest's proportionate share of the acquiree's net assets.

Goodwill represents the excess of the acquisition cost over the fair value of the Company's and Subsidiaries' share of the net assets of the acquired subsidiaries at the dates of acquisition. Goodwill on acquisitions of subsidiaries is included as an "intangible asset". Goodwill is tested annually for impairment and carried at cost less accumulated impairment losses. Impairment losses on goodwill are not reversed. Gains and losses on the disposal of Subsidiaries include the carrying amount of goodwill relating to the Subsidiaries sold.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

c. Prinsip konsolidasi (lanjutan)

Transaksi pihak berelasi, saldo dan keuntungan/kerugian antar entitas Perusahaan dan Anak Perusahaan yang belum direalisasi telah dieliminasi.

Kepentingan nonpengendali merupakan proporsi atas hasil usaha dan aset neto entitas anak yang tidak diatribusikan pada Perusahaan dan Anak Perusahaan.

d. Transaksi-transaksi dengan pihak berelasi

Perusahaan dan Entitas Anak melakukan transaksi dengan pihak-pihak berelasi sebagaimana didefinisikan dalam PSAK 7: Pengungkapan Pihak-pihak Berelasi. Seluruh transaksi dan saldo signifikan dengan pihak-pihak berelasi diungkapkan dalam catatan atas laporan keuangan konsolidasian.

e. Kas dan setara kas

Kas dan setara kas termasuk kas, bank dan deposito berjangka yang jatuh tempo dalam jangka waktu tiga bulan atau kurang sejak tanggal penempatan yang tidak digunakan sebagai jaminan atau tidak dibatasi penggunaannya.

Untuk tujuan laporan arus kas, kas dan setara kas disajikan setelah dikurangi cerukan.

Kas dan setara kas yang dibatasi penggunaannya yang akan digunakan untuk membayar liabilitas yang akan jatuh tempo dalam waktu satu tahun disajikan sebagai kas yang dibatasi penggunaannya dan disajikan sebagai bagian dari aset lancar. Kas dan setara kas yang dibatasi penggunaannya untuk membayar liabilitas yang akan jatuh tempo dalam waktu lebih dari satu tahun dari tanggal laporan posisi keuangan konsolidasian disajikan dalam aset lain-lain dan disajikan sebagai bagian dari aset tidak lancar.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

***c. Principles of consolidation** (continued)*

Intercompany transactions, balances and unrealized gains/losses on transactions between the company and subsidiaries are eliminated.

Non-controlling interest represents the proportion of the results and net assets of subsidiaries which are not attributable to the Company and subsidiaries.

d. Related party transactions

The Company and Subsidiaries enter into transactions with related parties as defined in SFAS 7: Related Parties Disclosures. All significant transactions and balances with related parties are disclosed in the notes to the consolidated financial statements.

e. Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents are cash on hand, cash in banks and time deposits with maturity periods of three months or less at the time of placement which are not used as collateral or are not restricted.

For the purpose of the statements of cash flows, cash and cash equivalents are presented net of overdrafts.

Cash and cash equivalents which are restricted for repayment of currently maturing obligations are presented as restricted cash under the current assets section, cash and cash equivalents which are restricted to repay obligations maturing after one year from the date of consolidated statement of financial position are presented as part of other assets under the non-current assets section.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

f. 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 dan Entitas Anak sebagai aset keuangan yang dimiliki hingga jatuh tempo *(HTM)*.

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

Pengukuran setelah pengakuan

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

- Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi

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.

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

f. 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 and Subsidiaries has not classified any of its financial assets as Held To Maturity (HTM).

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.

Subsequent measurement

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

- *Financial assets at fair value through profit or loss*

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.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

f. Instrumen keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan (lanjutan)

- Pinjaman yang diberikan dan piutang

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

- Aset keuangan tersedia untuk dijual

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 konsolidasian sebagai penyesuaian reklasifikasi.

Penghentian pengakuan

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

- hak kontraktual atas arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut berakhir; atau

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

***f. Financial instruments** (continued)*

***i. Financial assets** (continued)*

Subsequent measurement (continued)

- *Loans and receivables*

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

- *Available-for-sale (AFS) financial assets*

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 cummulative gain or loss previously recognized in equity is reclassified to the consolidated statements of profit and loss and other comprehensive income as a reclassification adjustment.

Derecognition

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

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

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

f. Instrumen keuangan (lanjutan)

i. Aset keuangan (lanjutan)

Penghentian pengakuan (lanjutan)

- Perusahaan dan Entitas Anak 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 dan Entitas Anak secara substansial memindahkan seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, atau (b) Perusahaan dan Entitas Anak secara substansial tidak memindahkan dan tidak memiliki seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, namun telah memindahkan pengendalian atas aset keuangan tersebut.

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

f. Financial instruments *(continued)*

i. Financial assets *(continued)*

Derecognition (continued)

- *the Company and Subsidiaries have transferred their rights to receive cash flows from the asset or have 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 and Subsidiaries have transferred substantially all the risks and rewards of the financial asset, or (b) the Company and Subsidiaries have neither transferred nor retained substantially all the risks and rewards of the asset, but have transferred control of the asset.*

ii. Liabilitas keuangan

Pengakuan awal

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

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.

Liabilitas keuangan Perusahaan dan Entitas Anak 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.

ii. Financial liabilities

Initial recognition

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

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

The Company and Subsidiaries' 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.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

f. Instrumen keuangan (lanjutan)

ii. Liabilitas keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal

Pengukuran liabilitas keuangan tergantung pada klasifikasinya sebagai berikut:

- Liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi

  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.

  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.

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

- Liabilitas keuangan pada biaya perolehan diamortisasi

  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 konsolidasian ketika liabilitas dihentikan pengakuannya serta melalui proses amortisasi menggunakan metode SBE.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

***f. Financial instruments** (continued)*

***ii. Financial liabilities** (continued)*

Subsequent measurement

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

- *Financial liabilities at fair value through profit or loss*

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

  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.

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

- *Financial liabilities at amortized cost*

  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 consolidated 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.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

f. Instrumen keuangan (lanjutan)

ii. Liabilitas keuangan (lanjutan)

Penghentian pengakuan

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 konsolidasian.

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

Metode Suku Bunga Efektif (SBE)

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

iii. Saling hapus antar instrumen keuangan

Aset keuangan dan liabilitas keuangan disajikan secara saling hapus dan nilai netonya disajikan dalam laporan posisi keuangan konsolidasian, 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.

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

***f. Financial instruments** (continued)*

***ii. Financial liabilities** (continued)*

Derecognition

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 consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income.

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

Effective Interest Rate (EIR) method

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. Offsetting financial instruments

Financial assets and liabilitites are offset and the net amount reported in the consolidated 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.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

f. Instrumen keuangan (lanjutan)

iv. Instrumen keuangan derivatif dan akuntansi lindung nilai

Perusahaan dan Entitas Anak 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.

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

g. Penurunan nilai dari aset keuangan

i. Aset yang dicatat berdasarkan biaya perolehan diamortisasi

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

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

***f. Financial instruments** (continued)*

iv. Derivative financial instruments and hedge accounting

The Company and Subsidiaries use 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.

The Company entered into forward currency swap 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 swap contracts does not meet the criteria of hedge accounting.

g. Impairment of financial assets

i. Assets carried at amortized cost

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

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

g. Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

i. Aset yang dicatat berdasarkan biaya perolehan diamortisasi (lanjutan)

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

- 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.

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

***g. Impairment of financial assets** (continued)*

***i. Assets carried at amortized cost** (continued)*

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

- *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.*

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

g. Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

i. 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 suku bunga efektif 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.

ii. 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.

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

g. Impairment of financial assets *(continued)*

i. Assets carried at amortized cost *(continued)*

If there is an objective evidence that an impairment loss has occured, 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 effective interest rate. 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.

ii. 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 cummulative 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 cummulative 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.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

g. Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

ii. Aset yang tersedia untuk dijual (lanjutan)

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

h. Piutang usaha dan piutang lain-lain

Piutang usaha merupakan jumlah tagihan dari pelanggan atas penjualan minyak mentah dan gas bumi dalam kegiatan usaha normal. Piutang lain-lain adalah jumlah piutang pihak ketiga atau pihak berelasi di luar kegiatan usaha. Bila pembayaran diharapkan akan diterima dalam jangka waktu satu periode atau kurang, maka diklasifikasikan sebagai aset lancar. Bila tidak, disajikan sebagai aset tidak lancar.

Piutang usaha dan piutang lain-lain pada awalnya diakui sebesar nilai wajar dan selanjutnya diukur pada biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode bunga efektif, dikurangi dengan provisi untuk penurunan nilai.

i. Persediaan

Persediaan material seperti suku cadang, bahan kimia dan sebagainya, dicatat berdasarkan nilai yang lebih rendah antara harga perolehan dengan metode rata-rata tertimbang dengan nilai realisasi neto.

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

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

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

***g. Impairment of financial assets** (continued)*

***ii. Assets classified as available for sale** (continued)*

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

h. Trade receivables 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 are amounts due from third or related parties for transactions beyond the ordinary course of business. If collection is expected in one period or less, they are classified as current assets. If not, they are presented as non-current assets.

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

i. Inventories

Materials such as spare parts, chemicals and others are stated at the lower of weighted average cost and net realisable value.

An allowance for obsolete, unuseable 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 and Subsidiaries do not recognise inventories of crude oil and natural gas as such inventories remain the property of the Government until sold.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

j. Biaya dibayar di muka

Biaya dibayar di muka diamortisasi dengan menggunakan metode garis lurus selama periode manfaat masing-masing biaya dibayar di muka.

k. Investasi jangka panjang

Entitas asosiasi adalah seluruh entitas dimana Perusahaan dan Entitas Anak memiliki pengaruh signifikan namun bukan pengendalian, biasanya melalui kepemilikan hak suara antara 20% dan 50%. Investasi entitas asosiasi dicatat dengan metode ekuitas dan diakui awalnya sebesar harga perolehan. Nilai investasi Perusahaan dan Entitas Anak atas entitas asosiasi termasuk *goodwill* yang diidentifikasi ketika akuisisi, dikurangi akumulasi kerugian dan penurunan nilai.

Bagian Perusahaan dan Entitas Anak atas laba atau rugi entitas asosiasi pasca akuisisi diakui dalam laba rugi dan bagian atas mutasi pendapatan komprehensif lainnya pasca akuisisi diakui di dalam penghasilan komprehensif.

Keuntungan dan kerugian dilusi yang timbul dari investasi entitas asosiasi diakui dalam laba rugi.

Keuntungan yang belum direalisasi atas transaksi antara Perusahaan dan Entitas Anak dan entitas asosiasinya dieliminasi sebesar kepentingan Perusahaan dan Entitas Anak pada entitas asosiasi. Kerugian yang belum direalisasi juga dieliminasi kecuali transaksi tersebut memberikan bukti penurunan nilai aset yang ditransfer. Kebijakan akuntansi entitas asosiasi disesuaikan jika diperlukan untuk memastikan konsistensi dengan kebijakan yang diterapkan oleh Perusahaan dan Entitas Anak.

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

j. Prepayments

Prepayments are amortised on a straight-line basis over the estimated beneficial periods of the prepayments.

k. Long-term investments

Associates are all entities over which the Company and Subsidiaries have significant influence but not control, generally accompanying a shareholding of between 20% and 50% of the voting rights. Investments in associates are accounted for using the equity method of accounting and are initially recognised at cost. The Company's and Subsidiaries' investments in associates include goodwill identified on acquisition, net of any accumulated impairment loss.

The Company's and Subsidiaries' share of their associates' post-acquisition profits or losses are recognised in profit or loss and their share of post-acquisition movements in other comprehensive income are recognised in other comprehensive income.

Dilution gains and losses arising from investments in associates are recognised in profit or loss.

Unrealised gains on transactions between the Company and Subsidiaries and their associates are eliminated to the extent of the Company's and Subsidiaries' interests in the associates. Unrealised losses are also eliminated unless the transaction provides evidence of an impairment of the asset transferred. Accounting policies of associates have been changed where necessary to ensure consistency with the policies adopted by the Company and Subsidiaries.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

I. Aset minyak dan gas bumi

i. Aset eksplorasi dan evaluasi

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

Biaya geologi dan geofisika, termasuk survei seismik untuk tujuan eksplorasi dibebankan pada saat terjadi.

Biaya-biaya pengeboran sumur eksplorasi dan biaya-biaya pengeboran sumur eksplorasi - 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 menemukan cadangan terbukti, kapitalisasi biaya pengeboran sumur dievaluasi terhadap penurunan nilai dan ditransfer menjadi aset dalam penyelesaian-sumur pengembangan (walaupun sumur tersebut nantinya tidak akan dijadikan sumur produksi). Jika sumur tersebut tidak menemukan cadangan terbukti, dibebankan ke dalam biaya pengeboran sumur yang telah dikapitalisasi akan laporan 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 eksplorasi dan evaluasi.

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

I. Oil and gas properties

i. Exploration and evaluation assets

Oil and natural gas exploration and evaluation expenditures are 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, including seismic surveys for exploration purposes are expensed as incurred.

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 determination of whether the wells have found proved reserves. If the wells have found proved reserves. the capitalised costs of drilling the wells are tested for impairment and transferred to assets under construction - development wells (even though the well may not be completed as a production well). If the well has not found proved reserves, the capitalised costs of drilling the well are then charged to profit and loss as a dry hole.

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 assessed for impairment immediately prior to reclassification out of exploration and evaluation.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

I. Aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

ii. Aset pengembangan

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

iii. Aset produksi

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

Operasi Bersama

Operasi bersama mengakui aset, kewajiban, pendapatan dari penjualan bagiannya atas output yang dihasilkan dari operasi bersama, bagiannya atas pendapatan dari penjualan output oleh operasi bersama dan beban terkait dengan kepentingannya dalam operasi bersama.

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

I. Oil and gas properties *(continued)*

ii. Development assets

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

iii. Production assets

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

Joint Operations

The joint operator recognises the assets, liabilities, revenue from the sale of its share of the output generated from operations together with a share of the revenues from the sale of the output by the joint operation and expenses related to its interests in the joint operation.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

m. Sewa

Perusahaan dan Entitas Anak mengklasifikasikan sewa berdasarkan sejauh mana risiko dan manfaat yang terkait dengan kepemilikan aset sewaan berada pada *lessor* atau *lessee*, dan pada substansi transaksi daripada bentuk kontraknya, pada tanggal pengakuan awal.

Suatu sewa diklasifikasikan sebagai sewa pembiayaan jika sewa tersebut mengalihkan secara substansial seluruh risiko dan manfaat yang terkait dengan kepemilikan aset sewa. Sewa tersebut dikapitalisasi sebesar yang lebih kecil nilai wajar aset sewaan dan nilai kini pembayaran sewa minimum. Pembayaran sewa minimum harus dipisahkan antara bagian yang merupakan beban keuangan dan bagian yang merupakan pelunasan liabilitas, sedemikian rupa sehingga menghasilkan suatu tingkat suku bunga periodik yang konstan atas saldo liabilitas. Beban keuangan dibebankan langsung dalam laporan laba rugi.

Suatu sewa diklasifikasikan sebagai sewa operasi jika sewa tidak mengalihkan secara substansial seluruh risiko dan manfaat yang terkait dengan kepemilikan aset. Dengan demikian, pembayaran sewa diakui pada laporan laba rugi dengan dasar garis lurus *(straight-line basis)* selama masa sewa.

n. Provisi untuk biaya restorasi dan reklamasi lingkungan hidup

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

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

m. Leases

The Company and Subsidiaries classifies leases based on the extent to which risks and rewards incidental to the ownership of a leased asset are vested upon the lessor or the lessee, and the substance of the transaction rather than the form of the contract, at the time of initial recognition.

A lease is classified as a finance lease if it transfers substantially all the risks and rewards incidental to ownership of the leased assets. Such leases are capitalized at the inception of the lease at the fair value of the leased property or, if lower, at the present value of minimum lease payments. Lease payments are apportioned between the finance charges and reduction of the lease liability so as to achieve a constant periodic rate of interest on the remaining balance of the liability. Finance charges are charged directly to profit or loss.

A lease is classified as an operating lease if it does not transfer substantially all the risks and rewards incidental to ownership of the leased asset. Accordingly, the related lease payments are recognized in profit or loss on a straight-line basis over the lease term.

n. Provision for environmental restoration and reclamation costs

The provision for decommissioning and site restoration costs provides for the legal obligations associated with the retirement of oil and gas properties and other long-term assets including the production facilities that result from the acquisition, construction or development and/or the normal operation of such assets. The retirement of such assets is their (other than temporary) removal from service including their sale, abandonment, recycling or disposal in some other manner.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

n. Provisi untuk biaya restorasi dan reklamasi lingkungan hidup (lanjutan)

Kewajiban ini diakui sebagai liabilitas pada saat timbulnya kewajiban konstruktif yang berkaitan dengan penarikan sebuah aset dan pada awalnya diakui sebesar nilai wajarnya. Biaya penarikan aset dalam jumlah yang setara dengan jumlah liabilitas dikapitalisasi sebagai bagian dari suatu aset tertentu dan kemudian disusutkan atau dideplesi 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.

Perubahan dalam pengukuran kewajiban tersebut yang timbul dari perubahan estimasi waktu atau jumlah pengeluaran sumber daya ekonomis yang diperlukan untuk menyelesaikan kewajiban tersebut, atau perubahan dalam tingkat diskonto, akan ditambahkan pada atau dikurangkan dari harga perolehan aset yang bersangkutan pada periode berjalan. Jumlah yang dikurangkan dari harga perolehan aset tidak boleh melebihi jumlah tercatatnya. Jika penurunan dalam liabilitas melebihi nilai tercatat aset, kelebihan tersebut segera diakui dalam laba rugi. Jika penyesuaian tersebut menghasilkan penambahan pada harga perolehan aset, Perusahaan dan Entitas Anak akan mempertimbangkan apakah hal ini mengindikasikan bahwa nilai tercatat aset yang baru mungkin tidak bisa dipulihkan secara penuh. Jika terdapat indikasi tersebut, Perusahaan dan Entitas Anak akan melakukan pengujian penurunan nilai terhadap aset tersebut dengan melakukan estimasi atas nilai yang dapat dipulihkan dan akan mencatat kerugian dari penurunan nilai.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

n. Provision for environmental restoration and reclamation costs *(continued)*

These obligations are recognised as liabilities when a constructive obligation with respect to the retirement of an asset is incurred, with the initial measurement of the obligation at fair value. An asset retirement cost equivalent to these liabilities is capitalised 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 expenditures 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.

The changes in the measurement of these obligations that result from changes in the estimated timing or amount of the outflow of resources embodying economic benefits required to settle the obligation, or a change in the discount rate will be added to or deducted from the cost of the related asset in the current period. The amount deducted from the cost of the asset should not exceed its carrying amount. If a decrease in the liability exceeds the carrying amount of the asset, the excess is recognised immediately in profit or loss. If the adjustment results in an addition to the acquisition cost of an asset, the Company and Subsidiaries will consider whether this is an indication that the new carrying amount of the asset may not be fully recoverable. If there is such an indication, the Company and Subsidiaries will test the asset for impairment by estimating its recoverable amount and will account for any impairment loss incurred.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

n. Provisi untuk biaya restorasi dan reklamasi lingkungan hidup (lanjutan)

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

- Perusahaan dan Entitas Anak memiliki kewajiban kini, baik yang bersifat hukum maupun konstruktif, sebagai akibat dari peristiwa masa lalu;
- besar kemungkinan penyelesaian kewajiban tersebut mengakibatkan arus keluar sumber daya; dan
- estimasi yang andal mengenai jumlah kewajiban tersebut dapat ditentukan.

Perusahaan dan Entitas Anak diharuskan menempatkan dana di akun bank yang dibatasi penggunaannya, jika ada, yang merupakan dana untuk tujuan restorasi lokasi aset, purna operasi dan kewajiban pasca operasi tersebut. Dana ini disimpan dalam rekening bersama antara SKK Migas dan Perusahaan dan Entitas Anak dan hanya dapat digunakan untuk tujuan tersebut di atas dan dengan persetujuan dari SKK Migas, atau jumlah tersebut ditransfer ke SKK Migas apabila kegiatan tersebut tidak dilakukan oleh Perusahaan dan Entitas Anak.

o. Pengakuan pendapatan dan beban

Pendapatan dari produksi minyak mentah dan gas bumi diakui berdasarkan metode *provisional entitlements* pada saat *lifting*. Perbedaan *lifting* aktual minyak mentah dan gas bumi menghasilkan piutang ketika *entitlements* final melebihi *lifting* minyak mentah dan gas bumi (posisi *underlifting*) dan menghasilkan Utang ketika *lifting* minyak mentah dan gas bumi melebihi *entitlements* final (posisi *overlifting*). Volume *underlifting* dan *overlifting* dinilai berdasarkan harga rata-rata tertimbang tahunan Minyak Mentah Indonesia - ICP (untuk minyak mentah) dan harga yang ditetapkan dalam Perjanjian Jual Beli Gas yang bersangkutan (untuk gas bumi).

Beban diakui pada saat terjadi berdasarkan konsep akrual.

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

n. Provision for environmental restoration and reclamation costs *(continued)*

Provision for environmental issues that may not involve the retirement of an asset, where the Company and Subsidiaries are the responsible parties, are recognised when:

- *the Company and Subsidiaries have a present legal or constructive obligation 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.*

The Company and Subsidiaries are required to place funds in restricted bank accounts, where applicable, which represent the deposits for the site restoration, decommissioning and post operation obligations. These deposits are maintained in joint bank accounts between SKK Migas and the Company and Subsidiaries and can only be used for such purposes with approval from SKK Migas, or the amounts should be transferred to SKK Migas if the activities are not conducted by the Company and Subsidiaries.

o. Revenue and expense recognition

Revenues from the production of crude oil and natural gas are recognised on the basis of the provisional entitlements method at the point of lifting. Differences between actual liftings of crude oil and natural gas result in a receivable when final entitlements exceed liftings of crude oil and natural gas (underlifting position) and in a payable when liftings of oil and natural gas exceed final entitlements (overlifting position). Underlifting and overlifting volumes are valued based on the annual weighted average Indonesian Crude Price - ICP (for crude oil) and the price as determined in the respective Sale and Purchase Contracts (for natural gas).

Expenses are recognised when incurred on an accrual basis.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

p. Program pensiun dan imbalan kerja karyawan

Perusahaan menerima pembebanan biaya jasa kini atas kewajiban pensiun dan imbalan kerja untuk karyawan PT Pertamina (Persero) yang statusnya diperbantukan ke Perusahaan.

Perusahaan memberikan imbalan pasca kerja kepada karyawan tetap (yang statusnya bukan perbantuan) sesuai dengan Kontrak Kerja Bersama ("KKB"). Imbalan pasca kerja karyawan diakui berdasarkan ketentuan Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 tanggal 25 Maret 2003 (Undang-Undang) atau program imbalan pasca kerja Perusahaan, mana yang lebih tinggi.

Operator di KBH yang *participating interest* dimiliki oleh Entitas Anak, memberikan imbalan pasca kerja bagi semua karyawan tetapnya (karyawan yang direkrut secara langsung) sesuai dengan KKB Entitas Anak.

Kewajiban program pensiun imbalan pasti yang diakui dalam laporan posisi keuangan adalah nilai kini kewajiban imbalan pasti pada tanggal laporan keuangan dikurangi nilai wajar aset program. Besarnya kewajiban imbalan pasti ditentukan berdasarkan perhitungan aktuaris independen yang dilakukan secara tahunan menggunakan metode *projected unit credit*. Nilai kini kewajiban imbalan pasti ditentukan dengan mendiskonto estimasi arus kas keluar masa depan menggunakan tingkat suku bunga obligasi korporat berkualitas tinggi dalam mata uang yang sama dengan mata uang imbalan yang akan dibayarkan dan waktu jatuh tempo yang kurang lebih sama dengan waktu jatuh tempo imbalan yang bersangkutan. Jika tidak terdapat pasar aktif untuk obligasi korporat tersebut, digunakan tingkat suku bunga obligasi pemerintah.

Beban yang diakui di laba rugi termasuk biaya jasa kini, beban/pendapatan bunga, biaya jasa lalu dan keuntungan/kerugian penyelesaian. Keuntungan dan kerugian dari kurtailmen atau penyelesaian program manfaat pasti diakui ketika kurtailmen atau penyelesaian tersebut terjadi.

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

p. *Pension plan and employee benefits*

The Company is charged for current service costs for pension and other employee benefit obligations for PT Pertamina (Persero) employees seconded to the Company.

The Company provides post-employment benefits covering all of its permanent employees (non seconded employees) in accordance with its Employment Agreement Contract ("KKB"). Employee benefits involving the Company's post-employment benefit plans are recognised in accordance with Labor Law No. 13/2003 dated March 25, 2003, or the Company's plan, whichever benefit is higher.

The operators of the PSCs in which participating interests are owned by the Subsidiaries, provide post-employment benefits covering all of their permanent employees (direct hired employees) in accordance with the Subsidiaries' KKBs.

The liability recognised in the statement of financial position in respect of the defined benefit pension plans is the present value of the defined benefit obligations at the end of the reporting date less the fair value of plan assets. The defined benefit obligations are calculated annually by independent actuaries using the projected unit credit method. The present value of the defined benefit obligations is determined by discounting the estimated future cash outflows using the interest rates of high quality corporate bonds that are denominated in the currency in which the benefits will be paid, and that have terms of maturity approximating the terms of the related pension obligations. If there is no deep market for such bonds, the market rates on government bonds are used.

Expense charged to profit or loss includes current service costs, interest expense/income, past service cost and gains and losses on settlements. Gains or losses on the curtailment or settlement of a defined benefit plan are recognised when the curtailment or settlement occurs.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

p. Program pensiun dan imbalan kerja karyawan (lanjutan)

Pengukuran kembali yang timbul dari program pensiun manfaat pasti diakui dalam pendapatan komprehensif lain. Pengukuran kembali terdiri keuntungan dan kerugian aktuaria, imbal hasil aset program (diluar pendapatan bunga yang sudah diakumulasi dalam perhitungan bunga neto (aset)) dan setiap perubahan atas dampak batas atas aset (diluar pendapatan bunga yang sudah diakumulasi dalam perhitungan bunga neto (aset)).

Pesangon pemutusan kontrak kerja terhutang ketika Perusahaan atau Entitas Anak memberhentikan hubungan kerja sebelum usia pensiun normal atau ketika karyawan menerima penawaran mengundurkan diri secara sukarela dengan kompensasi imbalan pesangon. Perusahaan dan Entitas Anak mengakui pesangon pemutusan kontrak kerja pada tanggal yang lebih awal di antara: (a) ketika Perusahaan dan Entitas Anak tidak dapat lagi menarik tawaran atas imbalan tersebut; dan (b) ketika mereka mengakui biaya untuk restrukturisasi yang melibatkan pembayaran pesangon. Dalam hal terdapat penawaran untuk mendorong pengunduran diri secara sukarela, pesangon pemutusan kontrak kerja diukur berdasarkan jumlah karyawan yang diperkirakan menerima tawaran tersebut. Pesangon yang jatuh tempo lebih dari 12 bulan setelah periode pelaporan harus didiskontokan ke nilai masa kini.

q. Penjabaran mata uang asing

i. Mata uang fungsional dan penyajian

Pos-pos yang disertakan dalam laporan keuangan konsolidasian Perusahaan dan Entitas Anak diukur menggunakan mata uang yang sesuai dengan lingkungan ekonomi utama dimana Perusahaan dan Entitas Anak beroperasi ("mata uang fungsional").

Laporan keuangan konsolidasian disajikan dalam Dolar Amerika Serikat (US$ atau Dolar AS) yang merupakan mata uang fungsional Perusahaan dan Entitas Anak.

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

p. Pension plan and employee benefits *(continued)*

Remeasurements arising from defined benefit retirement plans are recognised in other comprehensive income. Remeasurements comprise actuarial gains and losses, the return on plan assets (excluding amounts included in net interest on the net defined benefit liability (asset)) and any change in the effect of the asset ceiling (excluding amounts included in net interest on the net defined benefit liability (asset)).

Termination benefits are payable when an employee's employment is terminated by the Company or Subsidiaries before the normal retirement date or whenever an employee accepts voluntary redundancy in exchange for these benefits. The Company and Subsidiaries recognise the termination benefits at the earlier of the following dates: (a) when the Company and Subsidiaries can no longer withdraw the offer of those benefits; and (b) when they recognise restructuring costs involving the payment of termination benefits. In the case of an offer made to encourage voluntary resignation, the termination benefits are measured based on the number of employees who are expected to accept the offer. Benefits falling due more than 12 months after the end of the reporting period are discounted to their present value.

q. Foreign currency translation

i. Functional and presentation currency

Items included in the consolidated financial statements of the Company and Subsidiaries are measured using the currency of the primary economic environment in which the Company and Subsidiaries operate (the "functional currency").

The consolidated financial statements are presented in United States Dollars (US$ or US Dollars), which is the functional currency of the Company and Subsidiaries.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

q. Penjabaran mata uang asing (lanjutan)

ii. Transaksi dan saldo

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 selain Dolar AS dan dari penjabaran aset dan liabilitas moneter dalam mata uang selain Dolar AS diakui di dalam laba rugi, kecuali jika ditangguhkan di dalam ekuitas sebagai lindung nilai arus kas dan lindung nilai investasi neto yang memenuhi syarat.

Perubahan nilai wajar efek moneter yang didenominasikan dalam mata uang selain Dolar AS yang diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual dianalisa antara selisih penjabaran yang timbul dari perubahan biaya perolehan diamortisasi efek dan perubahan nilai tercatat efek lainnya. Selisih penjabaran terkait dengan perubahan biaya perolehan diamortisasi diakui di dalam laba rugi dan perubahan nilai tercatat lainnya diakui pada penghasilan komprehensif lainnya.

Kurs yang digunakan pada tanggal pelaporan adalah sebagai berikut (dalam nilai penuh):

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

***q. Foreign currency translation** (continued)*

ii. Transactions and balances

Transactions denominated in currencies other than US Dollars are converted into US Dollars using the exchange rates prevailing at the dates of the transactions. At each reporting date, monetary assets and liabilities denominated in currencies other than US Dollars are translated into US Dollars using the closing exchange rate. The exchange rates used as the benchmark are the rates which are 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 currencies other than US Dollars are recognised in profit or loss, except when deferred in equity as qualifying cash flow hedges and qualifying net investment hedges.

Changes in the fair value of monetary securities denominated in currencies other than US Dollars and classified as available-for-sale are analysed between translation differences resulting from changes in the amortised cost of the security and other changes in the carrying amount of the security. Translation differences related to changes in amortised cost are recognised in profit or loss and other changes in carrying amount are recognised in other comprehensive income.

At the reporting date, the exchange rates (full amounts) used, were as follows:

	2017	2016	
1.000 Rupiah/Dolar AS	0,07	0,07	*1,000 Rupiah/US Dollar*
Dolar Australia/Dolar AS	0,78	0,72	*Australian Dollar/US Dollar*

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

r. 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.

Beban pajak kini dihitung berdasarkan taksiran laba kena pajak tahun berjalan dan Pajak penghasilan kini Entitas Anak dihitung berdasarkan tarif pajak efektif gabungan yang ditetapkan dalam KBH bersangkutan.

Pajak penghasilan tangguhan diakui, dengan menggunakan metode *balance sheet liability* untuk semua perbedaan temporer antara dasar pengenaan pajak aset dan liabilitas dengan nilai tercatatnya pada laporan keuangan. Namun, liabilitas pajak penghasilan tangguhan tidak diakui jika berasal dari pengakuan awal *goodwill* atau pada saat pengakuan awal aset dan liabilitas yang timbul dari transaksi selain kombinasi bisnis yang pada saat transaksi tersebut tidak mempengaruhi laba rugi akuntansi dan laba rugi kena pajak. Pajak penghasilan tangguhan ditentukan dengan menggunakan tarif pajak yang telah berlaku atau secara substantif telah berlaku pada akhir periode pelaporan dan diharapkan diterapkan ketika aset pajak penghasilan tangguhan direalisasi atau liabilitas pajak penghasilan tangguhan diselesaikan.

Aset dan liabilitas pajak tangguhan yang berasal dari kegiatan di luar kegiatan KBH dihitung dengan menggunakan tarif pajak yang berlaku atau secara substansial telah berlaku pada tanggal neraca. Untuk aset dan liabilitas pajak tangguhan terkait kegiatan KBH dihitung dengan menggunakan tarif pajak yang berlaku pada tanggal efektifnya KBH atau tanggal perpanjangan atau tanggal perubahan KBH. 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.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

r. Income tax

Tax expense comprises current and deferred tax. Tax 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.

Current tax expense is provided based on the estimated taxable income for the year and the Subsidiaries' current income tax charge is calculated on the basis of the combined effective tax rate as per the respective PSCs.

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

Deferred tax assets 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 dates of the PSCs or extensions or amendments of such PSCs. 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.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

r. Pajak penghasilan (lanjutan)

Aset pajak tangguhan yang berhubungan dengan saldo rugi fiskal yang belum digunakan dan biaya KBH yang belum memperoleh penggantian (*unrecovered costs*) diakui apabila besar kemungkinan jumlah laba fiskal pada masa mendatang akan memadai untuk dikompensasi dengan saldo rugi fiskal yang belum digunakan dan biaya KBH yang belum memperoleh penggantian.

Aset dan liabilitas pajak penghasilan tangguhan dapat saling hapus apabila terdapat hak yang berkekuatan hukum untuk melakukan saling hapus antara aset pajak kini dengan liabilitas pajak kini dan apabila aset dan liabilitas pajak penghasilan tangguhan dikenakan oleh otoritas perpajakan yang sama, baik atas entitas kena pajak yang sama ataupun berbeda dan adanya niat untuk melakukan penyelesaian saldo-saldo tersebut secara neto.

Koreksi terhadap kewajiban perpajakan dicatat pada saat surat ketetapan pajak diterima, atau dalam hal Perusahaan dan Entitas Anak 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.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

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

***r. Income tax** (continued)*

Deferred tax assets relating to the carry forward of unused tax losses and unrecovered PSCs costs are recognized to the extent that it is probable that in the future, taxable income will be available against the unused tax losses and unrecovered PSCs costs.

Deferred income tax assets and liabilities are offset when there is a legally enforceable right to offset current tax assets against current tax liabilities and when the deferred income taxes assets and liabilities relate to income taxes levied by the same taxation authority for either the same taxable entity or different taxable entities where there is an intention to settle the balances on a net basis.

Amendments to taxation obligations are recorded when an assessment is received or, for assessment amounts appealed against by the Company and Subsidiaries, 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.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

s. Utang usaha dan utang lain-lain

Utang usaha dan utang lain-lain pada awalnya diakui pada nilai wajar dan kemudian diukur dengan harga perolehan diamortisasi yang menggunakan metode suku bunga efektif. Utang diklasifikasikan 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.

t. Pendapatan tangguhan

Pendapatan tangguhan merupakan jumlah yang telah ditagihkan dan diterima sehubungan dengan transaksi gas "ambil atau bayar" yang akan diakui sebagai pendapatan ketika kuantitas gas tersebut telah dikirimkan ke pelanggan atau pada saat perjanjian tersebut berakhir.

u. *Carried interests*

Perusahaan melalui Entitas Anak memiliki KBH untuk melakukan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi bersama dengan kontraktor lain. Dalam kontrak kerjasama JOB dan PPI, jika Entitas Anak memilih untuk tidak melakukan pendanaan maka kewajiban pembiayaan operasi minyak dan gas bumi menjadi tanggung jawab kontraktor. Sebagai kompensasi kepada kontraktor yang membiayai beban bagian Entitas Anak, kontraktor berhak mendapatkan penggantian untuk seluruh biaya yang telah dikeluarkan atas nama Entitas Anak yang diambil dari hasil produksi minyak dan gas bumi bagian *participating interest* Entitas Anak ditambah *uplift* sebesar 50%. Oleh karena itu, kompensasi dan *uplift*, dalam bentuk minyak dan gas bumi tidak diakui sebagai pendapatan oleh Entitas Anak.

Apabila tidak ada produksi minyak dan gas bumi yang dihasilkan ataupun produksi yang dihasilkan oleh bagian Entitas Anak tidak mencukupi untuk membayar seluruh pembiayaan yang telah dikeluarkan oleh kontraktor atas nama Entitas Anak, maka Entitas Anak tidak diharuskan untuk mengganti pembiayaan yang telah dikeluarkan oleh kontraktor tersebut dan oleh karenanya Entitas Anak tidak mengakui adanya liabilitas kepada kontraktor.

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

s. *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 non-current liabilities.

t. *Deferred revenue*

Deferred revenue represents amounts billed and collected involving "take or pay" gas quantities, which will be recognized as revenue when the related gas quantity are delivered to customers or when the contract expires.

u. *Carried interests*

The Company through its Subsidiaries is involved in PSCs to conduct oil and gas exploration and production together with other contractors. Under JOB and PPI arrangements, if the Subsidiaries decide not to fund the oil and gas operations, the obligation to finance oil and gas operations is the responsibility of the other contractors. As compensation for the contractors for carrying the Subsidiaries' portion of expenditures, the contractors are entitled to obtain reimbursement for all sunk costs incurred on behalf of the Subsidiaries out of the Subsidiaries' participating interests in crude oil and natural gas produced in the contract areas plus an uplift of 50%. Therefore, the reimbursements and the related uplifts, which are settled in terms of oil and natural gas liftings, are not recognised as the Subsidiaries' revenue.

In the event that there is no oil and natural gas production entitlement or the value of the Subsidiaries' share of oil and natural gas production entitlements is less than the funding incurred by the contractors on behalf of the Subsidiaries, the Subsidiaries have no obligation to reimburse the contractors for such a funding amount and therefore the Subsidiaries do not recognise any liability to the contractors for such amounts.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

v. Penurunan nilai aset non-keuangan

Sumur eksplorasi diuji untuk penurunan nilai pada saat akan direklasifikasi sebagai sumur pengembangan, atau apabila terdapat kejadian atau perubahan keadaan yang mengindikasikan bahwa nilai tercatat tidak dapat dipulihkan. Rugi penurunan nilai diakui sebesar jumlah dimana nilai tercatat dari sumur eksplorasi tersebut melebihi jumlah terpulihkan, yang merupakan nilai tertinggi antara nilai wajar aset dikurangi biaya untuk menjual atau nilai pakai dari sumur eksplorasi. Dalam rangka menguji penurunan nilai, aset dikelompokkan kepada unit penghasil kas yang ada dari lapangan produksi yang terletak di wilayah geografis yang sama. Rugi penurunan nilai diakui dalam laba rugi. Pemulihan penyisihan penurunan nilai diakui sebagai pendapatan dalam tahun dimana pemulihan tersebut terjadi.

Aset minyak dan gas bumi yang telah menemukan cadangan terbukti (aset pengembangan dan produksi) dan aset minyak dan gas bumi lainnya ditelaah untuk penurunan nilai ketika kejadian atau perubahan keadaan mengindikasikan bahwa nilai tercatat tidak dapat dipulihkan. Rugi penurunan nilai diakui sebesar jumlah dimana nilai tercatat dari aset tersebut melebihi jumlah terpulihkan, yang merupakan nilai tertinggi antara nilai wajar aset dikurangi biaya untuk menjual atau nilai pakai dari aset tersebut. Dalam rangka menguji penurunan nilai, aset dikelompokkan hingga unit terkecil yang menghasilkan arus kas terpisah. Rugi penurunan nilai diakui dalam laba rugi. Pemulihan penyisihan penurunan nilai diakui sebagai pendapatan dalam tahun dimana pemulihan tersebut terjadi.

w. Dividen

Distribusi dividen kepada pemegang saham Perusahaan dan Entitas Anak diakui sebagai liabilitas dalam laporan keuangan dalam periode dimana pembagian dividen diumumkan.

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

v. Impairment of non-financial assets

Exploration wells are tested for impairment when reclassified to development wells, or whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount may not be recoverable. An impairment loss is recognised for the amount by which the carrying amount of the exploration wells exceeds their recoverable amount, which is the higher of the fair value less cost to sell or value in use of the exploration wells. For the purpose of assessing impairment, assets are grouped at the existing cash generating units of production fields that are located in the same geographical region. Impairment losses are recognised in profit or loss. Reversal of an impairment is recorded as income in the year when the reversal occurs.

Oil and gas properties with proven reserves (development and producing assets) and other oil and gas assets are reviewed for impairment losses when events or changes in circumstances indicate that the carrying amount may not be recoverable. An impairment loss is recognised for the amount by which the carrying amount of such properties exceed their recoverable amount, which is the higher of the fair value less cost to sell of such assets or their value in use. For the purpose of assessing impairment, assets are grouped at the lowest levels for which there are separately identifiable cash flows. Impairment losses are recognised in profit or loss. Reversal of an impairment is recorded as income in the year when the reversal occurs.

w. Dividends

Dividend distributions to the Company's and Subsidiaries' shareholders are recognised as a liability in the financial statements in the period in which the dividends are declared.

3. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

x. Pengaturan bersama

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

Perusahaan dan Entitas Anak mengklasifikasikan kepentingannya dalam pengaturan bersama sebagai berikut:
- Ventura bersama: ketika Perusahaan dan Entitas Anak memiliki hak hanya pada aset neto dari pengaturan bersama
- Operasi bersama: ketika Perusahaan dan Entitas Anak memiliki hak atas aset dan kewajiban atas liabilitas yang terkait dengan pengaturan bersama.

Dalam melakukan penilaian klasifikasi kepentingan dalam pengaturan bersama, Perusahaan dan Entitas Anak mempertimbangkan hal-hal berikut:
- struktur pengaturan bersama;
- bentuk hukum pengaturan bersama apabila dibentuk melalui kendaraan terpisah;
- persyaratan pengaturan kontraktual bersama;

ketika relevan, fakta dan keadaan lain (termasuk pengaturan kontraktual lain).

Perusahaan dan Entitas Anak mencatat kepentingannya dalam ventura bersama menggunakan metode ekuitas.

Selisih lebih biaya investasi pada ventura bersama dibandingkan dengan nilai wajar aset teridentifikasi, liabilitas dan liabilitas kontinjen teridentifikasi Perusahaan dan Entitas Anak dikapitalisasi dan termasuk dalam jumlah tercatat investasi pada ventura bersama. Jika terdapat indikasi bahwa investasi pada ventura bersama mengalami penurunan nilai, maka dilakukan uji penurunan nilai dengan cara yang sama dengan uji penurunan nilai pada aset nonkeuangan.

Perusahaan dan Entitas Anak 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.

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

x. Joint arrangements

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

The Company and Subsidiaries classify their interests in joint arrangements as either:

- *Joint ventures: where the Company and Subsidiaries have rights to only the net assets of the joint arrangement*
- *Joint operations: where the Company and Subsidiaries have 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 and Subsidiaries consider:

- *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 and Subsidiaries account for their interests in joint ventures using the equity method.

Any premium paid for an investment in a joint venture above the fair value of the Company's and Subsidiaries' share of the identifiable assets, liabilities and contingent liabilities acquired is capitalised and included in the carrying amount of the investment in joint venture. Where there is objective evidence that the investment in a joint venture has been impaired the carrying amount of the investment is tested for impairment in the same way as other non-financial assets.

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

4. ESTIMASI DAN PERTIMBANGAN AKUNTANSI PENTING

Penyusunan laporan keuangan konsolidasian dilakukan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia, dimana prinsip tersebut mengharuskan manajemen untuk membuat estimasi dan asumsi yang mempengaruhi jumlah aset dan liabilitas yang dilaporkan dan pengungkapan aset dan liabilitas kontinjen pada tanggal laporan keuangan konsolidasian, 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 harapan akan terjadi atau tidak terjadinya peristiwa di masa mendatang.

Perusahaan dan Entitas Anak 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-pertimbangan berikut dibuat oleh manajemen dalam proses penerapan kebijakan akuntansi Perusahaan dan Entitas Anak yang memiliki dampak yang paling signifikan terhadap jumlah-jumlah yang diakui dalam laporan keuangan Perusahaan dan Entitas Anak.

i. Biaya eksplorasi dan evaluasi

Kebijakan akuntansi Perusahaan dan Entitas Anak untuk biaya eksplorasi dan evaluasi mengakibatkan biaya tertentu dikapitalisasi untuk sebuah *area of interest* yang dianggap dapat dipulihkan oleh eksploitasi di masa depan atau penjualan atau dimana kegiatan belum mencapai tahap tertentu yang memungkinkan dilakukan penilaian yang wajar atas keberadaan cadangan. 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. CRITICAL ACCOUNTING ESTIMATES AND JUDGEMENTS

The preparation of the consolidated financial statements is in conformity with Indonesian Financial Accounting Standards, which requires management to make estimates and assumptions that impact the reported amounts of assets and liabilities and disclosure of contingent assets and liabilities at the date of the consolidated financial statements and also the amounts of revenue and expenses during the reporting period. Estimations, assumptions and judgements are continually evaluated and are based on historical experience and other factors, including expectations of the occurance of future events.

The Company and Subsidiaries have identified the following critical accounting policies under which significant judgements, 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. Judgements

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

i. Exploration and evaluation expenditure

The Company's and Subsidiaries' accounting policies for exploration and evaluation expenditure results in certain items of expenditure being capitalised for an area of interest where it is considered likely to be recoverable by future exploitation or sale or where the activities have not reached a stage which permits a reasonable assessment of the existence of reserves. 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.

4. ESTIMASI DAN PERTIMBANGAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

a. Pertimbangan (lanjutan)

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.

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 dan Entitas Anak mendasarkan asumsi dan estimasi pada parameter yang tersedia saat laporan keuangan konsolidasian disusun.

i. Estimasi cadangan

Cadangan minyak dan gas bumi terbukti adalah perkiraan jumlah minyak mentah, gas alam dan gas alam 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.

4. *CRITICAL ACCOUNTING ESTIMATES AND JUDGEMENTS* *(continued)*

a. Judgements *(continued)*

ii. Development expenditure

Development activities commence after a project is sanctioned by the appropriate level of management. Judgement is applied by management in determining when a project is economically viable.

b. Estimates and assumptions

The key assumptions concerning the future and other key sources of estimation uncertainty at the reporting date that have a significant risk of causing a material adjustment to the carrying amounts of assets and liabilities within the next financial period are disclosed below. The Company and Subsidiaries based its assumptions and estimates on parameters available when the consolidated financial statements were prepared.

i. Reserves 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 on 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.

4. ESTIMASI DAN PERTIMBANGAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

b. Estimasi dan asumsi (lanjutan)

i. Estimasi cadangan (lanjutan)

Keakuratan estimasi cadangan terbukti tergantung pada sejumlah faktor, asumsi dan variabel seperti: kualitas data geologi, teknis dan ekonomi yang tersedia beserta interpretasi dan pertimbangan terkait, hasil pengeboran, pengujian dan produksi setelah tanggal estimasi, kinerja produksi reservoir, teknik produksi, proyeksi tingkat produksi di masa mendatang, estimasi besaran biaya dan waktu terjadinya pengeluaran pengembangan, ketersediaan pasar komersial, harga komoditi yang diharapkan dan nilai tukar.

Karena asumsi ekonomis yang digunakan untuk mengestimasi cadangan berubah dari waktu ke waktu dan tambahan data geologi yang dihasilkan selama operasi, estimasi cadangan dapat berubah dari waktu ke waktu. Perubahan cadangan yang dilaporkan dapat mempengaruhi hasil dan posisi keuangan Perusahaan dalam berbagai cara, diantaranya:

- Penyusutan dan amortisasi yang dibebankan ke dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain 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 sehingga turut mempengaruhi estimasi biaya kegiatan ini.

- Nilai tercatat aset/liabilitas pajak tangguhan dapat berubah karena perubahan estimasi pemulihan manfaat pajak.

Perusahaan menetapkan cadangan terbukti berdasarkan pada prinsip *Petroleum Resources Management System* ("PRMS") 2007. Karakteristik alamiah reservoir minyak dan gas bumi yang penuh ketidakpastian dapat menyebabkan terjadinya perubahan estimasi cadangan karena penambahan data yang diperoleh Perusahaan.

4. *CRITICAL ACCOUNTING ESTIMATES AND JUDGEMENTS* *(continued)*

b. *Estimates and assumptions* *(continued)*

i. Reserve estimates *(continued)*

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

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

- *Depreciation and amortisation charged in the statements of profit or loss and other comprehensive income may change where such charges are determined on a unit of production basis, or where the useful economic lives of assets change.*

- *Provision for decommissioning, site restoration and environmental provision may change where changes in estimated reserves affect expectations about the timing or the cost of these activities.*

- *The carrying value of deferred tax assets/liabilities may change due to changes in estimated recoverability of the tax benefits.*

The Company has establish proven reserves based on the principle of Petroleum Resources Management System ("PRMS") 2007. The characteristics of the estimation of natural reservoirs of oil and gas reserve uncertainty may lead to changes due to the addition of data obtained by the Company.

4. ESTIMASI DAN PERTIMBANGAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

b. Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

ii. Provisi untuk biaya pembongkaran dan restorasi

Kebijakan akuntansi Perusahaan dan Entitas Anak atas pengakuan provisi untuk biaya pembongkaran dan restorasi membutuhkan estimasi dan asumsi yang signifikan seperti: persyaratan kerangka hukum dan peraturan yang relevan, besarnya kemungkinan kontaminasi serta waktu, luas dan biaya yang dibutuhkan untuk kegiatan biaya pembongkaran dan restorasi. Ketidakpastian ini dapat mengakibatkan perbedaan antara jumlah pengeluaran aktual di masa depan dari jumlah yang disisihkan pada saat ini. Provisi yang diakui pada setiap lokasi ditinjau secara berkala dan diperbarui berdasarkan fakta-fakta dan keadaan pada saat itu.

iii. Pajak penghasilan

Pertimbangan dan asumsi dibutuhkan dalam menentukan penyisihan modal dan pengurangan beban tertentu selama estimasi provisi pajak penghasilan untuk Perusahaan dan Entitas Anak. Banyak transaksi dan perhitungan yang dapat menyebabkan ketidakpastian di dalam penentuan kewajiban pajak. Apabila terdapat perbedaan perhitungan pajak dengan jumlah yang telah dicatat, perbedaan tersebut akan berdampak pada pajak penghasilan dan pajak tangguhan dalam periode dimana penentuan pajak tersebut dibuat.

Aset pajak tangguhan, termasuk yang timbul dari rugi fiskal, penyisihan modal dan perbedaan temporer, diakui hanya apabila dianggap lebih mungkin dari pada tidak bahwa aset pajak tangguhan dapat diterima kembali, dimana hal ini tergantung pada kecukupan pembentukan laba kena pajak di masa depan. Asumsi pembentukan laba kena pajak di masa depan bergantung pada estimasi manajemen untuk arus kas di masa depan. Hal ini bergantung pada estimasi produksi, volume penjualan, harga komoditas, cadangan, biaya operasi, biaya penutupan dan rehabilitasi, belanja modal, dividen dan transaksi manajemen lainnya di masa depan.

4. *CRITICAL ACCOUNTING ESTIMATES AND JUDGEMENTS* *(continued)*

b. Estimates and Assumptions *(continued)*

ii. Provision for decommissioning and site restoration

The Company's and Subsidiaries' accounting policies for the recognition of decommissioning and site restoration provisions require significant estimates and assumptions such as: requirements of the relevant legal and regulatory framework, the magnitude of possible contamination and the timing, extent and costs of required decommissioning and site restoration activities. These uncertainties may result in future actual expenditure differing from the amounts currently provided. The provision recognised for each site is periodically reviewed and updated based on the facts and circumstances available at the time.

iii. Income taxes

Judgement and assumptions are required in determining capital allowances and the deductibility of certain expenses during the estimation of the provision for income taxes for the Company and Subsidiaries. There are many transactions and calculations for which the ultimate tax determination is uncertain during the ordinary course of business. Where the final tax outcome of these matters is different from the amounts that were initially recorded, these differences will have an impact on the income tax and deferred income tax provisions in the period in which the determination is made.

Deferred tax assets, including those arising from unrecouped tax losses, capital allowances and temporary differences, are recognised only where it is considered more likely than not that they will be recovered, which is dependent on the generation of sufficient future taxable profits. Assumptions about the generation of future taxable profits depend on management's estimates of future cash flows. These depend on estimates of future production, sales volumes, commodity prices, reserves, operating costs, closure and rehabilitation costs, capital expenditure, dividends and other capital management transactions.

4. ESTIMASI DAN PERTIMBANGAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

b. Estimasi dan asumsi (lanjutan)

iv. Penurunan nilai aset non-keuangan

Sesuai dengan kebijakan akuntansi Perusahaan dan Entitas Anak, setiap aset atau unit penghasil kas dievaluasi pada setiap periode pelaporan untuk menentukan ada tidaknya indikasi penurunan nilai aset. Jika terdapat indikasi tersebut, akan dilakukan perkiraan atas nilai aset yang dapat dipulihkan kembali dan kerugian akibat penurunan nilai akan diakui sebesar selisih antara nilai tercatat aset dengan nilai yang dapat dipulihkan kembali dari aset tersebut. Jumlah nilai yang dapat dipulihkan kembali dari sebuah aset atau kelompok aset penghasil kas diukur berdasarkan nilai yang lebih tinggi antara nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual dan perhitungan nilai pakai.

Aset yang memiliki masa manfaat yang tak terbatas, seperti *goodwill* atau aset tak berwujud yang belum siap untuk digunakan, tidak diamortisasi dan diuji setiap tahun untuk penurunan nilai.

Penentuan nilai wajar dan nilai pakai membutuhkan manajemen untuk membuat estimasi dan asumsi atas produksi yang diharapkan dan volume penjualan, harga komoditas (mempertimbangkan harga saat ini dan masa lalu, tren harga dan faktor-faktor terkait), cadangan (lihat "Estimasi Cadangan" di atas), biaya operasi, biaya pembongkaran dan restorasi serta belanja modal di masa depan.

Estimasi dan asumsi ini terpapar risiko dan ketidakpastian; sehingga ada kemungkinan perubahan situasi dapat mengubah proyeksi ini, yang dapat mempengaruhi nilai aset yang dapat dipulihkan kembali. Dalam keadaan seperti itu, sebagian atau seluruh nilai tercatat aset mungkin akan mengalami penurunan nilai lebih lanjut atau terjadi pengurangan rugi penurunan nilai yang dampaknya akan dicatat dalam laporan laba rugi.

***4. CRITICAL ACCOUNTING ESTIMATES AND JUDGEMENTS** (continued)*

***b. Estimates and assumptions** (continued)*

iv. Impairment of non-financial assets

In accordance with the Company's and Subsidiaries' accounting policies, each asset or cash generating unit is evaluated every reporting period to determine whether there are any indications of impairment. If any such indication exists, a formal estimate of the recoverable amount is performed and an impairment loss recognised to the extent that the carrying amount exceeds the recoverable amount. The recoverable amount of an asset or cash generating unit is measured at the higher of fair value less costs to sell and value in use.

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

The determination of fair value and 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), reserves (see "Reserve estimates" above), operating costs, decommissioning and site restoration costs and future capital expenditure.

These estimates and assumptions are subject to risk and uncertainty: hence there is a possibility that changes in circumstances will alter these projections, which may impact 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 impact recorded in the profit or loss.

4. ESTIMASI DAN PERTIMBANGAN AKUNTANSI PENTING (lanjutan)

b. Estimasi dan asumsi (lanjutan)

v. 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.

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.

***4. CRITICAL ACCOUNTING ESTIMATES AND JUDGEMENTS** (continued)*

***b. Estimates and assumptions** (continued)*

v. 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.

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.

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

5. AKUISISI ENTITAS ANAK DAN *PARTICIPATING INTEREST*

a. Pengalihan kepemilikan saham Perusahaan di PT Pertamina Drilling Services Indonesia dan PT Pertamina Hulu Indonesia kepada PT Pertamina Dana Ventura

Pada tanggal 14 Desember 2017, Perusahaan mengalihkan saham sebesar 0,11% di PT Pertamina Drilling Services Indonesia dan 0,07% di PT Pertamina Hulu Indonesia kepada PT Pertamina Dana Ventura.

b. KBH *Gross Split* Blok ONWJ

Pada tanggal 18 Januari 2017, PHE ONWJ dan SKK Migas menandatangani KBH *Gross Split* blok ONWJ yang berlaku efektif sejak tanggal 19 Januari 2017 dengan jangka waktu kontrak selama 20 tahun.

c. Akusisi saham entitas anak PHE yang dimiliki Pertagas

Keputusan Pemegang Saham Perusahaan secara sirkuler tanggal 29 Desember 2016, menyetujui pengalihan saham yang dimiliki oleh PT Pertagas di 27 entitas anak PT PHE kepada PT PHE Arun. Disetujui pula peningkatan penyertaan modal Perusahaan di PT PHE Arun sebesar nilai yang diperlukan oleh PHE Arun untuk membeli saham tersebut dengan harga sesuai hasil *appraisal*.

d. Perolehan *participating interest* di Blok East Ambalat

Berdasarkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tanggal 12 Mei 2016, Pertamina telah ditunjuk sebagai pengelola Wilayah Kerja East Ambalat. Pada tanggal 25 Mei 2016, PT PHE Ambalat Timur dan SKK Migas menandatangani KBH atas Blok East Ambalat untuk jangka waktu kontrak 30 tahun.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

5. ACQUISITION OF SUBSIDIARIES AND PARTICIPATING INTERESTS

a. Transfer of the Company's shares in PT Pertamina Drilling Services Indonesia and PT Pertamina Hulu Indonesia to PT Pertamina Dana Ventura

On December 14, 2017, the Company transfers 0.11% shares in PT Pertamina Drilling Services Indonesia and 0.07% in PT Pertamina Hulu Indonesia to PT Pertamina Dana Ventura.

b. ONWJ Gross Split PSC

On January 18, 2017, PHE ONWJ and SKK Migas signed the ONWJ block Gross Split PSC which became effective starting from January 19, 2017 with a 20 years contract period.

c. Acquisition of PHE subsidiaries' participating interest held by Pertagas

A Circular General Meeting of the Company's shareholders dated December 29, 2016 approved the transfer of ownership of shares previously held by PT Pertagas in the Company's 27 subsidiaries to PT PHE Arun. An increase to PT PHE Arun's capital has also been approved to the extent the amount required by PT PHE Arun to acquire such shares based on appraised values.

d. Acquisition of participating interest in the East Ambalat Block

Based on the Decree of the Minister of Energy and Mineral Resources dated May 12, 2016, Pertamina has been appointed as the operator of East Ambalat Contract Area. On May 25, 2016, PT PHE East Ambalat and SKK Migas signed a PSC for the East Ambalat Block for a period of 30 years.

6. KAS DAN SETARA KAS / 6. *CASH AND CASH EQUIVALENTS*

	2017	2016	
Kas	1.760	45.750	*Cash on hand*
Kas di bank	107.501.732	119.630.751	*Cash in banks*
Jumlah	**107.503.492**	**119.676.501**	***Total***

Rincian kas dan setara kas berdasarkan mata uang dan masing-masing bank adalah sebagai berikut:

The details of cash and cash equivalents based on currency and by individual bank are as follows:

	2017	2016	
Kas			***Cash on hand***
Dolar AS	351	37.560	*US Dollars*
Rupiah	1.409	8.190	*Rupiah*
Jumlah kas	**1.760**	**45.750**	***Total cash on hand***
Bank			***Cash in banks***
Rekening Dolar AS:			*US Dollar accounts:*
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entities*
- PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	19.474.517	32.046.319	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk* -
- PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	11.299.471	37.437.470	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk* -
- PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	19.772.377	16.433.405	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk* -
Sub jumlah	50.546.365	85.917.194	*Sub total*
Pihak ketiga			*Third party*
- Citibank. N.A.	-	193.075	*Citibank. N.A.* -
Sub jumlah	-	193.075	*Sub total*
Rekening Rupiah:			*Rupiah accounts:*
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entities*
- PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	17.858.617	17.205.134	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk* -
- PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	11.401.360	8.942.306	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk* -
- PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	5.466.977	7.004.808	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk* -
- PT Bank Tabungan Negara	22.228.413	305.263	*PT Bank Tabungan Negara* -
Sub jumlah	56.955.367	33.457.511	*Sub total*
Pihak ketiga			*Third party*
- Citibank. N.A.	-	62.971	*Citibank. N.A.* -
Sub jumlah	-	62.971	*Sub total*
Jumlah bank	**107.501.732**	**119.630.751**	***Total cash in banks***
Jumlah kas dan setara kas	**107.503.492**	**119.676.501**	***Total cash and cash equivalents***

Lihat Catatan 31b untuk jumlah kas dan setara kas - entitas berelasi dengan Pemerintah.

Refer to Note 31b for total cash and cash equivalents - Government related entities.

7. KAS YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA / *RESTRICTED CASH*

	2017	2016	
Bagian lancar			***Current portion***
PHE W Madura Offshore			***PHE W Madura Offshore***
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entities*
- PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	3.155.294	12.116	*PT Bank Negara Indonesia - (Persero) Tbk*
PHE Metana Sumatera 3,6,7 dan PT PHE MNK Sumatera Utara			***PHE Metana Sumatera 3,6,7 and PHE MNK Sumatera Utara***
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entity*
- PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	6.185.000	6.185.000	*PT Bank Rakyat Indonesia - (Persero) Tbk*
PHE Metana Suban I, Suban II, PT PHE MNK Sakakemang PHE Sangatta II dan CPP			***PHE Metana Suban I, Suban II PHE MNK Sakakemang PHE Sangatta II and CPP***
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entity*
- PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	3.670.601	3.170.601	*PT Bank Rakyat Indonesia - (Persero) Tbk*
PHE Abar, Anggursi, Siak, PHE Kampar, Ambalat Timur dan North Merangin			***PHE Abar, Anggursi, Siak PHE Kampar and Ambalat Timur and North Merangin***
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entity*
- PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	8.300.000	8.300.000	*PT Bank Rakyat Indonesia - (Persero) Tbk*
Jumlah kas yang dibatasi penggunaannya - bagian lancar	**21.310.895**	**17.667.717**	***Total restricted cash current portion***
Bagian tidak lancar			***Non-current portion***
PHE W Madura Offshore			***PHE W Madura Offshore***
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entity*
- PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	17.440.611	15.840.561	*PT Bank Negara Indonesia - (Persero) Tbk*
PHE NSO dan PHE NSB			***PHE NSO and PHE NSB***
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entity*
- PT PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	4.109.138	-	*PT Bank Negara Indonesia - (Persero) Tbk*
PHE ONWJ			***PHE ONWJ***
Entitas berelasi dengan Pemerintah			*Government related entity*
- PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	12.701.191	7.216.504	*PT Bank Negara Indonesia - (Persero) Tbk*
Jumlah kas yang dibatasi penggunaannya - bagian tidak lancar	**34.250.940**	**23.057.065**	***Total restricted cash non-current portion***
Jumlah kas yang dibatasi penggunaannya	**55.561.835**	**40.724.782**	***Total restricted cash***

Kas yang dibatasi penggunaannya bagian tidak lancar merupakan dana yang terikat untuk biaya restorasi dan reklamasi lingkungan hidup untuk KBH Blok West Madura, KBH Blok NSO, KBH Blok NSB dan KBH Blok ONWJ, sedangkan bagian lancar untuk KBH Blok West Madura merupakan pendapatan yang belum didistribusi dan bagian lancar untuk entitas lainnya merupakan deposito yang wajib ditempatkan dalam rangka pelaksanaan program kerja entitas anak PHE.

Lihat Catatan 31b untuk jumlah kas yang dibatasi penggunaannya - entitas berelasi dengan Pemerintah.

The non-current portion of restricted cash represents funds for environmental restoration and reclamation costs for the West Madura Block PSC, NSO Block PSC, NSB Block PSC, and ONWJ Block PSC while the current portion of West Madura Block PSC represents undistributed revenue and current portion for other entities is the required deposit related to the work programs to be carried out by PHE's subsidiaries.

Refer to Note 31b for total restricted cash - Government related entities.

8. PIUTANG USAHA / *8. TRADE RECEIVABLES*

	2017	2016	
Piutang usaha - pihak berelasi (lihat Catatan 31c)	**80.347.247**	**52.429.573**	***Trade receivables related parties -*** *(refer to Note 31c)*
Piutang usaha - pihak ketiga:			***Trade receivables - third parties:***
Vitol Asia Pte Ltd.	22.580.120	-	*Vitol Asia Pte Ltd.*
Talisman Jambi Merang Ltd.	19.190.000	3.432.209	*Talisman Jambi Merang Ltd.*
CNOOC SES Ltd.	12.173.779	7.311.201	*CNOOC SES Ltd.*
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	9.165.000	1.119.170	*ConocoPhillips (Grissik) Ltd.*
Total E&P Indonesie	8.024.652	13.206.329	*Total E&P Indonesie*
Sembcorp Gas Pte. Ltd.	6.381.604	6.381.604	*Sembcorp Gas Pte. Ltd.*
PT Chevron Pacific Indonesia	5.707.670	3.143.294	*PT Chevron Pacific Indonesia*
Petrochina International Jabung Ltd.	4.024.808	5.147.417	*Petrochina International Jabung Ltd.*
Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi	2.531.699	-	*Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi*
Chevron Makassar Ltd.	2.489.754	-	*Chevron Makassar Ltd.*
Premier Oil	1.272.000	-	*Premier Oil*
Gas Supply Pte Ltd.	-	12.957.689	*Gas Supply Pte Ltd*
Petrochina International Kepala Burung Ltd.	-	6.666.000	*Petrochina International Kepala Burung Ltd.*
Gasuma Corporindo	-	1.907.345	*Gasuma Corporindo*
Lain-lain	4.410.427	11.629.843	*Others*
Jumlah piutang usaha - pihak ketiga	**97.951.513**	**72.902.101**	***Total trade receivables - third parties***

Manajemen berpendapat bahwa seluruh piutang usaha dapat ditagih secara penuh, sehingga penyisihan penurunan nilai tidak diperlukan.

Management believes that the trade receivables are fully collectible and therefore a provision for impairment is considered not necessary.

9. PIUTANG PEMERINTAH / *9. DUE FROM THE GOVERNMENT*

	2017	2016	
Underlifting	34.535.430	20.069.506	*Underlifting*
DMO *fees* - bagian lancar	37.803.753	36.939.021	*DMO fees - current portion*
Jumlah bagian lancar	**72.339.183**	**57.008.527**	***Total current portion***

Piutang *underlifting* merupakan piutang Entitas Anak dari SKK Migas karena volume *lifting* minyak mentah dan gas bumi SKK Migas melebihi *entitlement*-nya.

Underlifting receivables represent Subsidiaries' receivables from SKK Migas due to SKK Migas's crude oil and natural gas lifting volumes exceeding its entitlements.

Piutang DMO *fees* merupakan tagihan kepada Pemerintah sehubungan dengan kewajiban Entitas Anak dalam menyediakan minyak mentah untuk memenuhi kebutuhan pasar dalam negeri sesuai KBH.

DMO fee receivables represent amounts due from the Government in relation to the Subsidiaries' obligations to supply crude oil to meet the domestic market demand in accordance with the PSCs.

Manajemen berpendapat bahwa seluruh piutang Pemerintah dapat ditagih secara penuh, sehingga penyisihan penurunan nilai tidak diperlukan.

Management believes that the due from the Government is fully collectible and therefore a provision for impairment is considered not necessary.

10. PIUTANG LAIN-LAIN / *10. OTHER RECEIVABLES*

	2017	2016	
Piutang lain-lain - pihak berelasi (lihat Catatan 31d)	**131.921.392**	**111.683.954**	***Other receivables related parties -*** *(refer to Note 31d)*
Piutang lain-lain - pihak ketiga:			***Other receivables third parties -***
Piutang yang berasal dari operasi minyak dan gas bumi pada Entitas Anak	106.893.736	134.989.701	*Receivables involving Subsidiaries' oil and gas operations*
Uang jaminan	3.303.213	2.293.377	*Security deposits*
Lain-lain	153.824	825.073	*Others*
Jumlah	**110.350.773**	**138.108.151**	***Total***

Manajemen berpendapat bahwa seluruh piutang lain-lain dapat ditagih secara penuh, sehingga penyisihan penurunan nilai tidak diperlukan.

Management believes that the other receivables are fully collectible and therefore a provision for impairment is not considered necessary.

11. PERSEDIAAN / *11. INVENTORIES*

	2017	2016	
Material umum	126.931.806	116.214.416	*General materials*
Dikurangi:			***Less:***
Penyisihan penurunan nilai	(20.075.138)	(16.502.345)	*Allowance for decline in value*
Jumlah	**106.856.668**	**99.712.071**	***Total***

Persediaan merupakan material umum yang ada di Entitas Anak.

Inventories consist of the Subsidiaries' general materials.

Manajemen berkeyakinan bahwa jumlah penyisihan penurunan nilai telah mencukupi untuk menutup penurunan nilai persediaan usang, tidak terpakai dan lambat pergerakannya.

Management believes that the allowance for decline in value is adequate to cover the allowance for obsolete, unuseable and slow-moving materials.

12. UANG MUKA DAN BIAYA DIBAYAR DI MUKA / *12. ADVANCES AND PREPAYMENTS*

	2017	2016	
Uang muka *cash call*	55.125.787	86.021.055	*Cash call advances*
Biaya dibayar di muka	38.613.322	29.973.784	*Prepayments*
Lain-lain	663.037	501.976	*Others*
Jumlah	**94.402.146**	**116.496.815**	***Total***

Uang muka *cash call* merupakan uang muka yang diberikan kepada operator KBH dalam rangka melakukan aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi.

Cash call advances represent advances made to PSC operators for oil and natural gas exploration and production activities.

12. UANG MUKA DAN BIAYA DIBAYAR DI MUKA (lanjutan)

Biaya dibayar di muka sebagian besar terdiri dari pembayaran di muka atas asuransi dan sewa Entitas Anak.

12. *ADVANCES AND PREPAYMENTS* *(continued)*

Prepayments mainly consist of the Subsidiaries' prepaid insurance and prepaid rentals.

13. INVESTASI JANGKA PANJANG

Perusahaan memiliki investasi jangka panjang sebagai berikut:

13. *LONG-TERM INVESTMENTS*

The Company's long-term investments are as follows:

	2017	2016	
Investasi pada perusahaan asosiasi	240.454.154	195.099.746	*Investments in associates*
Investasi tersedia untuk dijual	7.352	3.398.888	*Available-for-sale investments*
Investasi diukur pada biaya perolehan	60.000	60.000	*Investment measured at cost*
Jumlah	**240.521.506**	**198.558.634**	***Total***

a. Investasi pada perusahaan asosiasi

a. *Investments in associates*

	Kepemilikan/ *Ownership*		Saldo/ *Balance*		
	2017	2016	2017	2016	
Perusahaan					***Companies***
PT Donggi Senoro LNG	29%	29%	240.438.344	195.083.936	*PT Donggi Senoro LNG*
PCPP Operating Company Sdn. Bhd.	30%	30%	15.810	15.810	*PCPP Operating Company Sdn. Bhd.*
Jumlah			**240.454.154**	**195.099.746**	***Total***

Berikut adalah pergerakan investasi di PT Donggi Senoro LNG:

The following is the movement of the investment in PT Donggi Senoro LNG:

	2017	2016	
Saldo awal tahun	195.083.936	176.831.523	*Balance at beginning of the year*
Koreksi atas saldo tahun lalu	200.250	-	*Correction of last year's balance*
Laba tahun berjalan yang diatribusikan	45.154.158	18.252.413	*Share of income - current year*
Saldo akhir tahun	**240.438.344**	**195.083.936**	***Balance at end of the year***

Total aset, liabilitas, pendapatan dan laba PT Donggi Senoro LNG adalah sebagai berikut:

PT Donggi Senoro LNG's total assets, liabilities, revenue and income are as follows:

	Negara berdiri/ *Country of incorporation*	Aset/ *Assets*	Liabilitas/ *Liabilities*	Pendapatan/ *Revenues*	Laba/ *Income*	Persentase kepemilikan PHE/ *Percentage interest held by PHE*
2017						
PT Donggi Senoro LNG	Indonesia	2.466.692.904	1.627.337.532	998.208.211	155.703.994	29
2016						
PT Donggi Senoro LNG	Indonesia	2.412.120.441	1.739.417.213	755.295.340	64.840.051	29

13. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

***13. LONG-TERM INVESTMENTS** (continued)*

b. Investasi pada perusahaan asosiasi

b. Investments in associates

Berdasarkan penelaahan manajemen Perusahaan, tidak terdapat kejadian-kejadian atau perubahan-perubahan keadaan yang mengindikasikan adanya penurunan nilai investasi pada tanggal 31 Desember 2017 dan 2016.

Based on the review of the Company's management, there were no events or changes in circumstances which indicated that there is an impairment in the value of this investment as at December 31, 2017 and 2016.

c. Investasi tersedia untuk dijual

c. Available-for-sale investments

		2017				
Perusahaan	**Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership***	**Saldo awal/ *Beginning balance***	**Penambahan/ *Additions***	**Keuntungan neto yang ditransfer ke ekuitas/ *Net gain transferred to equity***	**Saldo akhir/ *Ending balance***	***Companies***
PT Pertamina Drilling Services Indonesia	0,11%	3.391.461	(3.391.461)	-	-	*PT Pertamina Drilling Services Indonesia*
PT Pertagas Niaga	1,00%	2.795	-	-	2.795	*PT Pertagas Niaga*
PT Patra Drilling Contractor	0,04%	4.388	-	-	4.388	*PT Patra Drilling Contractor*
PT Pertamina Hulu Indonesia	0,07%	75	(75)	-	-	*PT Pertamina Hulu Indonesia*
PT Pertamina Hulu Mahakam	0,07%	75	-	-	75	*PT Pertamina Hulu Mahakam*
PT Pertamina Geothermal Energi Lawu	1,00%	94	-	-	94	*PT Pertamina Geothermal Energi Lawu*
Jumlah		**3.398.888**	**(3.391.536)**	**-**	**7.352**	***Total***

		2016				
Perusahaan	**Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership***	**Saldo awal/ *Beginning balance***	**Penambahan/ *Additions***	**Keuntungan neto yang ditransfer ke ekuitas/ *Net gain transferred to equity***	**Saldo akhir/ *Ending balance***	***Companies***
PT Pertamina Drilling Services Indonesia	0,11%	3.391.461	-	-	3.391.461	*PT Pertamina Drilling Services Indonesia*
PT Pertagas Niaga	1,00%	2.795	-	-	2.795	*PT Pertagas Niaga*
PT Patra Drilling Contractor	0,04%	4.388	-	-	4.388	*PT Patra Drilling Contractor*
PT Pertamina Hulu Indonesia	0,07%	-	75	-	75	*PT Pertamina Hulu Indonesia*
PT Pertamina Hulu Mahakam	0,07%	-	75	-	75	*PT Pertamina Hulu Mahakam*
PT Pertamina Geothermal Energi Lawu	1,00%	-	94	-	94	*PT Pertamina Geothermal Energi Lawu*
Jumlah		**3.398.644**	**244**	**-**	**3.398.888**	***Total***

Nilai wajar dari investasi tersedia untuk dijual dihitung berdasarkan diskonto arus kas dengan menggunakan suku bunga pasar dan tingkat risiko premium spesifik untuk investasi ini.

The fair value of available-for-sale investments is calculated based on discounted cash flows using the market interest rate and the risk premium rate specific to these investments.

d. Investasi diukur pada biaya perolehan

d. Investment measured at cost

Perusahaan memiliki investasi yang diukur pada biaya perolehan berupa kepemilikan 30% saham di PT Arun NGL sebesar US$60.000. Saat ini, PT Arun NGL dalam proses likuidasi.

The Company has an investment measured at cost in the form of a 30% share ownership interest in PT Arun NGL acquired for an amount of US$60,000. Currently, PT Arun NGL is in liquidation process.

14. ASET MINYAK DAN GAS BUMI / *14. OIL AND GAS PROPERTIES*

	2017						
	Saldo awal/ *Beginning balance*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deduction*	Pengalihan/ Reklasifikasi/ *Transfers/ Reclassifications*	Penurunan nilai aset/ *Impairment of assets*	Saldo akhir/ *Ending balance*	
Biaya perolehan							**Acquisition costs**
Sumur	3.920.107.314	118.170.374	-	122.161.667	-	4.160.439.355	Wells
Instalasi	1.393.783.074	-	-	263.440.909	-	1.657.223.983	Installations
Signature and production bonuses	41.735.000	5.000.000	-	-	-	46.735.000	Signature and production bonuses
Sub jumlah	**5.355.625.388**	**123.170.374**	**-**	**385.602.576**	**-**	**5.864.398.338**	**Subtotal**
Aset dalam penyelesaian							**Assets under constructions**
Sumur eksplorasi dan evaluasi	323.935.016	11.743.632	-	(52.136.102)	-	283.542.546	Exploration and evaluation wells
Sumur pengembangan	392.370.814	428.191.331	-	(333.466.474)	-	487.095.671	Development wells
Jumlah	**6.071.931.218**	**563.105.337**	**-**	**-**	**-**	**6.635.036.555**	**Total**
Akumulasi Penyusutan, deplesi dan amortisasi							**Accumulated depreciation, depletion and amortisation**
Sumur	(2.189.782.001)	(325.672.745)	-	-	(226.595.847)	(2.742.050.593)	Wells
Instalasi	(265.692.704)	(208.068.876)	-	-	-	(473.761.580)	Installations
Signature and production bonuses	(1.992.289)	(1.987.135)	-	-	(8.207.000)	(12.186.424)	Signature and production bonuses
Jumlah	**(2.457.466.994)**	**(535.728.756)**	**-**	**-**	**(234.802.847)**	**(3.227.998.597)**	**Total**
Nilai buku neto	**3.614.464.224**					**3.407.037.958**	**Net book value**

	2016						
	Saldo awal/ *Beginning balance*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deductions*	Pengalihan/ Reklasifikasi/ *Transfers/ Reclassifications*	Penurunan nilai aset/ *Impairment of assets*	Saldo akhir/ *Ending balance*	
Biaya perolehan							**Acquisition costs**
Sumur	3.677.243.004	39.649.499	-	203.214.811	-	3.920.107.314	Wells
Instalasi	1.279.421.176	-	-	114.361.898	-	1.393.783.074	Installations
Signature and production bonuses	41.735.000	-	-	-	-	41.735.000	Signature and production bonuses
Sub jumlah	**4.998.399.180**	**39.649.499**	**-**	**317.576.709**	**-**	**5.355.625.388**	**Subtotal**
Aset dalam penyelesaian							**Assets under constructions**
Sumur eksplorasi dan evaluasi	302.189.775	21.755.519	(10.278)	-	-	323.935.016	Exploration and evaluation wells
Sumur pengembangan	476.859.440	233.513.284	(465.201)	(317.576.709)	-	392.370.814	Development wells
Jumlah	**5.777.488.395**	**294.918.302**	**(475.479)**	**-**	**-**	**6.071.931.218**	**Total**
Akumulasi Penyusutan, deplesi dan amortisasi							**Accumulated depreciation, depletion and amortisation**
Sumur	(1.714.810.993)	(420.533.883)	-	-	(54.437.125)	(2.189.782.001)	Wells
Instalasi	(187.368.866)	(78.323.818)	-	-	-	(265.692.704)	Installations
Signature and production bonuses	(1.992.289)	-	-	-	-	(1.992.289)	Signature and production bonuses
Jumlah	**(1.904.172.168)**	**(498.857.701)**	**-**	**-**	**(54.437.125)**	**(2.457.466.994)**	**Total**
Nilai buku neto	**3.873.316.227**					**3.614.464.224**	**Net book value**

14. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

Penyusutan, deplesi dan amortisasi yang dibebankan pada beban pokok penjualan untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2017 dan 2016, masing-masing adalah senilai US$535.728.756 dan US$498.857.701.

Selama tahun 2017 terdapat koreksi nilai aset minyak dan gas bumi berupa pengukuran kembali atas nilai penutupan dan pemulihan sumur Perusahaan sehingga naik sebesar US$118.170.734 (2016: naik sebesar US$39.649.499).

Penurunan nilai aset minyak dan gas bumi

Manajemen melakukan pengujian penurunan nilai pada tahun 2017 untuk semua Blok karena terdapat indikasi eksternal dari perkembangan harga minyak. Manajemen telah mengevaluasi aspek komersial dan teknikal berdasarkan hasil dari produksi terkini.

Uji penurunan nilai aset minyak dan gas bumi dilakukan untuk seluruh Blok. Manajemen mengevaluasi aspek komersial dan teknikal berdasarkan kondisi harga dan produksi terkini.

Estimasi jumlah terpulihkan dan nilai buku aset minyak dan gas bumi yang diturunkan nilainya pada tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 adalah sebagai berikut:

***14. OIL AND GAS PROPERTIES** (continued)*

Depreciation, depletion and amortisation charged to cost of revenue for the years ended December 31, 2017 and 2016 amounted to US$535,728,756 and US$498,857,701, respectively.

For the year 2017, there is a correction value of oil and natural gas assets in the form of the remeasurement of the abandonment and site restoration, which caused an increase by US$118,170,734 (2016: increased by US$39,649,499).

Impairment of oil and gas properties

Management performed impairment testing of all Blocks in 2017 due to external indication from the oil price trends. Management has performed technical and commercial evaluations based on the result of recent production.

Impairment testing was performed for all Blocks. Management evaluates the commercial and technical aspects based on the current price conditions and production.

Estimated recoverable amounts and book values of the oil and gas properties impaired as at December 31, 2017 and 2016 is as follows:

14. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

14. *OIL AND GAS PROPERTIES* *(continued)*

Penurunan nilai aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

Impairment of oil and gas properties *(continued)*

31 Desember 2017/*December 31, 2017*

	Estimasi jumlah terpulihkan/ *Estimated recoverable amount (US$)*	Nilai buku/ *Book value (US$)*	Kerugian penurunan nilai/ *Impairment loss (US$)*	Jumlah saldo goodwill/ *Outstanding goodwill amount*	Penurunan nilai pada aset/ *Impairment loss on asset*
Blok Raja Tempirai/ *Raja Tempirai Block*	-	4.050.144	4.050.144	-	4.050.144
Blok Tuban/ *Tuban Block*	14.800.267	19.524.741	4.724.474	4.538.436	186.038
Blok Selawati Kepala Burung/ *Selawati Kepala Burung Block*	5.339.504	11.924.121	6.584.617	-	6.584.617
Blok Simenggaris/ *Simenggaris Block*	14.313.407	15.235.731	922.324	-	922.324
Blok Tengah/ *Tengah Block*	2.870.765	7.961.079	4.990.314	-	4.990.314
Blok Kepala Burung/ *Kepala Burung Block*	-	2.572.293	2.572.293	-	2.572.293
Blok Ambalat/ *Ambalat Block*	-	7.696.462	7.696.462	2.351.697	5.344.765
Blok A (Natuna Sea)/ *(Natuna Sea) A Block*	99.337.254	132.828.779	33.491.525	-	33.491.525
Blok West Madura Offshore (WMO)/ *West Madura Offshore (WMO) Block*	719.351.138	855.487.181	136.136.043	-	136.136.043
Blok Muara Enim I/ *Muara Enim I Block*	-	4.436.153	4.436.153	-	4.436.153
Blok Tanjung II/ *Tanjung II Block*	-	11.742.899	11.742.899	-	11.742.899
Blok Muara Enim III/ *Muara Enim III Block*	-	4.145.136	4.145.136	-	4.145.136
Blok Suban I/ *Suban I Block*	-	835.509	835.509	-	835.509
Blok Suban II/ *Suban II Block*	-	2.355.784	2.355.784	-	2.355.784
Blok Air Benakat I/ *Air Benakat I Block*	-	795.000	795.000	-	795.000
Blok Air Benakat II/ *Air Benakat II Block*	-	697.000	697.000	-	697.000
Blok Air Benakat III/ *Air Benakat III Block*	-	3.237.434	3.237.434	-	3.237.434
Blok Sangatta I/ *Sangatta I Block*	-	3.399.865	3.399.865	-	3.399.865
Blok Sangatta II/ *Sangatta II Block*	-	1.843.364	1.843.364	-	1.843.364
Blok Tanjung Enim/ *Tanjung Enim Block*	-	275.000	275.000	-	275.000
Blok Muara Enim/ *Muara Enim Block*	-	600.000	600.000	-	600.000
Blok Muara Enim II/ *Muara Enim II Block*	-	400.000	400.000	-	400.000
Blok Babar Selatu/ *Babar Selatu Block*	-	5.761.639	5.761.639	-	5.761.639
Jumlah/ *Total*	**856.112.335**	**1.097.805.314**	**241.692.979**	**6.890.133**	**234.802.846**

31 Desember 2016/*December 31, 2016*

	Estimasi jumlah terpulihkan/ *Estimated recoverable amount (US$)*	Nilai buku/ *Book value (US$)*	Kerugian penurunan nilai/ *Impairment loss (US$)*	Jumlah saldo goodwill/ *Outstanding goodwill amount*	Penurunan nilai pada aset/ *Impairment loss on asset*
Blok Natuna A/ *Natuna A Block*	151.422.658	186.782.890	35.360.232	-	35.360.232
Blok OSES/ *OSES Block*	32.423.958	36.361.789	3.937.831	-	3.937.831
Blok Kakap/ *Kakap Block*	9.805.759	10.870.258	1.063.499	-	1.063.499
Blok Salawati Basin/ *Salawati Basin Block*	1.884.937	9.563.708	7.678.771	-	7.678.771
Blok Makasar Strait/ *Makasar Strait Block*	-	6.396.792	6.396.792	-	6.396.792
Jumlah/ *Total*	**195.538.312**	**249.975.437**	**54.437.125**	**-**	**54.437.125**

14. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

Penurunan nilai aset minyak dan gas bumi (lanjutan)

Berdasarkan pengujian penurunan nilai di tahun 2017, Perusahaan mengakui kerugian akibat penurunan nilai aset minyak dan gas bumi untuk 23 blok tersebut di atas sebesar US$234.802.847 (2016: 5 blok sebesar US$54.437.125).

Jumlah terpulihkan dari Blok minyak dan gas bumi menggunakan dasar perhitungan nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual atau nilai pakai, mana yang memberikan nilai lebih tinggi.

Perusahaan menggunakan pendekatan pendapatan (*income approach*) yang diprediksi berdasarkan nilai arus kas masa depan yang akan dihasilkan oleh usaha kedepannya.

Metode d*iscounted cash flow* ("DCF") yang digunakan melibatkan proyeksi arus kas dan perubahan nilai arus kas menjadi nilai sekarang ("*Present Value*") melalui diskonto.

Asumsi harga minyak dan gas bumi serta tingkat diskonto yang digunakan adalah sebagai berikut:

14. OIL AND GAS PROPERTIES *(continued)*

Impairment of oil and gas properties *(continued)*

Based on the impairment testing in 2017, the Company has recognised impairment of oil and gas properties for 23 blocks above amounting US$234,802,847 (2016: 5 Blocks totally of US$54,437,125.

The estimated recoverable amounts of these oil and gas Blocks are based on the fair value less cost to sell calculations or value in use, whichever value is higher.

The Company used an income approach which is predicted based upon the value of the future cash flows that a business will generate going forward.

The discounted cash flow ("DCF") method used involved projecting cash flows and converting them into a present value equivalent through discounting.

The assumptions of oil and gas prices and the discount rate used are as follows:

Asumsi 2017/*2017 Assumptions*

	Proyeksi ICP/*ICP Projection*					
	2018	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	
Harga minyak/barel	US$53,8	US$58,3	US$59,5	US$59,5	US$60,8	*Oil price/barrel*
	Selanjutnya bertambah US$1,4 - US$1,8 per tahun/ *Subsequently increases by US$1.4 - US$1.8 per annum*					
Harga gas bumi	Sesuai kontrak penjualan gas/*Based on the gas sales agreements*					*Natural gas price*
Tingkat diskonto	7.86% p.a.					*Discount rate*

Asumsi 2016/*2016 Assumptions*

	Proyeksi ICP/*ICP Projection*					
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	
Harga minyak/barel	US$51,8	US$57,0	US$59,0	US$62,2	US$63,6	*Oil price/barrel*
	Selanjutnya bertambah US$1,5 - US$2,0 per tahun/ *Subsequently increases by US$1.5 - US$2.0 per annum*					
Harga gas bumi	Sesuai kontrak penjualan gas/*Based on the gas sales agreements*					*Natural gas price*
Tingkat diskonto	8.58% p.a.					*Discount rate*

15. *GOODWILL*

15. *GOODWILL*

	2017	2016	
Harga perolehan	113.470.830	113.470.830	*Acquisition cost*
Akumulasi amortisasi	(26.754.664)	(26.754.664)	*Accumulated amortisation*
Penurunan nilai *goodwill*	(32.964.491)	(26.074.358)	*Impairment of goodwill*
Jumlah *goodwill* - neto	**53.751.675**	**60.641.808**	***Total goodwill - net***

Saldo *goodwill* berasal dari akuisisi Perusahaan atas PT PHE Tuban (dahulu "PT Medco E&P Tuban") pada tahun 2008, ONWJ Ltd. (dahulu "BP West Java Ltd.") pada tahun 2009 dan PT PHE Oil and Gas dan akuisisi lainnya di tahun 2013.

The balance of goodwill arose from the Company's acquisitions of PT PHE Tuban (formerly "PT Medco E&P Tuban") in 2008, ONWJ Ltd. (formerly "BP West Java Ltd.") in 2009 and PT PHE Oil and Gas and other acquisitions in 2013.

Ringkasan alokasi *goodwill* adalah sebagai berikut:

A summary of the goodwill allocation is presented below:

	2017	2016	
PT PHE ONWJ	53.337.025	53.337.025	*PT PHE ONWJ*
PT PHE Tuban	-	4.538.436	*PT PHE Tuban*
Lain-lain	414.650	2.766.347	*Others*
Jumlah	**53.751.675**	**60.641.808**	***Total***

Berdasarkan pengujian penurunan nilai di tahun 2017, Perusahaan mengakui kerugian akibat penurunan nilai goodwill untuk 2 blok sebesar US$6.890.123 (2016: US$nihil).

Based on the impairment testing in 2017, the Company has recognised impairment of goodwill for 2 blocks amounting US$6,890,123 (2016: US$nil).

Manajemen berkeyakinan bahwa jumlah penurunan nilai *goodwill* telah mencukupi.

Management believes that the impairment recognised for goodwill is adequate.

16. UTANG USAHA

16. *TRADE PAYABLES*

	2017	2016	
Utang usaha - pihak berelasi (lihat Catatan 31e)	**583.320.844**	**350.297.974**	***Trade payables - related parties*** *(refer to Note 31e)*
Utang usaha - pihak ketiga:			***Trade payable - third parties:***
Petrochina International East Java Ltd.	31.413.350	16.559.017	*Petrochina International East Java Ltd.*
Petrochina International Kepala Burung Ltd.	9.372.253	2.701.274	*Petrochina International Kepala Burung Ltd.*
PT Timas Suplindo	8.418.870	35.102.761	*PT Timas Suplindo*
Medco E&P Tomori Sulawesi	4.267.890	10.440.631	*Medco E&P Tomori Sulawesi*
PT Rekayasa Industri	3.880.000	1.455.971	*PT Rekayasa Industri*
PT Energi Mega Persada	3.100.756	1.455.971	*PT Energi Mega Persada*
Talisman (Jambi Merang) Ltd.	2.726.381	1.096.403	*Talisman (Jambi Merang) Ltd.*
PT Sudjaca Palembang	1.516.355	1.075.784	*PT Sudjaca Palembang*
Lain-lain	5.502.512	44.516.965	*Others*
Jumlah	**70.198.367**	**114.404.777**	***Total***

17. UTANG PEMERINTAH / *17. DUE TO THE GOVERNMENT*

	2017	2016	
Utang Pemerintah	**59.678.373**	**59.347.267**	***Due to the Government***

Utang kepada Pemerintah sebesar US$59.678.373 terdiri dari liabilitas *overlifting* dan Penerimaan Negara Bukan Pajak ("PNBP") yang merupakan liabilitas Entitas Anak kepada SKK Migas karena *lifting* minyak mentah dan gas bumi Entitas Anak melebihi *entitlement*-nya.

Amounts due to the Government of US$59,678,373, consists of overlifting liabilities and Non-tax State Revenue ("PNBP") representing the Subsidiaries' payables to SKK Migas as a result of the Subsidiaries' crude oil and natural gas liftings being higher than their entitlements.

18. UTANG LAIN-LAIN / *18. OTHER PAYABLES*

	2017	2016	
Utang lain-lain - pihak berelasi (lihat Catatan 31f)	**2.840.655**	**5.964.122**	***Other payables - related parties*** *(refer to Note 31f)*
Utang lain-lain - pihak ketiga:			***Other payable - third parties:***
Utang yang berasal dari operasi minyak dan gas bumi Entitas Anak	249.064.759	147.077.244	*Payables involving Subsidiaries' oil and gas operations*
Utang kepada operator - kekurangan *cash calls*	53.718.059	5.803.882	*Due to operators - under cash calls*
Jumlah	**302.782.818**	**152.881.126**	***Total***

19. BEBAN YANG MASIH HARUS DIBAYAR / *19. ACCRUED EXPENSES*

	2017	2016	
Beban yang masih harus dibayar yang berasal dari operasi minyak dan gas bumi Entitas Anak	210.176.990	154.631.952	*Accrued expenses involving Subsidiaries' oil and gas operations*
Insentif karyawan	61.929.956	19.791.013	*Employee incentives*
Jumlah	**272.106.946**	**174.422.965**	***Total***

20. PENDAPATAN TANGGUHAN / *20. DEFERRED REVENUE*

	2017	2016	
Pendapatan tangguhan atas gas *take or pay*			*Deferred revenue involving gas take or pay*
- KBH Blok Jambi Merang	17.239.851	7.762.960	*Jambi Merang Block PSC* -
- KBH Blok Corridor	2.766.696	72.353	*Corridor Block PSC* -
- KBH Blok OSES	690.881	1.961.497	*OSES Block PSC* -
- KBH Blok Makassar Strait	147.509	2.083.908	*Block Makassar Strait PSC* -
- KBH Blok Tengah K	-	5.602.019	*Tengah K Block PSC* -
- Lain-lain	341.326	286.011	*Others* -
Jumlah	**21.186.263**	**17.768.748**	***Total***

21. LIABILITAS IMBALAN KERJA KARYAWAN / *EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES*

a. Provisi imbalan kerja karyawan / *Provision for employee benefits*

Taksiran imbalan kerja Perusahaan dan sebagian besar Entitas Anak per 31 Desember 2017 dan 2016 dihitung berdasarkan laporan penilaian dari aktuaris independen, PT Dayamandiri Dharmakonsilindo.

The estimated employee benefits obligations of the Company and most of its subsidiaries as of December 31, 2017 and 2016 were determined based on the valuation reports of an independent actuary, PT Dayamandiri Dharmakonsilindo.

	2017	2016	
Perusahaan			***The Company***
Pensiun dan imbalan pascakerja lainnya			*Pension and other post employment benefits*
- PAP*	13.213.052	7.228.142	*PAP** -
- MPPK**	2.427.747	824.431	*MPPK*** -
- Cuti	411.209	403.145	*Leave* -
- Biaya pemulangan	210.858	61.265	*Repatriation cost* -
Jumlah - Perusahaan	**16.262.866**	**8.516.983**	***Total - the Company***
Entitas Anak			***Subsidiaries***
Pensiun dan imbalan pascakerja lainnya	38.235.055	30.619.425	*Pension and other post employment benefits*
Jumlah - Entitas Anak	**38.235.055**	**30.619.425**	***Total - Subsidiaries***
Jumlah	**54.497.921**	**39.136.408**	***Total***

* Penghargaan Atas Pengabdian/*Appreciation for Loyalty*
** Masa Persiapan Purna Karya/*Pension Preparation Period*

Rincian estimasi liabilitas imbalan pascakerja dan imbalan jangka panjang lainnya untuk masing-masing program yang diselenggarakan Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 sebagai berikut:

The details of estimated post-employment benefit obligations and other long-term employment benefits for each of the programs operated by the Company as of December 31, 2017 dan 2016 were as follows:

31 Desember 2017/*December 31, 2017*

	PAP/*PAP*	Pemulangan/ *Repatriasi*	Cuti/ *Leave*	MPPK/ *MPPK*	Jumlah/ *Total*	
Nilai kini kewajiban imbalan pasti	16.898.378	210.859	411.209	2.427.747	19.948.193	*Present value of the defined benefit obligations*
Nilai wajar aset program	(3.685.327)	-	-	-	(3.685.327)	*Fair value of plan assets*
Jumlah - Perusahaan	**13.213.051**	**210.859**	**411.209**	**2.427.747**	**16.262.866**	***Total - the Company***

31 Desember 2016/*December 31, 2016*

	PAP/*PAP*	Pemulangan/ *Repatriasi*	Cuti/ *Leave*	MPPK/ *MPPK*	Jumlah/ *Total*	
Nilai kini kewajiban imbalan pasti	8.634.810	61.265	403.145	824.431	9.923.651	*Present value of the defined benefit obligations*
Nilai wajar aset program	(1.406.669)	-	-	-	(1.406.669)	*Fair value of plan assets*
Jumlah - Perusahaan	**7.228.141**	**61.265**	**403.145**	**824.431**	**8.516.982**	***Total - the Company***

21. LIABILITAS IMBALAN KERJA KARYAWAN (lanjutan)

b. Biaya imbalan kerja

Rincian biaya imbalan kerja neto untuk setiap program imbalan pascakerja dan imbalan jangka panjang lainnya yang diselenggarakan Perusahaan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2017 dan 2016 sebagai berikut:

***21. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES** (continued)*

b. Employee benefits expense

Details of the net employee benefit expense for each of the post-employment benefit programs and other long-term employment benefits provided by the Company for the years ended December 31, 2017 and 2016 were as follows:

	2017					
	PAP/*PAP*	Pemulangan/ *Repatriasi*	Cuti/ *Leave*	MPPK/ *MPPK*	Jumlah/ *Total*	
Biaya jasa kini	6.530.096	105.788	687.349	1.370.463	8.693.696	*Current service costs*
Biaya jasa lalu yang timbul dari perubahan manfaat	216.939	23.450	(633.034)	-	(392.645)	*Past service cost due to changes in benefit*
Bunga neto atas (aset)/liabilitas imbalan pasti neto	526.359	5.324	25.378	72.003	629.064	*Net interest on net defined benefit (asset)/liabilities*
Perhitungan kembali nilai kini liabilitas imbalan pasti	1.528.756	17.377	(36.376)	195.276	1.705.033	*Remeasurement of present value of the defined benefit obligations*
Total yang diakui dalam laba rugi	**8.802.150**	**151.939**	**43.317**	**1.637.742**	**10.635.148**	***Total amounts recognized in profit or loss***

	2016					
	PAP/*PAP*	Pemulangan/ *Repatriasi*	Cuti/ *Leave*	MPPK/ *MPPK*	Jumlah/ *Total*	
Biaya jasa kini	1.823.850	13.398	219.342	166.941	2.223.531	*Current service costs*
Bunga neto atas (aset)/liabilitas imbalan pasti neto	521.427	3.846	28.198	46.587	600.058	*Net interest on net defined benefit (asset)/liabilities*
Perhitungan kembali nilai kini liabilitas imbalan pasti	765.555	2.985	(132.310)	117.958	754.188	*Remeasurement of present value of the defined benefit obligations*
Total yang diakui dalam laba rugi	**3.110.832**	**20.229**	**115.230**	**331.486**	**3.577.777**	***Total amounts recognized in profit or loss***

21. LIABILITAS IMBALAN KERJA KARYAWAN (lanjutan) / ***21. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES*** *(continued)*

c. Asumsi-asumsi aktuarial / ***c. Actuarial assumptions***

Asumsi-asumsi aktuarial signifikan yang diterapkan dalam perhitungan liabilitas imbalan pascakerja untuk Perusahaan sebagai berikut:

Significant actuarial assumptions applied in the calculation of post-employment benefit obligations for the Company as follows:

	2017	2016	
Tingkat diskonto			*Discount rate*
- Karyawan Perbantuan	5,80%	9,00%	*Secondee Employee -*
- Karyawan Rekrut Langsung	7,50%	9,30%	*Direct Hire Employee -*
Tingkat inflasi (jangka panjang)	7,00%	7,00%	*Inflation rate (long-term)*
Tingkat pengembalian aset program			*Return on plan asset*
- Karyawan Perbantuan	5,80%	9,00%	*Secondee Employee -*
- Karyawan Rekrut Langsung	7,50%	9,30%	*Direct Hire Employee -*
Kenaikan gaji	9,50%	9.50%	*Salary increases*
Faktor demografis			*Demographic factors:*
- Tingkat kematian			*Mortality -*
Pekerja aktif	Tabel Mortalita Indonesia 3 (2011) ("TMI 3" (2011)	Tabel Mortalita Indonesia 3 (2011) ("TMI 3" (2011)	*Active employees*
- Tingkat cacat	0,75% x TMI 3 (2011)	0,75% x TMI 3 (2011)	*Disability -*
- Pengunduran diri	1% sampai usia 20 dan menurun secara linear sebesar 0,028% per tahun sampai usia 55/*1% at age 20 and linearly decreasing by 0,028% per year until 55 years of age*	1% sampai usia 20 dan menurun secara linear sebesar 0,028% per tahun sampai usia 55/*1% at age 20 and linearly decreasing by 0,028% per year until 55 years of age*	*Resignation -*
- Pensiun	100% di usia 56/ *100% at age 56*	100% di usia 56/ *100% at age 56*	*Pension -*
Usia pensiun normal	56 tahun/*years*	56 tahun/*years*	*Normal retirement age*

Analisis sensitivitas kualitatif untuk asumsi-asumsi yang signifikan pada tanggal 31 Desember 2017 sebagai berikut:

The qualitative sensitivity analysis for significant assumptions as of December 31, 2017 as follows:

	Kenaikan tingkat diskonto/ *Increase in discount rate by 1%*	Penurunan tingkat diskonto/ *Decrease in discount rate by 1%*	
Dampak terhadap liabilitas imbalan pasti	(2.161.058)	2.570.390	*Effect on defined benefit obligation*

	Kenaikan tingkat upah/ *Increase in salary rate by 1%*	Penurunan tingkat upah/ *Decrease in salary rate by 1%*	
Dampak terhadap liabilitas imbalan pasti	2.538.236	(2.169.542)	*Effect on defined benefit obligation*

22. PROVISI UNTUK BIAYA RESTORASI DAN REKLAMASI LINGKUNGAN HIDUP

Entitas Anak mengakui provisi atas kewajiban penutupan dan restorasi area, pembongkaran, penutupan dan penanganan pasca operasi ("ARO") sehubungan dengan aset minyak dan gas bumi.

ARO merupakan nilai kini atas biaya restorasi dan reklamasi lingkungan hidup yang diperkirakan terjadi selama periode KBH. Penyisihan ini telah dihitung oleh manajemen. Manajemen berkeyakinan, berdasarkan kondisi ekonomi saat ini, bahwa asumsi-asumsi yang digunakan untuk menghitung liabilitas masa yang akan datang adalah wajar. Estimasi tersebut dikaji ulang secara rutin dan disesuaikan apabila ada perubahan asumsi yang material. Namun demikian, biaya restorasi aktual sangat bergantung pada harga pasar di masa depan untuk pekerjaan pembongkaran yang mencerminkan keadaan pasar pada masa terkait. Selain itu, estimasi waktu pembebanan ARO juga tergantung pada kapan lapangan tersebut berhenti berproduksi secara ekonomis.

22. PROVISION FOR ENVIRONMENTAL RESTORATION AND RECLAMATION COSTS

The Subsidiaries recognise a provision for abandonment and site restoration, dismantling, closure and post operations obligations ("ARO") associated with facilities involving oil and gas properties.

ARO represents the present value of environmental restoration and reclamation costs which are expected to be incurred during the terms of the PSCs. These provisions have been calculated by management. Assumptions, based on the current economic environment, have been made which management believes are a reasonable basis upon which to estimate the future liability. These estimations are reviewed regularly to take into account any material changes in the assumptions. However, actual restoration costs will ultimately depend upon future market prices for decommissioning work required which will reflect market conditions at the relevant time. Furthermore, the timing of ARO expenditures is also dependent on when the fields cease to produce at economically viable rates.

Mutasi untuk provisi biaya restorasi dan reklamasi lingkungan hidup adalah sebagai berikut:

The movements in the provision for environmental restoration and reclamation costs are as follows:

	2017	2016	
Saldo awal tahun	578.100.285	523.926.617	*Balance at beginning of year*
Penambahan dan revisi atas estimasi selama tahun berjalan	94.283.534	40.066.150	*Additions and revisions of estimates during the year*
Biaya akresi	24.540.703	14.107.518	*Accretion expense*
Saldo akhir tahun	**696.924.522**	**578.100.285**	***Balance at end of year***

23. MODAL SAHAM

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

23. SHARE CAPITAL

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

Pemegang saham / *Shareholders*	Jumlah saham ditempatkan dan disetor penuh/ *Number of issued and paid-up shares*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Modal ditempatkan dan disetor/ *Issued and paid-up share capital*
PT Pertamina (Persero)	197.440.000	98,72%	52.889.975
PT Pertamina Dana Ventura	2.560.000	1,28%	685.770
Jumlah / ***Total***	**200.000.000**	**100,00%**	**53.575.745**

24. DIVIDEN / *DIVIDENDS*

Berdasarkan hasil Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan, Perusahaan mengumumkan pembagian dividen tahun 2017 dan 2016 sebagai berikut:

Based on results of the Annual General Meetings of Shareholders, the Company declared dividends in 2017 and 2016 as follows:

Tanggal/ *Date*	Laba neto untuk tahun yang berakhir/ *Net income for the years ended*	Dividen yang dibagikan/ *Dividends declared*
14 April/*April 14*, 2016	31 Desember/*December 31*, 2015	-
1 Maret/*March 1*, 2017	31 Desember/*December 31*, 2016	114.156.115

Berdasarkan hasil Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 1 Maret 2017, ditetapkan pembagian dividen atas laba neto untuk tahun 2016, kepada pemegang saham sebesar US$114.156.115.

Based on the results of the Annual General Meeting of Shareholders dated March 1, 2017, it is decided that dividends be distributed from 2016 net income to shareholders in the amount of US$114,156,115.

Semua dividen kepada Pertamina telah diselesaikan pada tahun 2017 melalui *cash settlement* sebesar US$14.326.565 (2016: US$125.035.438) dan *offsetting* dengan piutang pihak berelasi Pertamina sebesar US$99.829.550 (2016: US$250.892.819).

Dividends due to Pertamina were settled in 2017 by way of cash settlement of US$14,326,565 (2016: US$125,035,438) and by way of offsetting against related party receivables due from Pertamina in the amount of US$99,829,550 (2016: US$250,892,819).

25. SALDO LABA DICADANGKAN / *APPROPRIATED RETAINED EARNINGS*

Amandemen Undang-Undang Perseroan Terbatas Republik Indonesia No. 40/2007 yang diterbitkan pada bulan Agustus 2007 mengharuskan pembentukan cadangan wajib dari laba ditahan sejumlah minimal 20% dari jumlah modal yang ditempatkan dan disetor.

An amendment to the Limited Liability Company Law of the Republic of Indonesia No. 40/2007, issued in August 2007 requires the establishment of a statutory reserve for retained earnings amounting to at least 20% of a company's issued and paid up capital.

Jumlah cadangan umum dan investasi per tanggal 31 Desember 2017 adalah US$1.385.713.821 (2016: US$1.425.163.410).

The total general and investment reserves as at December 31, 2017 amounted to US$1,385,713,821 (2016: US$1.425,163,410).

26. PENDAPATAN USAHA / *REVENUES*

	2017	2016	
Pihak berelasi (lihat Catatan 31h)			***Related parties*** *(refer to Note 31h)*
Pendapatan minyak mentah	789.079.672	502.915.850	*Crude oil revenues*
Pendapatan gas	811.529.981	762.150.323	*Natural gas revenues*
Jumlah pendapatan usaha - pihak berelasi	1.600.609.653	1.265.066.173	*Total revenues - related parties*
Pihak ketiga dan Pemerintah			***Third parties and Government***
Pendapatan gas	282.100.142	116.784.920	*Natural gas revenues*
DMO *fees* - minyak mentah	41.668.268	45.214.493	*DMO fees - crude oil*
Pendapatan minyak mentah	74.705.821	106.066.087	*Crude oil revenues*
Jumlah pendapatan usaha - pihak ketiga dan Pemerintah	398.474.231	268.065.500	*Total revenues - third parties and Government*
Jumlah	**1.999.083.884**	**1.533.131.673**	***Total***

27. BEBAN EKSPLORASI / *EXPLORATION EXPENSES*

	2017	2016	
Administrasi dan eksplorasi	39.638.479	19.432.698	*Administration and exploration*
Geologi dan geofisika	4.535.589	4.052.406	*Geological and geophysical*
Lain-lain	23.934	128.436	*Others*
Jumlah	**44.198.002**	**23.613.540**	***Total***

28. BEBAN PRODUKSI / *PRODUCTION EXPENSES*

	2017	2016	
Pemeliharaan sumur dan *workover*	311.540.933	269.092.633	*Well service and workover*
Perbaikan dan pemeliharaan	183.943.731	172.910.960	*Repair and maintenance*
Overhead dan sewa	156.377.414	121.179.070	*Overhead and rental*
Lain-lain	51.945.745	27.034.395	*Others*
Jumlah	**703.807.823**	**590.217.058**	***Total***

29. BEBAN UMUM DAN ADMINISTRASI / *GENERAL AND ADMINISTRATION EXPENSES*

	2017	2016	
Gaji dan tunjangan pekerja	97.313.452	26.817.172	*Employee salaries and benefit*
Pajak final dan denda	4.711.975	1.376.944	*Final tax and penalty*
Kantor	2.890.459	1.061.212	*Office*
Sewa	2.778.459	1.648.215	*Rental*
Jasa konsultan dan profesional	1.492.209	3.672.277	*Consultant and professional fees*
Perjalanan dinas	975.089	411.657	*Travel*
Pemeliharaan	49.542	291.977	*Maintenance*
Lain-lain	77.480	473.780	*Others*
Jumlah	**110.288.665**	**35.753.234**	***Total***

30. PERPAJAKAN / *TAXATION*

a. Piutang pajak / *Taxes receivable*

	2017	2016	
Piutang pajak lainnya			***Other taxes receivable***
Entitas Anak			***Subsidiaries***
- PPN yang dapat ditagihkan kembali	26.638.317	40.816.657	*Reimbursable VAT* -
- Pajak pengalihan atas SKPKB	29.951.467	59.902.933	*Transfer tax - due to tax assessments*
- *Withholding taxes* dan PPN atas SKPKB	4.343.387	4.645.025	*Withholding taxes and VAT - due to tax assessments*
- Pajak Bumi dan Bangunan	150.279	270.299	*Land and Buildings Tax* -
Jumlah piutang pajak lainnya	**61.083.450**	**105.634.914**	***Total other taxes receivable***
Dikurangi: piutang pajak lainnya - bagian tidak lancar	(51.817.758)	(82.190.882)	*Less: other taxes receivable non-current portion* -
Jumlah piutang pajak lainnya - bagian lancar	**9.265.692**	**23.444.032**	***Total other taxes receivable - current portion***
Piutang pajak penghasilan dan dividen			***Corporate and dividend taxes receivable***
Entitas Anak			***Subsidiaries***
- Pajak penghasilan dan dividen	9.283.437	2.542.799	*Corporate and dividend taxes* -
Jumlah piutang pajak penghasilan dan dividen	**9.283.437**	**2.542.799**	***Total corporate and dividend taxes receivable***
Dikurangi: pajak penghasilan dan dividen - bagian tidak lancar	-	-	*Less: corporate and dividend taxes - non-current portion*
Jumlah piutang pajak penghasilan dan dividen - bagian lancar	**9.283.437**	**2.542.799**	***Total corporate and dividend taxes receivable - current portion***

30. PERPAJAKAN (lanjutan) / *30. TAXATION (continued)*

b. Utang pajak / *b. Taxes payable*

	2017	2016	
Utang pajak lainnya			***Other taxes payable***
Perusahaan			***The Company***
Pasal 21	814.149	191.750	*Article 21*
Pasal 4(2)	5.994	49.211	*Article 4(2)*
Pasal 23	160.658	21.731	*Article 23*
Pasal 15	229	21.977	*Article 15*
Entitas Anak			***Subsidiaries***
PPN	12.447.663	5.131.884	*VAT*
Pasal 21	2.419.580	1.169.311	*Article 21*
Pasal 23	420.508	438.603	*Article 23*
Pasal 4(2)	249.855	832.526	*Article 4(2)*
Pasal 15	67.958	76.949	*Article 15*
Jumlah utang pajak lainnya	**16.586.594**	**7.933.942**	***Total other taxes payable***

	2017	2016	
Utang pajak penghasilan dan dividen			***Corporate and dividend taxes payable***
Perusahaan			***the Company***
Pajak penghasilan	-	-	*Corporate taxes*
Entitas Anak			***Subsidiaries***
Pajak penghasilan dan dividen	56.733.273	67.916.841	*Corporate and dividend taxes*
Jumlah utang pajak penghasilan dan dividen	**56.733.273**	**67.916.841**	***Total corporate and dividend taxes payable***

c. Beban/(manfaat) pajak penghasilan / *c. Income tax expense/(benefit)*

	2017	2016	
Perusahaan			***The Company***
Tangguhan	(27.038.731)	(4.446.757)	*Deferred*
Sub jumlah	(27.038.731)	(4.446.757)	*Subtotal*
Entitas Anak			***Subsidiaries***
Kini	298.589.707	226.489.321	*Current*
Tangguhan	(174.805.944)	(155.047.199)	*Deferred*
Penyesuaian tahun lalu	(2.206.117)	(4.558.525)	*Adjustments in respect of prior years*
Sub jumlah	121.577.646	66.883.597	*Subtotal*
Jumlah			***Total***
Kini	298.589.707	226.489.321	*Current*
Tangguhan	(201.844.675)	(159.493.956)	*Deferred*
Penyesuaian tahun lalu	(2.206.117)	(4.558.525)	*Adjustments in respect of prior years*
Jumlah beban pajak penghasilan	**94.538.915**	**62.436.840**	***Total income tax expense***

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

30. PERPAJAKAN (lanjutan)

d. Pajak kini

Perhitungan pajak penghasilan kini dilakukan berdasarkan estimasi penghasilan kena pajak. Nilai tersebut akan disesuaikan kembali ketika Surat Pemberitahuan Tahunan disampaikan ke Direktorat Jenderal Pajak.

Rekonsiliasi antara beban pajak penghasilan dengan jumlah teoretis beban pajak penghasilan yang dihitung berdasarkan laba sebelum pajak penghasilan Perusahaan sebagai berikut:

***30. TAXATION** (continued)*

d. Current taxes

Current income tax computations are based on estimated taxable income. The amounts will be adjusted when Annual Tax Returns are submitted to the Directorate General of Tax.

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

	2017	2016	
Laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan	345.416.590	253.455.253	*Consolidated profit before income tax expense*
Ditambah:			*Add:*
Eliminasi konsolidasian	114.895.580	14.571.133	*Consolidation eliminations*
Laba sebelum pajak - Entitas Anak	(429.944.623)	(292.137.173)	*Profit before income tax Subsidiaries -*
Laba/(rugi) sebelum pajak penghasilan - Perusahaan	**30.367.547**	**(24.110.787)**	***Income/(loss) before income tax - the Company***
Pajak penghasilan dengan tarif pajak 25%	7.591.887	(6.027.696)	*Income tax at the rate of 25%*
Ditambah/(dikurangi):			***Add/(deduct):***
- Pendapatan dividen	(25.218.625)	(7.381)	*Dividend income -*
- Keuntungan usaha dari Perusahaan Asosiasi	(11.338.602)	(4.563.103)	*Income from Associates -*
- Pendapatan yang dikenakan pajak final	(1.586.063)	(1.837.868)	*Income subject to final tax -*
- Lain-lain	3.512.672	7.989.291	*Others -*
Manfaat pajak penghasilan Perusahaan	(27.038.731)	(4.446.757)	*Income tax benefit of the Company*
Beban pajak penghasilan - Entitas Anak	123.783.763	71.442.122	*Corporate income tax expense Subsidiaries -*
Penyesuaian tahun lalu	(2.206.117)	(4.558.525)	*Adjustments in respect of prior years*
Beban pajak penghasilan konsolidasian	**94.538.915**	**62.436.840**	***Consolidated corporate income tax expense***
Laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan	345.416.597	253.455.253	*Consolidated profit before income tax expense*
Ditambah:			*Add:*
Eliminasi konsolidasian	114.895.580	14.571.133	*Consolidation eliminations*
Laba sebelum pajak - Entitas Anak	(429.944.630)	(292.137.173)	*Profit before income tax Subsidiaries -*
Laba/(rugi) sebelum pajak penghasilan - Perusahaan	**30.367.547**	**(24.110.787)**	***Profit/loss before income tax - the Company***
Pajak penghasilan dengan tarif pajak 25%	7.591.887	(6.027.695)	*Income tax at the rate of 25%*

30. PERPAJAKAN (lanjutan)

d. Pajak kini (lanjutan)

***30. TAXATION** (continued)*

***d. Current taxes** (continued)*

	2017	2016	
Perbedaan tetap:			***Permanent differences:***
- Pendapatan dividen	(25.218.625)	(7.381)	*Dividend income* -
- Keuntungan usaha dari Perusahaan Asosiasi	(11.338.602)	(4.563.103)	*Gain from Associates* -
- Pendapatan yang dikenakan pajak final	(1.586.063)	(1.837.868)	*Income subject to final tax* -
- Lain-lain	3.512.672	7.989.290	*Others* -
Perbedaan temporer:			***Temporary differences:***
Provisi imbalan kerja karyawan	1.182.742	665.633	*Provision for employee benefits*
Provisi insentif dan bonus kinerja	11.476.513	1.495.602	*Provision for incentives and performance bonuses*
Selisih nilai wajar atas nilai buku	14.379.476	2.285.522	*Excess of fair value over net book value*
Beban pajak penghasilan kini - Perusahaan	-	-	*Current income tax expense - the Company*
Beban pajak penghasilan kini - Entitas Anak	298.589.707	226.489.321	*Current income tax expense - Subsidiaries*
Beban pajak penghasilan kini konsolidasian	**298.589.707**	**226.489.321**	*Consolidated current income tax expense*
Dikurangi:			*Less:*
Kurang bayar tahun lalu pajak dibayar di muka	(241.856.434)	(158.572.480)	*previous year underpayment prepaid taxes*
Kekurangan pembayaran pajak penghasilan badan dan dividen	**56.733.273**	**67.916.841**	***Under payment of corporate and dividend tax***
Laba sebelum pajak penghasilan - konsolidasian	345.416.590	253.455.253	*Profit before income tax - consolidation*
Pajak penghasilan dihitung dengan tarif pajak efektif	143.520.593	107.541.061	*Income tax calculated at the effective tax rates*
Keuntungan usaha dari Perusahaan Asosiasi	(18.844.757)	(7.744.499)	*Gain from Associates*
Pendapatan yang dikenakan pajak final	(975.785)	(491.320)	*Income subject to final tax*
Penyesuaian lain-lain	(29.161.1396)	(36.868.402)	*Other adjustments*
Beban pajak penghasilan konsolidasian	**94.538.915**	**62.436.840**	***Consolidated corporate income tax expense***

Rata-rata tarif pajak yang digunakan adalah 41,55% (2016: 42,43%).

The average applicable tax rate was 41.55% (2016: 42.43%).

Dalam laporan keuangan konsolidasian ini, jumlah penghasilan kena pajak didasarkan atas perhitungan menurut standar akuntansi.

In these consolidated financial statements, the amount of taxable income is calculated based on accounting standard.

30. PERPAJAKAN (lanjutan)

e. Pajak tangguhan

***30. TAXATION** (continued)*

e. Deferred tax

	2017	2016	
Aset pajak tangguhan Entitas Anak:			***Deferred tax assets Subsidiaries:***
Aset minyak dan gas bumi	(8.352.808)	(40.417.795)	*Oil and gas properties*
Provisi untuk biaya restorasi dan pembongkaran	105.709.247	108.101.692	*Provision for decomissioning and site restoration*
Provisi imbalan kerja karyawan	8.539.524	6.650.914	*Provision for employee benefits*
Provisi penurunan nilai persediaan	3.801.796	4.032.321	*Provision for decline in value of inventories*
Provisi aset pajak tangguhan yang tidak diakui	(1.074.792)	(1.074.792)	*Provision for unrecognized deferred tax assets*
Rugi fiskal yang dapat dibawa ke masa depan	-	14.967.314	*Carried forward tax losses*
Pendapatan tangguhan	7.358.003	7.471.520	*Deferred revenue*
	115.980.970	**99.731.174**	

	2017	2016	
Aset pajak tangguhan pada awal tahun	99.731.174	56.225.809	*Deferred tax assets at beginning of the year*
Penyesuaian atas penyisihan Imbalan kerja karyawan	58.063	-	*Adjustment for provision for employee benefit*
Dikreditkan pada laporan laba-rugi	16.191.733	43.505.365	*Credited to consolidated statements profit or loss*
Aset pajak tangguhan pada akhir periode - Entitas Anak	**115.980.970**	**99.731.174**	***Deferred tax assets at end of the year - Subsidiaries***

Pemanfaatan aset pajak tangguhan yang diakui Perusahaan dan Entitas Anak tergantung pada kelebihan laba pajak masa yang akan datang atas laba yang timbul dari pemulihan perbedaan temporer kena pajak yang tersedia. Perusahaan melakukan penyisihan penilaian atas aset pajak tangguhan tertentu untuk kompensasi kerugian telah ditetapkan apabila tidak adanya bukti yang cukup mengenai kemungkinan aset pajak tangguhan tersebut dapat dimanfaatkan sebelum kadaluwarsa.

The utilisation of deferred tax assets recognised by the Company and Subsidiaries is dependent upon future taxable income in excess of income resulting from the reversal of existing taxable temporary differences. The Company do a valuation allowance for certain deferred tax assets has been established if there is insufficient evidence that it is probable that certain tax losses carried forward will be utilised before expiring.

30. PERPAJAKAN (lanjutan) / ***30. TAXATION*** *(continued)*

e. Pajak tangguhan (lanjutan) / ***e. Deferred tax*** *(continued)*

	2017	2016	
Aset pajak tangguhan Perusahaan:			***Deferred tax assets the Company:***
Penyisihan imbalan kerja karyawan	4.065.717	2.496.441	*Provision for employee benefits*
Perubahan nilai wajar atas investasi tersedia untuk dijual	-	(847.865)	*Changes in fair value of available-for-sale investments*
Penyisihan insentif dan bonus kinerja	14.723.387	3.246.873	*Provision for incentives and performance bonuses*
	18.789.104	**4.895.449**	

	2017	2016	
Aset pajak tangguhan awal tahun	4.895.449	2.542.078	*Deferred tax assets at beginning of the year*
Dikreditkan pada investasi tersedia untuk dijual	847.865	-	*Credited to available-for-sale investments*
Dikreditkan pada penghasilan komprehensif lainnya	386.535	-	*Credited to other comprehensive income*
Dikreditkan pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian	12.659.255	2.353.371	*Credited to consolidated statements of profit or loss and other compreshensive income*
Aset pajak tangguhan pada akhir tahun - Perusahaan	**18.789.104**	**4.895.449**	***Deferred tax assets at end of the year - the Company***
Aset pajak tangguhan pada akhir tahun pada konsolidasi - Jumlah	**134.770.074**	**104.626.623**	***Deferred tax assets at end of the year on consolidation - Total***

	2017	2016	
Liabilitas pajak tangguhan Entitas Anak:			***Deferred tax liabilities Subsidiaries:***
Aset minyak dan gas bumi	(415.237.253)	(574.269.896)	*Oil and gas properties*
Penyisihan untuk biaya pembongkaran dan restorasi	107.813.144	110.517.568	*Provision for decomissioning and site restoration*
Penyisihan imbalan kerja karyawan	7.283.036	5.777.631	*Provision for employee benefits*
Penyisihan penurunan nilai persediaan	2.682.091	875.576	*Provision for decline in value of inventories*
Pendapatan tangguhan	1.301.607	(13.041)	*Deferred revenue*
Lain-lain	(575.880)	3.018.377	*Others*
	(296.733.255)	**(454.093.785)**	

	2017	2016	
Liabilitas pajak tangguhan pada awal tahun	(454.093.785)	(564.378.548)	*Deferred tax liabilities at beginning of the year*
Penambahan atas *Gross up* Blok ONWJ	(988.797)	-	*Addition for Gross up ONWJ PSC*
Penyesuaian atas penyisihan imbalan kerja karyawan	(264.882)	-	*Adjustment for provision for employee benefits*
Dikreditkan pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian	158.614.209	110.284.763	*Credited to consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income*
Liabilitas pajak tangguhan pada akhir tahun - Entitas Anak	**(296.733.255)**	**(454.093.785)**	***Deferred tax liabilities at end of the year - Subsidiaries***

30. PERPAJAKAN (lanjutan)

e. Pajak tangguhan (lanjutan)

***30. TAXATION** (continued)*

***e. Deferred tax** (continued)*

	2017	2016	
Liabilitas pajak tangguhan:			***Deferred tax liabilities:***
Transaksi pada konsolidasian:			***Transactions on consolidation:***
Selisih nilai wajar atas nilai buku	(14.113.799)	(30.844.971)	*Excess of fair value over net book value*
	(14.113.799)	**(30.844.971)**	

	2017	2016	
Liabilitas pajak tangguhan pada awal tahun	(30.844.971)	(33.130.493)	*Deferred tax liabilities at beginning of the year*
Dikreditkan pada *goodwill*	2.351.696	-	*Credited to goodwill*
Dikreditkan pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian	14.379.476	2.285.522	*Credited to consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income*
Liabilitas pajak tangguhan pada akhir tahun - Perusahaan	**(14.113.799)**	**(30.844.971)**	***Deferred tax liabilities at end of the year - the Company***
Liabilitas pajak tangguhan pada akhir tahun konsolidasi - Jumlah	**(310.847.054)**	**(484.938.756)**	***Deferred tax liabilities at end of the year - on consolidation - Total***

f. Administrasi

Perusahaan dan Entitas Anak menghitung dan membayar sendiri jumlah pajak yang terutang. Berdasarkan perubahan terakhir Undang-Undang Pajak Penghasilan yang mulai berlaku efektif sejak tanggal 1 Januari 2008, Direktorat Jenderal Pajak dapat menetapkan dan mengubah liabilitas pajak dalam batas waktu 5 (lima) tahun sejak tanggal terutangnya pajak.

f. Administration

The Company and Subsidiaries calculate and pay their tax obligations separately. Based on the most recent amendments of the Income Tax Law effective on January 1, 2008, the Directorate General of Tax may decide and amend tax liabilities within a period of 5 (five) years from the date taxes payable become due.

g. Lain-lain

g. Others

i. PHE ONWJ Ltd.

i. PHE ONWJ Ltd.

Nomor dan tanggal penerbitan surat ketetapan/ *Number and issue date of assesment letter*	Tahun pajak/ *Fiscal year*	Jenis pajak/ *Type of taxes*	Kurang/lebih bayar atau rugi fiskal/*Underpayment/Overpayment or fiscal loss* — Menurut Direktorat Jendral Pajak/*According to Indonesian Tax Office*	Kurang/lebih bayar atau rugi fiskal/*Underpayment/Overpayment or fiscal loss* — Menurut Perusahaan/ *According to the Company*	Status pada tanggal laporan keuangan/ *Status as of the date of financial statements*
0003/204/01/091/11-0003/204/09/091/11 28 Oktober/*October* 2011	2001 - 2009	Pajak atas bunga, dividen dan royalti/ *Tax on Interest, dividends and royalties*	Kurang bayar sebesar/ *Underpayment of* US$66.172.798	Nihil/*Nil*	Dalam proses review peninjauan kembali/ *In judicial review process*
0004/204/10/081/14 2 Juli/*July* 2014	2010	Pajak atas bunga, dividen dan royalti/ *Tax on Interest, dividends and royalties*	Kurang bayar sebesar/ *Underpayment of* US$7.584.447	Nihil/*Nil*	Dalam proses banding/ *In appeal process*

30. PERPAJAKAN (lanjutan)

g. Lain-lain (lanjutan)

i. PHE ONWJ Ltd. (lanjutan)

BP West Java (sekarang PHE ONWJ Ltd.) sebagai perusahaan yang berdomisili di negara Inggris dikenakan pajak atas Bunga Dividen dan Royalti ("PBDR") sebesar 10% atas pendapatan setelah pajak sesuai dengan ketentuan yang diatur di dalam Tax Treaty antara Pemerintah Indonesia dan Inggris. Menurut laporan audit Pemerintah tahun 2001-2010, kewajiban pembayaran PBDR yang dilakukan oleh BP West Java seharusnya tarif sebesar 20% atas pendapatan setelah pajak yang berdasarkan kepada ketentuan Undang-Undang Perpajakan Indonesia sehingga tarif tax treaty antara pemerintah Indonesia dan Inggris tidak berlaku.

PHE ONWJ Ltd. pada tahun 2011 telah menerima Surat Ketetapan Pajak Kurang Bayar ("SKPKB") untuk tahun pajak 2001 sampai dengan 2009 sebesar US$66.172.800 karena perbedaan tarif pajak 10% untuk tujuan perhitungan PBDR.

Pada tanggal 26 Januari 2012, Perusahaan sudah membayar seluruh SKPKB tersebut. Pada tanggal 27 Januari 2012, Perusahaan mengajukan surat keberatan atas SKPKB tersebut ke kantor pajak.

Pada bulan Januari 2013, Perusahaan menerima hasil keputusan penolakan banding dari kantor pajak untuk seluruh SKPKB tersebut. Surat banding telah diajukan oleh Perusahaan di bulan Februari sampai April 2013 ke pengadilan pajak.

Pada bulan Juli 2014, PHE ONWJ Ltd. menerima SKPKB atas PBDR untuk tahun pajak 2010 sebesar US$7.584.448 yang sudah dibayar penuh pada tanggal 24 juli 2014.

Pada tanggal 10 September 2014, PHE ONWJ Ltd. mengajukan surat keberatan atas SKPKB tersebut ke kantor pajak.

***30. TAXATION** (continued)*

***g. Others** (continued)*

***i. PHE ONWJ Ltd.** (continued)*

BP West Java (now PHE ONWJ Ltd.) as a company domiciled in the United Kingdom ("UK"), applied a 10% rate of tax on Interest, Dividends and Royalties ("PBDR") on income after income tax in accordance with the provisions stipulated in the Tax Treaty between the Government of Indonesia and the UK. Based on the Government audit reports for 2001-2010, PBDR payments undertaken by BP West Java should have been made at the rate of 20% of income after income tax based on the provisions of Indonesian Tax Law and that the tax treaty between Indonesian and the UK Government is not applicable in this circumstance.

PHE ONWJ Ltd has received Tax Underpayment Assessment Letters ("SKPKB") in 2011 amounting to US$66,172,800 for the 10% difference in the tax rate applied for PBDR purposes for fiscal years 2001 to 2009.

On January 26, 2012, the Company paid the total assessed amounts. On January 27, 2012, the Company filed objection letters against these SKPKB to the tax office.

In January 2013, the Company received decisions from the tax office rejecting its appeals for all the SKPKB. Appeal letters were submitted by the Company in February through April 2013 against such decisions to the tax court.

In July 2014, PHE ONWJ Ltd. received a tax assesment relating to PBDR in the amount of US$7.584,448 for the fiscal year 2010, which amount was paid on July 24, 2014.

On September 10, 2014, PHE ONWJ Ltd. filed an objection against the SKPKB for fiscal year 2010 to the tax office.

30. PERPAJAKAN (lanjutan)

g. Lain-lain (lanjutan)

i. PHE ONWJ Ltd. (lanjutan)

Pada bulan September 2015, PHE ONWJ Ltd. menerima hasil keputusan penolakan keberatan dari kantor pajak untuk SKPKB atas PBDR untuk tahun 2010. Surat banding atas keputusan tersebut telah diajukan oleh PHE ONWJ Ltd. ke pengadilan pajak di bulan Desember 2015.

Pada tanggal 2 Desember 2016 PHE ONWJ Ltd. telah mendapatkan surat asli Putusan Banding dari Pengadilan Pajak yang menyatakan menolak permohonan Banding untuk tahun 2001 sampai dengan 2009.

Manajemen memutuskan untuk membukukan tambahan provisi 50% PBDR yang telah dibayar penuh sebesar US$36.917.755 (2016: US$36.917.755) pada laporan keuangan 2017 dan telah mengajukan Peninjauan Kembali ke Mahkamah Agung melalui Pengadilan Pajak tanggal 28 Februari 2017.

***30. TAXATION** (continued)*

***g. Others** (continued)*

***i. PHE ONWJ Ltd.** (continued)*

In September 2015, PHE ONWJ Ltd. received a decision from the tax office rejecting its objection against the SKPKB related to PBDR for the fiscal year 2010. An appeal letter against such decision was submitted by PHE ONWJ Ltd. to the tax court in December 2015.

On December 2, 2016 PHE ONWJ Ltd. has received the original Appeal Decision of the Tax Court of Appeal, rejected the request stating for 2001 to 2009.

Management decided to record an additional provision of 50% of the prepaid PBDR (2016: US$36,917,755 under appeal of US$36,917,755) at consolidated financial statements 2017 and filed a judicial review to the Supreme Court through the Tax Court on February 28, 2017.

ii. KBH WMO

ii. PSC WMO

Nomor objek pajak/ *Tax Object Number*	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 statements*
			Menurut Direktorat Jendral Pajak/*According to Indonesian Tax Office*	Menurut Perusahaan/ *According to the Company*	
31.71.000.000.044.4212.3 23 Mei/*May* 2015	2014	PBB Lepas pantai dan tubuh bumi/ *Offshore and subsurface tax*	Pajak terhutang/ *Tax payable* US$23.627.167	Pajak terhutang/ *Tax payable* US$ 6.894.487	Dalam proses banding/*In appeal process*
31.71.000.000.044.4212.3 5 Mei/*May* 2015	2015	PBB Lepas pantai dan tubuh bumi/ *Offshore and subsurface tax*	Pajak terhutang/ *Tax payable* US$ 31.719.420	Pajak terhutang/ *Tax payable* US$ 6.003.185	Ditolak/*Rejected*
00.00.000.081.420.0076.3 25 April/*April* 2015	2016	PBB Lepas pantai dan tubuh bumi/ *Offshore and subsurface tax*	Pajak terhutang/ *Tax payable* US$15.651.376	Pajak terhutang/ *Tax payable* US$1.690.960	Dalam proses banding/*In appeal process*
00.00.000.081.420.0076.3 28 April/*April* 2017	2017	PBB Lepas pantai dan tubuh bumi/ *Offshore and subsurface tax*	Pajak terhutang/ *Tax payable* US$11.092.390	Pajak terhutang/ *Tax payable* US$1.427.251	Dalam proses keberatan/*In objection process*

30. PERPAJAKAN (lanjutan)

g. Lain-lain (lanjutan)

ii. KBH WMO (lanjutan)

Sesuai dengan implementasi dari Peraturan Pemerintah No. 79 tahun 2010, KBH WMO diwajibkan untuk membayar Pajak Bumi dan Bangunan ("PBB") tahun 2017 dengan jumlah Rp.150.279.709.771 (US$11.092.390), tahun 2016 dengan jumlah Rp212.044.849.592 (setara dengan US$15.651.376), tahun 2015 dengan jumlah Rp429.734.704.393 (setara dengan US$31.719.420), tahun 2014 dengan jumlah Rp320.100.866.837 (setara dengan US$23.627.167) dan tahun 2013 dengan jumlah Rp287.615.553.120 (setara dengan US$21.229.373).

Berdasarkan Surat Pemberitahuan Pajak Tahunan "SPPT" PBB yang telah diterbitkan oleh Direktorat Jendral Pajak, PHE WMO telah melakukan pembayaran atas SPPT PBB tersebut dan mengajukan keberatan untuk seluruh SPPT PBB ke kantor pajak.

Pada bulan Agustus 2014, PHE WMO menerima surat penolakan keberatan atas SPPT PBB tahun 2013 dari kantor pajak. Surat Banding kemudian diajukan oleh PHE WMO ke pengadilan pajak di bulan September 2014. Permohonan banding tersebut telah ditolak oleh Pengadilan Pajak pada tanggal 26 Agustus 2015.

Pada tanggal 6 September 2016, PHE WMO menerima surat penolakan keberatan atas SPPT PBB tahun 2015 dan memutuskan untuk tidak mengajukan permohonan banding. Permohonan banding diajukan oleh PHE WMO untuk penolakan keberatan atas SPPT PBB tahun 2016 yang diterima pada tanggal 4 September 2017. Surat Banding tersebut telah disampaikan PHE WMO tanggal 28 November 2017.

Sampai dengan tanggal laporan konsolidasian ini, PHE WMO belum menerima hasil putusan atas surat keberatan lainnya dan banding yang telah diajukan oleh Perusahaan.

***30. TAXATION** (continued)*

***g. Others** (continued)*

ii. PSC WMO (lanjutan)

In accordance with the implementation of Government Regulation No.79 of 2010, the WMO PSC is required to pay Land and Building Tax ("PBB") for 2017 in the amount of Rp.150.279.709.711 (equivalent to US$11,092,390), for 2016 in the amount of Rp212,044,849,592 (equivalent to US$15,651,376), for 2015 in the amount of Rp429,734,704,393 (equivalent to US$31,719,420), for 2014 in the amount of Rp320,100,866,837 (equivalent to US$23,627,167) and for 2013 in the amount of Rp287,615,553,120 (equivalent US$21,229,373).

Based on the PBB payment request which was published by the Directorate General of Taxation, PHE WMO has paid the full amount of PBB payment request and submitted the objection letters for all PBB payment request to the tax office.

In August 2014, PHE WMO received a rejection letter regarding its objection against 2013 PBB from the tax office. An appeal letter against the 2013 PBB payment request was submitted by PHE WMO to the tax court in September 2014. The appeal letter has been rejected by the Tax Court in August 26, 2015.

In September 6, 2016, PHE WMO received a rejection letter regarding its objection against 2015 PBB from the tax office and decided not to submit an appeal letter. The appeal letter filed by PHE WMO for rejection of 2016 PBB received on September 4, 2017. The appeal letter has been submitted by PHE WMO in November 28, 2017.

As the date of the consolidated financial statements, PHE WMO has also not yet received a decision of another PBB payment request and appeal from tax office.

30. PERPAJAKAN (lanjutan)

g. Lainnya (lanjutan)

iii. KBH A (NATUNA SEA)

***30. TAXATION** (continued)*

***g. Others** (continued)*

iii. PSC A (NATUNA SEA)

Nomor dan tanggal penerbitan surat ketetatapan/ *Number and issue date of assesment 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 statements*
			Menurut Direktorat Jendral Pajak/*According to Indonesian Tax Office*	Menurut Perusahaan/ *According to the Company*	
00001/240/13/081/15 12 November/ *November* 2015	2013	*PPh Pasal 4(2)/ Withholding Tax Art 4(2)*	Kurang bayar sebesar/ *Underpayment of* US$47.823.418	Nihil/*Nil*	Dalam proses banding/*In appeal process*
00003/245/13/081/15 23 November/ *November* 2015	2013	*PPh Pasal 23/26/ Withholding Tax Art 23/26*	Kurang bayar sebesar/ *Underpayment of* US$72.238.750	Nihil/*Nil*	Dalam proses banding/ *In appeal process*

Pada bulan November 2015, Natuna 2 BV (50% saham dimiliki PT PHE Oil and Gas) menerima SKPKB Pajak Penghasilan Final Pasal 4 (2) atas *transfer tax* tahun pajak 2013 sebesar Rp647.911.679.507 (setara dengan US$47.823.418) serta SKPKB atas *Branch Profits Tax* tahun pajak 2013 sebesar US$72.238.750. Natuna 2 BV tidak setuju atas penerbitan kedua SKPKB ini. Natuna 2 BV telah melakukan pembayaran pada tanggal 11 Februari 2016 sebelum mengajukan permohonan keberatan untuk menghindari sanksi 50% atau 100% apabila keberatan atau banding ditolak.

Manajemen mengajukan surat keberatan pada tanggal 19 Februari 2016 dan telah menerima hasil putusan bahwa keberatan ditolak pada tanggal 10 Februari 2017. Berdasarkan keputusan tersebut, manajemen memutuskan untuk membukukan provisi 50% dari porsi PT PHE Oil and Gas sebesar US$29.951.467 dan mengajukan banding ke Pengadilan Pajak tanggal 9 Mei 2017.

In November 2015, Natuna 2 BV (50% of shares owned by PT PHE Oil and Gas) received a tax assesment (SKPKB) relating to transfer tax involving the transfer of shares in 2013 for Rp647,911,679,507 (equivalent to US$47,823,418) and a branch profits tax assesment for 2013 of US$72,238,750. Natuna 2 BV does not agree with these SKPKB. On February 11, 2016, Natuna 2 BV has paid the SKPKB before submission of objection letters to avoid the imposition of tax penalties of 50% or 100% if the objection or appeal is rejected.

Management submitted an objection letter on February 19, 2016 and has received the verdict that the objection was rejected on February 10, 2017. Based on this decision, management decided to record a provision of 50% of the portion of PT PHE Oil and Gas for US$29,951,467 and submitted an appeal letter on May 9, 2017.

31. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI

a. Sifat dari transaksi pihak berelasi

Transaksi pihak berelasi antara Perusahaan dan Entitas Anak dengan Pertamina dan entitas anaknya meliputi pembiayaan, pembelian bahan bakar, pembebanan imbalan kerja karyawan perbantuan, pembebanan biaya bunga dan biaya asuransi, dividen dan transaksi penyerahan barang/jasa lainnya.

Sifat dari hubungan pihak-pihak berelasi yang mengadakan transaksi dengan Perusahaan:

Hubungan/*Relations*	Pihak-pihak berelasi/*Related parties*
• Pemegang saham/*Shareholders*	PT Pertamina (Persero)
• Perusahaan asosiasi/*Associates*	PT Pertamina Dana Ventura ("PDV") PT Donggi Senoro LNG ("DSLNG") Natuna 2 BV PT Pertamina Drilling Contractor PT Pertamina Hulu Indonesia PT Pertamina Hulu Mahakam PT PGE Lawu
• Entitas sepengendali/*Entities under common control*	Pertamina Energy Trading Ltd./Pertamina Energy Services Ltd. ("PETRAL") PT Pertamina EP ("PEP") PT Pertamina Gas ("Pertagas") PT Pertagas Niaga PT Pertamina Drilling Services Indonesia ("PDSI") PT Pelita Air Service ("PAS") PT Pertamina Tongkang/PT Pertamina Trans Kontinental ("PTK") PT Pertamina Retail PT Pertamina Bina Medika ("Pertamedika") PT Tugu Pratama Indonesia ("TPI") PT Mitra Tours and Travel ("Mitra Tours") PT Pertamina EP Cepu ("EP Cepu") PT Patra Jasa ("Patra Jasa") PT Patra Niaga PT Pertamina Training and Consulting ("PTC") PT Pertamina Geothermal Energy ("PGE") PT Nusantara Regas PT Elnusa ("Elnusa") PT Pertamina International Shipping ("PIS") PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN") PT Perusahaan Gas Negara (Persero) ("PGN") PT Pupuk Indonesia (Persero) PT Petrokimia Gresik PT Gresik Migas Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi ("PDPDE") PT Bank Mandiri (Persero) Tbk. PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk. PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk.
• Entitas yang berelasi dengan Pemerintah/ *Entities related to Government*	
• Personil manajemen kunci/*Key management personnel*	Direksi/*Directors* Komisaris/*Commissioners*

31. RELATED PARTIES BALANCES AND TRANSACTIONS

a. Nature of related party transactions

Related party transactions between the Company and Subsidiaries and Pertamina and its subsidiaries involve financing, fuel purchases, allocation of seconded employees' past-service costs, interest and insurance expense, dividends and other goods/services transactions.

The nature of the relationships with related parties are as follows:

31. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI (lanjutan)

a. Sifat dari transaksi pihak berelasi (lanjutan)

Kebijakan Perusahaan dan Entitas Anak terkait penetapan harga untuk transaksi dengan pihak-pihak berelasi adalah sebagai berikut:

- Penjualan minyak mentah ke pihak berelasi ditetapkan berdasarkan *Indonesian Crude Prices* ("ICP") bulanan yang ditetapkan oleh Direktorat Jenderal Migas.
- Penjualan gas ke pihak berelasi ditetapkan berdasarkan kontrak-kontrak penjualan gas.
- Jasa transportasi gas dari Pertagas berdasarkan tarif yang ditetapkan oleh Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi ("BPH MIGAS").
- Beban usaha dari pihak berelasi lainnya berdasarkan harga yang disepakati kedua belah pihak.

***31. RELATED PARTIES BALANCES AND TRANSACTIONS** (continued)*

***a. Nature of related party transactions** (continued)*

The Company's and Subsidiaries' pricing policies related to the transactions with related parties are as follows:

- *Sales of crude oil to related parties are priced based on monthly Indonesian Crude Prices ("ICP") which are determined by Directorate General of Oil and Gas.*
- *Sales of natural gas to related parties are priced based on the gas sales contracts.*
- *Gas transportation fees from Pertagas are priced based on the tariff determined by Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi ("BPH MIGAS").*
- *Other various operating expenses from other related parties are priced based on agreed prices.*

b. Kas dan setara kas dan kas yang dibatasi penggunaannya

b. Cash and cash equivalents and restricted cash

	2017	2016	
Kas dan setara kas (lihat Catatan 6)	107.501.732	119.374.705	*Cash and cash equivalents (refer to Note 6)*
Kas yang dibatasi penggunaannya (lihat Catatan 7)	55.561.835	40.724.782	*Restricted cash (refer to Note 7)*
Jumlah	**163.063.567**	**160.099.487**	***Total***
Persentase terhadap jumlah aset	3,41%	3,26%	*As a percentage of total assets*

c. Piutang usaha - pihak berelasi

c. Trade receivables - related parties

	2017	2016	
PLN	40.203.522	19.893.632	*PLN*
PT Pupuk Indonesia (Persero)	14.816.752	8.474.975	*PT Pupuk Indonesia (Persero)*
DSLNG	14.788.954	12.030.675	*DSLNG*
PGN	6.097.991	10.335.365	*PGN*
PT Gresik Migas	1.767.369	835.584	*PT Gresik Migas*
PEP	574.429	276.094	*PEP*
Lainnya	2.098.230	583.248	*Others*
Jumlah	**80.347.247**	**52.429.573**	***Total***
Persentase terhadap jumlah aset	1,68%	1,07%	*As a percentage of total assets*

31. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI (lanjutan)

c. Piutang usaha - pihak berelasi (lanjutan)

Piutang usaha dari entitas berelasi merupakan piutang penjualan minyak mentah atau gas bumi yang berasal dari Entitas Anak.

Manajemen berpendapat bahwa seluruh piutang usaha dari pihak berelasi dapat ditagih secara penuh, sehingga penyisihan penurunan nilai tidak diperlukan.

d. Piutang lain-lain - pihak berelasi

	2017	2016
Bagian lancar:		
DSLNG	109.457.599	105.285.910
PEP	12.589.098	1.973.090
Natuna 2 BV	7.463.557	4.186.278
Lain-lain	2.411.138	238.676
Jumlah	**131.921.392**	**111.683.954**
Persentase terhadap jumlah aset	2,76%	2,28%

Piutang dari DSLNG sebesar US$109.457.599 (2016: US$105.285.910) ditujukan untuk pembangunan fasilitas produksi Gas Alam Cair ("LNG") yang berkapasitas 2 juta ton per tahun. PT Donggi Senoro LNG dimiliki oleh PHE (29%), Sulawesi LNG Development Limited (59,9%) dan PT Medco LNG Indonesia (11,1%).

Tingkat suku bunga pinjaman adalah *London Interbank Offering Rate* ("LIBOR") Dolar AS satu bulan ditambah 3,75% per tahun dan jatuh tempo setiap tiga bulan setelah pinjaman dicairkan. Pada tahun 2017 dan 2016, biaya bunga yang timbul ditambahkan ke pinjaman pokok karena fasilitas produksi LNG masih dalam tahap konstruksi. Pendapatan bunga selama 2017 dan 2016 masing-masing adalah US$4.907.911 dan US$4.050.366.

***31. RELATED PARTIES BALANCES AND TRANSACTIONS** (continued)*

***c. Trade receivables - related parties** (continued)*

The trade receivables from related parties involve crude oil or natural gas sold by the Subsidiaries.

Management believes that the trade receivables from related parties are fully collectible and therefore a provision for impairment is not considered necessary.

d. Other receivables - related parties

Current portion:		
DSLNG	109.457.599	105.285.910
PEP	12.589.098	1.973.090
Natuna 2 BV	7.463.557	4.186.278
Others	2.411.138	238.676
Total	**131.921.392**	**111.683.954**
As a percentage of total assets	2,76%	2,28%

The receivable from DSLNG of US$109,457,599 (2016: US$105,285,910) is for the construction of a Liquified Natural Gas ("LNG") production facility with a capacity of 2 million tonnes per year. PT Donggi Senoro LNG is owned by PHE (29%), Sulawesi LNG Development Limited (59.9%) and PT Medco LNG Indonesia (11.1%).

The interest rate on the loan is the one month US Dollar London Interbank Offering Rate ("LIBOR") plus 3.75% per annum and interest is due every three months after the loan drawdowns. In 2017 and 2016, accrued interest was added to the loan, since the LNG production facility is still under construction. Interest income for 2017 and 2016 is US$4,907,911 and US$4.050,366, respectively.

31. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI (lanjutan)

d. Piutang lain-lain - pihak berelasi (lanjutan)

Berdasarkan *PHE Funding Contribution Agreement* tertanggal 16 Desember 2014 antara Perusahaan dan PT Donggi Senoro LNG dengan MUFG Union Bank N.A., Perusahaan menyetujui untuk membayar kekurangan dana yang dibutuhkan untuk proyek pembangunan LNG tersebut. Tidak ada pembayaran kembali dari DSLNG sampai 31 Desember 2017.

***31. RELATED PARTIES BALANCES AND TRANSACTIONS** (continued)*

***d. Other receivables - related parties** (continued)*

Based on the PHE Funding Contribution Agreement dated December 16, 2014, between the Company and PT Donggi Senoro LNG with MUFG Union Bank N.A., the Company agreed to finance any short fall in funds needed for the LNG development project. There is no repayment from DSLNG until December 31, 2017.

e. Utang usaha - pihak berelasi

e. *Trade payables - related parties*

	2017	2016	
PT Pertamina (Persero) - neto	557.981.076	345.971.716	*PT Pertamina (Persero) - net*
Pertagas	11.613.037	13.560	*Pertagas*
PIS	6.561.437	-	*PIS*
PEP	2.512.286	801.552	*PEP*
Elnusa	2.261.906	2.751.754	*Elnusa*
PGE	865.321	-	*PGE*
PAS	559.947	264.148	*PAS*
PDSI	392.196	-	*PDSI*
TPI	153.323	189.842	*TPI*
PTK	166.415	119.526	*PTK*
Lain-lain	253.900	185.876	*Others*
Jumlah	**583.320.844**	**350.297.974**	***Total***
Persentase terhadap jumlah liabilitas	21,51%	11,8%	*As a percentage of total liabilities*

Rincian utang usaha neto dari Pertamina adalah sebagai berikut:

Details of net trade payables from Pertamina are as follows:

	2017	2016	
Utang usaha:			***Trade payables:***
Utang terkait pembayaran *cash call*	(718.946.796)	(357.103.889)	*Payables in relation to payment of cash calls*
Jumlah utang usaha ke Pertamina	**(718.946.796)**	**(357.103.889)**	***Total trade payables to Pertamina***

31. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI (lanjutan)

31. RELATED PARTIES BALANCES AND TRANSACTIONS *(continued)*

e. Utang usaha - pihak berelasi (lanjutan)

e. *Trade payables - related parties* *(continued)*

	2017	2016	
Utang lain-lain:			***Other payables:***
Utang terkait alokasi bunga pinjaman	(39.426.443)	(50.798.506)	*Payables in relation to loan interest allocation*
Utang sehubungan dengan karyawan perbantuan	(10.708.112)	(8.071.150)	*Payables in relation to seconded employees*
Utang terkait transaksi lain-lain	(11.255.200)	(13.457.386)	*Payables in relation to other transactions*
Jumlah utang lain-lain ke Pertamina	**(61.389.755)**	**(72.327.042)**	***Total other payables to Pertamina***
Piutang usaha:			***Trade receivables:***
Piutang terkait penjualan minyak dan gas bumi	89.805.712	18.156.002	*Receivables in relation to oil and natural gas sales*
Jumlah piutang usaha dari Pertamina	**89.805.712**	**18.156.002**	***Total trade receivables from Pertamina***
Piutang lain-lain:			***Other receivables:***
Piutang terkait Pembayaran lain-lain	132.549.763	65.303.213	*Receivables in relation to other payments*
Jumlah piutang lain-lain	**132.549.763**	**65.303.213**	***Total other receivables***
Jumlah utang usaha ke Pertamina - neto	**(557.981.076)**	**(345.971.716)**	***Total trade payables to Pertamina - net***

Perusahaan dan Entitas Anak menjual minyak mentah dan gas bumi kepada Pertamina. Pertamina memberikan dana untuk kegiatan operasi Perusahaan dan Entitas Anak dalam bentuk *cash calls* dan transaksi utang lainnya yang kemudian akan diperhitungkan *(offset)* dengan nilai kewajiban Pertamina yang timbul dari penjualan Perusahaan dan Entitas Anak dan transaksi lainnya.

The Company and Subsidiaries sell crude oil and natural gas to Pertamina. Pertamina provides funding for the Company's and Subsidiaries' operations in the form of cash calls and transactions involving other payables, which are recognised as offsets against amounts owed by Pertamina in relation to the Company's and Subsidiaries' sales and other transactions.

f. Utang lain-lain - pihak berelasi

f. *Other payables - related parties*

	2017	2016	
PEP	2.092.389	26.139	*PEP*
Pertagas	477.528	4.544.514	*Pertagas*
Elnusa Tbk	87.673	443.483	*Elnusa Tbk.*
Lain-lain	183.065	949.986	*Others*
Jumlah	**2.840.655**	**5.964.122**	***Total***
Persentase terhadap jumlah liabilitas	0,10%	0,20%	*As a percentage of total liabilities*

31. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI (lanjutan)

f. Utang lain-lain - pihak berelasi (lanjutan)

Utang lain-lain kepada pihak berelasi merupakan utang sehubungan dengan utang dividen yang didistribusikan oleh Entitas Anak, jasa transportasi, jasa pelatihan dan konsultasi, biaya perjalanan dan akomodasi, dan lain-lain.

31. RELATED PARTIES BALANCES AND TRANSACTIONS *(continued)*

f. Other payables - related parties *(continued)*

The other payables to related parties represent dividends payable declared by Subsidiaries, transportation services, training and consultation services, travel and accomodation services, etc.

g. Pinjaman - pihak berelasi / ***g. Loan - related party***

	2017	2016	
PT Pertamina (Persero)	**264.737.962**	**914.934.071**	***PT Pertamina (Persero)***
Dikurangi: bagian lancar	(92.242.736)	(278.222.620)	*Less: current portion*
Jumlah bagian tidak lancar	**172.495.226**	**636.711.451**	***Total non-current portion***
Persentase terhadap jumlah liabilitas	9,76%	30,83%	*As a percentage of total liabilities*

Pada tanggal 1 Januari 2012, Perusahaan dan PT Pertamina (Persero) menandatangani Perjanjian Pinjaman Dana dengan jangka waktu 10 (sepuluh) tahun. Pinjaman ini digunakan untuk kegiatan investasi Perusahaan dan Entitas Anak. Pada tanggal 31 Desember 2017 dan 2016, jumlah pinjaman yang belum dibayarkan (belum termasuk bunga yang belum dibayarkan) adalah masing-masing sebesar US$172.495.226 dan US$914.934.071. Tingkat bunga yang berlaku antara 4,30% sampai dengan 4,71% per tahun. Beban bunga selama 2017 dan 2016 masing-masing adalah US$39.426.443 dan US$50.798.506 Pembayaran angsuran pokok pinjaman dimulai tanggal 30 Juni 2015 sampai 31 Desember 2021.

On January 1, 2012, the Company and PT Pertamina (Persero) signed a Loan Agreement for the period of 10 (ten) years. This loan is intended for investment activities of the Company and Subsidiaries. As at December 31, 2017 and December 31, 2016, the total loan amount outstanding (excluding unpaid interest) was US$172,495,226 and US$914,934,071, respectively. The interest rate applied ranged between 4.30% to 4.71% per annum. Interest expense for 2017 and 2016 was US$39,426,443 and US$50,798,506, respectively. The loan principal repayments commenced on June 30, 2015 with the final repayment due on December 31, 2021.

h. Pendapatan usaha - pihak berelasi / ***h. Revenues - related parties***

	2017	2016	
PT Pertamina (Persero)	831.066.307	550.118.009	*PT Pertamina (Persero)*
PLN	294.312.999	329.353.437	*PLN*
PT Pupuk Indonesia (Persero)	152.643.374	135.962.824	*PT Pupuk Indonesia (Persero)*
DSLNG	141.249.072	120.719.177	*DSLNG*
PGN	121.930.252	114.234.919	*PGN*
PT Pertagas	33.375.245	5.920.667	*PT Pertagas*
PT Gresik Migas	9.503.055	1.082.563	*PT Gresik Migas*
PDPDE	6.842.081	7.674.577	*PDPDE*
Lain-lain	9.687.268	-	*Others*
Jumlah	**1.600.609.653**	**1.265.066.173**	***Total***
Persentase terhadap jumlah pendapatan usaha	80,07%	82,52%	*As a percentage of total revenues*

31. SALDO DAN TRANSAKSI DENGAN PIHAK BERELASI (lanjutan)

h. Pendapatan usaha - pihak berelasi (lanjutan)

Penjualan neto ke Pertamina merupakan penjualan domestik minyak mentah yang telah dikurangi dengan PNBP. Penjualan neto kepada pihak berelasi lainnya merupakan penjualan gas setelah dikurangi dengan PNBP.

31. RELATED PARTIES BALANCES AND TRANSACTIONS *(continued)*

h. Revenues - related parties *(continued)*

Net sales to Pertamina involved crude oil sales after deduction by PNBP. Net sales to other related parties involved sales of natural gas after deduction of PNBP.

i. Pendapatan bunga - pihak berelasi

i. Interest income - related parties

	2017	2016	
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.	100.883	107.746	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk.	116.031	166.110	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk.*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk.	537.170	286.092	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk.*
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk.	292.602	146	*PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk.*
Jumlah	**1.046.686**	**560.094**	***Total***
Persentase terhadap laba sebelum pajak penghasilan	0,30%	0,22%	*As a percentage of profit before income tax*

j. Kompensasi manajemen kunci

Manajemen kunci termasuk Direksi dan Komisaris. Kompensasi yang dibayar atau terutang kepada manajemen kunci atas dasar jasa pekerja adalah sebagai berikut:

j. Key management compensation

Key management includes Directors and Commissioners. The compensation paid or payable to key management for employee services is shown below:

	2017	2016	
Gaji dan imbalan pekerja jangka pendek lainnya	2.196.120	1.384.491	*Salaries and other short-term employee benefits*
Jumlah	**2.196.120**	**1.384.491**	***Total***
Persentase terhadap laba sebelum pajak penghasilan	0,64%	0,55%	*As a percentage of profit before income tax*

32. PERJANJIAN, KOMITMEN DAN KONTINJENSI PENTING

a. Perjanjian Pasokan Gas

Pada tanggal 31 Desember 2017, Entitas Anak memiliki kontrak-kontrak perjanjian jual beli gas yang signifikan kepada beberapa pelanggan, dengan volume gas masing-masing kontrak senilai antara 0,8 TBTU hingga 1.418 TBTU. Kontrak-kontrak tersebut akan berakhir antara tahun 2018 sampai 2027.

32. SIGNIFICANT AGREEMENTS, COMMITMENTS AND CONTINGENCIES

a. Gas Supply Agreements

As at December 31, 2017, Subsidiaries has various significant gas sales agreements with various customers, with gas volumes of each contract ranging between 0.8 TBTU and 1,418 TBTU. The expiration years of those agreements range from 2018 to 2027.

32. PERJANJIAN, KOMITMEN DAN KONTINJENSI PENTING (lanjutan)

a. Perjanjian Pasokan Gas (lanjutan)

Berdasarkan Peraturan Presiden Republik Indonesia No.40 Tahun 2016 tentang Penetapan Harga Gas Bumi dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No.40 Tahun 2016 tentang Harga Gas Bumi Untuk Industri Tertentu, Perusahaan melakukan amandemen penurunan kontrak harga gas dalam perjanjian jual beli gas dengan industri tertentu dan berlaku efektif sejak 30 Januari 2017.

b. Sewa Barang Milik Negara - KBH Blok ONWJ

Aset minyak dan gas bumi eks-KBH ONWJ lama yang dimiliki oleh Direktorat Jenderal Kekayaan Negara ("DJKN") digunakan oleh kontraktor KBH ONWJ *Gross Split* dengan skema sewa.

Pada tanggal 16 Januari 2018 Perjanjian Sewa no. PRJ-1/KN/2018 ditandatangani oleh PT PHE ONWJ dan DJKN untuk periode sewa dari tanggal 19 Januari 2017 sampai 19 Januari 2018 dengan nilai sewa sebesar IDR225.603.000.000 (nilai penuh). Periode sewa dapat diperpanjang berdasarkan permohonan tertulis yang diajukan oleh PHE ONWJ ke DJKN melalui SKK Migas.

PHE ONWJ sudah mengajukan permohonan perpanjangan sewa untuk periode 5 tahun mulai dari tanggal 19 Januari 2018 sampai tanggal 18 Januari 2022. Pada tanggal laporan keuangan ini diselesaikan persetujuan atas permohonan tersebut belum diterima oleh PHE ONWJ.

c. Perjanjian Pengalihan 10% *Participating Interest* di KBH Blok ONWJ

Pada tanggal 19 Desember 2017 PT PHE ONWJ dan PT Migas Hulu Jabar ONWJ menandatangi perjanjian pengalihan 10% P*articipating Interest* di KBH Blok ONWJ dari PT PHE ONWJ ke PT Migas Hulu Jabar ONWJ. Perjanjian tersebut berlaku efektif pada tanggal diterimanya persetujuan dari Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral atau pada tanggal yang ditetapkan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dalam surat persetujuannya. Pada tanggal laporan keuangan ini diselesaikan, persetujuan dari Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral belum diberikan.

32. SIGNIFICANT AGREEMENTS, COMMITMENTS AND CONTINGENCIES *(continued)*

a. Gas Supply Agreements *(continued)*

Based on Indonesian Presidential Regulation No.40 year 2016 on Natural Gas Pricing and Regulation of the Minister of Energy and Mineral Resources of the Republic of Indonesia No.40 year 2016 on Natural Gas Price for Specific Industries, the Company amended contract gas prices decline in gas sales agreements with particularly industry and effective from January 30, 2017.

b. Lease of the State owned enterprises's assets - ONWJ PSC

The oil and gas assets of the old ONWJ PSC which are now owned by the Directorate General of State Assets ("DJKN") are used by the ONWJ Gross Split PSC contractors based on a lease scheme.

On January 16, 2018, PT PHE ONWJ and DJKN entered into a Lease Agreement no. PRJ-1/KN/2018 for a lease period from January 19, 2017 to January 19, 2018, with lease cost of IDR225,603,000,000 (full amount). The lease period can be extended based on written request from PHE ONWJ to DJKN through SKK Migas.

PHE ONWJ has proposed a five-year lease extension for the period from January 19, 2018 to January 18, 2022. As of the date of the finalization of these financial statements, the approval on such request has not been received by PHE ONWJ.

c. Agreement to transfer a 10% Participating Interest in ONWJ PSC

On December 19, 2017, PT PHE ONWJ and PT Migas Hulu Jabar ONWJ entered into an agreement to transfer a 10% of PT PHE ONWJ's participating interest in the ONWJ PSC to PT Migas Hulu Jabar ONWJ. Such transfer will become effective upon approval by the Minister of Energy and Mineral Resources or on a date stated by the Minister of Energy and Mineral Resources in his approval letter. As of the date of the finalization of these financial statements such approval has not been granted.

32. PERJANJIAN, KOMITMEN DAN KONTINJENSI PENTING (lanjutan)

d. Komitmen eksplorasi

Pada tanggal 31 Desember 2017, beberapa Entitas Anak masih dalam tahap eksplorasi. Komitmen eksplorasi (komitmen pasti dan komitmen kerja) pada Entitas Anak (nilai *Gross PSC*) tersebut pada tanggal 31 Desember 2017 adalah sebagai berikut:

32. SIGNIFICANT AGREEMENTS, COMMITMENTS AND CONTINGENCIES *(continued)*

d. Exploration commitments

On December 31, 2017, some of the Subsidiaries are still in the exploration stage. The exploration commitments (firm commitment and working commitment) of the Subsidiaries (Gross PSC amounts) of December 31, 2017 are as follows:

No	Nama Entitas Anak dan Wilayah Kerja/ *Name of Subsidiaries and Working Area*	Komitmen Program Kerja dan Pengeluaran/*Work Program and Expenditure Commitment*
1.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Kalimantan A - Blok Sangatta I/*Sangatta I Block*	9.164.350
2.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Kalimantan B - Blok Sangatta II/*Sangatta II Block*	20.128.179
3.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera Tanjung Enim - Blok Tanjung Enim/*Tanjung Enim Block*	14.483.863
4.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 2 - Blok Muara Enim/*Muara Enim Block*	11.750.000
5.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 1 - Blok Muara Enim I/*Muara Enim I Block*	28.150.000
6.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 5 - Blok Muara Enim II/*Muara Enim II Block*	23.850.000
7.	PT Pertamina Hulu Energi Metan Tanjung II - Blok Tanjung II/*Tanjung II Block*	10.161.900
8.	PT Pertamina Hulu Energi Metan Tanjung IV - Blok Tanjung IV/*Tanjung IV Block*	8.000.000
9.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 3 - Blok Air Benakat I/*Air Benakat I Block*	9.350.000
10.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 6 - Blok Air Benakat II/*Air Benakat II Block*	9.350.000
11.	PT Pertamina Hulu Energi Metana Sumatera 7 - Blok Air Benakat III/*Air Benakat III Block*	9.350.000
12.	PT Pertamina Hulu Energi West Glagah Kambuna - Blok West Glagah Kambuna/*West Glagah Kambuna Block*	55.000.000

32. PERJANJIAN, KOMITMEN DAN KONTINJENSI PENTING (lanjutan)

d. Komitmen eksplorasi (lanjutan)

32. SIGNIFICANT AGREEMENTS, COMMITMENTS AND CONTINGENCIES *(continued)*

d. Exploration commitments *(continued)*

No	Nama Entitas Anak dan Wilayah Kerja/ *Name of Subsidiaries and Working Area*	Komitmen Program Kerja dan Pengeluaran/*Work Program and Expenditure Commitment*
13.	PT Pertamina Hulu Energi Semai - Blok Semai II/*Semai II Block*	214.000.000
14.	PT Pertamina Hulu Energi Randugunting - Blok Randugunting/*Randugunting Block*	14.100.000
15.	Pertamina Hulu Energi Nunukan Company - Blok Nunukan/*Nunukan Block*	16.400.000
16.	Pertamina Hulu Energi Ambalat Ltd. - Blok Ambalat/*Ambalat Block*	16.500.000
17.	PT Pertamina Hulu Energi Karama - Blok Karama - *Karama Block*	126.300.000
18.	Pertamina Hulu Energi Bukat Ltd. - Blok Bukat/ *Bukat Block*	48.000.000
19.	PT Pertamina Hulu Energi MNK Sumatera Utara - Blok MNK Sumatera Utara/*MNK Sumatera Utara Block*	84.800.000
20.	PT Pertamina Hulu Energi Babar Selaru - Blok Babar Selaru/*Babar Selaru Block*	173.000.000
21.	PT Pertamina Hulu Energi Abar - Blok Abar/*Abar Block*	23.800.000
22.	PT Pertamina Hulu Energi Anggursi - Blok Anggursi/*Anggursi Block*	15.800.000
23.	PT Pertamina Hulu Energi MNK Sakakemang - Blok MNK Sakakemang/*MNK Sakakemang Block*	35.850.000
24.	PT Pertamina Hulu Energi Ambalat Timur - Blok East Ambalat/*East Ambalat Block*	225.000.000

32. PERJANJIAN, KOMITMEN DAN KONTINJENSI PENTING (lanjutan)

e. Audit Pemerintah

Sesuai dasar hukum pemeriksaan yakni (1) Peraturan Presiden No.9 tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi; (2) Peraturan Presiden No.95 tahun 2012 tentang Pengalihan Pelaksanaan Tugas dan Fungsi Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi; serta (3) Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No. 3135 tahun 2012 tentang Pengalihan Tugas, Fungsi dan Organisasi dalam Pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, Pemerintah melalui SKK Migas melakukan pengujian terkait kebijakan akuntansi dan informasi keuangan dari operator KBH yang harus sesuai dengan ketentuan KBH dan ketentuan lainnya yang ditetapkan oleh SKK Migas.

Klaim - klaim yang timbul dari audit oleh SKK Migas dan Pemerintah akan disetujui oleh operator KBH dan dicatat dalam pembukuan secara akuntansi dari KBH atau didiskusikan lebih lanjut dengan SKK Migas dan/atau Pemerintah.

f. Perkara hukum

PT Golden Spike Energy Indonesia (GSEI) dan PT Pertamina Hulu Energi Raja Tempirai (PHE RT), masing-masing adalah pemegang participating interest sebesar 50% di Blok Raja.

Pada tanggal 5 April 2013, GSEI mengajukan gugatan terhadap PHE RT di Pengadilan Negeri Jakarta Pusat dengan dasar kegiatan selama masa eksplorasi yang pendanaannya merupakan kewajiban GSEI adalah kegiatan operasi *sole risk* sehingga GSEI berhak atas kompensasi.

Proses pengadilan, banding, kasasi dan arbitrase telah diselesaikan. Pada tanggal 17 Februari 2017 Arbitrase ICC telah menerbitkan *Third and Final Award* yang memutuskan bahwa PHE RT memenangkan perkara tersebut.

Putusan ICC tersebut telah didaftarkan oleh Majelis Arbiter dan diterima oleh Pengadilan Negeri Jakarta Pusat berdasarkan Akta Pendaftaran Putusan Arbitrase Internasional Nomor: 02/Pdt/Arb-Int/2017/PN.Jkt.Pst. tanggal 14 Juni 2017.

32. SIGNIFICANT AGREEMENTS, COMMITMENTS AND CONTINGENCIES *(continued)*

e. Government audit

Based on legal basis for the examination (1) Presidential Decree No.9 of 2013 about the Implementation of Management Upstream Oil and Gas; (2) Presidential Decree No.95 of 2012 about Transfer of Duties and Functions of the Upstream Oil and Gas and (3) the Decision of Minister of Energy and Resources minerals of the Republic of Indonesia No. 3135 year 2012 on Transfer of Duties, Functions and Organization in the Implementation of Upstream Oil and Gas, Government through SKK Migas perform audits related to accounting policies and financial information of PSC operators which must comply with the PSC and other terms set by SKK Migas.

Claims arising from these audits are either agreed upon by the PSC operators and recorded in the PSC accounting records or discussed with SKK Migas and/or the Government.

f. Legal case

PT Golden Spike Energy Indonesia (GSEI) and PT Pertamina Hulu Energi Raja Tempirai (PHE RT) are holders of 50% participating interests each in the Raja Block JOB PSC

On April 5, 2013, GSEI submitted a civil lawsuit against PHE RT in the Central Jakarta District Court on the basis that operations conducted during the exploration period were GSEI Sole Risk Operations and therefore only GSEI was entitled to get compensation.

The court, objection, casation and arbitration process have been finalized. On February 17, 2017 the ICC Arbitration has issued the Third and Final Award which decided the case in favor of PHE RT

Such ICC's Third and Final Award has been registered and received by the Central Jakarta District Court based on the Deed Number 02/Pdt/Arb-Int/2017/PN.Jkt.Pst dated June 14, 2017.

32. PERJANJIAN, KOMITMEN DAN KONTINJENSI PENTING (lanjutan)

f. Perkara hukum (lanjutan)

Selanjutnya untuk melakukan eksekusi terhadap Third and Final Award di atas, PHE RT telah mengajukan permohonkan eksekuatur ke Pengadilan Negeri Jakarta Pusat pada tanggal 13 Desember 2017.

32. *SIGNIFICANT AGREEMENTS, COMMITMENTS AND CONTINGENCIES* *(continued)*

f. *Legal case* *(continued)*

In order to execute the above Third and Final Award, PHE RT has filed the requisition for execution to the Central Jakarta District Court on December 31, 2017.

33. ASET DAN LIABILITAS KEUANGAN / 33. *FINANCIAL ASSETS AND LIABILITIES*

Berikut ini adalah kategori aset dan liabilitas keuangan dari Perusahaan dan Entitas Anak:

The information given below relates to the Company's and Subsidiaries' financial assets and liabilities by category:

	Jumlah/ *Total*	Pinjaman dan piutang/*Loans and receivables*	tersedia untuk dijual/ *Available-for-sale assets*	Aset yang Liabilitas keuangan lainnya/*Other financial liabilities*
31 Desember/*December 31, 2017*				
Aset keuangan/*Financial assets*				
Kas dan setara kas/ *Cash and cash equivalents*	107.503.492	107.503.492	-	-
Kas yang dibatasi penggunaannya/ *Restricted cash*	55.561.835	55.561.835	-	-
Piutang usaha - pihak berelasi/ *Trade receivables - related parties*	80.347.247	80.347.247	-	-
Piutang usaha - pihak ketiga/ *Trade receivables - third parties*	97.951.513	97.951.513	-	-
Piutang Pemerintah/ *Due from the Government*	72.339.183	72.339.183	-	-
Piutang lain-lain - pihak berelasi/ *Other receivables - related parties*	131.921.392	131.921.392	-	-
Piutang lain-lain - pihak ketiga/ *Other receivables - third parties*	110.350.773	110.350.773	-	-
Uang muka *cash calls*/ *Cash call advances*	55.125.787	55.125.787	-	-
Aset tidak lancar lainnya/ *Other non-current assets*	13.344.905	13.344.905	-	-
Investasi tersedia untuk dijual/ *Available-for-sale investments*	7.352	-	7.352	-
Jumlah aset keuangan/ *Total financial assets*	**724.453.479**	**724.446.127**	**7.352**	**-**

33. ASET DAN LIABILITAS KEUANGAN (lanjutan)

***33. FINANCIAL ASSETS AND LIABILITIES** (continued)*

	Jumlah/ *Total*	Pinjaman dan piutang/*Loans and receivables*	Aset yang tersedia untuk dijual/ *Available-for-sale assets*	Liabilitas keuangan lainnya/*Other financial liabilities*
31 Desember/*December 31*, 2017 (lanjutan/*continued*)				
Liabilitas keuangan/ *Financial liabilities*				
Utang usaha - pihak berelasi/ *Trade payables - related parties*	583.320.844	-	-	583.320.844
Utang usaha - pihak ketiga/ *Trade payables - third parties*	70.198.367	-	-	70.198.367
Utang Pemerintah/ *Due to the Government*	59.678.373	-	-	59.678.373
Utang lain-lain - pihak berelasi/ *Other payables - related parties*	2.840.655	-	-	2.840.655
Utang lain-lain - pihak ketiga/ *Other payables - third parties*	302.782.818	-	-	302.782.818
Beban yang masih harus dibayar/ *Accrued expenses*	272.106.946	-	-	272.106.946
Pendapatan yang ditangguhkan/ *Deferred revenue*	21.186.263	-	-	21.186.263
Pinjaman - pihak berelasi/*Loan - related party*	264.737.962	-	-	264.737.962
Jumlah liabilitas keuangan/ *Total financial liabilities*	**1.576.852.228**	**-**	**-**	**1.576.852.228**

	Jumlah/ *Total*	Pinjaman dan piutang/*Loans and receivables*	Aset yang tersedia untuk dijual/ *Available-for-sale assets*	Liabilitas keuangan lainnya/*Other financial liabilities*
31 Desember/*December 31*, 2016				
Aset keuangan/*Financial assets*				
Kas dan setara kas/ *Cash and cash equivalents*	119.676.501	119.676.501	-	-
Kas yang dibatasi penggunaannya/ *Restricted cash*	40.724.782	40.724.782	-	-
Piutang usaha - pihak berelasi/ *Trade receivables - related parties*	52.429.573	52.429.573	-	-
Piutang usaha - pihak ketiga/ *Trade receivables - third parties*	72.902.101	72.902.101	-	-
Piutang Pemerintah/ *Due from the Government*	57.008.527	57.008.527	-	-
Piutang lain-lain - pihak berelasi/ *Other receivables - related parties*	111.683.954	111.683.954	-	-
Piutang lain-lain - pihak ketiga/ *Other receivables - third parties*	138.108.151	138.108.151	-	-
Uang muka *cash calls*/ *Cash call advances*	86.021.055	86.021.055	-	-
Aset tidak lancar lainnya/ *Other non-current assets*	8.673.883	8.673.883	-	-
Investasi tersedia untuk dijual/ *Available-for-sale investments*	3.398.888	-	3.398.888	-
Jumlah aset keuangan/ *Total financial assets*	**690.627.415**	**687.228.527**	**3.398.888**	**-**

33. ASET DAN LIABILITAS KEUANGAN (lanjutan)

***33. FINANCIAL ASSETS AND LIABILITIES** (continued)*

	Jumlah/ *Total*	Pinjaman dan piutang/*Loans and receivables*	Aset yang tersedia untuk dijual/ *Available-for-sale assets*	Liabilitas keuangan lainnya/*Other financial liabilities*
31 Desember/*December 31, 2016* (lanjutan/*continued*)				
Liabilitas keuangan/ *Financial liabilities*				
Utang usaha - pihak berelasi/ *Trade payables - related parties*	350.297.974	-	-	-
Utang usaha - pihak ketiga/ *Trade payables - third parties*	114.404.777	-	-	-
Utang Pemerintah/ *Due to the Government*	59.347.267	-	-	-
Utang lain-lain - pihak berelasi/ *Other payables - related parties*	5.964.122	-	-	-
Utang lain-lain - pihak ketiga/ *Other payables - third parties*	152.881.126	-	-	-
Beban yang masih harus dibayar/ *Accrued expenses*	174.422.965	-	-	-
Pendapatan yang ditangguhkan/ *Deferred revenue*	17.768.748	-	-	-
Pinjaman - pihak berelasi/*Loan - related party*	914.934.071	-	-	-
Jumlah liabilitas keuangan/ *Total financial liabilities*	**1.790.021.050**	**-**	**-**	**-**

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO

Perusahaan dan Entitas Anak memiliki beragam kegiatan usaha, sehingga memiliki potensi berbagai risiko. Program manajemen risiko yang dimiliki Perusahaan dan Entitas Anak ditujukan untuk meminimalkan dampak yang tidak diharapkan pada kinerja Perusahaan dan Entitas Anak. Program manajemen risiko Perusahaan dan Entitas Anak secara keseluruhan dipusatkan pada pasar keuangan yang tidak dapat diprediksi dan Perusahaan berusaha untuk memperkecil efek yang berpotensi merugikan kinerja keuangan Perusahaan dan Entitas Anak.

a. Risiko usaha

Aktivitas bisnis Perusahaan dan Entitas Anak dipengaruhi berbagai risiko usaha misalnya sebagai berikut:

i. Perkiraan cadangan minyak mentah, gas alam dan panas bumi milik Perusahaan dan Entitas Anak 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 dan Entitas Anak untuk mendapatkan kembali cadangan ini.

34. RISK MANAGEMENT POLICY

The Company and Subsidiaries has various business activities, which expose them to various potential risks. The Company's and Subsidiaries' overall risk management program focuses on minimising potential adverse effects on the financial performance of the Company and Subsidiaries. The Company's and Subsidiaries' overall risk management program focuses on the unpredictability of financial markets and seeks to minimise potential adverse effects on the Company's and Subsidiaries' financial performance.

a. Business risk

The Company and Subsidiaries's business activities are exposed to a variety of business risks which are as follows:

i. The Company and Subsidiaries'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 and Subsidiaries from retrieving these reserves.

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO (lanjutan)

a. Risiko usaha (lanjutan)

ii. Perusahaan dan Entitas Anak tergantung kepada kemampuan manajemen untuk mengembangkan cadangan yang ada, mengganti cadangan yang ada dan mengembangkan cadangan tambahan.

b. Risiko pasar

i. Risiko nilai tukar mata uang asing

Sebagian besar pendapatan dan pengeluaran operasi dari Perusahaan didenominasi dalam mata uang Dolar AS dan mata uang pelaporan dari Perusahaan dan Entitas Anak adalah Dolar AS, sehingga Perusahaan dan Entitas Anak mempunyai eksposur yang minimal terhadap fluktuasi mata uang asing.

Analisis sensitivitas

Penguatan/(pelemahan) Rupiah terhadap Dolar AS akan meningkatkan/(menurunkan) laba/(rugi) sebesar jumlah yang ditunjukkan di bawah. Analisis ini didasarkan pada varian nilai tukar mata uang asing yang mungkin terjadi pada tanggal pelaporan yang ada di Perusahaan dan Entitas Anak. Analisis dilakukan dengan dasar yang sama pada tahun 2017, meskipun varian nilai tukar mata uang asing yang mungkin terjadi berbeda, seperti ditunjukkan di bawah ini.

***34. RISK MANAGEMENT POLICY** (continued)*

***a. Business risk** (continued)*

ii. The Company and Subsidiaries is dependent on management's ability to develop existing reserves, replace existing reserves and develop additional reserves.

b. Market risk

i. Foreign exchange risk

The majority of the Company's and Subsidiaries' revenue and operating expenditure is denominated in US Dollars and the reporting currency of the Company and Subsidiaries is the US Dollar, thus the Company and Subsidiaries have a minimum exposure to fluctuations in foreign exchange rates.

Sensitivity analysis

A strengthening/(weakening) of Rupiah to the US Dollar would have increased/(decreased) profit/(loss) by the amounts shown below. This analysis is based on foreign currency exchange rate variances that are considered to be reasonably possible at the reporting dates of the Company and Subsidiaries. The analysis is performed on the same basis for 2017, except that the reasonably possible foreign exchange rate variances were different, as shown below.

	Penguatan/*Strengthening*	Pelemahan/*Weakening*	
	Laba atau (rugi)/*Profit or (loss)*	Laba atau (rugi)/*Profit or (loss)*	
31 Desember 2017			***December, 31 2017***
IDR (pergerakan 5%)	(6,407,279)	6,395,786	*IDR (movement 5%)*

CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN
31 DESEMBER 2017
(Dinyatakan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO (lanjutan)

b. Risiko pasar (lanjutan)

ii. Risiko harga

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:

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

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

Harga minyak mentah Perusahaan ditentukan berdasarkan 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.

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

***34. RISK MANAGEMENT POLICY** (continued)*

***b. Market risk** (continued)*

ii. Price risk

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:

- *Fundamental factors (such as production, inventory, conditions of refineries, pipeline facilities and production policy, economic growth, needs, seasons and the technological availability of alterative energy sources).*

- *Non-fundamental factors (market concerns due to political uncertainty, security and speculation in the oil market).*

Prices for the Company's crude oil are based on ICP which are based on global crude oil prices with similar grades 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 exposure to crude oil price risk in accordance with instruction from Pertamina. The risk of crude oil price fluctuations is monitored on an ongoing basis to determine the magnitude of risk exposures facing the Company.

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO (lanjutan)

b. Risiko pasar (lanjutan)

ii. Risiko harga (lanjutan)

Meskipun harga jual gas biasanya terkait dengan harga minyak mentah, rumus penentuan harga gas biasanya lebih tidak berfluktuasi dibandingkan harga minyak mentah. Selain itu, penjualan gas biasanya berdasarkan kontrak jangka panjang dengan kemampuan untuk melakukan negosiasi harga. Ciri-ciri ini membuat eksposur Perusahaan terhadap pergerakan harga gas menjadi berkurang dibandingkan pergerakan harga minyak. Karena semua kontrak harga gas ditentukan berdasarkan negosiasi paling tidak setahun sekali, Perusahaan dapat melakukan negosiasi yang memberikan manfaat lebih kepada Perusahaan. Hal ini didukung oleh harga gas di Indonesia yang lebih rendah daripada harga gas dunia.

Perusahaan dan Entitas Anak tidak terekspos secara signifikan dengan risiko suku bunga karena tidak ada aset dan liabilitas berbunga yang signifikan kecuali piutang dari PT Donggi Senoro LNG dan pinjaman dari Pertamina yang tingkat bunganya dipengaruhi oleh tingkat bunga pasar. Oleh karena itu, pendapatan dan arus kas yang diperoleh dari aktivitas operasi secara substansial independen terhadap perubahan suku bunga pasar. Untuk piutang kepada DSLNG dan pinjaman dari Pertamina, Perusahaan secara berkala memonitor tingkat bunga pasar untuk memitigasi risiko suku bunga.

***34. RISK MANAGEMENT POLICY** (continued)*

***b. Market risk** (continued)*

ii. Price risk (continued)

Despite the fact that gas prices are typically linked to the crude oil price, the price formula for gas sales is typically less volatile compared to the crude oil price. In addition, the nature of gas sales is based on long-term contracts with the capacity for price negotiations. These features make the Company's exposures with gas price movements less than crude price movements. Since all gas sales contracts require negotiation of gas prices at least on an annual basis, therefore the Company can negotiate gas prices for the benefit of the Company. This is supported with the average gas sales prices in Indonesia are much lower than global prices.

The Company and Subsidiaries are not significantly exposed to interest rate risk since there are no significant interest bearing assets and liabilities except for the receivable from PT Donggi Senoro LNG and the loan from Pertamina for which the interest rate is impacted by market interest rates. Therefore, the Company's and Subsidiaries' income and operating cash flows are substantially independent of changes in market interest rates. In respect to the receivable from DSLNG and loan from Pertamina, the Company regularly monitors market interest rate to mitigate interest rate risk.

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO (lanjutan)

b. Risiko pasar (lanjutan)

iii. Risiko suku bunga

34. RISK MANAGEMENT POLICY *(continued)*

b. Market risk *(continued)*

iii. Interest rate risk

31 Desember/*December 31, 2017*	Suku bunga mengambang/ *Floating rate*		Suku bunga tetap/ *Fixed rate*		Non bunga/ *Non interest bearing*	Jumlah/ *Total*
	Kurang dari satu tahun/ *Less than one year*	Lebih dari satu tahun/ *More than one year*	Kurang dari satu tahun/ *Less than one year*	Lebih dari satu tahun/ *More than one year*		
Aset keuangan/*Financial assets*						
Kas dan kas setara kas/ *Cash and cash equivalents*	107.503.492	-	-	-	107.503.492	107.503.492
Kas yang dibatasi penggunaannya/*Restricted cash*	-	-	25.420.033	30.141.802	-	55.561.835
Piutang usaha - pihak berelasi/ *Trade receivables - related parties*	-	-	-	-	80.347.247	80.347.247
Piutang usaha - pihak ketiga/ *Trade receivables - third parties*	-	-	-	-	97.951.513	97.951.513
Piutang Pemerintah/ *Due from the Government*	-	-	-	-	72.339.183	72.339.183
Piutang lain-lain - pihak berelasi/ *Other receivables - related parties*	-	-	-	-	131.921.392	131.921.392
Piutang lain-lain - pihak ketiga/ *Other receivables - third parties*	-	-	-	-	110.350.773	110.350.773
Uang muka *cash calls*/ *Cash call advances*	-	-	-	-	55.125.787	55.125.787
Aset tidak lancar lainnya/ *Other non-current assets*	-	-	-	-	13.344.905	13.344.905
Jumlah aset keuangan/ *Total financial assets*	**107.503.492**	**-**	**25.420.033**	**30.141.802**	**668.884.292**	**724.446.127**
Liabilitas keuangan/ *Financial liabilities*						
Utang usaha - pihak yang berelasi/ *Trade payables - related parties*	-	-	-	-	583.320.844	583.320.844
Utang usaha - pihak ketiga/ *Trade payables - third parties*	-	-	-	-	70.198.367	70.198.367
Utang Pemerintah/ *Due to the Government*	-	-	-	-	59.678.373	59.678.373
Utang lain-lain - pihak berelasi/ *Other payables - related parties*	-	-	-	-	2.640.655	2.640.655
Utang lain-lain - pihak ketiga/ *Other payables - third parties*	-	-	-	-	302.782.818	302.782.818
Beban yang masih harus dibayar/*Accrued expenses*	-	-	-	-	272.106.946	272.106.946
Pendapatan yang ditangguhkan/ *Deferred revenue*	-	-	-	-	21.186.263	21.186.263
Pinjaman - pihak berelasi/ *Loan - related party*	92.242.736	172.495.226	-	-	-	264.737.962
Jumlah liabilitas keuangan/ *Total financial liabilities*	**92.242.736**	**172.495.226**	**-**	**-**	**1.312.114.266**	**1.576.852.228**

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO (lanjutan)

c. Risiko kredit

Pada tanggal 31 Desember 2017, jumlah maksimal eksposur dari risiko kredit adalah US$728.205.665. Risiko kredit terutama berasal dari kas dan setara kas, kas yang dibatasi penggunaannya, piutang usaha, piutang Pemerintah, piutang lain-lain, uang muka *cash call* dan aset tidak lancar lainnya.

Semua kas di bank dan dana yang dibatasi penggunaannya ditempatkan pada bank yang dimiliki Pemerintah yang mendapatkan peringkat AAA dan AA+.

Manajemen yakin akan kemampuannya untuk terus mengendalikan dan mempertahankan eksposur yang minimal terhadap risiko kredit mengingat Perusahaan dan Entitas Anak memiliki kebijakan yang jelas dalam pemilihan pelanggan, terdapat perjanjian yang mengikat secara hukum untuk transaksi penjualan minyak dan gas bumi dan secara historis mempunyai tingkat yang rendah untuk piutang usaha yang bermasalah. Kebijakan umum Perusahaan dan Entitas Anak untuk penjualan minyak dan gas bumi untuk pelanggan yang baru dan pelanggan yang sudah ada adalah sebagai berikut:

- Memilih pelanggan dengan kondisi keuangan yang wskuat dan reputasi yang baik.
- Menerima pelanggan baru yang disetujui oleh pihak yang berwenang sesuai dengan kebijakan delegasi kekuasaan Perusahaan dan Entitas Anak.

Pada tanggal 31 Desember 2017, jumlah piutang yang belum jatuh tempo dan tidak mengalami penurunan nilai sebesar US$436.438.860.

Pada tanggal 31 Desember 2017, umur piutang usaha, piutang pemerintah dan piutang lain-lain yang telah jatuh tempo namun tidak mengalami penurunan nilai pada tanggal pelaporan adalah sebagai berikut:

	2017
Lewat jatuh tempo:	
- Kurang dari 3 bulan	51.953.796
- 3 - 6 bulan	4.259
- > 6 bulan	1.056.153
	53.014.208

Piutang sebesar US$53.014.208 tersebut berasal dari pihak-pihak yang tidak terdapat sejarah wanprestasi dalam dua tahun terakhir.

***34. RISK MANAGEMENT POLICY** (continued)*

c. Credit risk

As at December 31, 2017, the total maximum exposure to credit risk was US$728,205,665. Credit risk arises from cash and cash equivalents, restricted cash, trade receivables, due from the Government, other receivables, cash call advances and other non-current assets.

All cash in banks and restricted cash are placed with in state-owned banks which have an AAA and AA+ ratings.

Management is confident in its ability to continue to control and sustain minimal exposure to credit risk given that the Company and Subsidiaries have clear policies on the selection of customers, legally binding agreements in place for oil and gas sales transactions and historically low levels of bad debts. The Company's and Subsidiaries' general policies for oil and gas sales to new and existing customers are as follows:

- *Selection of customers with strong financial conditions and good reputations.*
- *Acceptance of new customers is approved by the authorised personnel according to the Company's and Subsidiaries' delegation of authority policies.*

As at December 31, 2017, total receivables neither past due nor impaired amount to US$436,438,860.

As at December 31, 2017, the aging of trade receivables, due from the Government and other receivables that are already past due but not impaired at the reporting date are as follows:

Over due:	
Less than 3 months	-
3 - 6 months	-
> 6 months	-

The receivables amounting to US$53,014,208 involve a number of parties for whom there is no history of default in the past two years.

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO (lanjutan)

c. Risiko kredit (lanjutan)

Manajemen telah melakukan penilaian terhadap debitur Perusahaan dan Entitas Anak yang menunjukkan bahwa kualitas kredit dari para debitur tersebut baik, karena sebagian besar pembayaran dilakukan tepat waktu.

d. Risiko likuiditas

Risiko likuiditas merupakan risiko yang muncul dalam situasi dimana posisi arus kas Perusahaan dan Entitas Anak 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 dan Entitas Anak bergantung pada dana dari Pertamina, dalam bentuk *cash call*. Perusahaan dan Entitas Anak memiliki modal kerja yang negatif sebesar US$632.035.293 tanggal 31 Desember 2017 yang sebagian besar disebabkan oleh kewajiban ke Pertamina. Oleh karena itu, manajemen Perusahaan rutin melakukan monitor atas perkiraan arus kas dan arus kas aktual dan melakukan koordinasi secara rutin atas pendanaan dengan Pertamina untuk memenuhi kewajiban tersebut. Sebagai hasilnya, risiko likuiditas dapat diminimalisasi ke tingkat yang wajar.

***34. RISK MANAGEMENT POLICY** (continued)*

***c. Credit risk** (continued)*

Management has assessed the Company's and Subsidiaries' debtors and the credit quality of the borrowers is adjudged to be good, because most payments are made on time.

d. Liquidity risk

Liquidity risk is defined as a risk that arises in situations where the Company's and Subsidiaries' cash flows indicate that the cash inflow from short-term revenue is not enough to cover the cash outflow of short-term expenditure. Most of the Company's and Subsidiaries' cash inflow depends on funding in the form of "cash calls" from Pertamina. The Company's and Subsidiaries have a negative working capital balance of US$632,035,293 as of December 31, 2017 which is mainly due to the liability to Pertamina. The Company's and Subsidiaries' managements regularly monitor the projected and actual cash flows and regularly coordinate their funding arrangements with Pertamina to fulfill such obligations. As a result, the liquidity risk can be maintained a reasonable level.

	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*	
(Berdasarkan PSAK 60)					***(In accordance with SFAS 60)***
Liabilitas keuangan					***Financial liabilities***
Utang usaha	653.519.211	-	-	653.519.211	*Trade payables*
Utang Pemerintah	59.678.373	-	-	59.678.373	*Due to the Government*
Beban yang masih harus dibayar	272.106.946	-	-	272.106.946	*Accrued expenses*
Utang lain-lain	305.623.473	-	-	305.623.473	*Other payables*
Pendapatan yang ditangguhkan	21.186.263	-	-	21.186.263	*Deferred revenue*
Pinjaman	92.242.736	172.495.226	-	264.737.962	*Loan*
Jumlah liabilitas keuangan	**1.404.357.002**	**172.495.226**	**-**	**1.576.852.228**	***Total financial liabilities***

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO (lanjutan)

e. 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.

Aset dan liabilitas keuangan lancar Perusahaan dan Entitas Anak diharapkan akan dapat direalisasi atau diselesaikan dalam jangka waktu dekat. Oleh karena itu, nilai tercatatnya mendekati nilai wajarnya.

Tabel di bawah ini menganalisis instrumen keuangan yang dicatat pada nilai wajar berdasarkan tingkatan metode penilaian. Perbedaan pada setiap tingkatan metode penilaian dijelaskan sebagai berikut:

- Harga dikutip (tidak disesuaikan) dari pasar yang aktif untuk aset atau liabilitas yang identik (Tingkat 1);
- Input selain harga yang dikutip dari pasar yang disertakan pada Tingkat 1 yang dapat diobservasi untuk aset dan liabilitas, baik secara langsung (yaitu sebagai sebuah harga) atau secara tidak langsung (yaitu sebagai turunan dari harga) (Tingkat 2); dan
- Input untuk aset atau liabilitas yang tidak didasarkan pada data pasar yang dapat diobservasi (informasi yang tidak dapat diobservasi) (Tingkat 3).

Tabel berikut menyajikan aset dan liabilitas Perusahaan dan Entitas Anak yang diukur sebesar nilai wajar pada 31 Desember 2017.

34. *RISK MANAGEMENT POLICY* *(continued)*

e. *Fair value*

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 Company's and Subsidiaries' current financial assets and liabilities are expected to be realised or settled in the near term. Therefore, their carrying amounts approximate to their fair value.

The table below analyses financial instruments carried at fair value, by level of valuation method. The different levels of valuation methods have been defined as follows:

- *Quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities (Level 1);*
- *Inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (that is prices) or indirectly (that is, derived from prices) (Level 2); and*
- *Inputs for the asset or liability that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs) (Level 3).*

The following table presents the Company's and Subsidiaries' assets and liabilities that are measured at fair value at December 31, 2017.

	2017			
	Tingkat 1/ *Level1*	**Tingkat 2/ *Level 2***	**Tingkat 3/ *Level 3***	**Jumlah/ *Total***
Aset keuangan				***Financial asset***
Investasi tersedia untuk dijual	-	-	7.352	7.352
Jumlah aset keuangan	-	-	7.352	7.352

Available-for-sale investment

Total financial asset

34. KEBIJAKAN MANAJEMEN RISIKO (lanjutan) / *34. RISK MANAGEMENT POLICY (continued)*

f. Manajemen risiko permodalan / *f. Capital risk management*

Sesuai dengan kebijakan Pertamina, kebijakan permodalan dan pendanaan sepenuhnya diatur oleh Pertamina. Perusahaan dan Entitas Anak tidak diberikan otorisasi untuk melakukan pinjaman, baik jangka pendek maupun jangka panjang. Oleh karena itu, penerimaan modal Perusahaan dan Entitas Anak sangat tergantung sepenuhnya dengan kemampuan Pertamina mendapatkan pendanaan.

In accordance with Pertamina's policy, capital and financing activities are arranged by Pertamina. The Company and Subsidiaries are not authorised to conduct any short-term or long-term borrowings. Therefore, the Company's and Subsidiaries's capital in flow is fully dependent on Pertamina's ability to obtain financing.

35. AKTIVITAS YANG TIDAK MEMPENGARUHI ARUS KAS / *35. ACTIVITIES NOT AFFECTING CASH FLOWS*

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

Investment and financing activities of the Company which do not affect cash flows are as follows:

	2017	2016	
Pembayaran dividen kepada Pertamina melalui *offsetting* dengan piutang dari Pertamina	99.694.917	250.892.819	*Settlement of dividends due to Pertamina by offset against the account receivable from Pertamina*
Saling hapus piutang Pertamina dengan hutang kepada Pertamina	627.747.604	628.693.952	*Offset between Account Receivable from and Account Payable to Pertamina*
Penambahan aset minyak dan gas yang berasal dari pembongkaran dan restorasi	118.170.734	36.649.499	*Oil and gas property addition resulting from capitalization due to decommissioning and site restoration*
Penambahan aset minyak dan gas yang berasal dari *gross-up participating interest* PHE ONWJ	278.363.808	-	*Oil and gas property addition resulting from capitalization due to gross-up of participating interest in PHE ONWJ*

36. KEJADIAN SETELAH TANGGAL NERACA / *36. SUBSEQUENT EVENT*

Berdasarkan Rapat Umum Pemegang Saham Sirkuler Perusahaan tertanggal 5 Februari 2018, susunan Direksi Perusahaan sebagai berikut:

Based on the Company's Circular General Meeting of Shareholders dated February 5, 2018, the composition of the Company's Board of Director is changed to be as follows:

Direksi:		***Directors:***
PJ Direktur Operasi dan Produksi	Ekariza	*Acting Operation and Production Director*
PJ Direktur Keuangan dan *Business Support*	Huddie Dewanto	*Acting Finance and Business Support Director*
PJ Direktur Eksplorasi	Abdul Mutalib	*Acting Exploration Director*
PJ Direktur Pengembangan	Afif Saifudin	*Acting Development Director*