

**PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK
DAN ENTITAS ANAKNYA/ AND ITS SUBSIDIARIES
LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN INTERIM**

31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020

dan periode tiga bulan yang berakhir

Pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 2020 (Tidak Diaudit)

INTERIM CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

March 31, 2021 and December 31, 2020 and three-months period ended

March 31, 2021 and 2020

(Unaudited)



JL. KH. Zainul Arifin 20 Jakarta 11140
Telp 021 6334838



Surat pernyataan direksi tentang tanggung jawab atas laporan keuangan interim konsolidasian tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 dan tiga bulan yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 2020 PT Perusahaan Gas Negara Tbk dan Entitas Anak

Directors' statement letter relating to the responsibility on the interim consolidated financial statements as of March 31, 2021 and December 31, 2020 and for the three month periods ended March 31, 2021 and 2020 PT Perusahaan Gas Negara Tbk and its Subsidiaries

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

*On behalf of the Board of Directors,
We the undersigned:*

- | | | | |
|--|--|---|---|
| 1. Nama | : Suko Hartono | : | Name 1. |
| Alamat Kantor | : Jl. K.H. Zainul Arifin No.20, Jakarta | : | Office address |
| Alamat Domisili (sesuai KTP atau kartu identitas lain) | : Jl. Flamboyan Raya No.48, KAV 5 RT/RW:002/010, Menteng Dalam Tebet, Jakarta Selatan | : | Residential Address
(as in identity card or other qualifier) |
| Nomor Telepon | : +6221633 9524 | : | Telephone |
| Jabatan | : Direktur Utama/President Director | : | Title |
| 2. Nama | : Arie Nobelta Kaban | : | Name 2. |
| Alamat Kantor | : Jl. K.H. Zainul Arifin No.20, Jakarta | : | Office address |
| Alamat Domisili (sesuai KTP atau kartu identitas lain) | : Jl. Soka II, Blok G-2 No 20 RT 002/005, Harapan Kita Kelapa Dua, Kabupaten Tangerang | : | Residential Address
(as in identity card or other qualifier) |
| Nomor Telepon | : +6221633 9524 | : | Telephone |
| Jabatan | : Direktur Keuangan/Finance Director | : | Title |

Menyatakan bahwa:

Declare that:

- | | |
|--|---|
| 1. Bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian laporan keuangan interim konsolidasian; | 1. <i>We are responsible for the preparation and presentation of the interim consolidated financial statements;</i> |
| 2. Laporan keuangan interim konsolidasian telah disusun dan disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia; dan | 2. <i>The interim consolidated financial statements have been prepared and presented in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards; and</i> |
| a. Semua informasi dalam laporan keuangan interim konsolidasian Perusahaan telah dimuat secara lengkap dan benar; | a. <i>All information has been fully and correctly disclosed in the Company's interim consolidated financial statements;</i> |
| b. Laporan keuangan interim konsolidasian Perusahaan tidak mengandung informasi atau fakta material yang tidak benar, dan tidak menghilangkan informasi atau fakta material; | b. <i>The Company's interim consolidated financial statements do not contain false material information or facts, nor do they omit material information or facts;</i> |
| 3. Bertanggung jawab atas sistem pengendalian intern Perusahaan dan Entitas Anak. | 3. <i>We are responsible for the Company's and Subsidiaries internal control system.</i> |

Demikian pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

This is our declaration, which has been made truthfully.

Jakarta, 30 April/April 2021

Direktur Utama/President Director

Direktur Keuangan/Finance Director

Suko Hartono



Arie Nobelta Kaban

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK DAN ENTITAS ANAKNYA/ *AND ITS SUBSIDIARIES*
LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN INTERIM/*INTERIM CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS*

31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 dan periode tiga bulan yang berakhir

Pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 2020 (Tidak Diaudit)/

March 31, 2021 and December 31, 2020 and three-months period ended

March 31, 2021 and 2020 (Unaudited)

Laporan Posisi Keuangan Konsolidasian Interim/ <i>Interim Consolidated Statements of Financial Position</i>	1-2
Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian Interim/ <i>Interim Consolidated Statements of Income and Other Comprehensive Income</i>	3-4
Laporan Perubahan Ekuitas Konsolidasian Interim/ <i>Interim Consolidated Statements of Changes in Equity</i>	5
Laporan Arus Kas Konsolidasian Interim/ <i>Interim Consolidated Statements of Cash Flows</i>	6
Catatan atas Laporan Keuangan Konsolidasian Interim/ <i>Notes to Interim Consolidated Financial Statements</i>	7-84

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK DAN
ENTITAS ANAK
LAPORAN POSISI KEUANGAN KONSOLIDASIAN INTERIM
31 MARET 2021 DAN 31 DESEMBER 2020
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat (AS), kecuali dinyatakan lain)

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK AND
SUBSIDIARIES
INTERIM CONSOLIDATED STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION
MARCH 31, 2021 AND DECEMBER 31, 2020
(Expressed in US Dollar, unless otherwise stated)

		31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	31 Desember 2020/ December 31, 2020 (Diaudit/ Audited)	
ASET				ASSETS
ASET LANCAR				CURRENT ASSETS
Kas dan setara kas	4	1.176.975.582	1.179.044.518	Cash and cash equivalents
Kas yang dibatasi penggunaannya	4	3.000.000	3.000.000	Restricted cash
Aset keuangan pada nilai wajar melalui penghasilan komprehensif lain	5	65.026.935	65.775.856	Financial assets at fair value through other comprehensive income
Piutang usaha	6	566.943.425	472.596.381	Trade receivables
Piutang lain-lain	7	32.661.433	64.822.649	Other receivables
Persediaan	8	69.064.737	68.893.975	Inventories
Uang muka jatuh tempo dalam waktu satu tahun	9	85.860.189	82.857.442	Current maturities of advance
Estimasi Tagihan Pajak	33	60.002.200	61.415.314	Estimated claim tax for refund
Beban dibayar dimuka	10	7.905.978	7.379.651	Prepaid expenses
Total Aset Lancar		<u>2.067.440.479</u>	<u>2.005.785.786</u>	Total Current Assets
ASET TIDAK LANCAR				NON-CURRENT ASSETS
Kas yang dibatasi penggunaannya	4	92.380.085	92.248.298	Restricted cash
Piutang usaha	6	74.302.882	74.192.661	Trade receivables
Uang muka - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam satu tahun	9	30.965.544	31.886.462	Advances - net of current maturities
Beban dibayar dimuka, bagian tidak lancar	10	54.615.113	55.780.559	Prepaid expenses, non-current portion
Piutang lain-lain jangka panjang	11	72.580.404	88.956.378	Other long-term receivables
Aset pajak tangguhan	33	116.567.456	116.927.658	Deferred tax assets
Penyertaan saham	12	371.449.438	341.091.360	Investment in shares of stock
Aset tetap	13			Fixed assets
Nilai tercatat		5.945.487.112	5.938.906.579	Carrying value
Akumulasi penyusutan		(2.758.019.473)	(2.705.349.242)	Accumulated depreciation
Nilai buku - neto		<u>3.187.467.638</u>	<u>3.233.557.336</u>	Book value - net
Aset eksplorasi dan evaluasi	14a	105.235.020	105.126.405	Exploration and evaluation assets
Properti minyak dan gas	14b			Oil and gas properties
Nilai tercatat		2.809.620.752	2.788.174.403	Carrying value
Akumulasi penyusutan, deplesi, amortisasi dan cadangan penurunan nilai		(1.552.986.650)	(1.512.584.186)	Accumulated depreciation, depletion, amortization and allowance for impairment
Nilai buku - neto		<u>1.256.634.102</u>	<u>1.275.590.217</u>	Book value - net
Estimasi tagihan pajak	33	78.680.021	94.609.689	Estimated claims for tax refund
Aset tidak berwujud	15	2.855.090	3.318.108	Intangible assets
Lain-lain		13.446.006	14.915.477	Others
Total Aset Tidak Lancar		<u>5.457.178.799</u>	<u>5.528.200.609</u>	Total Non-Current Assets
TOTAL ASET		<u>7.524.619.278</u>	<u>7.533.986.395</u>	TOTAL ASSETS

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK DAN
ENTITAS ANAK
LAPORAN POSISI KEUANGAN KONSOLIDASIAN INTERIM
31 MARET 2021 DAN 31 DESEMBER 2020
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat (AS), kecuali dinyatakan lain)

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK AND
SUBSIDIARIES
INTERIM CONSOLIDATED STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION
MARCH 31, 2021 AND DECEMBER 31, 2020
(Expressed in US Dollar, unless otherwise stated)

		31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	31 Desember 2020/ December 31, 2020 (Diaudit/ Audited)	
LIABILITAS DAN EKUITAS				LIABILITIES AND EQUITY
LIABILITAS JANGKA PENDEK				CURRENT LIABILITIES
Utang usaha	16	230.196.030	215.075.275	Trade payables
Pinjaman bank jangka pendek	17	8.921.219	10.563.630	Short-term bank loans
Utang lain-lain	18	132.766.231	139.251.623	Other payables
Bagian jangka pendek dari pinjaman dari pemegang saham	21a	41.209.660	71.260.879	Short-term portion of shareholder loan
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	19	67.595.988	58.995.129	Short-term employee's benefits liabilities
Liabilitas Sewa Jangka Pendek		34.162.203	34.162.203	Short-term lease liabilities
Liabilitas yang masih harus dibayar	19	515.498.496	570.214.065	Accrued liabilities
Utang pajak	20	56.350.585	30.017.048	Taxes payable
Pinjaman jangka panjang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	21	18.447.555	19.465.027	Current maturities of long-term loans
Bagian jangka pendek dari pendapatan yang ditangguhkan		49.774.092	34.150.457	Short-term portion of Deferred Revenues
Total Liabilitas Jangka Pendek		<u>1.154.922.059</u>	<u>1.183.155.334</u>	Total Current Liabilities
LIABILITAS JANGKA PANJANG				NON-CURRENT LIABILITIES
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	34	136.520.427	137.974.089	Long-term liabilities for employees' benefits
Utang Sewa Guna Usaha	21c	490.107.399	499.766.696	Lease payables
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	40	103.033.184	102.942.194	Asset abandonment and site restoration obligations and other provisions
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam waktu satu tahun	21	323.115.311	354.419.502	Long-term loans - Net of current maturities
Utang obligasi	22	1.965.064.253	1.964.322.891	Bonds payables
Pendapatan diterima di muka		2.049.474	4.375.522	Unearned income
Liabilitas pajak tangguhan - neto	33	195.394.442	192.274.883	Deferred tax liabilities - net
Utang kepada pemegang saham Entitas Anak setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam satu tahun	21a	131.941.479	139.316.428	Due to a shareholder of a Subsidiary - net of current maturities
Total Liabilitas Jangka Panjang		<u>3.347.225.970</u>	<u>3.395.392.205</u>	Total Non-Current Liabilities
TOTAL LIABILITAS		<u>4.502.148.029</u>	<u>4.578.547.539</u>	TOTAL LIABILITIES
EKUITAS				EQUITY
Ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik Entitas Induk				Equity attributable to owner of the Parent Entity
Modal Saham - nilai nominal USD0,014 per saham				Share Capital - par value of USD0.014 per share
Modal dasar - 70.000.000.000 saham yang terdiri dari 1 saham Seri A Dwiwarna dan 69.999.999.999 saham Seri B				Authorized - 70,000,000,000 shares consist of 1 Series A Dwiwarna share and 69,999,999,999 Series B shares
Modal ditempatkan dan disetor penuh - 24.241.508.196 saham yang terdiri dari 1 saham Seri A Dwiwarna dan 24.241.508.195 saham Seri B	23	344.018.831	344.018.831	Issued and fully paid 24,241,508,196 shares which consist of 1 Series A Dwiwarna share and 24,241,508,195 Series B shares
Modal disetor lainnya	23	(467.574.628)	(467.574.628)	Other paid-in capital
Saldo laba				Retained earnings
Dicadangkan		2.661.235.674	2.661.235.674	Appropriated
Tidak dicadangkan		(203.203.459)	(264.773.584)	Unappropriated
Komponen ekuitas lainnya		(49.406.680)	(39.769.593)	Other components of equity
Total Ekuitas Yang Dapat Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk		<u>2.285.069.737</u>	<u>2.233.136.700</u>	Total Equity Attributable to Owners of the Parent Entity
Kepentingan nonpengendali	35	737.401.512	722.302.155	Non-controlling interests
TOTAL EKUITAS		<u>3.022.471.249</u>	<u>2.955.438.856</u>	TOTAL EQUITY
TOTAL LIABILITAS DAN EKUITAS		<u>7.524.619.278</u>	<u>7.533.986.395</u>	TOTAL LIABILITIES AND EQUITY

**PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK DAN ENTITAS ANAK
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN INTERIM
Periode yang berakhir pada 31 Maret 2021
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat (AS) kecuali dinyatakan lain)**

**PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK AND SUBSIDIARIES
INTERIM CONSOLIDATED STATEMENT OF PROFIT OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME
Period Ended March 31, 2021
(Expressed in US Dollar, unless otherwise stated)**

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)		31 Maret 2020/ March 31, 2020 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	
PENDAPATAN NETO	733.154.143	25	873.809.721	NET REVENUES
BEBAN POKOK PENDAPATAN	(531.662.990)	26	(586.750.300)	COST OF REVENUES
LABA BRUTO	201.491.153		287.059.421	GROSS PROFIT
Beban niaga dan infrastruktur	(72.909.783)		(75.144.110)	<i>Commercial and infrastructure expense</i>
Beban umum dan administrasi	(35.856.706)	28	(44.022.471)	<i>General and administrative expense</i>
Pendapatan lain-lain	4.208.064		16.843.727	<i>Others income</i>
Beban lain-lain	(1.029.505)		(12.545.576)	<i>Others expenses</i>
LABA OPERASI	95.903.222		172.190.991	OPERATING INCOME
PENDAPATAN (BEBAN) LAIN-LAIN				OTHER INCOME (EXPENSES)
Beban keuangan	(35.825.423)	29	(37.620.245)	<i>Finance cost</i>
Laba (rugi) selisih kurs - neto	8.924.633	31	(63.211.165)	<i>Gain (loss) on foreign exchange - net</i>
Pendapatan keuangan	4.943.465	30	7.566.840	<i>Finance income</i>
Bagian laba dari ventura bersama	30.356.323	12	13.192.103	<i>and joint ventures</i>
LABA SEBELUM PAJAK FINAL DAN MANFAAT (BEBAN) PAJAK PENGHASILAN	104.302.221		92.118.524	PROFIT BEFORE FINAL TAX AND INCOME TAX BENEFIT (EXPENSE)
MANFAAT (BEBAN) PAJAK				TAX BENEFIT (EXPENSE)
Kini	(22.395.969)	33	(24.196.872)	<i>Current</i>
Tangguhan	(5.236.773)	33	(11.439.955)	<i>Deferred</i>
Beban Pajak - Neto	(27.632.742)		(35.636.827)	<i>Tax Expense - Net</i>
LABA PERIODE BERJALAN	76.669.479		56.481.697	PROFIT FOR THE PERIOD

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK DAN ENTITAS ANAK
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN INTERIM
Periode yang berakhir pada 31 Maret 2021
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat (AS) kecuali dinyatakan lain)

PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK AND SUBSIDIARIES
INTERIM CONSOLIDATED STATEMENT OF PROFIT OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME
Period Ended March 31, 2021
(Expressed in US Dollar, unless otherwise stated)

	31 Maret 2021/ <i>March 31, 2021</i> <i>(Tidak Diaudit/ Unaudited)</i>		31 Maret 2020/ <i>March 31, 2020</i> <i>(Tidak Diaudit/ Unaudited)</i>	
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN				OTHER COMPREHENSIVE INCOME
Pos-pos yang tidak akan direklasifikasikan ke laba rugi				Item not to be reclassified to profit or loss
Pengukuran kembali program imbalan pasti	4.453.881	34	(1.857.749)	<i>Remeasurement of defined benefit program</i>
Pajak penghasilan terkait pengukuran kembali program imbalan pasti	-	34	923.587	<i>Income tax relating to remeasurement of defined benefit program</i>
	<u>4.453.881</u>		<u>(934.161)</u>	
Pos-pos yang akan direklasifikasikan ke laba rugi				Items to be reclassified to profit or loss
Perubahan nilai wajar aset keuangan tersedia untuk dijual	(658.066)	5	1.925.940	<i>Changes in fair value of available-for-sale financial assets</i>
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan dalam Entitas Anak - neto	(13.432.902)		(10.095.539)	<i>Difference in foreign currency translation of the financial statements of a Subsidiary - net</i>
Total	<u>(14.090.968)</u>		<u>(8.169.599)</u>	<i>Total</i>
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN SETELAH PAJAK	<u>(9.637.087)</u>		<u>(9.103.760)</u>	OTHER COMPREHENSIVE INCOME AFTER TAX
TOTAL PENGHASILAN KOMPREHENSIF PERIODE BERJALAN	<u>67.032.391</u>		<u>47.377.937</u>	TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE PERIOD
LABA PERIODE BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA:				PROFIT FOR THE PERIOD ATTRIBUTABLE TO:
Pemilik entitas induk	61.570.122		47.774.844	<i>Owners of the parent entity</i>
Kepentingan nonpengendali	15.099.357	35	8.706.852	<i>Non-controlling interests</i>
TOTAL	<u>76.669.479</u>		<u>56.481.696</u>	TOTAL
TOTAL PENGHASILAN KOMPREHENSIF PERIODE BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA:				TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE PERIOD ATTRIBUTABLE TO:
Pemilik entitas induk	51.996.471		38.834.667	<i>Owners of the parent entity</i>
Kepentingan nonpengendali	15.035.920	35	8.543.269	<i>Non-controlling interests</i>
TOTAL	<u>67.032.391</u>		<u>47.377.936</u>	TOTAL

	Ekuitas yang Dapat Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ Equity Attributable to Owners of the Parent Entity									Ekuitas "Emerging Entities"	Kepentingan Nonpengendali/Non-controlling interests	Jumlah Ekuitas/ Total Equity	
	Modal saham ditempatkan dan disetor penuh/Issued and fully paid capital stock	Modal saham diperoleh kembali/ Treasury stock	Modal disetor lainnya/ Other paid in capital	Saldo Laba/ Retained earnings		Komponen Ekuitas Lainnya/Other Components of Equity							
				Dicadangkan/ Appropriated	Tidak Dicadangkan/ Unappropriated	Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan Entitas Anak/Difference in foreign currency translation of the financial statements of a Subsidiary	Keuntungan (kerugian) Aktuarial/Actuarial gain (loss)	Aset keuangan yang tersedia untuk dijual/Available-for-sale financial asset					
Saldo 1 Januari 2020	344.018.831	-	(467.574.628)	2.661.226.693	67.584.090	(7.137.919)	(41.840.709)	4.589.795	-	673.434.728	3.234.300.881	Balance, January 1, 2020	
Total laba periode berjalan	-	-	-	-	47.774.829	-	-	-	-	8.706.852	56.481.681	Profit for the period	
Pendapatan komprehensif lain periode berjalan	-	-	-	-	-	(10.095.516)	(934.161)	1.925.940	-	(163.583)	(9.103.737)	Other comprehensive income for the year	
Total pendapatan komprehensif periode berjalan	-	-	-	-	47.774.829	(10.095.516)	(934.161)	1.925.940	-	8.543.269	47.377.944	Total comprehensive income for the year	
Pembayaran dividen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Payment of dividends	
Pencadangan saldo laba untuk cadangan tujuan	-	-	-	67.584.090	(67.584.090)	-	-	-	-	-	-	Appropriation for specific reserve	
Saldo 31 Maret 2020, Tidak Diaudit	344.018.831	-	(467.574.628)	2.728.810.783	47.774.829	(17.233.435)	(42.774.870)	6.515.735	-	681.977.997	3.281.678.825	Balance, March 31, 2020 (Unaudited)	
Saldo 1 Januari 2021	344.018.831	-	(467.574.628)	2.661.235.674	(264.773.584)	(17.802.196)	(24.892.238)	2.924.841	-	722.302.155	2.955.438.855	Balance, January 1, 2021	
Total laba periode berjalan	-	-	-	-	61.570.123	-	-	-	-	15.099.357	76.669.480	Profit for the period	
Penyerahan saham kepentingan non pengendali	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Issuance of shares non controlling interest	
Pendapatan komprehensif lain periode berjalan	-	-	-	-	-	(13.432.902)	4.453.881	(658.066)	-	-	(9.637.087)	Other comprehensive income for the year	
Total pendapatan komprehensif periode berjalan	-	-	-	-	61.570.123	(13.432.902)	4.453.881	(658.066)	-	15.099.357	67.032.392	Total comprehensive income for the year	
Pembayaran dividen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Payment of dividends	
Pencadangan saldo laba untuk cadangan tujuan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Appropriation for specific reserve	
Saldo 31 Maret 2021, Tidak Diaudit	344.018.831	-	(467.574.628)	2.661.235.674	(203.203.462)	(31.235.098)	(20.438.357)	2.266.775	-	737.401.512	3.022.471.246	Balance, March 31, 2021 (Unaudited)	

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	31 Maret 2020/ March 31, 2020 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI			CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES
Penerimaan dari pelanggan	714.974.947	822.883.614	Receipts from customers
Penerimaan dari penghasilan bunga	5.156.769	3.021.673	Receipts from interest income
Pembayaran kepada pemasok	(465.371.658)	(475.748.748)	Payments to suppliers
Pembayaran pajak penghasilan setelah dikurangi penerimaan dari tagihan pajak	1.388.183	(52.827.460)	Payments for income taxes net - of the receipts from claims for tax refund
Pembayaran untuk beban usaha dan aktivitas operasi lainnya	(55.552.182)	(68.356.389)	Payments for operating expenses and other operating activities
Pembayaran beban keuangan	(5.471.110)	(4.345.921)	Payments for finance cost
Penambahan (pengurangan) kas yang dibatasi penggunaannya	(131.787)	-	Additions to (deduction from) restricted cash
Pembayaran kepada karyawan	(27.729.706)	(42.946.539)	Payments to employees
Kas neto yang diperoleh dari aktivitas operasi	167.263.455	181.680.230	Net cash provided by operating activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI			CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES
Penambahan aset tetap	(66.746.330)	(33.081.394)	Additions to fixed assets
Penambahan aset minyak dan gas	(28.794.531)	-	Additions to oil and gas assets
Penerimaan dari pelepasan investasi jangka pendek	-	120.599.779	Proceeds from disposal of short-term investments
Penerimaan pelepasan Aset Tetap	-	13.169.040	Received from release of Fixed Asset
Kas neto yang digunakan untuk aktivitas investasi	(95.540.861)	100.687.425	Net cash used by investing activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN			CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES
Pembayaran pinjaman bank	(11.087.924)	(12.195.455)	Payments of bank loans
Penerimaan pinjaman jangka pendek	-	101.221.971	Receipts of short-term bank loans
Pembayaran sewa pembiayaan	(6.410.178)	-	Cash paid for finance lease
Pembayaran pinjaman dari pemegang saham, neto	(42.332.846)	-	Shareholder loan Payment, Nett
Kas neto yang digunakan untuk aktivitas pendanaan	(59.830.948)	89.026.516	Net cash used by financing activities
Pengaruh perubahan kurs neto dari kas dan setara kas	(13.960.582)	(65.925.258)	Net effects foreign exchange differences from cash and cash equivalents
KENAIKAN NETO KAS DAN SETARA KAS	(2.068.936)	305.468.912	NET INCREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS
KAS DAN SETARA KAS AWAL PERIODE	1.179.044.518	1.040.376.489	CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF PERIOD
KAS DAN SETARA KAS AKHIR PERIODE	1.176.975.582	1.345.845.401	CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF PERIOD

1. UMUM

1. GENERAL

a. Pendirian Perusahaan

PT Perusahaan Gas Negara Tbk ("Perusahaan") pada awalnya bernama Firma L. J. N. Eindhoven & Co. Gravenhage yang didirikan pada tahun 1859. Kemudian, pada tahun 1950, pada saat diambil alih oleh Pemerintah Belanda, Perusahaan diberi nama NV. Netherland Indische Gaz Maatschapij (NV. NIGM). Pada tahun 1958, saat diambil alih oleh Pemerintah Republik Indonesia, nama Perusahaan diganti menjadi Badan Pengambil Alih Perusahaan-Perusahaan Listrik dan Gas (BP3LG) yang kemudian beralih status menjadi BPU-PLN pada tahun 1961. Pada tanggal 13 Mei 1965, berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 19/1965, Perusahaan ditetapkan sebagai perusahaan negara dan dikenal sebagai Perusahaan Negara Gas (PN. Gas). Berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 27 tahun 1984, PN. Gas diubah menjadi perusahaan umum ("Perum") dengan nama Perusahaan Umum Gas Negara.

Status Perusahaan diubah dari Perum menjadi perusahaan perseroan terbatas yang dimiliki oleh negara (Persero) dan namanya berubah menjadi PT Perusahaan Gas Negara (Persero) berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 37 tahun 1994 dan Akta Pendirian Perusahaan No. 486 tanggal 30 Mei 1996 yang diaktakan oleh Notaris Adam Kasdamaji, S.H. Akta pendirian telah disahkan oleh Menteri Kehakiman Republik Indonesia dalam Surat Keputusan No. C2-7729HT.01.01.Th.96. tanggal 31 Mei 1996 dan diumumkan dalam Lembaran Berita Negara Republik Indonesia No. 8508 Tambahan Berita Negara No. 80 tanggal 4 Oktober 1996.

Status Perusahaan diubah menjadi perseroan terbatas dan nama Perusahaan berubah menjadi PT Perusahaan Gas Negara Tbk berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 6/2018. Perubahan status Perusahaan ini kemudian diikuti dengan perubahan pada Anggaran Dasar Perusahaan berdasarkan Akta Notaris No. 48 oleh Fathiah Helmi, S.H. tanggal 29 Juni 2018. Anggaran Dasar Perusahaan telah mengalami beberapa perubahan. Perubahan terakhir dibuat berdasarkan Akta Notaris No. 84 tanggal 25 Juni 2020 oleh Ir. Nanette Cahyanie Handari, S.H. Perubahan ini telah dilaporkan kepada dan diterima oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia melalui Surat Penerimaan No. AHU-0044326.AH.01.02 tanggal 1 Juli 2020.

Sesuai dengan Pasal 3 Anggaran Dasar Perusahaan, Perusahaan bertujuan untuk melaksanakan dan menunjang kebijaksanaan dan program Pemerintah di bidang ekonomi dan pembangunan nasional, khususnya di bidang pengembangan pemanfaatan gas bumi untuk kepentingan umum serta penyediaan gas dalam jumlah dan mutu yang memadai untuk melayani kebutuhan masyarakat. Untuk mencapai tujuan tersebut, Perusahaan dapat melaksanakan perencanaan, pembangunan, pengelolaan dan usaha hilir bidang gas bumi yang meliputi kegiatan pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan niaga, perencanaan, pembangunan, pengembangan produksi, penyediaan, penyaluran dan distribusi gas buatan; atau usaha lain yang menunjang usaha di atas sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku. Pada saat ini, usaha utama Perusahaan adalah distribusi dan transmisi gas bumi ke pelanggan industri, komersial dan rumah tangga.

Kantor Pusat Perusahaan berkedudukan di Jl. K.H. Zainul Arifin No. 20, Jakarta. Pemegang saham langsung Perusahaan adalah PT Pertamina (Persero) ("Pertamina") dan pemegang saham utama Perusahaan adalah Pemerintah Republik Indonesia

b. Penawaran Umum Efek Perusahaan

Pada tanggal 5 Desember 2003, Perusahaan memperoleh pernyataan efektif dari Badan Pengawas Pasar Modal untuk melakukan penawaran umum saham kepada masyarakat sebanyak 1.296.296.000 saham, yang terdiri dari 475.309.000 saham dari divestasi saham Pemerintah Republik Indonesia, pemegang saham Perusahaan, dan 820.987.000 saham baru. Saham Perusahaan dicatatkan di Bursa Efek Indonesia pada tanggal 15 Desember 2003.

Berdasarkan Risalah Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa yang diadakan pada tanggal 13 Juni 2008 dan diaktakan dengan Akta Notaris No. 49 dari Notaris Fathiah Helmi, S.H., tanggal 13 Juni 2008, para pemegang saham menyetujui pemecahan nilai nominal saham Seri A Dwiwarna dan saham Seri B dari Rp500 per saham menjadi Rp100 per saham, sehingga jumlah saham Perusahaan meningkat dari 14 miliar saham menjadi 70 miliar saham dan jumlah saham ditempatkan dan disetor penuh yang semula sebesar 4.593.437.193 saham akan meningkat menjadi 22.967.185.965 saham.

Pada tanggal 12 Mei 2014, Perusahaan menerbitkan dan mencatatkan Senior Unsecured Fixed Rate Notes senilai USD1.350.000.000 yang jatuh tempo pada 2024 di Singapore Exchange Securities Trading Limited (Catatan 23).

Pada tanggal 26 April 2017, PT Saka Energi Indonesia ("SEI"), anak perusahaan, menerbitkan dan mencatatkan Senior Unsecured Fixed Rate Notes senilai USD625.000.000 yang jatuh tempo pada 2024 di Singapore Exchange Securities Trading Limited

c. Penyelesaian Laporan Keuangan Interim Konsolidasian

Laporan keuangan interim konsolidasian ini telah disetujui untuk diterbitkan oleh Direksi Perusahaan pada tanggal 30 April 2021

a. The Company's Establishment

PT Perusahaan Gas Negara Tbk (the "Company") originally named Firma L. J. N. Eindhoven & Co. Gravenhage, was established in 1859. Subsequently, the entity was named NV. Netherland Indische Gaz Maatschapij (NV. NIGM), when the Dutch Government took control in 1950. In 1958, when the Government of the Republic of Indonesia took over the entity, company name was changed to Badan Pengambil Alih Perusahaan-Perusahaan Listrik dan Gas (BP3LG) and then later became BPU-PLN in 1961. On May 13, 1965, based on Government Regulation No. 19/1965, the entity was established as a state owned company ("Perusahaan Negara") and became known as Perusahaan Negara Gas (PN. Gas). Based on Government Regulation No. 27 year 1984, PN. Gas was converted into a public service enterprise ("Perum") under the name Perusahaan Umum Gas Negara.

Afterwards, the status of the Company was changed from a public service enterprise ("Perum") to a state-owned limited liability company ("Persero") and the name was changed to PT Perusahaan Gas Negara (Persero) based on Government Regulation No. 37 year 1994 and the Deed of Establishment No. 486 dated May 30, 1996 as notarized by Adam Kasdamaji, S.H. The deed of establishment was approved by Ministry of Justice of the Republic of Indonesia in its Decision Letter No. C2-7729HT.01.01.Th.96. dated May 31, 1996 and was published in The State Gazette of the Republic of Indonesia No. 8508 dated October 4, 1996, Supplement No. 80.

The status of the Company was changed to a limited liability company and the Company's name was changed to PT Perusahaan Gas Negara Tbk based on Government Regulation No. 6/2018. The change in the Company's status was followed by amendment to the Company's Articles of Association based on Notarial Deed No. 48 of Fathiah Helmi, S.H. dated June 29, 2018. The Company's Articles of Association have been amended several times. The latest amendment was based on Notarial Deed No. 84 dated June 25, 2020 of Ir. Nanette Cahyanie Handari, S.H. The amendment was reported to and received by the Minister of Law and Human Rights of the Republic of Indonesia through Acknowledgment Letter No. AHU-0044326.AH.01.02 dated July 1, 2020.

As stated in Article 3 of the Company's Articles of Association, the Company's purpose is to implement and support the Government's economic and national development programs, particularly in developing uses of natural gas for the benefit of the public as well as in the supply of a sufficient volume and quality of gas for public consumption. To achieve these objectives, the Company is to carry out planning, construction, operating and development of natural gas downstream business which includes processing, transporting, storing and trading, planning, construction, production development, supplying and distribution of processed gas; or other businesses which support the foregoing activities in accordance with prevailing laws and regulations. Currently, the Company's principal business is the distribution and transmission of natural gas to industrial, commercial and household users.

The Company's Head Office is located at Jl. K.H. Zainul Arifin No. 20, Jakarta. The Company's immediate parent is PT Pertamina (Persero) ("Pertamina") and the Company's ultimate parent is the Government of Republic of Indonesia

b. The Company's Public Offering

On December 5, 2003, the Company obtained the effective statement from Capital Market Supervisory Agency to conduct the public offering of its 1,296,296,000 shares which comprised of 475,309,000 shares from divestment of the Government of the Republic of Indonesia's shares, the Company's shareholders and 820,987,000 new shares. The Company's shares were listed at the Indonesia Stock Exchanges on December 15, 2003.

Based on the Minutes of the Extraordinary General Shareholders' Meeting held on June 13, 2008 which were notarized in Notarial Deed No. 49 of Notary Fathiah Helmi, S.H., dated June 13, 2008, the shareholders ratified the stock split of the nominal value of Series A Dwiwarna share and Series B shares from Rp500 per share to Rp100 per share resulting in the increase of the number of the Company's shares from 14 billion shares to become 70 billion shares and increase in the issued and paid-up capital from 4,593,437,193 shares to become 22,967,185,965 shares.

On May 12, 2014, the Company issued and listed USD1,350,000,000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes due in 2024 at the Singapore Exchange Securities Trading Limited (Note 23).

On April 26, 2017, PT Saka Energi Indonesia ("SEI"), the Company's subsidiary, issued and listed USD625,000,000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes due in 2024 at the Singapore Exchange Securities Trading Limited.

c. Completion of the Interim Consolidated Financial Statements

The accompanying interim consolidated financial statements were authorized for issue by the Company's Directors on April 30, 2021

1. UMUM (Lanjutan)

1. GENERAL (Continued)

d. Entitas Anak, Pengaturan Bersama, dan Entitas Asosiasi

d. Subsidiaries, Joint Arrangements, and Associate Entities

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, persentase kepemilikan Perusahaan, baik secara langsung maupun tidak langsung dan total aset Entitas Anak adalah sebagai berikut

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the percentage of ownership of the Company, either directly or indirectly, and total assets of the Subsidiaries are as follows:

Entitas Anak, Kegiatan Usaha, Kedudukan dan Tanggal Pendirian/ <i>Subsidiaries, Business Activities, Domiciles and Date of Establishment</i>	Persentase kepemilikan/ <i>Percentage of ownership</i>		Tahun Usaha Komersial Dimulai/ Year of Commercial Operations Started	Jumlah aset dalam juta sebelum jurnal eliminasi/ <i>Total assets in millions before elimination entries</i>	
	31-Mar-21	31-Dec-20		31-Mar-21	31-Dec-20
Dimiliki langsung oleh Perusahaan/ Held directly by the Company					
PT Saka Energi Indonesia (SEI) Eksplorasi minyak dan gas bumi/ <i>Exploration of oil and gas Indonesia,</i> 27 Juni 2011/ June 27, 2011	100,00%	100,00%	2011	1.870	1.969
PT PGN LNG Indonesia (PLI) Pengolahan <i>liquefied natural gas</i> / <i>Processing of liquefied natural gas</i> Indonesia 26 Juni 2012/ June 26, 2012	100,00%	100,00%	2014 ¹⁾	798	803
PT Permata Graha Nusantara (PGN Property) Pengelolaan dan penyewaan gedung dan peralatan/ <i>Management and leasing buildings and equipment, Indonesia</i> 17 Juni 2014/ June 17, 2014	100,00%	100,00%	2014	121	152
PT PGAS Solution (PGASSOL) Konstruksi / <i>Construction, Indonesia,</i> 6 Agustus 2009/August 6, 2009	99,91%	99,91%	2010	120	116
PT Gagas Energi Indonesia (GEI) Pengolahan minyak dan gas bumi/ <i>Processing of oil and gas, Indonesia</i> 27 Juni 2011/ June 27, 2011	100,00%	100,00%	2012	65	77
PT PGAS Telekomunikasi Nusantara (PGASKOM) Telekomunikasi/ <i>Telecommunication, Indonesia,</i> 10 Januari 2007/ January 10, 2007	99,93%	99,93%	2009	38	43
PT Pertamina Gas ("Pertagas") Distribusi Gas Bumi <i>Distribution of Natural gas</i> Indonesia, 23 Februari 2007 <i>Indonesia, February 23, 2007</i>	51,00%	51,00%	2007	2.123	2.130

1. UMUM (Lanjutan)

1. GENERAL (Continued)

d. Entitas Anak, Pengaturan Bersama, dan Entitas Asosiasi (Lanjutan)

d. Subsidiaries, Joint Arrangements, and Associate Entities (Continued)

Entitas Anak, Kegiatan Usaha, Kedudukan dan Tanggal Pendirian/ <i>Subsidiaries, Business Activities, Domiciles and Date of Establishment</i>	Persentase kepemilikan/ <i>Percentage of ownership</i>		Tahun Usaha Komersial Dimulai/ Year of Commercial Operations Started	Jumlah aset dalam juta sebelum jurnal eliminasi/ <i>Total assets in millions before elimination entries</i>	
	31-Mar-21	31-Dec-20		31-Mar-21	31-Dec-20
Dimiliki melalui Pertamina/ Held through Pertamina					
PT Pertamina Niaga ("PTGN") Perniagaan gas bumi/ Trading of natural gas Indonesia, 23 Maret/March 23, 2010	99,00%	99,00%	2010	155	135
PT Perta Arun Gas ("PAG") Pengolahan Liquefied Natural Gas ("LNG")/Processing of Indonesia, 18 Maret/March 18, 2013	90,00%	90,00%	2013	143	205
Dimiliki oleh PT PGAS Telekomunikasi Nusantara (PGASKOM)/ Held through PT PGAS Telekomunikasi Nusantara (PGASKOM)					
PGAS Telecommunications International Pte. Ltd. (PTI) Jasa Telekomunikasi/ Telecommunications services Singapura/Singapore, 24 November 2009/ November 24, 2009	100,00%	100,00%	2010	5	3
PT Telemedia Dinamika Sarana (TDS) Jasa Telekomunikasi/ Telecommunications services Indonesia,, 2 Oktober 2002/ October 2, 2002	100,00%	90,00%	2013	4	5
Dimiliki melalui PT Permata Graha Nusantara/ Held through PT Permata Graha Nusantara					
PT Kalimantan Jawa Gas (KJG) Transmisi gas/Gas transmission Indonesia, 23 Juli 2013/ July 23, 2013	80,00%	80,00%	2015	112	94
Dimiliki melalui PT PGAS Solution (PGASSOL)/ Held through PT PGAS Solution (PGASSOL)					
PT Solusi Energy Nusantara (Sena) Engineering, konsultasi dan jasa/ Engineering, consultancy and services Indonesia, 20 April 2015/ April 20, 2015	99,90%	99,90%	2015	4	4
Dimiliki melalui GEI/ Held through GEI					
PT Widar Mandripta Nusantara (WIDAR) Jasa kelistrikan/Electricity service Indonesia, 29 Juli 2015/ July 29, 2015	99,96%	99,96%	2016	3	3
Dimiliki melalui PT Saka Energi Indonesia (SEI)/ Held through PT Saka Energi Indonesia (SEI)					
Saka Indonesia Pangkah B.V. ("SIPBV") Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ Exploration and production of oil and gas Belanda/Netherlands, 3 Agustus 2007/ August 3, 2007	100,00%	100,00%	2007	308	322
PT Saka Energi Muara Bakau (SEMB) Eksplorasi minyak dan gas/ Exploration of oil and gas Indonesia, 10 Februari 2014 /February 10, 2014	100,00%	100,00%	2)	604	583

1. UMUM (Lanjutan)

1. GENERAL (Continued)

d. Entitas Anak, Pengaturan Bersama, dan Entitas Asosiasi (Lanjutan)

d. Subsidiaries, Joint Arrangements, and Associate Entities (Continued)

Entitas Anak, Kegiatan Usaha, Kedudukan dan Tanggal Pendirian/ <i>Subsidiaries, Business Activities, Domiciles and Date of Establishment</i>	Persentase kepemilikan/ <i>Percentage of ownership</i>		Tahun Usaha Komersial Dimulai/ Year of Commercial Operations Started	Jumlah aset dalam juta sebelum jurnal eliminasi/ <i>Total assets in millions before elimination entries</i>	
	31-Mar-21	31-Dec-20		31-Mar-21	31-Dec-20
Dimiliki melalui PT Saka Energi Indonesia (SEI) (Lanjutan)/ Held through PT Saka Energi Indonesia (SEI) (Continued)					
PT Saka Ketapang Perdana (SKP) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas, Indonesia,</i> 17 Oktober 2012/ <i>October 17, 2012</i>	100,00%	100,00%	2015	149	144
PT Saka Energi Internasional (SI) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Indonesia, 20 Februari 2014/ <i>February 20, 2014</i>	99,99%	99,99%	2014	1)	1)
Saka Energi Overseas Holding BV (SEOH) Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ <i>Exploration and production of oil and gas</i> Belanda/Netherlands, 24 Desember 2013/ <i>December 24, 2013</i>	100,00%	100,00%	2015	1)	1)
PT Saka Bangkanai Klemantan (SBK) Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ <i>Exploration and production of oil and gas</i> Indonesia, 11 Maret 2013/ <i>March 11, 2013</i>	99,50%	99,50%	2016	117	109
PT Saka Energi Sumatera (SES) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas, Indonesia,</i> 24 September 2012/ <i>September 24, 2012</i>	99,95%	99,95%	2014	5	5
PT Saka Indonesia Sesulu (SIS) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Indonesia, 7 Maret 2013/ <i>March 7, 2013</i>	99,50%	99,50%	2)	107	107
PT Saka Energi Bangkanai Barat (SEBB) Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ <i>Exploration and production of oil and gas</i> Indonesia, 12 Mei 2014/ <i>May 12, 2014</i>	100,00%	100,00%	2)	8	11
PT Saka Energi Investasi Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Indonesia, 18 Juli 2014 <i>/July 18, 2014</i>	99,99%	99,99%	2)	1)	1)
PT Saka Energi Wokam (SEW) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Indonesia, 14 September 2015 <i>/September 14, 2015</i>	100,00%	100,00%	2)	1)	1)
Dimiliki oleh PT Saka Energi Overseas Holding BV (SEOH)/ Held through PT Saka Energi Overseas Holding BV (SEOH)					
Saka Energy Eksplorasi Production BV (SEEPBV) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas, Belanda</i> 24 Desember 2013/ <i>Dec 24, 2013</i>	100,00%	100,00%	2015	41	41
Dimiliki melalui Saka Energi Exploration Production, B.V. (SEEPBV)/ Held through Saka Energi Exploration Production, B.V. (SEEPBV)					
Saka Energi Muriah Limited (SEML) <i>(formerly Sunny Ridge Offshore Limited (SROL))</i> Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas, British Virgin Islands,</i> 15 Juli 2009/ <i>July 15, 2009</i>	100,00%	100,00%	2015	37	41

1. UMUM (Lanjutan)

1. GENERAL (Continued)

d. Entitas Anak, Pengaturan Bersama, dan Entitas Asosiasi
(Lanjutan)

d. Subsidiaries, Joint Arrangements, and Associate Entities
(Continued)

Entitas Anak, Kegiatan Usaha, Kedudukan dan Tanggal Pendirian/ <i>Subsidiaries, Business Activities, Domiciles and Date of Establishment</i>	Persentase kepemilikan/ <i>Percentage of ownership</i>		Tahun Usaha Komersial Dimulai/ Year of Commercial Operations Started	Jumlah aset dalam juta sebelum jurnal eliminasi/ <i>Total assets in millions before elimination entries</i>	
	31-Mar-21	31-Dec-20		31-Mar-21	31-Dec-20
Dimiliki melalui SI/ Held through SI					
PT Saka Energi Yamdena Barat (SEYB) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Indonesia 26 Mei 2017 <i>Mei 26, 2017</i>	100,00%	100,00%	2)	1)	1)
PT Saka Energy Sepinggan (SEP) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Indonesia 1 April 2015/ <i>April 1, 2015</i>	100,00%	100,00%	2)	1)	1)
PT Saka Eksplorasi Ventura (SEV) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Indonesia 15 Desember 2016/ <i>December 15, 2016</i>	100,00%	100,00%	2)	1	2
PT Saka Eksplorasi Baru (SEB) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Indonesia 30 Agustus 2016/ <i>Agustus 30, 2016</i>	100,00%	100,00%	2)	1	1
PT Saka Eksplorasi Timur (SET) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Texas 15 September 2016/ <i>September 15, 2016</i>	100,00%	100,00%	2)	1	2
PT Saka Energi Asia Pte. Ltd (SEAPL) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Singapura 15 Juni 2016/ <i>June 15, 2016</i>	100,00%	100,00%	2016	446	454
Saka Energy Investama ("SEINV") Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ <i>Exploration and production of oil and gas</i> Indonesia 9 November 2017/ <i>November 9, 2017</i>	100,00%	100,00%	2)	2)	2)
Saka Energy Sanga CBM Pte. Ltd. ("SESCBM") Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Singapura 28 Desember 2017/ <i>December 28, 2017</i>	100,00%	100,00%	2)	2)	2)
Saka Energy Fasken LLC (Fasken) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Texas 25 April 2014/ <i>April 25, 2014</i>	100,00%	100,00%	2014	183	179

1. UMUM (Lanjutan)

1. GENERAL (Continued)

d. Entitas Anak, Pengaturan Bersama, dan Entitas Asosiasi
(Lanjutan)

d. Subsidiaries, Joint Arrangements, and Associate Entities
(Continued)

Entitas Anak, Kegiatan Usaha, Kedudukan dan Tanggal Pendirian/ <i>Subsidiaries, Business Activities, Domiciles and Date of Establishment</i>	Persentase kepemilikan/ <i>Percentage of ownership</i>		Tahun Usaha Komersial Dimulai/ Year of Commercial Operations Started	Jumlah aset dalam juta sebelum jurnal eliminasi/ <i>Total assets in millions before elimination entries</i>	
	31-Mar-21	31-Dec-20		31-Mar-21	31-Dec-20
Dimiliki oleh PT Saka Indonesia Pangkah B.V. (SIPBV)/ Held through PT Saka Indonesia Pangkah B.V. (SIPBV)					
Saka Indonesia Pangkah Limited (SIPL) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas, Indonesia,</i> 5 Juli 1995/ July 5, 1995	100,00%	100,00%	2007	497	497
Saka Pangkah LLC (SPLLC) Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas, Indonesia,</i> 12 Juli 1995/ July 12, 1995	100,00%	100,00%	2007	104	103
Dimiliki melalui SEAPL/ Held through SEAPL					
Saka Energy East Kalimantan Pte. Ltd. ("SEEKPL") Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Singapore 15 Juni 2016 / June 15, 2016	100,00%	100,00%	2016	48	43
Saka Energy Sanga Star Pte. Ltd. ("SESSPL") Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Singapore 15 Juni 2016 / June 15, 2016	100,00%	100,00%	2016	37	37
Dimiliki melalui SEEKPL/ Held through SEEKPL					
Saka Energy Sanga-sanga Limited ("SESL") Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Bahama 18 November 1983 / November 18, 1983	100,00%	100,00%	1983	44	41
Dimiliki melalui SEINVS/ Held through SEINVS					
Saka Energy International Ventures Ltd. ("SEIV") Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Hongkong 14 Februari 2018 / February 14, 2018	100,00%	100,00%	2018	164	164
Dimiliki oleh SEINVS dan PLI/ Held through SEINVS and PLI					
Bentang Energy Indonesia Ltd. ("BEI") Eksplorasi minyak dan gas/ <i>Exploration of oil and gas</i> Hongkong 31 Januari 2018 / January 31, 2018	100,00%	100,00%	2018	17	17

¹) Total aset di bawah 1 juta US Dollar/The total assets is below one million US Dollar

²) Belum beroperasi komersial/Not yet started commercial operation.

1. UMUM (Lanjutan)

1. GENERAL (Continued)

d. Entitas Anak, Pengaturan Bersama, dan Entitas Asosiasi (Lanjutan)

d. Subsidiaries, Joint Arrangements, and Associate Entities (Continued)

Grup mempunyai kerjasama operasi minyak dan gas atau kontrak jasa/perjanjian partisipasi dan pembagian ekonomi pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 sebagai berikut:

The Group has interests in the following oil and gas joint venture operations or Service Contracts/Participation and Economic Sharing Agreements as of March 31, 2021 and December 31, 2020:

Kerjasama Operasi/Joint Ventures	Negara/Country	Hak kepemilikan (%) / Interest (%)	
		March 2021	December 2020
Blok Ujung Pangkah	Indonesia	100%	100%
Blok South Sesulu	Indonesia	100%	100%
Blok Fasken	Amerika Serikat/United States of America	36%	36%
Blok Bangkanai	Indonesia	30%	30%
Blok Bangkanai Barat	Indonesia	30%	30%
Blok Muriah	Indonesia	100%	20%
Blok Ketapang	Indonesia	20%	20%
Blok Muara Bakau	Indonesia	11,67%	11,67%
Blok Wokam II	Indonesia	100%	100%
Blok Pekawai	Indonesia	100%	0%
Blok Yamdena Barat	Indonesia	100%	0%

Informasi mengenai Ventura Bersama dan Entitas Asosiasi yang dimiliki oleh Grup pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 adalah sebagai berikut:

Information about Joint Venture and Associate owned by the Group as of March 31, 2021 and December 31, 2020 are as follows:

Entitas Asosiasi, Kedudukan dan Tanggal Pendirian/ Associates, Domiciles and Date of Establishment	Persentase kepemilikan/ Percentage of ownership		Kedudukan dan Tahun Usaha Komersial Dimulai/Domicile and Year of Commercial Operations Started	Kegiatan usaha/ Business Activities
	31-Mar-21	31-Dec-20		

Ventura Bersama/Joint Ventures

PT Transportasi Gas Indonesia (Transgasindo) Transmisi gas/ Gas transmission, Indonesia, 1 Februari 2002/ February 1, 2002	59,87%	59,87%	Jakarta 2002	Transportasi gas bumi melalui jaringan pipa transmisi/ Transportation of natural gas through transmission pipelines
PT Permata Karya Jasa (Perkasa)	60,00%	60,00%	Jakarta 2015	Jasa Perbengkelan, pembinaan, penyaluran jasa tenaga kerja/Workshop services, guidance, distribution of labor services
PT Nusantara Regas (NR)	40,00%	40,00%	Jakarta, 2012	Pengelolaan dan pengembangan fasilitas FSRT termasuk pembelian LNG dan pemasaran atas hasil pengelolaan fasilitas FSRT/ The management and development of FSRT facilities including purchase of LNG and marketing of products arising from the operations of FSRT facilities.
PT Perta-Samtan Gas ("PSG")	66,00%	66,00%	2008, Banyuwasin	Pengolahan LPG/LPG Processing
PT Perta Daya Gas ("PDG")	65,00%	65,00%	2012, Jakarta	Pengelolaan LNG dan CNG / LNG and CNG Processing

Entitas Asosiasi/Associate

PT Gas Energi Jambi (GEJ)	40,00%	40,00%	Jambi, 2005	Transportasi dan distribusi gas bumi/ Transportation and distribution of natural gas.
---------------------------	--------	--------	-------------	---

e. Dewan Komisaris, Direksi dan Karyawan

e. Boards of Commissioners, Directors and Employees

Per tanggal 31 Maret 2021, Berdasarkan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa yang dilaksanakan pada tanggal 15 Mei 2020, para pemegang saham menyetujui susunan Dewan Komisaris dan Direksi Perusahaan sebagai berikut:

As of March 31, 2021, Based on the Extraordinary General Meeting of Shareholders on May 15, 2020, the shareholders approved the members of the Company's Boards of Commissioners and Directors as follows:

Dewan Komisaris

Komisaris Utama	: Arcandra Tahar
Komisaris Independen	: Kiswodarmawan
Komisaris Independen	: Paiman Rahardjo
Komisaris Independen	: Christian H. Siboro
Komisaris	: Luky Alfirman
Komisaris	: Warih Sadono

Board of Commissioners

Chairman of the Board of Commissioners
Independent Commissioner
Independent Commissioner
Independent Commissioner
Commissioner
Commissioner

Dewan Direksi

Direktur Utama	: Suko Hartono
Direktur Keuangan	: Arie Nobeita Kaban
Direktur Komersial	: Faris Aziz
Direktur Infrastruktur dan Teknologi	: Redy Ferriyanto
Direktur Strategi dan Pengembangan Bisnis	: Syahrial Mukhtar
Direktur SDM dan Umum	: Beni Syarif Hidayat

Board of Directors

Chairman of the Board of Directors
Director of Finance
Director of Commerce
Director of Infrastructure and Technology
Director of Strategy and Business Development
Director of Human Resources and General Affairs

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, jumlah karyawan tetap Grup, termasuk Pertagas dan entitas anaknya, masing-masing adalah 3.298 orang dan 3.324 orang (tidak diaudit).

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the Group, including Pertagas and its subsidiaries, have a total of 3.298 employees and 3.324 employees, respectively (unaudited).

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

a. Dasar Penyajian Laporan Keuangan Interim Konsolidasian

Laporan keuangan konsolidasian ini telah disusun sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia, yang mencakup Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan ("PSAK") dan Interpretasi Standar Akuntansi Keuangan ("ISAK") dan Peraturan-Peraturan serta Pedoman Penyajian dan Pengungkapan Laporan Keuangan yang diterbitkan oleh Otoritas Jasa Keuangan ("OJK").

Laporan keuangan konsolidasian interim ini disusun berdasarkan konsep harga perolehan, dan aset dan liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi dan pendapatan komprehensif lain, serta menggunakan dasar akrual kecuali untuk laporan arus kas konsolidasian interim.

Laporan arus kas konsolidasian disusun menggunakan metode langsung dan arus kas dikelompokkan atas dasar aktivitas operasi, investasi dan pendanaan. Untuk tujuan laporan arus kas konsolidasian, kas dan setara kas mencakup kas kecil, kas pada bank dan deposito berjangka.

Penyusunan laporan keuangan konsolidasian yang sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia memerlukan penggunaan estimasi akuntansi penting tertentu. Penyusunan laporan keuangan konsolidasian juga mengharuskan manajemen untuk menggunakan pertimbangannya dalam proses penerapan kebijakan akuntansi Grup. Area-area yang memerlukan tingkat pertimbangan atau kompleksitas yang tinggi, atau area dimana asumsi dan estimasi merupakan hal yang signifikan dalam laporan keuangan konsolidasian, diungkapkan dalam Catatan 3.

Kecuali dinyatakan di bawah ini, kebijakan akuntansi telah diterapkan secara konsisten dengan laporan keuangan tahunan untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2020 yang telah sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di

Perubahan pada PSAK dan ISAK

Pada tanggal 1 Januari 2021, Grup menerapkan PSAK dan ISAK baru yang berlaku efektif sejak tanggal tersebut. Penyesuaian terhadap kebijakan akuntansi Grup telah dibuat berdasarkan ketentuan transisi dalam masing-masing standar dan interpretasi.

Berlaku efektif untuk tahun buku yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Januari 2021

Grup menerapkan standar baru yang berlaku efektif pada tahun 2020. Perubahan kebijakan akuntansi Grup telah dibuat seperti yang disyaratkan, sesuai dengan ketentuan transisi dalam masing-masing standar.

- PSAK No. 1 (Amandemen 2020) : Penyajian Laporan Keuangan
- PSAK No. 22 (Amandemen 2019) : Kombinasi Bisnis
- PSAK No. 25 (Amandemen 2020) : Kebijakan akuntansi, perubahan estimasi akuntansi, dan kesalahan
- PSAK No. 55 (Amandemen 2020) : Instrumen keuangan: Pengakuan dan
- PSAK No. 57 (Amandemen 2020) : Provisi, Liabilitas Kontijensi, dan Aset

Penerapan atas PSAK No. 71

Penerapan atas PSAK No. 71: Instrumen Keuangan tidak memiliki dampak yang signifikan terhadap laporan keuangan konsolidasian Grup. Penerapan atas PSAK No. 71 tersebut tidak memiliki dampak terhadap saldo awal laba ditahan yang belum dicadangkan pada laporan keuangan konsolidasian Grup.

Penerapan atas PSAK No. 72

Grup menerapkan PSAK No. 72: Pendapatan dari Kontrak dengan Pelanggan yang berlaku efektif untuk tahun buku yang dimulai pada 1 Januari 2020, tetapi tidak menyajikan kembali angka-angka komparatif untuk periode pelaporan sebelumnya sebagaimana diizinkan berdasarkan ketentuan transisi khusus dalam standar.

Penerapan atas PSAK No. 72: Pendapatan dari Kontrak dengan Pelanggan tidak memiliki dampak yang signifikan terhadap laporan keuangan konsolidasian Grup.

Penerapan atas PSAK No. 73

Grup menerapkan PSAK No. 73: Sewa yang berlaku efektif untuk tahun buku yang dimulai pada 1 Januari 2020, tetapi tidak menyajikan kembali angka-angka komparatif untuk periode pelaporan sebelumnya sebagaimana diizinkan berdasarkan ketentuan transisi khusus dalam standar.

- Dampak terhadap laporan keuangan

Pada saat penerapan PSAK No. 73, Grup mengakui aset hak-guna dan liabilitas sewa sehubungan dengan sewa yang sebelumnya diklasifikasikan sebagai 'sewa operasi' berdasarkan prinsip-prinsip dalam PSAK No. 30: Sewa. Liabilitas sewa diukur pada nilai kini dari sisa pembayaran sewa, yang didiskontokan dengan menggunakan suku bunga pinjaman inkremental Grup pada tanggal 1 Januari 2020. Rata-rata tertimbang suku bunga inkremental yang digunakan adalah sebesar 3.88%. Aset hak-guna diukur pada jumlah yang sama dengan liabilitas sewa, disesuaikan dengan jumlah pembayaran di muka atau pembayaran sewa yang masih harus dibayar sehubungan dengan sewa yang diakui di laporan posisi keuangan pada tanggal 31 Desember 2019. Dengan menerapkan standar ini, pada tanggal 1 Januari 2020 aset hak-guna Grup meningkat sebesar USD549.600.012 yang terdiri dari pengakuan liabilitas sewa sebesar USD535.656.161 dan reklasifikasi dari biaya dibayar di muka sebesar USD13.943.851.

a. Basis of Interim Consolidated Financial Statements

The consolidated financial statements have been prepared in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards, including Statements of Financial Accounting Standards ("SFAS") and Interpretations of Financial Accounting Standards ("IFAS") and the Regulations and Guidelines on Financial Statement Presentation and Disclosures issued by the Financial Services Authority ("OJK").

The interim consolidated financial statements have been prepared under the historical cost convention, and financial assets and liabilities at fair value through profit or loss and other comprehensive income, and using the accrual basis except for the interim consolidated statement of cash flows.

The consolidated statement of cash flows has been prepared based on the direct method, and by classifying cash flows on the basis of operating, investing and financing activities. For the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents include cash on hand, cash in banks and time deposits.

The preparation of consolidated financial statements in conformity with Indonesian Financial Accounting Standards requires the use of certain critical accounting estimates. It also requires management to exercise its judgement in the process of applying the Group's accounting policies. The areas involving a higher degree of judgement or complexity, or areas where assumptions and estimates are significant to the consolidated financial statements, are disclosed in Note 3.

Except as described below, the accounting policies applied are consistent with the annual financial statements for the year ended December 31, 2020, which conform to the Indonesian Financial Accounting Standards.

Changes to the SFAS and IFAS

On January 1, 2021, the Group adopted new SFAS and IFAS which are effective on that date. Changes to the Group's accounting policies have been made as required, in accordance with the transitional provisions in the respective standards and interpretations.

Effective for the year begin as at or after 1 January 2021

The Group adopted new standards that are effective in 2020. Changes to the Group's accounting policies have been made as required, in accordance with the transitional provisions in the respective standards.

- PSAK No. 1 (2020 Amendment) : Presentation of Financial Statements
- PSAK No. 22 (2019 Amendment) : Business Combination
- PSAK No. 25 (2020 Amendment) : Accounting policies, changes in accounting estimations and errors
- PSAK No. 55 (2020 Amendment) : Financial instrument : Recognition and
- PSAK No. 57 (2020 Amendment) : Provision, Contingent Liabilities, and Contingent

Adoption of SFAS No. 71

The adoption of SFAS No. 71: Financial Instruments did not have a significant impact on the Group's consolidated financial statements. The adoption of SFAS No. 71 does not have an impact to the beginning balance of unappropriated retained earnings in the Group's consolidated financial statements.

Adoption of SFAS No. 72

The Group has adopted SFAS No. 72: Revenue from Contracts with Customers effective for the financial year beginning January 1, 2020, but the Group did not restate comparatives for the previous reporting period as permitted under the specific transition provisions in the standard.

The adoption of SFAS No. 72: Revenue from Contracts with Customers did not have a significant impact on the Group's consolidated financial statements.

Adoption of SFAS No. 73

The Group has adopted SFAS No. 73: Leases effective for the financial year beginning January 1, 2020, but the Group did not restate comparatives for the previous reporting period as permitted under the specific transition provisions in the standard.

- Impact on financial statements

On the adoption of SFAS No. 73, the Group recognised right-of-use assets and lease liabilities in relation to leases which were previously classified as 'operating leases' under the principles of SFAS No. 30: Leases. Lease liabilities were measured at the present value of the remaining lease payments, discounted using the Group's incremental borrowing rate as of January 1, 2020. The weighted average of the Group's incremental borrowing rate applied was 3.88%. Right-of-use assets were measured at the amount equal to the lease liabilities, adjusted by the amount of any prepaid or accrued lease payments relating to that lease recognised in the statement of financial position as at December 31, 2019. By applying this standard, the Group's right-of-use assets increased by USD549.600.012 as of January 1, 2020, which comprised recognition of lease liabilities amounted to USD535.656.161 and reclassification of prepaid expense amounted to USD13.943.851.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

a. Dasar Penyajian Laporan Keuangan Interim Konsolidasian (Lanjutan)

a. Basis of Interim Consolidated Financial Statements (Continued)

Rekonsiliasi antara komitmen sewa operasi yang diungkapkan berdasarkan PSAK No. 30 pada tanggal 31 Desember 2019 dan liabilitas sewa yang diakui berdasarkan PSAK No. 73 pada tanggal 31 Maret 2021 adalah sebagai berikut:

The reconciliation between the operating lease commitments disclosed under SFAS No. 30 as at December 31, 2019 and the lease liabilities recognised under SFAS No. 73 as at March 31, 2021 is as follows:

	<u>Jumlah / Amount</u>	
Komitmen sewa operasi yang diungkapkan pada 31 Desember 2019	721.188.484	Operation lease commitments disclosed as at December 31, 2019
Didiskontokan dengan menggunakan suku bunga pinjaman inkremental Grup	554.256.597	Discounted using the Group's incremental borrowing rate
Dikurangi :		Less :
- Sewa jangka pendek	(12.797.444)	- Short - Term Leases
- Sewa atas aset bernilai rendah	(5.802.992)	- Leases of Low - Value Assets
	<hr/>	
Jumlah liabilitas sewa yang diakui pada 31 Maret 2021	<u>535.656.161</u>	Lease liabilities recognised as at Maret 31, 2021

Dalam menerapkan PSAK No. 73 untuk pertama kalinya, Grup menerapkan cara praktis berikut yang diizinkan oleh standar:

In applying SFAS No. 73 for the first time, the Group used the following practical expedients permitted by the standard:

- menerapkan tingkat diskonto tunggal untuk portofolio sewa dengan karakteristik yang cukup serupa;
- Sewa operasi yang masa sewanya berakhir dalam 12 bulan dari 1 Januari 2020 diperlakukan sebagai sewa jangka pendek;
- Pengecualian biaya langsung awal dari pengukuran aset hak-guna pada tanggal penerapan awal;
- Menggunakan tinjauan ke belakang (hindsight) dalam menentukan masa sewa jika kontrak mengandung opsi untuk memperpanjang atau menghentikan sewa;
- Mengandalkan penilaian apakah sewa bersifat memberatkan sesuai PSAK No. 57: Provisi, Liabilitas Kontinjensi, dan Aset Kontinjensi segera sebelum tanggal penerapan awal sebagai alternatif untuk melakukan tinjauan penurunan nilai.

- The use of a single discount rate to a portfolio of leases with reasonably similar characteristics;
- Operating leases with a remaining lease term of less than 12 months as at January 1, 2020 are treated as short-term leases;
- The exclusion of initial direct costs for the measurement of the right-of-use asset at the date of initial application;
- The use of hindsight in determining the lease term where the contract contains options to extend or terminate the lease;
- Relying on the assessment of whether leases are onerous based on SFAS No. 57: Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets immediately before the date of initial application as an alternative to performing an impairment review.

Standar baru, revisi dan interpretasi yang telah diterbitkan, dan yang berlaku efektif untuk tahun buku yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Januari 2020 namun tidak berdampak material terhadap laporan keuangan konsolidasian Grup adalah sebagai berikut:

New standards, amendments and interpretations issued and effective for the financial year beginning January 1, 2020, which do not have a material impact on the consolidated financial statements of the Group are as follows:

- Revisi Kerangka Konseptual untuk Pelaporan Keuangan
- PSAK No. 15: Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama tentang Kepentingan Jangka Panjang pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama
- Amendemen PSAK No. 62: Kontrak Asuransi – Menerapkan PSAK No. 71: Instrumen Keuangan dengan PSAK No. 62: Kontrak Asuransi
- Amendemen PSAK No. 71: Instrumen Keuangan – Fitur Percepatan Pelunasan dengan Kompensasi Negatif
- ISAK No. 35: Penyajian Laporan Keuangan Entitas Berorientasi Nonlaba
- Penyesuaian Tahunan PSAK No. 1: Penyajian Laporan Keuangan
- Amendemen PSAK No. 71: Instrumen Keuangan, PSAK No. 55: Instrumen Keuangan: Pengakuan dan Pengukuran dan PSAK No. 60: Instrumen Keuangan: Pengungkapan tentang Reformasi Acuan Suku Bunga – Reformasi Acuan Suku Bunga
- Amendemen PSAK No. 1: Penyajian Laporan Keuangan dan PSAK No. 25: Kebijakan Akuntansi, Perubahan Estimasi Akuntansi dan Kesalahan – Definisi Material
- Amendemen PSAK No 73: Sewa – Konsesi Sewa terkait COVID-19

- Revised Conceptual Framework for Financial Reporting
- SFAS No. 15: Investment in Associates and Joint Ventures, Long-term Interests in Associates and Joint Ventures
- Amendment SFAS No. 62: Insurance Contracts – Applying SFAS No. 71: Financial Instruments with SFAS No. 62: Insurance Contracts
- Amendment to SFAS No. 71: Financial Instruments – Prepayment Features with Negative Compensation
- IFAS No. 35: Presentation of Financial Statements of Non-profit Oriented Entities
- Annual Improvements 2019 SFAS No. 1: Presentation of Financial Statements
- Amendment to SFAS No. 71: Financial Instruments, SFAS No. 55: Financial Instruments: Recognition and Measurement and SFAS No. 60: Disclosures on Interest Rate Reference Reforms – Relate to Interbank Offered Rate Reform
- Amendment to SFAS No. 1: Presentation of Financial Statements and SFAS No. 25: Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors – Definition of Material
- Amendment to SFAS No. 73: COVID-19 related Rent Concessions

Standar baru, amendemen, penyesuaian tahunan dan interpretasi diatas berlaku efektif mulai 1 Januari 2020

The above new standards, amendments, annual improvements and interpretations are effective beginning January 1, 2020.

Standar akuntansi dan interpretasi baru tertentu yang telah diterbitkan tidak wajib untuk periode pelaporan saat ini dan belum diadopsi lebih awal oleh Grup. Standar ini tidak diperkirakan berdampak material pada Grup dalam periode pelaporan saat ini atau masa depan dan pada transaksi di masa mendatang.

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

- Amendemen PSAK No. 22: Bisnis Kombinasi – Definisi Bisnis
- PSAK No. 112: Akuntansi Wakaf
- PSAK No. 74: Kontrak Asuransi

- Amendment to SFAS No. 22: Business Combinations – Definition of Business
- SFAS No. 112: Accounting for Endowments
- SFAS No. 74: Insurance Contracts

Amendemen PSAK No. 22 dan PSAK No. 112 berlaku efektif mulai 1 Januari 2021 dan PSAK No. 74 berlaku efektif mulai 1 Januari 2025.

Amendment to SFAS No. 22 and SFAS No. 112 which is effective from January 1, 2021 and SFAS No. 74 which is effective from January 1, 2025.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

b. Prinsip-prinsip Konsolidasian

b. Principles of Consolidation

i. Entitas anak

i. Subsidiaries

Untuk tujuan konsolidasi entitas anak yang memiliki mata uang fungsional selain Dolar AS, aset dan liabilitasnya ditranslasikan dengan kurs tengah Bank Indonesia pada akhir periode pelaporan. Sedangkan pendapatan dan beban ditranslasikan dengan kurs rata-rata dari kurs tengah Bank Indonesia selama periode pelaporan.

For purposes of consolidating subsidiaries with a functional currency other than US Dollar, their assets and liabilities are translated using the Bank of Indonesia middle rate at the end of the reporting period. While revenue and expenses are translated using the average Bank of Indonesia middle rate during the reporting period.

Selisih yang timbul dari penjabaran laporan keuangan entitas anak tersebut ke dalam Dolar AS disajikan dalam akun "Penghasilan komprehensif lain - Selisih kurs penjabaran laporan keuangan entitas anak" sebagai bagian dari komponen ekuitas lainnya pada ekuitas dalam laporan posisi keuangan konsolidasian interim.

The difference arising from the translation of subsidiaries financial statements into US Dollar is presented and as "Other comprehensive income - Difference in foreign currency translation of subsidiaries' financial statements" account as part of other components of equity in the equity section of the interim consolidated statements of financial position.

ii. Perubahan kepemilikan tanpa kehilangan pengendalian

ii. Changes in ownership interests in subsidiaries without change of control

Transaksi dengan kepentingan nonpengendali yang tidak mengakibatkan hilangnya pengendalian merupakan transaksi ekuitas. Selisih antara nilai wajar imbalan yang dibayar dan bagian yang diakuisisi atas nilai tercatat aset neto entitas anak dicatat pada ekuitas. Keuntungan atau kerugian pelepasan kepentingan nonpengendali juga dicatat pada ekuitas.

Transactions with non-controlling interests that do not result in loss of control are accounted for as equity transactions. The difference between the fair value of any consideration paid and the relevant share acquired of the carrying value of net assets of the subsidiary is recorded in equity. Gains or losses on disposals to non-controlling interests are also recorded in equity.

iii. Pelepasan entitas anak

iii. Disposal of subsidiaries

Ketika Grup tidak lagi memiliki pengendalian atau, kepentingan yang masih tersisa atas entitas diukur kembali berdasarkan nilai wajarnya, dan perubahan nilai tercatat diakui dalam laporan laba rugi. Nilai tercatat awal adalah sebesar nilai wajar untuk kepentingan pengukuran kembali kepentingan yang tersisa sebagai entitas asosiasi, ventura bersama atau aset keuangan. Di samping itu, jumlah yang sebelumnya diakui pada pendapatan komprehensif lain sehubungan dengan entitas tersebut dicatat seolah-olah Grup telah melepas aset atau liabilitas terkait. Hal ini dapat berarti bahwa jumlah yang sebelumnya diakui pada penghasilan komprehensif lain direklasifikasi ke laporan laba rugi.

When the Group ceases to have control, any retained interest in the entity is remeasured to its fair value at the date when the control is lost, with the change in carrying amount recognised in profit or loss. The fair value is the initial carrying amount for the purposes of subsequently accounting for the retained interest as an associate, joint venture or financial asset. In addition, any amounts previously recognised in other comprehensive income in respect of that entity are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities. This may mean that amounts previously recognised in other comprehensive income are reclassified to profit or loss.

iv. Entitas asosiasi

iv. Associates

Entitas asosiasi adalah seluruh entitas dimana Grup memiliki pengaruh signifikan namun bukan pengendalian, biasanya melalui kepemilikan hak suara antara 20% dan 50%. Investasi entitas asosiasi dicatat dengan metode ekuitas. Sesuai metode ekuitas, investasi pada awalnya dicatat pada biaya, dan nilai tercatat akan meningkat atau menurun untuk mengakui bagian investor atas laba rugi. Investasi Grup pada entitas asosiasi juga termasuk goodwill yang diidentifikasi ketika akuisisi.

Associates are all entities over which the Group has 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. Under the equity method, the investment is initially recognised at cost, and the carrying amount is increased or decreased to recognise the investor's share of profit or loss of the investee after the date of acquisition. The Group's investment in associates includes goodwill identified on acquisition.

Jika kepemilikan kepentingan pada entitas asosiasi berkurang, namun tetap memiliki pengaruh signifikan, hanya suatu bagian proporsional atas jumlah yang telah diakui sebelumnya pada penghasilan komprehensif lain yang direklasifikasikan ke laba rugi.

If the ownership interest in an associate is reduced but significant influence is retained, only a proportionate share of the amounts previously recognised in other comprehensive income is reclassified to profit or loss where appropriate.

Bagian Grup atas laba atau rugi entitas asosiasi pasca akuisisi diakui dalam laporan laba rugi dan bagian atas mutasi penghasilan komprehensif lain pasca akuisisi diakui di dalam penghasilan komprehensif lain dan diikuti dengan penyesuaian pada jumlah tercatat investasi. Dividen yang akan diterima dari entitas asosiasi diakui sebagai pengurang jumlah tercatat investasi.

The Group's share of post-acquisition profits or losses is recognised in profit or loss, and its share of postacquisition movements in other comprehensive income is recognised in other comprehensive income with a corresponding adjustment to the carrying amount of the investment. Dividends receivable from associates are recognised as reduction in the carrying amount of the investment.

Pada setiap tanggal pelaporan, Grup menentukan apakah terdapat bukti objektif bahwa telah terjadi penurunan nilai pada investasi pada entitas asosiasi. Jika demikian, maka Grup menghitung besarnya penurunan nilai sebagai selisih antara jumlah yang terpulihkan dan nilai tercatat atas investasi pada perusahaan asosiasi dan mengakui selisih tersebut pada "bagian laba bersih dari entitas ventura bersama" di laporan laba rugi. Kerugian yang belum direalisasi juga dieliminasi kecuali transaksi tersebut memberikan bukti penurunan nilai atas aset yang ditransfer. Kebijakan akuntansi entitas asosiasi disesuaikan jika diperlukan untuk memastikan konsistensi dengan kebijakan yang diterapkan oleh Grup.

The Group determines at each reporting date whether there is any objective evidence that the investment in the associate is impaired. If this is the case, the Group calculates the amount of impairment as the difference between the recoverable amount of the associate and its carrying value and recognises the amount adjacent to "share in profit of joint venture" in profit or loss. Unrealised losses are 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 Group.

Laba atau rugi yang dihasilkan dari transaksi hulu dan hilir antara Grup dengan entitas asosiasi diakui dalam laporan keuangan Grup hanya sebesar bagian investor lain dalam entitas asosiasi.

Profits and losses resulting from upstream and downstream transactions between the Group and its associates are recognised in the Group's financial statements only to the extent of unrelated investor's interests in the associates.

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

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

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

b. Prinsip-prinsip Konsolidasian (Lanjutan)

b. Principles of Consolidation (Continued)

v. Pengaturan bersama

v. Joint arrangements

Menurut PSAK 66, pengaturan bersama diklasifikasikan sebagai operasi bersama atau ventura bersama bergantung pada hak dan kewajiban kontraktual para investor. Pada tanggal pelaporan, Grup memiliki operasi bersama dan ventura bersama.

Under SFAS 66 investments in joint arrangements are classified as either joint operations or joint ventures depending on the contractual rights and obligations each investor. At the reporting date, the Group has joint operations and joint ventures.

(1) Operasi bersama

(1) Joint operations

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

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

Grup memiliki kepemilikan dalam operasi bersama dimana Grup termasuk salah satu pihak yang memiliki pengendalian bersama (operator bersama), atau pihak yang berpartisipasi tidak memiliki pengendalian bersama atas operasi bersama tersebut.

The Group has interests in several joint operation whereby the Group includes as a party which have joint control of a joint operation (joint operator), or as party that participate in, but do not have joint control of, a joint operation.

Sehubungan dengan kepentingannya dalam operasi bersama bagian kepemilikan dalam operasi bersama, Grup mengakui:

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

- 1) Aset, mencakup bagiannya atas setiap aset yang dimiliki bersama;
- 2) Liabilitas, mencakup bagiannya atas
- 3) Pendapatan dari penjualan bagiannya atas output yang dihasilkan dari operasi bersama;
- 4) Bagiannya atas pendapatan dari penjualan output oleh operasi bersama; dan
- 5) Beban, mencakup bagiannya atas setiap beban yang terjadi secara bersama-sama.

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

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

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

(2) Ventura bersama

(2) Joint ventures

Ventura bersama dicatat menggunakan metode ekuitas. Dalam akuntansi metode ekuitas, kepentingan dalam ventura bersama diakui pada biaya perolehan dan disesuaikan selanjutnya untuk mengakui bagian Grup atas laba rugi dan penghasilan komprehensif lain pasca perolehan. Ketika bagian grup atas rugi dalam ventura bersama sama dengan atau melebihi kepentingannya dalam ventura bersama (dimana termasuk kepentingan jangka panjang, dalam substansinya membentuk bagian dari investasi bersih Grup dalam ventura bersama), Grup tidak mengakui kerugian selanjutnya, kecuali telah menjadi kewajiban atau telah melakukan pembayaran atas nama ventura bersama.

Joint ventures are accounted for using the equity method. Under the equity method of accounting, interests in joint ventures are initially recognised at cost and adjusted thereafter to recognise the Group's share of the post acquisition profits or losses and movements in other comprehensive income. When the Group's share of losses in a joint venture equals or exceeds its interests in the joint ventures (which includes any long-term interests that, in substance, form part of the Group's net investment in the joint ventures), the Group does not recognise further losses, unless it has incurred obligations or made payments on behalf of the joint ventures.

Keuntungan yang belum terealisasi atas transaksi antara Grup dan ventura bersama dieliminasi sebesar kepentingan Grup dalam ventura bersama. Kerugian yang belum terealisasi juga dieliminasi kecuali transaksi tersebut memberikan bukti adanya penurunan nilai aset yang dialihkan. Kebijakan akuntansi ventura bersama telah diubah jika diperlukan untuk memastikan konsistensi dari kebijakan yang diterapkan oleh Grup.

Unrealised gains on transactions between the Group and its joint ventures are eliminated to the extent of the Group's interest in the joint ventures. Unrealised losses are also eliminated unless the transaction provides evidence of an impairment of the asset transferred. Accounting policies of the joint ventures have been changed where necessary to ensure consistency with the policies adopted by the Group.

c. Transaksi dan saldo dalam mata uang asing

c. Foreign currency transactions and balances

Masing-masing entitas dalam Grup mempertimbangkan indikator utama dan indikator lainnya dalam menentukan mata uang fungsionalnya. Perusahaan menentukan mata uang fungsionalnya dan mata uang Grup adalah Dolar AS dan memutuskan mata uang penyajian laporan keuangan interim konsolidasian menggunakan Dolar AS.

Each entity in the Group considers the primary indicators and other indicators in determining its functional currency. The Company determined that its and the Group's functional currency is the US Dollar and decided that the presentation currency for the interim consolidated financial statements is the US Dollar.

Transaksi dalam mata uang asing dicatat dalam mata uang fungsional berdasarkan nilai tukar yang berlaku pada saat transaksi dilakukan. Pada tanggal laporan posisi keuangan konsolidasian, aset dan liabilitas moneter dalam mata uang asing disesuaikan untuk mencerminkan kurs yang berlaku pada tanggal tersebut dan laba atau rugi kurs yang timbul dikreditkan atau dibebankan pada laba rugi tahun berjalan, kecuali untuk selisih kurs yang dapat diatribusikan ke aset tertentu dikapitalisasi ke aset dalam pelaksanaan.

Transactions involving foreign currencies are recorded in the functional currency at the rates of exchange prevailing at the time the transactions are made. At consolidated statements of financial position date, monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are adjusted to reflect the prevailing exchange rates at such date and the resulting gains or losses are credited or charged to current year profit or loss, except for foreign exchange differentials that can be attributed to qualifying assets which are capitalised to construction in progress.

Nilai tukar yang digunakan adalah sebagai berikut:

The rates of exchange used were as follows:

	31 Mar/Mar 31, 2021	31 Des/Dec 31, 2020	
1 Dolar AS/Rupiah	14.572,00	14.105,00	1 US Dollar/Rupiah
1 Dolar AS/SGD	1,35	1,33	1 US Dollar/SGD
1 Dolar AS/JPY	110,67	103,36	1 US Dollar/JPY

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

d. Aset keuangan

d. Financial assets

1.1 Klasifikasi

1.1 Classification

Grup mengklasifikasikan aset keuangan dalam kategori sebagai berikut: (i) aset keuangan diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi, (ii) pinjaman yang diberikan dan piutang, (iii) tersedia untuk dijual dan (iv) dimiliki hingga jatuh tempo. Klasifikasi ini tergantung pada tujuan saat aset keuangan tersebut diperoleh. Grup menentukan klasifikasi aset keuangan tersebut pada saat pengakuan awal. Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, Grup hanya mempunyai aset keuangan yang dikategorikan sebagai (i) pinjaman yang diberikan dan piutang, (ii) tersedia untuk dijual, serta (iii) aset keuangan diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi.

The Group classifies its financial assets into the categories of (i) financial assets at fair value through profit or loss, (ii) loans and receivables, and (iii) available-for-sale financial assets and (iv) held to maturity. The classification depends on the purpose for which the financial assets were acquired. The Group determines the classification of its financial assets at initial recognition. As at March 31, 2021 and December 31, 2020, Group only has financial assets classified as (i) loan and receivables, (ii) available-for-sale and (iii) financial assets at fair value through profit or loss.

(i) Pinjaman yang diberikan dan piutang

(i) Loans and receivables

Pinjaman yang diberikan dan piutang adalah aset keuangan nonderivatif dengan pembayaran yang tetap atau dapat ditentukan dan tidak mempunyai kuotasi harga di pasar aktif. Pinjaman yang diberikan dan piutang dimasukkan sebagai aset lancar, kecuali jika jatuh temponya melebihi 12 bulan setelah akhir periode pelaporan. Pinjaman yang diberikan dan piutang ini dimasukkan sebagai aset tidak lancar.

Loans and receivables are nonderivative financial assets with fixed or determinable payments that are not quoted in an active market. They are included in current assets, except for maturities greater than 12 months after the end of the reporting period. These are classified as non-current assets.

Aset keuangan Grup yang dikategorikan sebagai pinjaman yang diberikan dan piutang Grup terdiri dari kas dan setara kas, piutang usaha, piutang lain-lain jangka pendek, piutang lain-lain, dan aset tidak lancar lainnya pada laporan posisi keuangan konsolidasian interim.

The Group's financial assets categorised as loans and receivables comprise cash and cash equivalents, trade receivable, other receivable, short-term other receivable and other non-current assets in the statement of financial position.

(ii) Aset keuangan yang tersedia untuk dijual

(ii) Available-for-sale financial assets

Aset keuangan tersedia untuk dijual adalah instrumen non-derivatif yang ditentukan pada kategori ini atau tidak diklasifikasikan pada kategori yang lain. Aset keuangan tersedia untuk dijual dimasukkan sebagai aset tidak lancar kecuali investasinya jatuh tempo atau manajemen bermaksud melepasnya dalam kurun waktu 12 bulan setelah akhir periode pelaporan.

Available-for-sale financial assets are non-derivative instruments that are either designated in this category or not classified in any of the other categories. They are included in non-current assets unless the investment matures or management intends to dispose of it within 12 months of the end of the reporting period.

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, aset keuangan yang tersedia untuk dijual yang dimiliki Grup disajikan pada akun investasi jangka pendek pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

At March 31, 2021 and December 31, 2020, the Group's available-for-sale financial assets are presented as short-term investment in the consolidated statement of financial position.

(iii) Aset keuangan diukur pada nilai wajar melalui laba rugi

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

Aset keuangan diukur pada nilai wajar melalui laba rugi adalah aset keuangan yang dimiliki untuk diperdagangkan. Aset keuangan diklasifikasikan ke dalam kategori ini jika perolehannya terutama untuk dijual dalam jangka pendek. Derivatif juga dikategorikan sebagai dimiliki untuk diperdagangkan kecuali jika ditetapkan sebagai lindung nilai. Aset pada kategori ini diklasifikasikan sebagai aset lancar jika diharapkan dapat diselesaikan dalam waktu 12 bulan; jika tidak, aset tersebut diklasifikasikan sebagai tidak lancar.

Financial assets at fair value through profit or loss are financial assets held for trading. A financial asset is classified in this category if acquired principally for the purpose of selling in the short-term. Derivatives are also categorised as held for trading unless they are designated as hedges. Assets in this category are classified as current assets if they are expected to be settled within 12 months; otherwise, they are classified as noncurrent.

1.2 Pengakuan dan pengukuran

1.2 Recognition and measurement

Pembelian dan penjualan aset keuangan yang lazim (reguler) diakui pada tanggal perdagangan - tanggal dimana Grup berkomitmen untuk membeli atau menjual aset. Investasi pada awalnya diakui sebesar nilai wajarnya ditambah biaya transaksi untuk seluruh aset keuangan yang tidak diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi. Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi pada awalnya dicatat sebesar nilai wajar dan biaya transaksinya dibebankan pada laporan laba rugi.

Regular purchases and sales of financial assets are recognised on the trade date - the date on which the Group commits to purchase or sell the asset. Investments are initially recognised at fair value plus the transaction costs for all financial assets not carried at fair value through profit or loss. Financial assets carried at fair value through profit or loss are initially recognised at fair value, and transaction costs are expensed in profit or loss.

Aset keuangan dihentikan pengakuannya ketika hak untuk menerima arus kas dari investasi tersebut telah jatuh tempo atau telah ditransfer dan Grup telah mentransfer secara substansial seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset.

Financial assets are derecognised when the rights to receive cash flows from the investments have expired or have been transferred and the Group has transferred substantially all risks and rewards of ownership.

Aset keuangan tersedia untuk dijual dan aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi selanjutnya dicatat sebesar nilai wajar.

Available-for-sale financial assets and financial assets at fair value through profit or loss are subsequently carried at fair value.

Pinjaman yang diberikan dan piutang dicatat sebesar biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode suku bunga efektif.

Loans and receivables are carried at amortised cost using the effective interest method.

Perubahan nilai wajar efek moneter dan non-moneter yang diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual diakui pada penghasilan komprehensif lain. Ketika efek diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual telah dijual, akumulasi penyesuaian nilai wajar yang diakui pada ekuitas dimasukkan ke dalam laporan laba rugi sebagai "Pendapatan/(beban) lainnya, bersih".

Changes in the fair value of monetary and non-monetary securities classified as available-for-sale are recognised in other comprehensive income. When securities classified as available-for-sale are sold, the accumulated fair value adjustments recognised in equity are included in profit or loss as "Other income/(expenses), net".

Bunga atas efek yang tersedia untuk dijual dihitung dengan menggunakan metode bunga efektif yang diakui pada laporan laba rugi sebagai "Pendapatan keuangan". Dividen dari instrumen ekuitas yang tersedia untuk dijual diakui pada laporan laba rugi sebagai bagian dari "Pendapatan/(beban) lainnya, bersih" ketika hak Grup untuk menerima pembayaran sudah ditetapkan. Pada tanggal 31 Desember 2020 dan 31 Desember 2019, Grup tidak memiliki investasi pada ekuitas yang diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual.

Interest on available-for-sale securities calculated using the effective interest method is recognised in profit or loss as part of "Finance income". Dividends on available-for-sale equity instruments are recognised in profit or loss as part of "Other income/(expenses), net" when the Group's right to receive payments is established. As December 31, 2020 and December 31, 2019, Group has no investment in equity classified as available-for-sale.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

e. Liabilitas Keuangan

e. Financial Liabilities

1.1 Klasifikasi

1.1 Classification

Liabilitas keuangan yang diterbitkan oleh Grup diklasifikasikan sesuai dengan substansi perjanjian kontraktual dan definisi liabilitas keuangan.

Financial liabilities issued by the Group are classified according to the substance of the contractual arrangements entered into and the definitions of a financial liability.

1.2 Pengakuan dan Pengukuran

1.2 Recognition and Measurement

Penerusan pinjaman, utang bank, utang obligasi dan pinjaman lainnya pada awalnya diukur pada nilai wajar, setelah dikurangi biaya transaksi, dan selanjutnya diukur pada biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode suku bunga efektif, dengan beban bunga diakui berdasarkan metode suku bunga efektif.

Two-step loans, bank loans, bonds payable and other borrowings are initially measured at fair value, net of transaction costs, and are subsequently measured at amortised cost, using the effective interest rate method, with interest expense recognised on an effective yield basis.

Selisih antara hasil emisi (setelah dikurangi biaya transaksi) dan penyelesaian atau pelunasan pinjaman diakui selama jangka waktu pinjaman menggunakan metode suku bunga efektif.

Any difference between the proceeds (net of transaction costs) and the settlement or redemption of borrowings is recognised over the term of the borrowings using the effective interest rate method.

f. Instrumen keuangan disalinghapus

f. Offsetting financial instruments

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

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

g. Instrumen keuangan derivatif

g. Derivative financial instruments

Derivatif pada awalnya diakui sebesar nilai wajar pada tanggal kontrak derivatif disepakati dan selanjutnya diukur kembali sebesar nilai wajarnya. Metode untuk mengakui keuntungan atau kerugian yang dihasilkan tergantung apakah derivatif ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai, dan jika demikian, sifat item yang dihindungi nilai.

Derivatives are initially recognised at fair value on the date a derivative contract is entered into and are subsequently remeasured at their fair value. The method of recognising the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item acting as the hedge.

Keuntungan atau kerugian yang dihasilkan atas kontrak berjangka valuta asing diakui pada laba rugi sebagai penyesuaian atas laba atau rugi selisih kurs pada periode yang sama dimana kontrak berjangka valuta asing tersebut diselesaikan.

Gain or loss resulted from forward foreign exchange contracts being recognised in profit or loss as adjustments of the exchange rate differences in the same period in which the forward foreign exchange contracts are settled.

Grup memiliki kontrak cross currency swap namun tidak memenuhi kriteria lindung nilai sehingga ditetapkan sebagai aset atau liabilitas keuangan diukur pada nilai wajar melalui laba rugi.

The Group has cross currency swap contracts which do not qualify as hedges, as such they are designated as financial assets or liabilities measured at fair value through profit or loss.

h. Penurunan nilai aset keuangan

h. Impairment of financial assets

Pada setiap akhir periode pelaporan, Grup menilai apakah terdapat bukti objektif bahwa aset keuangan atau kelompok aset keuangan telah mengalami penurunan nilai. Aset keuangan atau kelompok aset keuangan diturunkan nilainya dan kerugian penurunan nilai terjadi hanya jika terdapat bukti objektif bahwa penurunan nilai merupakan akibat dari satu atau lebih peristiwa yang terjadi setelah pengakuan awal aset ("peristiwa kerugian") dan peristiwa kerugian (atau peristiwa) tersebut memiliki dampak pada estimasi arus kas masa datang atas aset keuangan atau kelompok aset keuangan yang dapat diestimasi secara andal.

At the end of each reporting period, the Group assesses whether there is objective evidence that a financial asset or group of financial assets is impaired. A financial asset or a group of assets is impaired and impairment losses are incurred only if there is objective evidence of impairment as a result of one or more events that occurred after the initial recognition of the asset (a "loss event") and that the loss event (or events) have an impact on the estimated future cash flow of the financial asset or group of financial assets that can be reliably estimated.

i. Aset dicatat sebesar harga perolehan diamortisasi

i. Assets carried at amortised cost

Untuk kategori pinjaman yang diberikan dan piutang, jumlah kerugian diukur sebesar selisih antara nilai tercatat aset dan nilai kini dari estimasi arus kas masa datang diestimasi (tidak termasuk kerugian kredit masa depan yang belum terjadi) yang didiskonto menggunakan suku bunga efektif awal dari aset tersebut. Nilai tercatat aset dikurangi dan jumlah kerugian diakui pada laporan laba rugi. Jika pinjaman yang diberikan memiliki tingkat bunga mengambang, tingkat diskonto yang digunakan untuk mengukur kerugian penurunan nilai adalah tingkat bunga efektif saat ini yang ditentukan dalam kontrak. Untuk alasan praktis, Grup dapat mengukur penurunan nilai berdasarkan nilai wajar instrumen dengan menggunakan harga pasar yang dapat diobservasi.

For the loans and receivables category, the amount of the 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 and the amount of the loss is recognised in profit or loss. If a loan has a floating interest rate, the discount rate for measuring any impairment loss is the current effective interest rate determined under the contract. As a practical expedient, the Group may measure impairment on the basis of an instrument's fair value using an observable market price.

Jika, pada periode selanjutnya, jumlah penurunan nilai berkurang dan penurunan tersebut dapat dihubungkan secara objektif dengan peristiwa yang terjadi setelah penurunan nilai diakui (misalnya meningkatnya peringkat kredit debitur), pemulihan atas jumlah penurunan nilai yang telah diakui sebelumnya diakui pada laporan laba rugi.

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 recognised (such as an improvement in the debtor's credit rating), the reversal of the previously recognised impairment loss is recognised in profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

h. Penurunan nilai aset keuangan (Lanjutan)

ii. Aset diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual

Jika terdapat bukti objektif dari penurunan nilai aset keuangan yang tersedia untuk dijual, kerugian kumulatif diukur sebagai selisih antara biaya perolehan dan nilai wajar saat ini, dikurangi rugi penurunan nilai aset keuangan tersebut yang sebelumnya diakui pada laporan laba rugi. Dihapus dari ekuitas dan diakui pada laporan laba rugi. Jika, di periode selanjutnya, nilai wajar instrumen hutang yang diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual mengalami kenaikan dan kenaikan tersebut dapat dikaitkan secara objektif dengan suatu peristiwa yang terjadi setelah rugi penurunan nilai diakui di laporan laba rugi, rugi penurunan nilai tersebut dibalik melalui laporan laba rugi.

Penurunan nilai atas instrumen ekuitas yang diakui di laporan laba rugi tidak dibalik melalui laporan laba rugi pada periode berikutnya.

i. Kas dan setara kas

Pada laporan arus kas konsolidasian, kas dan setara kas mencakup kas, simpanan yang sewaktu-waktu bisa dicairkan dan investasi jangka pendek lainnya dengan yang jatuh tempo dalam waktu 3 bulan atau kurang.

j. Piutang usaha dan piutang lain-lain

Piutang usaha adalah jumlah tagihan dari pelanggan untuk barang atau jasa yang dijual atau diberikan dalam transaksi bisnis pada umumnya. Jika pembayaran piutang diharapkan selesai dalam satu tahun atau kurang, piutang tersebut dikelompokkan sebagai aset lancar. Jika tidak, piutang tersebut disajikan sebagai aset tidak lancar.

Piutang non-usaha dari pihak berelasi merupakan saldo piutang terkait dengan pinjaman yang diberikan kepada pihak berelasi Grup. Sesuai peraturan OJK, piutang lain-lain dari pihak berelasi disajikan sebagai aset tidak lancar kecuali jika ada kondisi tertentu pada piutang lain-lain dari pihak berelasi untuk disajikan sebagai aset lancar.

Piutang usaha dan piutang non-usaha pada awalnya diakui sebesar nilai wajar dan selanjutnya diukur pada biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode bunga efektif. Apabila dampak pendiskontoan signifikan, dikurangi provisi atas penurunan nilai.

Kolektibilitas piutang usaha dan piutang non-usaha ditinjau secara berkala. Piutang yang diketahui tidak tertagih, dihapuskan dengan cara langsung mengurangi nilai tercatatnya. Akun penyisihan digunakan ketika terdapat bukti yang objektif bahwa Grup tidak dapat menagih seluruh nilai terutang sesuai dengan persyaratan awal piutang. Kesulitan keuangan signifikan yang dialami debitur, kemungkinan debitur dinyatakan pailit atau melakukan reorganisasi keuangan dan gagal bayar atau menunggak pembayaran merupakan indikator yang dianggap dapat menunjukkan adanya penurunan nilai piutang. Jumlah penurunan nilai piutang adalah sebesar selisih antara nilai tercatat aset dan nilai kini dari estimasi arus kas masa depan pada tingkat suku bunga efektif awal. Arus kas terkait dengan piutang jangka pendek tidak didiskontokan apabila efek diskonto tidak material.

Jumlah kerugian penurunan nilai dibebankan pada laba rugi dan disajikan dalam "Beban distribusi dan transmisi" untuk piutang usaha dan "Beban umum dan administrasi" untuk piutang lain-lain. Ketika piutang usaha dan piutang non-usaha, yang rugi penurunan nilainya telah diakui, tidak dapat ditagih pada periode selanjutnya, maka piutang tersebut dihapusbukkan dengan mengurangi akun penyisihan. Jumlah yang selanjutnya dapat ditagih kembali atas piutang yang sebelumnya telah dihapusbukkan, diakui pada "Pendapatan lain-lain" pada laporan laba rugi.

k. Persediaan

Persediaan dinyatakan sebesar nilai yang lebih rendah antara biaya perolehan dan nilai realisasi neto. Biaya perolehan ditentukan dengan metode rata-rata bergerak. Penyisihan persediaan usang dilakukan atas dasar hasil penelaahan secara periodik terhadap kondisi persediaan.

l. Aset tetap

Aset tetap, kecuali tanah, dinyatakan sebesar biaya perolehan dikurangi akumulasi penyusutan dan rugi penurunan nilai. Biaya perolehan termasuk biaya penggantian bagian aset tetap saat biaya tersebut terjadi, jika memenuhi kriteria pengakuan. Selanjutnya, pada saat inspeksi yang signifikan dilakukan, biaya inspeksi itu diakui ke dalam jumlah nilai tercatat aset tetap sebagai suatu penggantian jika memenuhi kriteria pengakuan. Semua biaya pemeliharaan dan perbaikan yang tidak memenuhi kriteria pengakuan diakui dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain interim konsolidasian pada saat terjadinya.

h. Impairment of financial assets (Continued)

ii. Assets classified as available-for-sale

If there is objective evidence of impairment for available for sale financial assets, the cumulative loss measured as the difference between the acquisition cost and the current fair value, less any impairment loss on that financial asset previously recognised in profit or loss is removed from equity and recognised in profit or loss. If, in a subsequent period, the fair value of a debt instrument classified as available for sale increases and the increase can be objectively related to an event occurring after the impairment loss was recognised, the reversal of previously recognised impairment loss is recognised through profit or loss.

Impairment losses on equity instruments recognised in profit or loss are not reversed through profit or loss in a subsequent period.

i. Cash and cash equivalents

In the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents include cash in hand, deposits held at call with banks, other short-term highly liquid investments with original maturities of 3 months or less.

j. Trade and other receivable

Trade receivables are amounts due from customers for goods and services sold or provided in the ordinary course of business. If collection is expected in one year or less, they are classified as current assets. If not, they are presented as non-current assets.

Non-trade receivables from related parties are receivables balance reflecting loan given to related parties of the Group. In accordance with OJK regulation, other receivables from related parties are classified as non-current assets unless there are specific circumstances on other receivables from related parties to be presented as current assets.

Trade and non-trade receivables are recognised initially at fair value and subsequently measured at amortised cost using the effective interest method. If the impact of discounting is significant, less any provision for impairment.

Collectibility of trade and non-trade receivables is reviewed on an ongoing basis. Debts which are known to be uncollectible are written off by reducing the carrying amount directly. An allowance account is used when there is objective evidence that the Group will not be able to collect all amounts due according to the original terms of the receivables. Significant financial difficulties of the debtor, probability that the debtor will enter bankruptcy or financial reorganisation, and default or delinquency in payments are considered indicators that the trade receivable is impaired. The amount of the impairment allowance is the difference between the asset's carrying amount and the present value of estimated future cash flow, discounted at the original effective interest rate. Cash flow relating to short-term receivables is not discounted if the effect of discounting is immaterial.

The amount of the impairment loss is charged in profit or loss within "Distribution and transmission expenses" for trade receivables and "General and administrative expenses" for other receivable. When a trade and non-trade receivable for which an impairment allowance had been recognised becomes uncollectible in a subsequent period, it is written off against the allowance account. Subsequent recoveries of amounts previously written off are recognised on "Other income" in profit or loss.

k. Inventories

Inventories are stated at the lower of cost or net realizable value. Cost is determined using the moving-average method. Allowance for inventories obsolescence is provided based on the periodic review of the condition of the inventories.

l. Fixed assets

Fixed assets, except land, are stated at cost less accumulated depreciation and impairment losses. If the recognition criteria are met, the acquisition cost will include the cost of replacing part of the fixed assets when that cost is incurred. Likewise, when a major inspection is performed, its cost is recognized in the carrying amount of the fixed assets as a replacement if the recognition criteria are satisfied. All other repairs and maintenance costs that do not meet the recognition criteria are recognized in the interim consolidated statements of income and other comprehensive income as incurred.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

I. Aset tetap (Lanjutan)

Lihat Catatan 2n terkait kebijakan kapitalisasi dan depresiasi atas aset hulu minyak dan gas bumi.

Aset tetap, kecuali tanah, disusutkan dengan menggunakan metode garis lurus untuk bangunan dan prasarana dan metode saldo menurun ganda untuk seluruh aset tetap lainnya. Di tahun 2019, sehubungan dengan perkembangan bisnis, review pola konsumsi manfaat ekonomi dari aset tetap dan metode depresiasi yang diterapkan di industri infrastruktur gas bumi yang pada umumnya menggunakan metode penyusutan aset tetap garis lurus, Grup mengubah seluruh kebijakan metode penyusutan aset tetap dari metode saldo menurun ganda menjadi garis lurus. Perubahan kebijakan ini berlaku efektif mulai 1 Januari 2019 dan berlaku secara prospektif.

Dengan asumsi aset dimiliki sampai dengan akhir masa manfaat, beban depresiasi di masa depan berkaitan dengan aset tersebut akan bertambah / (berkurang) sebagai dampak dari perubahan metode depresiasi sebagai berikut:

	Tahun/Years	Tarif/Rates	
Bangunan dan prasarana	20 - 40	2,50% - 5,00%	Buildings and improvements
Pipa dan peralatan	20 - 30	5,00% - 6,25%	Pipelines and equipment
Kendaraan bermotor	4 - 8	12,50% - 25,00%	Vehicles
Peralatan kantor	4 - 8	12,50% - 25,00%	Office equipment
Peralatan dan perabot	4 - 8	12,50% - 25,00%	Furnitures and fixtures
Aset belum terpasang	16	6,25%	Uninstalled assets

Tanah dinyatakan sebesar harga perolehan dan tidak diamortisasi karena manajemen berpendapat bahwa besar kemungkinan hak atas tanah tersebut dapat diperbaharui/diperpanjang pada saat jatuh tempo.

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

Jumlah tercatat aset tetap dihentikan pengakuannya pada saat dilepaskan atau saat tidak ada manfaat ekonomis masa depan yang diharapkan dari penggunaan atau pelepasannya. Laba atau rugi yang timbul dari penghentian pengakuan aset (dihitung sebagai perbedaan antara jumlah neto hasil pelepasan dan jumlah tercatat dari aset) dimasukkan dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya interim konsolidasian pada tahun aset tersebut dihentikan pengakuannya.

Pada setiap akhir periode/tahun buku, nilai residu, umur manfaat dan metode penyusutan direviu, dan jika sesuai dengan keadaan, disesuaikan secara prospektif. Manajemen telah melakukan reviu umur dan merubah umur jaringan pipa baja distribusi per 1 Januari 2020 menjadi 30 Tahun.

Aset dalam penyelesaian disajikan dalam "Aset Tetap" dan dinyatakan sebesar biaya perolehan. Akumulasi biaya perolehan untuk aset dalam penyelesaian akan dipindahkan ke masing-masing aset tetap yang bersangkutan pada saat aset tersebut selesai dikerjakan dan siap digunakan sesuai dengan tujuannya.

Aset kerjasama operasi adalah tanah Perusahaan yang digunakan untuk menyelenggarakan kegiatan kerjasama operasi. Bangunan kantor yang diperoleh sebagai kompensasi dalam kerjasama operasi dan pendapatan diterima di muka terkait diakui pada saat aset tersebut selesai dikerjakan dan siap digunakan sesuai dengan tujuannya. Pendapatan diterima di muka diakui selama periode kerjasama operasi.

Aset kerjasama operasi dinyatakan pada nilai dapat diperoleh kembali pada saat kejadian-kejadian atau perubahan-perubahan keadaan mengindikasikan bahwa nilai tercatatnya mungkin tidak dapat diperoleh kembali. Penurunan nilai aset, jika ada, diakui sebagai rugi pada laba rugi.

Biaya pinjaman yang dapat diatribusikan langsung dengan perolehan, pembangunan atau pembuatan aset kualifikasian dikapitalisasi sebagai bagian biaya perolehan aset tersebut. Biaya pinjaman lainnya diakui sebagai beban pada saat terjadi. Biaya pinjaman terdiri dari biaya bunga dan biaya lain yang ditanggung oleh Grup sehubungan dengan peminjaman dana.

Kapitalisasi biaya pinjaman dimulai pada saat aktivitas yang diperlukan untuk mempersiapkan aset agar dapat digunakan sesuai dengan maksudnya, dan pengeluaran untuk aset kualifikasian dan biaya pinjamannya telah terjadi. Kapitalisasi biaya pinjaman dihentikan pada saat selesainya secara substansi seluruh aktivitas yang diperlukan untuk mempersiapkan aset kualifikasian agar dapat digunakan sesuai dengan maksudnya telah selesai secara substansial.

I. Fixed assets (Continued)

See Note 2n for discussion of capitalisation and depreciation policies for upstream oil and gas assets.

Depreciation of fixed assets, except for land, is computed using the straight-line method for buildings and improvements, and the double declining balance method for other fixed assets. In 2019, in connection with the developments in the business, reviewing the pattern of consumption of economic benefits from fixed assets and the depreciation method applied in the natural gas infrastructure industry which generally uses the straight-line fixed asset depreciation method, the Group changed depreciation method from the double declining balance method to the straight line method. This change is effective on January 1, 2019 and applied prospectively.

Assuming the assets are held until the end of their estimated useful lives, depreciation expense in future years for these assets will increase / (decrease) as a result of the change in the depreciation method by the following amounts:

	Tarif/Rates	
Bangunan dan improvements	2,50% - 5,00%	Buildings and improvements
Pipelines and equipment	5,00% - 6,25%	Pipelines and equipment
Vehicles	12,50% - 25,00%	Vehicles
Office equipment	12,50% - 25,00%	Office equipment
Furnitures and fixtures	12,50% - 25,00%	Furnitures and fixtures
Uninstalled assets	6,25%	Uninstalled assets

Land is stated at cost and not amortized as the management asserts that it is probable the titles of land rights can be renewed/extended upon expiration.

The legal cost incurred for land rights in the form of Building Use Rights ("HGB") when the land was acquired are recognised as part of the cost of the land under "Fixed Assets" account and are not amortised. Meanwhile the extension or the legal renewal costs of land rights are recognised as intangible assets and amortised over the shorter of the rights' legal life or the land's economic life.

An item of fixed assets is derecognized upon disposal or when no future economic benefits are expected from its use or disposal. Any gain or loss arising on derecognition of the asset (calculated as the difference between the net disposal proceeds and the carrying amount of the asset) is included in the interim consolidated statements of income and other comprehensive income in the period the asset is derecognized.

At the end of the period/year book, residual value, useful life and depreciation method are reviewed, and if already in accordance to circumstances, is adjusted prospectively. Management has been reviewing the aging, and changing the useful life of distribution steel pipe as of January 1, 2020 to 30 years.

Construction in progress is presented under "Fixed Assets" and is stated at cost. The accumulated cost of the asset constructed is transferred to the appropriate fixed assets account when the construction is completed and the asset is ready for its intended use.

Joint venture assets are the Company's land titles used to carry out the joint venture activities. Office building obtained as compensation in the joint operation and the respective unearned income are recognized when the construction is completed and the asset is ready for its intended use. Unearned income is recognized over the period of the joint operation.

Joint operation assets are stated at the estimated recoverable amount whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount may not be fully recoverable. Impairment in asset values, if any, is recognized as a loss in profit or loss.

Borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction and production of a qualifying asset are capitalized as part of the cost of the related assets. Otherwise, borrowing costs are recognized as expenses when incurred. Borrowing costs consist of interests and other financing charges that the Group incurs in connection with the borrowing of funds.

Capitalization of borrowing costs commences when the activities to prepare the qualifying asset for its intended use are in progress and the expenditures for the qualifying asset and the borrowing costs have been incurred. Capitalization of borrowing costs ceases when substantially all the activities necessary to prepare the qualifying assets are completed for their intended use are substantially completed.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

m. Aset Eksplorasi dan Evaluasi

Grup menerapkan PSAK No. 64, "Aktivitas Ekplorasi dan Evaluasi pada Pertambangan Sumber Daya Mineral", yang menetapkan bahwa beban eksplorasi dan evaluasi termasuk biaya geologi dan geofisika, biaya pengeboran sumur eksplorasi termasuk biaya pengeboran sumur tes stratigrafi tahap eksplorasi dan biaya lainnya yang terkait untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan komersialitas dari minyak dan gas yang diekstraksi dikapitalisasi dan disajikan terpisah sebagai akun "Aset Eksplorasi dan Evaluasi" di laporan posisi keuangan konsolidasian interim.

Biaya eksplorasi dan evaluasi pada suatu *area of interest* dibebankan pada saat terjadinya di laba rugi, kecuali biaya tersebut dapat ditangguhkan pembebanannya, berdasarkan *area of interest*, apabila izin untuk melakukan eksplorasi di *area of interest* tersebut masih berlaku dan memenuhi salah satu ketentuan berikut ini:

- Kegiatan eksplorasi dan evaluasi pada tanggal laporan keuangan konsolidasian interim dalam *area of interest* tersebut belum mencapai tahap yang memungkinkan penentuan adanya cadangan terbukti yang secara ekonomis dapat diperoleh, serta kegiatan yang aktif dan signifikan dalam atau berhubungan dengan *area of interest* tersebut masih berlanjut; atau
- Biaya-biaya tersebut diharapkan dapat diperoleh kembali melalui keberhasilan pengembangan dan eksploitasi *area of interest* atau melalui penjualan *area of interest*.

Aset eksplorasi dan evaluasi yang ditangguhkan terdiri dari biaya-biaya yang terjadi setelah izin eksplorasi diperoleh dan sebelum dimulainya pengembangan *area of interest* antara lain mencakup akumulasi biaya yang terkait dengan penyelidikan umum, administrasi dan perizinan, geologi, dan geofisika.

Aset eksplorasi dan evaluasi dinilai untuk penurunannya pada saat terdapat bukti dan keadaan yang menunjukkan bahwa nilai tercatat aset tersebut mungkin melebihi jumlah yang dapat dipulihkan. Aset eksplorasi dan evaluasi direklasifikasi ke properti minyak dan gas bumi pada saat kelayakan teknis dan komersialitas dari minyak dan gas yang diekstraksi tersebut dapat dibuktikan.

n. Properti Minyak dan Gas Bumi

1. 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.

Biaya-biaya sumur eksplorasi dan sumur pengembangan yang menghasilkan (sumur produksi) didepresiasi dengan menggunakan metode unit produksi berdasarkan cadangan terbukti (*proved*) dan *probable* sejak dimulainya produksi komersialnya dari masing-masing lapangan.

2. Aset produksi

Aset produksi merupakan agregasi aset eksplorasi dan evaluasi dan pengeluaran pengembangan (termasuk pembayaran untuk memperoleh *participating interests*) yang berhubungan dengan sumur berproduksi. Aset produksi didepresiasi menggunakan metode unit produksi berdasarkan cadangan terbukti (*proved*) dan *probable*.

o. Goodwill

Goodwill yang muncul atas akuisisi entitas anak disertakan dalam aset tak berwujud.

Untuk pengujian penurunan nilai, goodwill yang diperoleh dalam kombinasi bisnis dialokasikan pada setiap unit penghasil kas, atau kelompok unit penghasil kas ("UPK"), yang diharapkan dapat memberikan manfaat dari sinergi kombinasi bisnis tersebut. Setiap unit atau kelompok unit yang memperoleh alokasi goodwill menunjukkan tingkat terendah dalam entitas yang goodwill-nya dipantau untuk tujuan internal manajemen. Goodwill dipantau pada level segmen operasi.

p. Penurunan nilai aset non-keuangan

Aset yang memiliki masa manfaat yang tidak terbatas – misalnya goodwill atau aset tak berwujud yang belum siap untuk digunakan – tidak diamortisasi namun diuji penurunan nilainya setiap tahun, atau lebih sering apabila terdapat peristiwa atau perubahan pada kondisi yang mengindikasikan kemungkinan penurunan nilai. Aset yang diamortisasi diuji ketika terdapat indikasi bahwa nilai tercatatnya mungkin tidak dapat dipulihkan. Penurunan nilai diakui jika nilai tercatat aset melebihi jumlah terpulihkan. Jumlah terpulihkan adalah yang lebih tinggi antara nilai wajar aset dikurangi biaya untuk menjual dan nilai pakai aset. Dalam menentukan penurunan nilai, aset dikelompokkan pada tingkat yang paling rendah di mana terdapat arus kas yang dapat diidentifikasi (unit penghasil kas). Aset nonkeuangan selain goodwill yang mengalami penurunan nilai diuji setiap tanggal pelaporan untuk menentukan apakah terdapat kemungkinan pemulihan penurunan nilai.

Pemulihan rugi penurunan nilai, untuk aset selain goodwill, diakui jika, dan hanya jika, terdapat perubahan estimasi yang digunakan dalam menentukan jumlah terpulihkan aset sejak pengujian penurunan nilai terakhir kali. Pembalikan rugi penurunan nilai tersebut diakui segera dalam laba rugi, kecuali aset yang disajikan pada jumlah revaluasi sesuai dengan PSAK lain. Rugi penurunan nilai yang diakui atas goodwill tidak dapat dibalik kembali.

m. Exploration and Evaluation Assets

The Group adopted PSAK No.64, "Activity of Exploration and Evaluation of Mineral Resources", prescribes that the exploration and evaluation expenses, including geological and geophysical costs, costs of drilling exploratory wells, including stratigraphic test well drilling costs of exploration stage and other costs related to evaluating the technical feasibility and commerciality of oil and gas are extracted separately capitalized and presented as part of "Exploration and Evaluation Assets" in the interim consolidated statements of financial position.

Cost of exploration and evaluation in an *area of interest* are charged to profit or loss as incurred, unless these costs can be deferred, on an *area of interest* basis, if the permit to carry out exploration activities in the *area of interest* is current and meets one of the following conditions:

- Exploration and evaluation activities as of the date of the interim consolidated financial statements have not yet reached a stage which permits a reasonable assessment of whether economically recoverable reserves exist, and active and significant activities in the related *area of interest* are still ongoing; or
- These costs are expected to be recouped through successful development and exploitation of the *area of interest* or, alternatively, through its sale.

Exploration and evaluation asset include costs incurred after obtaining the exploration licence and prior to commencement of development of *area of interest* includes accumulated deferred costs associated with the general investigation, administration and licensing, and geological and geophysical.

Exploration and evaluation assets are assessed to decline when there is evidence and circumstances indicate that the carrying amount of the asset may exceed its recoverable amount. Exploration and evaluation assets are reclassified to oil and gas properties at the time of the technical feasibility and commerciality of oil and gas are extracted can be determined.

n. Oil and Gas Properties

1. 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 development well assets under construction until drilling is completed. When the development well is completed on a specific field, it is transferred to production wells.

The costs of successful exploration wells and development wells (production wells) are depleted using a units-of-production method on the basis of proved and probable reserves, from the date of commercial production of the respective field.

2. Production assets

Production assets are aggregated exploration and evaluation assets and development expenditures (including payments to acquire participating interests) associated with the producing wells.

o. Goodwill

Goodwill on acquisitions of subsidiaries is included in intangible assets.

For the purpose of impairment testing, goodwill acquired in a business combination is allocated to each of the cash generating units ("CGU"), or groups of CGUs, that is expected to benefit from the synergies of the combination. Each unit or group of units to which the goodwill is allocated represents the lowest level within the entity at which the goodwill is monitored for internal management purposes. Goodwill is monitored at the operating segment level.

p. Impairment of non-financial assets

Assets that have an indefinite useful life – for example, goodwill or intangible assets not ready for use – are not subject to amortisation but are tested annually for impairment, or more frequent if events or changes in circumstances indicate that they might be impaired. Assets that are subject to amortisation are reviewed for impairment 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 asset's carrying amount exceeds its recoverable amount. The recoverable amount is the higher of an asset's fair value less costs to sell and value in use. For the purposes of assessing impairment, assets are grouped at the lowest levels for which there are separately identifiable cash flow (cash generating units). Non-financial assets other than goodwill that suffer impairment are reviewed for possible reversal of the impairment at each reporting date.

Reversal on impairment loss for assets other than goodwill would be recognised if, and only if, there has been a change in the estimates used to determine the asset's recoverable amount since the last impairment test was carried out. Reversal on impairment losses will be immediately recognised in profit or loss, except for assets measured using the revaluation model as required by other SFAS. Impairment losses relating to goodwill would not be reversed.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

q. Utang usaha dan utang lain-lain

Utang usaha adalah kewajiban untuk membayar atas pembelian gas yang telah diperoleh dari pemasok. Utang lain-lain adalah kewajiban untuk membayar atas barang dan jasa selain pembelian gas yang dilakukan dalam transaksi bisnis pada umumnya. Utang usaha dan utang lain-lain diklasifikasikan sebagai liabilitas jangka pendek apabila pembayaran jatuh tempo dalam waktu satu tahun atau kurang. Jika tidak, utang usaha dan utang lain-lain tersebut disajikan sebagai liabilitas jangka panjang.

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

r. Pinjaman

Pada saat pengakuan awal, pinjaman diakui sebesar nilai wajar, dikurangi dengan biaya-biaya transaksi yang terjadi. Selanjutnya, pinjaman diukur sebesar biaya perolehan diamortisasi; selisih antara penerimaan (dikurangi biaya transaksi) dan nilai pelunasan dicatat pada laporan laba rugi selama periode pinjaman dengan menggunakan metode bunga efektif.

Biaya yang dibayar untuk memperoleh fasilitas pinjaman diakui sebagai biaya transaksi pinjaman sepanjang besar kemungkinan sebagian atau seluruh fasilitas akan ditarik. Dalam hal ini, biaya memperoleh pinjaman ditangguhkan sampai penarikan pinjaman terjadi. Sepanjang tidak terdapat bukti bahwa besar kemungkinan sebagian atau seluruh fasilitas akan ditarik, biaya memperoleh pinjaman dikapitalisasi sebagai pembayaran di muka untuk jasa likuiditas dan di amortisasi selama periode fasilitas yang terkait.

Biaya pinjaman yang terjadi untuk konstruksi aset kualifikasian, dikapitalisasi selama periode waktu yang dibutuhkan untuk menyelesaikan konstruksi aset dan mempersiapkannya sampai dapat digunakan sesuai tujuan yang dimaksudkan atau untuk dijual. Biaya pinjaman lainnya dibebankan pada laporan laba rugi.

Pinjaman diklasifikasikan sebagai liabilitas jangka pendek kecuali Grup memiliki hak tanpa syarat untuk menunda pembayaran liabilitas selama paling tidak 12 bulan setelah tanggal pelaporan.

Pengakuan pinjaman yang diperoleh Pemerintah dari penerusan pinjaman dilakukan berdasarkan otorisasi penarikan atau dokumen lainnya yang sejenis, yang diterbitkan oleh pemberi pinjaman. Pinjaman terutang dalam mata uang pinjaman yang diberikan.

s. Sewa

Sebelum 1 Januari 2020

Grup mengadakan perjanjian yang mengandung sewa di mana Grup bertindak sebagai lessee atau lessor. Grup mengevaluasi apakah secara substansial risiko dan manfaat yang terkait dengan kepemilikan aset beralih berdasarkan PSAK No. 30 (Revisi 2011), "Sewa", yang mensyaratkan Grup membuat pertimbangan dan estimasi dari pengalihan risiko dan manfaat terkait dengan aset.

Grup sebagai penyewa

Sewa pembiayaan yang mengalihkan kepada Grup secara substansial seluruh risiko dan manfaat yang terkait dengan kepemilikan aset, dikapitalisasi pada awal masa sewa sebesar nilai wajar dari aset sewa pembiayaan atau, jika lebih rendah, sebesar nilai kini dari pembayaran sewa minimum. Pembayaran sewa dipisahkan antara beban keuangan dan pengurangan liabilitas sewa, sedemikian rupa sehingga menghasilkan suatu suku bunga periodik yang konstan atas saldo liabilitas yang tersisa. Beban keuangan dibebankan langsung pada laba rugi.

Suatu aset sewa pembiayaan disusutkan selama masa manfaat dari aset tersebut. Tetapi, jika tidak terdapat kepastian memadai bahwa Grup akan memperoleh kepemilikan di akhir masa sewa, maka aset disusutkan selama masa yang lebih pendek antara taksiran masa manfaat aset dan masa sewa.

Pembayaran sewa operasi diakui sebagai beban usaha dalam laba rugi secara garis lurus selama masa sewa.

Grup sebagai pemberi sewa

Dalam sewa pembiayaan, di mana Grup mengalihkan secara substansial seluruh risiko dan manfaat yang terkait dengan kepemilikan aset, Grup mengakui aset berupa piutang sewa pembiayaan dalam laporan posisi keuangan interim konsolidasi sebesar jumlah yang sama dengan investasi sewa neto.

Grup memproduksi aset sewa mengakui laba atau rugi pengalihan sesuai dengan kebijakannya atas pengakuan pendapatan biasa. Selisih antara nilai wajar aset dengan nilai tercatat diakui sebagai laba atau rugi pengalihan.

q. Trade and other payables

Trade payables are obligations to pay gas purchase from supplier. Other payables are obligation for goods or services other than gas purchase that have been acquired in the ordinary course of business from suppliers. Trade and other payables are classified as short-term liabilities if payment is due within one year or less. If not, they are presented as long-term liabilities.

Trade and other payables are recognised initially at fair value and subsequently measured at amortised cost using the effective interest method.

r. Borrowing

Borrowings are recognised initially at fair value, net of transaction costs incurred. Borrowings are subsequently carried at amortised cost; any difference between the proceeds (net of transaction costs) and the redemption value is recognised in profit or loss over the period of the borrowings using the effective interest method.

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

Borrowing costs incurred for the construction of any qualifying asset are capitalised during the period of time that is required to complete and prepare the asset for its intended use or sale. Other borrowing costs are expensed in profit or loss.

Borrowings are classified as current liabilities unless the Group has an unconditional right to defer the settlement of the liability for at least 12 months after the reporting date.

The recognition of borrowings obtained by the Government from lenders is based on the withdrawal authorisation or other similar documents issued by the lenders. The loans are payable in their original currencies.

s. Leases

Before January 1, 2020

The Group has entered into arrangement that contain lease in which the Group is a lessee or lessor. The Group evaluates whether all of the risks and rewards incidental to ownership are substantially transferred based on SFAS No. 30 (Revised 2011), "Leases" which requires the Group to make judgments and estimates of transfer of risks and rewards of the assets.

Group as a lessee

A finance lease that transfers to the Group substantially all the risks and benefits incidental to ownership of the leased item, is capitalized at the commencement of the lease at the fair value of the finance lease or, if lower, at the present value of the minimum lease payments. Lease payments are apportioned between finance charges and reduction of the lease liability so as to achieve a constant rate of interest on the remaining balance of the liability. Finance charges are charged directly to profit or loss.

A finance lease asset is depreciated over the useful life of the asset. However, if there is no reasonable certainty that the Group will obtain ownership by the end of the lease term, the asset is depreciated over the shorter of the estimated useful life of the asset and the lease term.

Operating lease payments are recognized as an operating expense in profit or loss on a straightline basis over the lease term.

Group as a lessor

Under finance lease, where the Group transfers substantially all the risks and reward incidental to the ownership of the leased item, the Group recognized asset held under lease in the interim consolidated statement of financial position and present them as a receivable at an amount equal to the net investment in the lease.

The Group recognized gain or loss from such transfer in accordance with the policy followed by the entity for outright sales. The difference between the fair value of the assets and its carrying amount is recognized as gain or loss from such transfer.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

s. Sewa (Lanjutan)

Setelah 1 Januari 2020

Mulai tanggal 1 Januari 2020, Grup menerapkan PSAK No. 73: Sewa yang mensyaratkan pengakuan liabilitas sewa sehubungan dengan sewa yang sebelumnya diklasifikasikan sebagai 'sewa operasi'. Kebijakan ini berlaku untuk kontrak yang disepakati atau diamandemen, pada atau setelah 1 Januari 2020.

Pada tanggal permulaan kontrak, Grup menilai apakah kontrak merupakan, atau mengandung, sewa. Suatu kontrak merupakan atau mengandung sewa jika kontrak tersebut memberikan hak untuk mengendalikan penggunaan aset identifikasi selama suatu jangka waktu untuk dipertukarkan dengan imbalan.

Untuk menilai apakah kontrak memberikan hak untuk mengendalikan penggunaan aset identifikasi, Grup mempertimbangkan apakah:

- Grup memiliki hak untuk mendapatkan secara substansial seluruh manfaat ekonomi dari penggunaan aset identifikasi; dan
- Grup memiliki hak untuk mengarahkan penggunaan aset identifikasi. Grup memiliki hak ini ketika Grup memiliki hak untuk pengambilan keputusan yang relevan tentang penentuan bagaimana dan untuk tujuan apa aset digunakan telah ditentukan sebelumnya dan:
 1. Grup memiliki hak untuk mengoperasikan aset; atau
 2. Grup telah mendesain aset dengan cara menetapkan sebelumnya bagaimana dan untuk tujuan apa aset akan digunakan selama periode penggunaan.

Pada tanggal inisiasi atau pada penilaian kembali atas kontrak yang mengandung sebuah komponen sewa, Grup mengalokasikan imbalan dalam kontrak ke masing-masing komponen sewa berdasarkan harga tersendiri relatif dari komponen sewa dan harga tersendiri agregat dari komponen nonsewa.

Pada tanggal permulaan sewa, Grup mengakui aset hak-guna dan liabilitas sewa. Aset hak-guna diukur pada biaya perolehan, dimana meliputi jumlah pengukuran awal liabilitas sewa yang disesuaikan dengan pembayaran sewa yang dilakukan pada atau sebelum tanggal permulaan, ditambah dengan biaya langsung awal yang dikeluarkan dan estimasi biaya yang akan dikeluarkan untuk membongkar dan memindahkan aset pendasar atau untuk merestorasi aset pendasar ke kondisi yang disyaratkan dan ketentuan sewa, dikurangi dengan insentif sewa yang diterima.

Aset hak-guna kemudian disusutkan menggunakan metode garis lurus dari tanggal permulaan hingga tanggal yang lebih awal antara akhir umur manfaat aset hak-guna atau akhir masa sewa.

Liabilitas sewa diukur pada nilai kini pembayaran sewa yang belum dibayar pada tanggal permulaan, didiskontokan dengan menggunakan suku bunga implisit dalam sewa atau jika suku bunga tersebut tidak dapat ditentukan, maka menggunakan suku bunga pinjaman inkremental. Pada umumnya, Grup menggunakan suku bunga pinjaman inkremental sebagai tingkat bunga diskonto.

Pembayaran sewa yang termasuk dalam pengukuran liabilitas sewa meliputi pembayaran tetap, termasuk pembayaran tetap secara substansi dikurangi dengan piutang insentif sewa.

Setiap pembayaran sewa dialokasikan sebagai beban keuangan dan pengurangan liabilitas sehingga menghasilkan tingkat suku bunga yang konstan atas saldo liabilitas yang tersisa. Utang sewa yang terkait, dikurangi dengan beban keuangan, dimasukkan ke dalam "liabilitas sewa pembiayaan". Elemen bunga dari beban keuangan dibebankan pada laba rugi selama periode sewa sehingga menghasilkan tingkat bunga periodik yang konstan untuk saldo liabilitas yang tersisa pada setiap periode.

Grup menyajikan aset hak-guna dan liabilitas sewa di dalam laporan posisi keuangan.

Jika sewa mengalihkan kepemilikan pendasar kepada Grup pada akhir masa sewa atau jika biaya perolehan aset hak-guna merefleksikan Grup akan mengeksekusi opsi beli, maka Grup menyusutkan aset hak-guna dari tanggal permulaan hingga akhir umur manfaat aset pendasar. Jika tidak, maka Grup menyusutkan aset hak-guna dari tanggal permulaan hingga tanggal yang lebih awal antara akhir umur manfaat aset hak-guna atau akhir masa sewa.

s. Leases (Continued)

Subsequent to January 1, 2020

From January 1, 2020, the Group has adopted SFAS No. 73: Leases which sets the requirement for recognition of lease liabilities in relation to leases which had previously been classified as 'operating leases'. This policy is applied to contracts entered into or amended, on or, after January 1, 2020.

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

To assess whether a contract conveys the right to control the use of an identified asset, the Group considers whether:

- The Group has the right to obtain substantially all the economic benefits from use of the asset throughout the period of use; and
- The Group has the right to direct the use of the asset. The Group has this right when it has the decision-making rights that are the most relevant to changing the determination of how and for what purpose the asset is used and:
 1. The Group has the right to operate the asset; or
 2. The Group has designed the asset in a way that predetermines how and for what purpose it will be used.

At the inception or on reassessment of a contract that contains a lease component, the Group allocates the consideration in the contract to each lease component on the basis of the relative stand-alone prices and the aggregate stand-alone price of the non-lease components.

The Group recognises a right-of-use asset and a lease liability at the lease commencement date. The right-of-use asset is initially measured at cost, which comprises the initial amount of the lease liability adjusted for any lease payment made at or before the commencement date, plus any initial direct cost incurred and an estimate of costs to dismantle and remove the underlying asset or to restore the underlying asset to the condition required by the terms and conditions of the lease, less any lease incentives received.

The right-of-use asset is subsequently depreciated using the straight-line method from the commencement date to the earlier of the end of the useful life of the right-of-use asset or the end of the lease term.

The lease liability is initially measured at the present value of the lease payments that are not paid at the commencement date, discounted using the interest rate implicit in the lease or, if that rate cannot be readily determined, using the incremental borrowing rate. Generally, the Group uses its incremental borrowing rate as the discount rate.

Lease payments included in the measurement of the lease liability comprise fixed payments, including in-substance fixed payments less any lease incentive receivable.

Each lease payment is allocated between finance charges and reduction of the lease liability so as to achieve a constant rate on the finance balance outstanding. The corresponding rental obligations, net of finance charges, are included in "finance lease liabilities". The interest element of the finance cost is charged to profit or loss over the lease period so as to produce a constant periodic rate of interest on the remaining balance of the liability for each period.

The Group presents right-of-use assets and lease liabilities in the statement of financial position.

If the lease transfers ownership of the underlying asset to the Group by the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects that the Group will exercise a purchase option, the Group depreciates the right-of-use asset from the commencement date to the end of the useful life of the underlying asset. Otherwise, the Group depreciates the right-of-use asset from the commencement date to the earlier of the end of the useful life of the right-of-use asset or the end of the lease term.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

s. Sewa (Lanjutan)

Sewa jangka-pendek

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

Modifikasi sewa

Grup mencatat modifikasi sewa sebagai sewa terpisah jika:

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

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

- mengukur kembali dan mengalokasikan imbalan kontrak modifikasian;
- menentukan masa sewa dari sewa modifikasian;
- mengukur kembali liabilitas sewa dengan mendiskontokan pembayaran sewa revision menggunakan tingkat diskonto revision berdasarkan sisa umur sewa dan sisa pembayaran sewa dengan melakukan penyesuaian terhadap aset hak-guna. Tingkat diskonto revisian ditentukan sebagai suku bunga pinjaman inkremental Grup pada tanggal efektif modifikasi;
- menurunkan jumlah tercatat aset hak-guna untuk merefleksikan penghentian sebagian atau sepenuhnya sewa untuk modifikasi sewa yang menurunkan ruang lingkup sewa. Grup mengakui dalam laba rugi setiap laba rugi yang terkait dengan penghentian sebagian atau sepenuhnya sewa tersebut; dan
- membuat penyesuaian terkait dengan aset hak-guna untuk seluruh modifikasi sewa lainnya.

t. Imbalan Kerja

i. Imbalan kerja jangka pendek

Imbalan kerja jangka pendek diakui pada saat terutang kepada karyawan.

ii. Imbalan pensiun dan imbalan pascakerja lainnya

Grup memberikan imbalan manfaat pasti sesuai dengan Perjanjian Kerja Bersama ("PKB"), yang jumlahnya lebih besar dibanding dengan imbalan berdasarkan dan Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 (UU No. 13/2003). Karena UU Ketenagakerjaan atau PKB menentukan rumus tertentu untuk menghitung jumlah minimal imbalan pensiun, pada dasarnya program pensiun berdasarkan UU Ketenagakerjaan atau PKB adalah program pensiun imbalan pasti.

Liabilitas imbalan pensiun merupakan nilai kini kewajiban imbalan pasti pada tanggal neraca dikurangi dengan nilai wajar aset program. Kewajiban imbalan pasti dihitung sekali setahun oleh aktuaris independen dengan menggunakan metode projected unit credit. Nilai kini kewajiban imbalan pasti ditentukan dengan mendiskontokan estimasi arus kas keluar masa depan dengan menggunakan tingkat bunga obligasi pemerintah (dengan pertimbangan saat ini tidak ada pasar aktif untuk obligasi korporat berkualitas tinggi) dalam mata uang Rupiah sesuai dengan mata uang di mana imbalan tersebut akan dibayarkan dan yang memiliki jangka waktu yang kurang lebih sama dengan waktu jatuh tempo liabilitas imbalan pensiun yang bersangkutan.

Keuntungan dan kerugian aktuarial yang timbul dari penyesuaian dan perubahan dalam asumsi-asumsi aktuarial dibebankan atau dikreditkan ke ekuitas pada pos pendapatan komprehensif lain pada tahun terjadinya.

Perubahan nilai kini atas kewajiban imbalan pasti yang timbul dari amandemen rencana atau pembatasan langsung diakui dalam laporan laba rugi sebagai biaya jasa lalu.

Grup memberikan imbalan pascakerja lainnya, seperti uang penghargaan, penghargaan pengabdian, dan masa persiapan pensiun. Imbalan ini dihitung dengan menggunakan metodologi yang sama dengan metodologi yang digunakan dalam perhitungan program pensiun imbalan pasti, namun pengukuran kembali atas kewajiban imbalan kerja diakui langsung sebagai beban atau pendapatan pada laporan laba rugi.

iii. Program imbalan iuran pasti

Grup mempunyai program asuransi pensiun untuk seluruh karyawan tetap yang memenuhi syarat. Pembayaran premi awal sekaligus dan premi periodik ditentukan berdasarkan perhitungan secara periodik yang disetujui oleh Grup dan Dana Pensiun Lembaga Keuangan. Selisih antara premi pertanggungansian dengan kontribusi karyawan ditanggung oleh Grup.

Grup juga menyediakan tambahan tunjangan kesehatan bagi para pensiunan karyawan berdasarkan perhitungan tertentu yang disetujui oleh Perusahaan dan Yayasan Kesejahteraan Pegawai dan Pensiunan Gas Negara sebagai pengelola dana.

s. Leases (Continued)

Short-term leases

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

Lease modification

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

- the modification increases the scope of the lease by adding the right to use one or more underlying assets; and
 - the consideration for the lease increases by an amount commensurate with the stand-alone price for the increase in scope and any appropriate adjustments to that stand-alone price to reflect the circumstances of the particular contract.
- For a lease modification that is not accounted for as a separate lease, at the effective date of the lease modification, the Group:

- remeasures and allocates the consideration in the modified contract;
- determines the lease term of the modified lease;
- remeasures the lease liability by discounting the revised lease payments using a revised discount rate on the basis of the remaining lease term and the remaining lease payment with a corresponding adjustment to the right-of-use assets. The revised discount rate is determined as the Group's incremental borrowing rate at the effective date of the modification;
- decreases the carrying amount of the right-of-use asset to reflect the partial or full termination of the lease for lease modifications that decrease the scope of the lease. The Group recognises in profit or loss any gain or loss relating to the partial or full termination of the lease; and
- makes a corresponding adjustment to the right-of-use asset for all other lease modifications.

t. Employee Benefits

i. Short-term employee benefits

Short-term employee benefits are recognised when they accrue to the employees.

ii. Pension benefits and other postemployment benefits

The Group provides defined benefits in accordance with the Collective Labor Agreement ("CLA"), which benefits are higher compared with benefits under Labor Law No. 13/2003 (Law No. 13/2003). Since the Labour Law and the CLA set the formula for determining the minimum amount of benefits, in substance pension plans under the Labour Law or the CLA represent defined benefit plans.

The pension benefit obligation is the present value of the defined benefit obligation at the balance sheet date less the fair value of plan assets. The defined benefit obligation is calculated annually by independent actuaries using the projected unit credit method. The present value of the defined benefit obligation is determined by discounting the estimated future cash outflows using interest rates of government bonds (considering currently there is no deep market for high quality corporate bonds) that are denominated in Rupiah in which the benefits will be paid and that have terms to maturity approximating the terms to the related pension obligation.

Actuarial gains and losses arising from experience adjustments and changes in actuarial assumptions are charged or credited to equity in other comprehensive income in the year in which they arise.

Changes in the present value of the defined benefit obligation resulting from plan amendments or curtailments are recognised immediately in a profit or loss as past service costs.

The Group also provides other postemployment benefits, such as long service reward, jubilee rewards and prepension reward. These benefits have been accounted for using the same methodology as for the defined benefit pension plan, however, remeasurement on the employee benefit obligation is directly recognised as expenses/income on the profit or loss.

iii. Defined contribution benefit program

The Group has a retirement insurance plan covering all of its qualified permanent employees. One-time initial retirement premium and periodic premium payments are based on periodic calculations agreed between the Group and the Financial Institution Pension Fund. The difference between the premium and employee contributions is covered by the Group.

The Group provides additional post-retirement health care benefits to its retired employees based on certain computations agreed between the Company and Yayasan Kesejahteraan Pegawai dan Pensiunan Gas Negara as the fund manager.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

u. Liabilitas Pembongkaran Aset dan Restorasi Area

Grup mengakui liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset dan restorasi area atas fasilitas produksi minyak dan gas bumi, sumur, pipa dan aset-aset yang terkait sesuai dengan persyaratan dalam production sharing contract ("PSC") atau sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Estimasi awal biaya pembongkaran dan restorasi area properti minyak dan gas bumi diakui sebagai komponen biaya perolehan yang disusutkan atau dieplesikan dengan menggunakan metode satuan unit produksi.

Pada umumnya, aktivitas pembongkaran aset dan restorasi area fasilitas produksi minyak dan gas, sumur, pipa saluran dan aset terkait terjadi pada beberapa tahun di masa yang akan datang. Provisi atas liabilitas pembongkaran dan restorasi area di masa yang akan datang adalah berupa estimasi terbaik pada tanggal pelaporan keuangan atas nilai kini dari pengeluaran di masa yang akan datang untuk melaksanakan liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area tersebut, sesuai dengan ketentuan hukum yang berlaku pada tanggal pelaporan. Perkiraan liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area di masa yang akan datang tersebut melibatkan estimasi manajemen mengenai saat aktivitas tersebut akan dilakukan, sejauh mana aktivitas tersebut harus dilakukan, dan juga teknologi yang akan digunakan di masa depan.

Estimasi tersebut diperiksa setiap periode/tahun dan disesuaikan bila diperlukan. Penyesuaian dicerminkan dalam nilai kini atas provisi liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan dilakukan penyesuaian dengan jumlah yang sama atas nilai buku aset yang bersangkutan.

Pembalikan dari efek diskonto dalam penghitungan provisi diakui sebagai beban keuangan pada laba rugi.

Penempatan kas yang dibatasi penggunaannya untuk mendanai liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dikelompokkan ke dalam arus kas terkait aktivitas operasi.

v. Modal saham

Biaya tambahan yang secara langsung dapat diatribusikan kepada penerbitan saham biasa atau opsi disajikan pada ekuitas sebagai pengurang penerimaan, setelah dikurangi pajak.

Ketika entitas Grup membeli modal saham ekuitas Perusahaan (saham treasury), imbalan yang dibayar, termasuk biaya tambahan yang secara langsung dapat diatribusikan (dikurangi pajak penghasilan) dikurangkan dari ekuitas yang diatribusikan kepada pemilik ekuitas entitas sampai saham tersebut dibatalkan atau diatribusikan kembali. Ketika saham biasa tersebut selanjutnya diterbitkan kembali, imbalan yang diterima, dikurangi biaya tambahan transaksi yang terkait dan dampak pajak penghasilan yang terkait dimasukkan pada ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik ekuitas entitas.

u. Asset Abandonment and Site Restoration Obligation

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

The initial estimated costs for dismantlement and site restoration of oil and gas properties are recognised as part of the acquisition costs of the assets and are subsequently depreciated or depleted using the unit-of-production method.

In most instances, the dismantlement of assets and site restoration activities of oil and gas production facilities, wells, pipelines and related assets will occur many years in the future. The provision for future dismantlement of assets and site restoration obligations is the best estimate of the present value of the future expenditures required to undertake the dismantlement of assets and site restoration at the reporting date, based on current legal requirements. The estimate of the obligation for future dismantlement of assets and site restoration, therefore, requires management to make judgements regarding the timing of those activities, the extent of those activities required and future technologies.

Such estimates are reviewed on a periodical/annual basis and adjusted each period/year as required. Adjustments are reflected in the present value of the provision for the obligation for dismantlement of assets and site restoration with a corresponding change in the book value of the associated assets.

The unwinding of the effect of discounting the provision is recognized as a finance cost in profit or loss.

Placement of restricted cash for the funding of asset abandonment and site restoration obligations are classified as cash flows related to operating activities.

v. Share capital

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

Where any Group company purchases the Company's equity share capital (treasury stocks), the consideration paid, including any directly attributable incremental costs (net of income taxes) is deducted from equity attributable to the Company's equity holders until the shares are cancelled or reissued. Where such ordinary shares are subsequently reissued, any consideration received, net of any directly attributable incremental transaction costs and the related income tax effects, is included in equity attributable to the entity's equity holders.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

w. Pendapatan dan beban

Pendapatan Grup berasal dari kegiatan niaga gas bumi, jasa transmisi minyak dan gas bumi, penjualan minyak mentah, gas bumi, LPG, LNG, dan jasa lainnya.

Pendapatan dari niaga gas bumi dan jasa transmisi minyak dan gas bumi diakui pada saat gas atau minyak bumi telah didistribusikan kepada pelanggan berdasarkan pencatatan pada angka meteran. Kontrak Grup dapat dinegosiasikan dari waktu ke waktu dan harga diskon khusus dapat diberikan kepada pelanggan setelah Perjanjian Jual Beli Gas terkait yang mengatur harga diskon disepakati antara Grup dan pelanggan. Bergantung pada sifat perubahannya, kami akan melakukan modifikasi kontrak yang ada berdasarkan komitmen volume yang disetujui sebelum dan sesudah modifikasi kontrak dan perubahan harga yang timbul dari modifikasi tersebut.

Pendapatan sehubungan dengan pengoperasian aset dan jaringan pipa transmisi diakui setelah jasa diberikan, dan diukur sebesar satuan gas yang telah diangkut selama suatu periode.

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

Mulai tanggal 1 Januari 2020, Grup menerapkan PSAK No. 72 yang mensyaratkan pengakuan pendapatan harus memenuhi lima langkah analisa sebagai berikut:

- 1 Identifikasi kontrak dengan pelanggan;
- 2 Identifikasi kewajiban pelaksanaan dalam kontrak. Kewajiban pelaksanaan merupakan janji-janji dalam kontrak untuk menyerahkan barang atau jasa yang memiliki karakteristik berbeda ke pelanggan;
- 3 Penetapan harga transaksi. Harga transaksi merupakan jumlah imbalan yang berhak diperoleh suatu entitas sebagai kompensasi atas diserahkan barang atau jasa yang dijanjikan ke pelanggan. Jika imbalan yang dijanjikan di kontrak mengandung suatu jumlah yang bersifat variabel, maka Grup membuat estimasi jumlah imbalan tersebut sebesar jumlah yang diharapkan berhak diterima atas diserahkan barang atau jasa yang dijanjikan ke pelanggan yang akan dibayarkan selama periode kontrak;
- 4 Alokasi harga transaksi ke setiap kewajiban pelaksanaan dengan menggunakan dasar harga jual berdiri sendiri relatif dari setiap barang atau jasa berbeda yang dijanjikan di kontrak. Ketika tidak dapat diamati secara langsung, harga jual berdiri sendiri relatif diperkirakan berdasarkan biaya yang diharapkan ditambah margin; dan
- 5 Pengakuan pendapatan ketika kewajiban pelaksanaan telah dipenuhi dengan menyerahkan barang atau jasa yang dijanjikan ke pelanggan (ketika pelanggan telah memiliki kendali atas barang atau jasa tersebut).

Kewajiban pelaksanaan dapat dipenuhi:

- a Pada suatu titik waktu (umumnya janji untuk menyerahkan barang ke pelanggan); atau
- b Suatu periode waktu (umumnya janji untuk menyerahkan jasa ke (pelanggan). Untuk kewajiban pelaksanaan yang dipenuhi dalam suatu periode waktu, Grup memilih ukuran penyelesaian yang sesuai untuk penentuan jumlah pendapatan yang harus diakui karena telah terpenuhinya kewajiban pelaksanaan.

Beban diakui pada saat terjadinya dengan menggunakan metode akrual.

x. Perpajakan

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 diakui di pendapatan komprehensif lain atau langsung diakui ke ekuitas. Dalam hal ini, pajak tersebut masing-masing diakui dalam pendapatan komprehensif lain atau ekuitas.

Beban pajak kini dihitung berdasarkan peraturan perpajakan yang berlaku pada tanggal pelaporan keuangan, di negara di mana Perusahaan dan entitas anak beroperasi dan menghasilkan pendapatan kena pajak. Manajemen secara periodik mengevaluasi posisi yang dilaporkan di Surat Pemberitahuan Tahunan ("SPT") sehubungan dengan situasi di mana aturan pajak yang berlaku membutuhkan interpretasi. Jika perlu, manajemen menentukan provisi berdasarkan jumlah yang diharapkan akan dibayar kepada otoritas pajak.

Pajak penghasilan tangguhan diakui, dengan menggunakan metode balance sheet liability untuk semua perbedaan temporer antara dasar pengenaan pajak atas aset dan liabilitas dengan nilai tercatatnya pada laporan keuangan interim konsolidasian. 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.

w. Revenue and expense

Revenues of the Group are earned from natural gas commercial, crude oil and natural gas transmission services, sale of crude oil, natural gas, LPG, LNG, and other services.

Revenues from natural gas commercial and oil and natural gas transmission services are recognised when natural gas or crude oil is distributed to the customer based on the meter readings. The Group's contract may be negotiated from time to time and special discounted prices may be given to customers after the respective Gas Sales and Purchase Agreement which governs the discounted prices is agreed between the Group and the customers. Subject to the nature of these changes, we account for modification of the existing contract based on agreed volume commitments before and after the contract modification and the price changes arising from the modification.

Revenue arising from the operation of the asset and pipeline transmission is recognised after the service is rendered and is measured based on the unit of gas which has been transported during such period.

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

From January 1, 2020, the Group has adopted SFAS No. 72, which requires revenue recognition to fulfil the following five steps of assessment:

- 1 Identify contract(s) with a customer;
- 2 Identify the performance obligations in the contract. Performance obligations are promises in a contract to transfer to a customer goods or services that are distinct;
- 3 Determine the transaction price. Transaction price is the amount of consideration to which an entity expects to be entitled in exchange for transferring promised goods or services to a customer. If the consideration promised in a contract includes a variable amount, the Group estimates the amount of consideration to which it expects to be entitled in exchange for transferring the promised goods or services to a customer which will be paid during the contract period;
- 4 Allocate the transaction price to each performance obligation on the basis of the relative stand-alone selling prices of each distinct good or service promised in the contract. If these are not directly observable, the relative stand-alone selling prices are estimated based on expected cost plus
- 5 Recognise revenue when the performance obligation is satisfied by transferring a promised good or service to a customer (which is when the customer obtains control of that good or service).

A performance obligation may be satisfied:

- a At a point in time (typically for promises to transfer goods to a customer); or
- b Over time (typically for promises to transfer services to a customer). For a performance obligation satisfied over time, the Group selects an appropriate measure of progress to determine the amount of revenue that should be recognised as the performance obligation is satisfied.

Expenses are recognized as incurred on an accrual basis.

x. Taxation

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

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

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 interim consolidated 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 substantively enacted as at the reporting period and is expected to apply when the related deferred income tax asset is realised or the deferred income tax liability is settled.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (Lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

x. Perpajakan

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

Atas perbedaan temporer dalam investasi pada entitas anak dibentuk pajak penghasilan tangguhan, kecuali untuk liabilitas pajak penghasilan tangguhan dimana saat pembalikan perbedaan sementara dikendalikan oleh Grup dan sangat mungkin perbedaan temporer tersebut tidak akan dibalik di masa mendatang.

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.

Berdasarkan UU No. 2/2020 tentang kebijakan keuangan negara dan stabilitas sistem keuangan untuk penanganan pandemi COVID-19 dan/atau dalam rangka menghadapi ancaman yang membahayakan perekonomian nasional dan/atau stabilitas sistem keuangan, Pemerintah Indonesia menyesuaikan tarif PPh Badan dalam negeri menjadi sebesar 22% pada tahun pajak 2020 dan 2021, dan menjadi sebesar 20% pada tahun pajak 2022 dan seterusnya (tidak berlaku untuk Perusahaan dan SEI) (2019: tarif PPh Badan 25%).

Berdasarkan UU tersebut, Perusahaan dikenai tarif pajak penghasilan badan sebesar 19% untuk tahun pajak 2020 dan 2021. Sementara untuk tahun pajak 2022 dan seterusnya, Perusahaan akan dikenakan tarif pajak penghasilan sebesar 17% (2019: tarif PPh Badan 20%). Tarif pajak ini berlaku untuk Perusahaan karena Perusahaan telah memenuhi ketentuan sebagai berikut:

- Lebih dari 40% modal disetor Perusahaan terdaftar di Bursa Efek Indonesia dimiliki oleh publik; dan
- Modal saham tersebut dimiliki lebih dari 300 individual, masing-masing memiliki kurang dari 5% saham.

y. Laba bersih per saham

Labanya bersih per saham dihitung dengan membagi laba bersih yang tersedia bagi pemegang saham Grup dengan rata-rata tertimbang jumlah saham biasa yang beredar pada periode yang bersangkutan.

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, tidak ada efek yang berpotensi menjadi saham biasa. Oleh karena itu, laba per saham dilusian sama dengan laba per saham dasar.

z. Dividen

Pembagian dividen kepada pemegang saham Grup diakui sebagai liabilitas dalam laporan keuangan interim konsolidasian Grup dalam periode dimana pembagian dividen diumumkan.

aa. Segmen operasi

Sebuah segmen operasi adalah sebuah komponen dari perusahaan yang:

- Terlibat dalam aktivitas bisnis yang mana memperoleh pendapatan dan menimbulkan beban (termasuk pendapatan dan beban terkait dengan transaksi dengan komponen lain dari entitas yang sama);
- Hasil operasinya dikaji ulang secara reguler oleh pengambil keputusan operasional untuk membuat keputusan tentang sumber daya yang dialokasikan pada segmen tersebut dan menilai kinerjanya; dan
- Tersedia informasi keuangan yang dapat dipisahkan.

Grup melakukan segmentasi pelaporan berdasarkan informasi keuangan yang digunakan oleh pengambil keputusan operasi utama dalam mengevaluasi kinerja segmen dan menentukan alokasi sumber daya yang dimilikinya. Dewan Direksi adalah pengambil keputusan operasional Grup. Segmentasi berdasarkan jenis produk. Seluruh transaksi antar segmen telah dieliminasi.

aa. Transaksi dengan Pihak Berelasi

Grup mempunyai transaksi dengan pihak berelasi sebagaimana didefinisikan pada PSAK No. 7 (Revisi 2015).

Saldo dan transaksi yang material antara Grup dengan Pemerintah Negara Republik Indonesia dan entitas berelasi dengan Pemerintah diungkapkan dalam catatan atas laporan keuangan konsolidasian interim yang relevan. Grup memilih untuk mengungkapkan transaksi dengan entitas berelasi dengan Pemerintah dengan menggunakan pengecualian dari persyaratan pengungkapan pihak berelasi.

x. Taxation

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

Deferred income tax is provided on temporary differences arising on investments in subsidiaries, except for deferred income tax liability where the timing of the reversal of the temporary difference is controlled by the Group and it is probable that the temporary difference will not be reversed in the foreseeable future.

Deferred income tax assets and liabilities are offset when there are 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 on the same taxable entities where there is an intention to settle the balances on a net basis.

Based on Law No. 2/2020 concerning state financial policies and financial system stability for handling the COVID-19 pandemic and/or in facing threats that endanger the national economy and/or financial system stability, the Government of Indonesia adjusted the corporate income tax rate to 22% for fiscal years 2020 and 2021, and to 20% for 2022 fiscal year onward (except for the Company and SEI) (2019: CIT rate of 25%).

Based on the above Law, the Company is entitled to a corporate income tax rate of 19% for the fiscal year 2020 and 2021. For the fiscal year 2022 onwards, the Company will be entitled to a corporate income tax rate of 17% (2019: CIT rate of 20%). This tax rate is applicable to the Company after the Company fulfills the following requirements:

- More than 40% of the Company's paid-up shares listed for trading on the Indonesian Stock Exchange are held by the public; and
- Those shares are owned by more than 300 individuals, each holding less than 5% of the paid-in shares.

y. Earnings per share

Basic earnings per share are calculated by dividing profit for the period attributable to owners of the parent by the weighted average number of ordinary shares outstanding during the period.

As at March 31, 2021 and December 31, 2020, there were no existing instruments which could result in the issue of further ordinary shares. Therefore, diluted earning per share is the same as basic earning per share.

z. Dividend

Dividends distributed to the Group's shareholders are recognised as a liability in the Group's interim consolidated financial statements in the period in which the dividends are declared.

aa. Operating segment

An operating segment is a component of an entity:

- That engages in business activities from which it may earn revenues and incur expenses (including revenue and expenses related to transactions between different components within the same entity);
- Whose operating results are regularly reviewed by the entity's chief operating decision-maker to make decisions about resources to be allocated to the segment and to assess its performance; and
- For which discrete financial information is available.

The Group segments its financial reporting based on the financial information used by the chief operating decision-maker in evaluating the performance of segments and in the allocation of resources. The Board of Directors is the Group's chief operating decision-maker. The segments are based on the type of products. All transactions between segments have been eliminated.

aa. Transactions with Related Parties

The Group has transactions with related parties as defined in SFAS No. 7 (Revised 2015).

Significant transactions and balances of the Group with the Government of the Republic of Indonesia and Government-related entities are disclosed in the relevant notes to the interim consolidated financial statements. The Group elected to disclose the transactions with Government-related entities, using the exemption from general related party disclosure requirements.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI SIGNIFIKAN

Estimasi dan pertimbangan terus dievaluasi berdasarkan pengalaman historis dan faktor-faktor lain, termasuk ekspektasi peristiwa masa depan yang diyakini wajar berdasarkan kondisi yang ada.

Grup membuat estimasi dan asumsi mengenai masa depan. Estimasi akuntansi yang dihasilkan, menurut definisi, akan jarang sekali sama dengan hasil aktualnya. Estimasi dan asumsi yang secara signifikan berisiko menyebabkan penyesuaian material terhadap hasil keuangan atau posisi keuangan konsolidasian interim Grup yang dilaporkan dalam tahun-tahun mendatang dipaparkan di bawah ini.

a. Penentuan Mata Uang Fungsional

Mata uang fungsional adalah mata uang dari lingkungan ekonomi primer dimana Grup beroperasi. Manajemen mempertimbangkan mata uang yang paling mempengaruhi pendapatan dan beban dari jasa yang diberikan serta mempertimbangkan indikator lainnya dalam menentukan mata uang yang paling tepat menggambarkan pengaruh ekonomi dari transaksi, kejadian dan kondisi yang mendasari.

b. Pengaturan bersama

Pertimbangan diperlukan untuk menentukan kapan Grup memiliki pengendalian bersama terhadap sebuah pengaturan, yang memerlukan penilaian dari aktivitas yang relevan dan apabila keputusan sehubungan dengan aktivitas tersebut mengharuskan persetujuan dengan suara bulat.

Grup menetapkan bahwa aktivitas relevan bagi Grup untuk pengaturan bersama adalah aktivitas yang berhubungan dengan keputusan keuangan, operasional dan modal dari pengaturan tersebut.

Pertimbangan juga diperlukan untuk menentukan klasifikasi suatu pengaturan bersama. Pengklasifikasian tersebut mengharuskan Grup menilai hak dan kewajibannya yang timbul dari pengaturan bersama. Secara khusus, Grup mempertimbangkan:

- (1) Apakah pengaturan bersama dibentuk melalui entitas terpisah; dan
- (2) Ketika pengaturan bersama dibentuk melalui entitas terpisah, Grup juga mempertimbangkan hak dan kewajiban para pihak yang timbul dari:
 - Bentuk hukum dari entitas terpisah
 - Persyaratan pengaturan kontraktual
 - Fakta dan keadaan lainnya, jika relevan.

Penilaian tersebut sering memerlukan pertimbangan yang signifikan. Kesimpulan yang berbeda baik atas kesimpulan mengenai pengendalian bersama dan apakah suatu pengaturan adalah sebuah operasi bersama atau ventura bersama, dapat secara material mempengaruhi perlakuan akuntansinya.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENT, ESTIMATES AND ASSUMPTION

Estimates and judgements are continually evaluated and are based on historical experience and other factors, including expectations of future events that are believed to be reasonable under the circumstances.

The Group makes estimates and assumptions concerning the future. The resulting accounting estimates will, by definition, seldom equal the related actual results. The estimates and assumptions that have a significant risk of causing a material adjustment to the interim consolidated financial results or financial position of the Group reported in future years are addressed below.

a. Determination of Functional Currency

The functional currency is the currency of the primary economic environment in which the Group operates. The management considered the currency that mainly influences the revenue and cost of rendering services and other indicators in determining the currency that most faithfully represents the economic effects of the underlying transactions, events, and conditions.

b. Joint arrangements

Judgement is required to determine when the Group has joint control over an arrangement, which requires an assessment of the relevant activities and when the decisions in relation to those activities require unanimous consent.

The Group has determined that the relevant activities for its joint arrangements are those relating to the financial, operating and capital decisions of the arrangement.

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

- 1 *Whether the joint arrangement is structured through a separate entity*
- 2 *When the arrangement is structured through a separate vehicle, the Group also considers the rights and obligations arising from:*
 - *The legal form of the separate entity;*
 - *The terms of the contractual arrangement; or*
 - *Other relevant facts and circumstances.*

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

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI SIGNIFIKAN (Lanjutan)

c. Sewa

Grup mengadakan perjanjian sewa di mana Grup bertindak sebagai lessee atau lessor. Grup mengevaluasi pihak yang memiliki hak untuk mengendalikan aset sewaan berdasarkan PSAK No. 73, yang mensyaratkan Grup untuk membuat pertimbangan dan estimasi dari hak untuk mengendalikan aset sewaan.

Grup mempunyai beberapa perjanjian sewa dimana Grup bertindak sebagai penyewa untuk beberapa aset tertentu. Grup mengevaluasi apakah Grup memiliki hak untuk mengendalikan aset sewaan berdasarkan PSAK No. 73: Sewa, yang mensyaratkan Grup untuk membuat pertimbangan dan estimasi dari hak untuk mengendalikan aset sewaan.

Karena Grup tidak dapat dengan mudah menentukan suku bunga implisit, manajemen menggunakan suku bunga pinjaman inkremental Grup sebagai tingkat diskonto. Ada beberapa faktor yang perlu dipertimbangkan dalam menentukan suku bunga pinjaman inkremental, yang banyak di antaranya memerlukan pertimbangan untuk dapat secara andal mengukur penyesuaian yang diperlukan untuk sampai pada tingkat diskonto akhir. Dalam menentukan suku bunga pinjaman inkremental, Grup mempertimbangkan faktor-faktor utama berikut: risiko kredit korporat Grup, jangka waktu sewa, jangka waktu pembayaran sewa, lingkungan ekonomi, waktu saat sewa terjadi, dan mata uang di mana pembayaran sewa ditentukan.

Dalam menentukan jangka waktu sewa, Grup mempertimbangkan semua fakta dan keadaan yang menimbulkan insentif ekonomi untuk menggunakan opsi perpanjangan, opsi pembelian atau tidak menggunakan opsi penghentian. Opsi perpanjangan (atau periode setelah opsi penghentian kontrak kerja) hanya termasuk dalam jangka waktu sewa jika cukup pasti akan diperpanjang (atau tidak dihentikan). Penilaian tersebut ditinjau jika terjadi peristiwa signifikan atau perubahan signifikan dalam situasi yang memengaruhi penilaian ini dan berada dalam kendali Grup. Untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2020, tidak ada revisi persyaratan sewa untuk mencerminkan efek dari melaksanakan opsi perpanjangan dan opsi penghentian.

Sehubungan dengan perjanjian antara PLI dengan PT Hoegh LNG Lampung ("Hoegh Lampung") untuk penggunaan fasilitas FSRU Lampung (Catatan 36c), manajemen mengevaluasi bahwa perjanjian tersebut mengandung sewa dan PLI sebagai lessee telah mengakuinya sebagai aset sewa guna usaha sesuai dengan PSAK No. 73: Sewa per 1 Januari 2020.

Sehubungan dengan perjanjian antara KJG dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN") untuk pengangkutan gas dengan menggunakan jaringan pipa bawah laut dan fasilitas penerimaan di darat milik KJG ("GTA Kalija I") (Catatan 38e), manajemen mengevaluasi bahwa perjanjian tersebut mengandung sewa dan KJG sebagai lessor mengklasifikasikannya sebagai sewa pembiayaan.

Grup mengevaluasi kolektibilitas piutang sewa pembiayaan yang timbul dari GTA Kalija I (Catatan 38e) dan kasus arbitrase terkait deklarasi keadaan kahar oleh PC Muriah Ltd. ("PCML"), shipper di GTA Kalija I (Catatan 39).

Kolektibilitas piutang atas sewa pembiayaan bergantung pada keputusan arbitrase yang saat ini sedang berlangsung dan kemampuan keuangan PCML dan PLN untuk memenuhi kewajiban ship-or-pay dalam GTA Kalija I. Grup berpendapat bahwa:

- (1) keputusan arbitrase akan berdampak positif ke Grup;
- (2) PCML dan PLN akan dapat memenuhi kewajiban ship-or-pay dalam GTA Kalija I; dan
- (3) provisi penurunan nilai piutang atas sewa pembiayaan yang dibuat oleh Grup mencukupi sehubungan dengan keadaan yang dijelaskan di Catatan 39.

Sebagai dampak dari proses arbitrase yang sedang berlangsung, maka pada tanggal 30 Juni 2019 Grup mengevaluasi sumber pendapatan lain selain GTA Kalija I dan menyimpulkan bahwa nilai sisa dari sewa pembiayaan sudah tidak lagi mengandung unsur sewa (arus kas tidak terjamin) sehingga nilai sisa tersebut direklasifikasi sebagai aset tetap dengan nilai tercatat sebesar USD117.777.040. Aset tetap ini disusutkan selama 16 tahun (sisa umur manfaat) dimulai sejak 1 Juli 2019. Selama tahun 2020 dan 2019, aset tetap ini mengalami penurunan nilai sebesar USD8.778.808 dan USD98.296.720 karena aset tersebut idle dan terbatasnya sumber arus kas di masa mendatang terkait utilisasi aset tersebut.

d. Ketidakpastian eksposur perpajakan

Berdasarkan peraturan perpajakan yang berlaku saat ini, manajemen mempertimbangkan apakah jumlah yang tercatat pada akun tagihan pajak dapat dipulihkan dan direstitusi oleh Kantor Pajak. Lebih lanjut, manajemen mempertimbangkan liabilitas yang mungkin timbul dari hasil pemeriksaan pajak yang masih diajukan keberatannya di Kantor Pajak, dalam proses banding di Pengadilan Pajak maupun proses peninjauan kembali di Mahkamah Agung.

Pertimbangan signifikan dilakukan dalam menentukan provisi atas pajak penghasilan badan maupun pajak lainnya atas transaksi tertentu. Ketidakpastian timbul terkait dengan interpretasi dari peraturan perpajakan yang kompleks dan jumlah dan waktu dari penghasilan kena pajak di masa depan. Grup membuat analisa untuk semua posisi pajak terkait dengan pajak penghasilan untuk menentukan jika liabilitas pajak untuk manfaat pajak yang belum diakui harus diakui. Grup melakukan estimasi ketidakpastian eksposur perpajakan yang material atas sengketa pajak pengalihan participating interest tidak langsung di blok Pangkah terkait PPh Pasal 26 (4), 4 (2) dan sengketa Pajak Pertambahan Nilai (PPN) Perusahaan. Manajemen Grup dibantu oleh ahli pihak ketiga dalam menyiapkan analisa pajak yang komprehensif untuk mempertahankan posisi pajak Grup. Jangka waktu penyelesaian atas sengketa pajak ini tidak dapat diestimasi saat ini karena tergantung proses penyelesaian di Mahkamah Agung.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENT, ESTIMATES AND ASSUMPTION (Continued)

c. Lease

The Group has entered into lease arrangements in which the Group is a lessee or lessor. The Group evaluates which parties have the right to control the use of leased asset based on SFAS No. 73, which requires the Group to make judgements and estimates of right to control the leased asset.

The Group has various lease agreements where the Group acts as a lessee in respect of certain assets. The Group evaluates whether the Group has the right to control the use of leased asset based on SFAS No. 73: Lease, which requires the Group to make judgements and estimates of right to control the leased asset.

Since the Group could not readily determine the implicit rate, management uses the Group's incremental borrowing rate as a discount rate. There are a number factors to consider in determining an incremental borrowing rate, many of which need judgement in order to be able to reliably quantify any necessary adjustments to arrive at the final discount rates. In determining an incremental borrowing rate, the Group considers the following main factors: the Group's corporate credit risk, the lease term, the lease payment term, the economic environment, the time at which the lease is entered into, and the currency in which the lease payments are denominated.

In determining the lease term, the Group considers all facts and circumstances that create an economic incentive to exercise an extension option, purchase option or not exercise a termination option. Extension options (or periods after termination options) are only included in the lease term if the lease is reasonably certain to be extended (or not terminated). The lease term is reviewed if a significant event or a significant change in circumstances occurs which affects this assessment and that is within the control of the Group. For the year ended December 31, 2020, there is no revision of lease terms to reflect the effect of exercising extension and termination options.

In relation to the agreement entered between PLI and PT Hoegh LNG Lampung ("Hoegh Lampung") for the use of Lampung FSRU (Note 36c), management has evaluated that such agreement contains a lease and PLI as a lessee has classified it as a rights-of-use asset aligned with SFAS No. 73: Leases as of January 1, 2020.

In relation to agreement entered into between KJG and PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN") for gas transportation through the use of KJG's subsea pipeline and onshore receiving facilities ("GTA Kalija I") (Note 38e), management has evaluated that such agreement contains lease and KJG as a lessor classified it as finance lease.

The Group assessed the recoverability of its finance lease receivables in relation to GTA Kalija I (Note 38e) and the arbitration case related to the force majeure condition declared by PC Muriah Ltd. ("PCML"), the shipper for GTA Kalija I (Note 39)

That collectibility of the finance lease receivable depends on the outcome of the ongoing arbitration case and the financial capacity of PCML and PLN to fulfill the ship-or-pay obligation under GTA Kalija I. The Group is of the opinion that:

- (1) the result of the arbitration will be favorable to the Group;
- (2) PCML dan PLN will be able to fulfil the ship-or-pay obligation under GTA Kalija I; and
- (3) the Group has made sufficient provision for impairment of the finance lease receivable in relation to the situation explained in Note 39.

As a result of the ongoing arbitration process, on June 30, 2019, the Group evaluated potential sources of income other than GTA Kalija I and concluded that the residual value of the finance lease no longer contains a lease (no guaranteed cash flow) so that the residual value was reclassified to fixed assets with a carrying value of USD117,777,040. These fixed assets are depreciated over their estimated useful life of 16 years (the remaining useful life) starting on July 1, 2019. During the years 2020 and 2019, these fixed assets were impaired by USD8,778,808 and USD98,296,720 due to the idle status of the assets and limited probable future cash flow related to the utilisation of the assets.

d. Uncertain tax exposure

Based on the tax regulations currently enacted, the management assessed if the amounts recorded under claim for tax refund are recoverable and refundable by the Tax Office. Further, the management also assessed possible liability that might arise from the tax assessment under objection with the Tax Office, appeal process in the Tax Court and judicial review by the Supreme Court.

Significant judgment is involved in determining the provision for corporate income tax and other taxes on certain transactions. Uncertainties exist with respect to the interpretation of complex tax regulations and the amount and timing of future taxable income. The Group makes an analysis of all tax positions related to income taxes to determine if a tax liability for unrecognised tax benefit should be recognised. The Group has made material estimations in relation to uncertain tax exposures related to tax disputes on the indirect transfer of participating interest in Pangkah block related to withholding tax articles 26 (4), 4 (2) and Company's Value Added Tax (VAT) tax dispute. The Group's management is assisted by third party experts in preparing a comprehensive tax analysis to defend the Group's tax position. The settlement period of these tax disputes can not currently be estimated as it depends on the settlement process at the Supreme Court.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI SIGNIFIKAN (Lanjutan)

e. Estimasi masa manfaat aset tetap

Grup mengestimasi masa manfaat ekonomis aset tetap antara empat sampai dengan 40 tahun. Ini adalah umur yang secara umum diharapkan dalam industri dimana Grup menjalankan bisnisnya. Perubahan tingkat pemakaian dan perkembangan teknologi dapat mempengaruhi masa manfaat ekonomis dan nilai sisa aset, dan karenanya biaya penyusutan masa depan mungkin direvisi.

Grup mengestimasi masa manfaat ekonomis aset tetap berdasarkan utilisasi dari aset yang diharapkan dan didukung dengan rencana dan strategi usaha dan perilaku pasar. Estimasi dari masa manfaat aset tetap adalah berdasarkan penelaahan Grup terhadap praktek industri, evaluasi teknis internal dan pengalaman untuk aset yang sejenis. Estimasi masa manfaat ditelaah minimal setiap akhir periode pelaporan dan diperbarui jika ekspektasi berbeda dari estimasi sebelumnya dikarenakan pemakaian dan kerusakan fisik, keausan secara teknis atau komersial dan hukum atau pembatasan lain atas penggunaan dari aset. Tetapi, adalah mungkin, hasil di masa depan dari operasi dapat dipengaruhi secara material oleh perubahan-perubahan dalam estimasi yang diakibatkan oleh perubahan faktor-faktor yang disebutkan di atas.

Di tahun 2020, Grup mengubah estimasi umur manfaat aset untuk pipa distribusi dari 16 tahun menjadi 30 tahun dan beberapa ruas pipa transmisi dari 20 tahun menjadi 26 30 tahun.

f. Aset eksplorasi dan evaluasi

Kebijakan akuntansi Grup untuk biaya eksplorasi dan evaluasi mengakibatkan biaya tertentu dikapitalisasi untuk sebuah wilayah kerja yang dianggap dapat dipulihkan oleh eksploitasi di masa depan atau penjualan atau dimana kegiatan tersebut 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.

Setiap perkiraan dan asumsi tersebut dapat berubah seiring tersedianya informasi baru. Jika, setelah dilakukan kapitalisasi atas biaya berdasarkan kebijakan ini, suatu pertimbangan dibuat bahwa pemulihan biaya dianggap tidak dimungkinkan, biaya yang telah dikapitalisasi tersebut akan dibebankan ke dalam laba rugi.

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

g. Imbalan kerja

Nilai kini kewajiban pensiun dan imbalan jangka panjang lainnya tergantung pada sejumlah faktor yang ditentukan berdasarkan basis dari aktuaria dengan menggunakan sejumlah asumsi. Asumsi yang digunakan dalam menentukan beban/(pendapatan) bersih untuk pensiun termasuk tingkat diskonto, kenaikan gaji di masa depan, perubahan remunerasi masa depan, tingkat pengurangan karyawan, tingkat harapan hidup dan periode sisa yang diharapkan dari masa aktif karyawan. Setiap perubahan dalam asumsi-asumsi ini akan berdampak pada nilai tercatat atas kewajiban pensiun dan imbalan jangka panjang lainnya.

Grup menentukan tingkat diskonto yang sesuai pada setiap akhir tahun. Tingkat suku bunga inilah yang digunakan untuk menentukan nilai kini dari estimasi arus kas keluar masa depan yang akan dibutuhkan untuk memenuhi kewajiban pensiun dan imbalan jangka panjang lainnya. Dalam menentukan tingkat diskonto yang sesuai, Grup menggunakan tingkat suku bunga obligasi pemerintah, dengan pertimbangan saat ini tidak ada pasar aktif untuk obligasi korporat berkualitas tinggi) dalam mata uang yang sama dengan mata uang imbalan yang akan dibayarkan dan memiliki waktu jatuh tempo yang kurang lebih sama dengan waktu jatuh tempo kewajiban pensiun dan imbalan jangka panjang lainnya yang bersangkutan.

Untuk kenaikan gaji masa depan, Grup mengumpulkan data historis mengenai perubahan gaji dasar pekerja dan menyesuaikannya dengan perencanaan bisnis masa depan.

Asumsi kunci lainnya untuk kewajiban pensiun dan imbalan jangka panjang lainnya didasarkan sebagian pada kondisi pasar saat ini.

h. Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area

Grup mengakui provisi untuk liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area terkait dengan sumur minyak dan gas, fasilitas dan infrastruktur. Dalam menentukan nilai provisi, asumsi dan estimasi yang diperlukan adalah tingkat diskonto dan biaya yang diharapkan untuk membongkar dan memindahkan semua peralatan dari daerah pengeboran dan restorasi area dan waktu pelaksanaan pembongkaran aset serta restorasi area.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENT, ESTIMATES AND ASSUMPTION (Continued)

e. Estimating useful life of fixed assets

The Group estimates the useful lives of its fixed assets to be within four to 40 years. These are common life expectancies applied in the industries where the Group conducts its businesses. Changes in the expected level of usage and technological development could impact the economic useful lives and the residual values of these assets, therefore future depreciation charges could be revised.

The Group estimates the useful lives of its fixed assets based on expected asset utilisation as supported by business plans and strategies that also consider expected market behavior. The estimation of the useful lives of fixed assets is based on the Group's assessment of industry practice, internal technical evaluation and experience with similar assets. The estimated useful lives are reviewed at least each financial period-end and are updated if expectations differ from previous estimates due to physical wear and tear, technical or commercial obsolescence and legal or other limitations on the use of the assets. It is possible, however, that future results of operations could be materially affected by changes in the estimates caused by changes in the factors mentioned above.

In 2020, the Group changed its estimated useful lives of distribution pipelines from 16 years to 30 years and several transmission pipelines from 20 years to 26 30 years.

f. Exploration and evaluation assets

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

Any such estimates and assumptions may change when the new information becomes available. If, after having capitalized the expenditure under the policy, a judgement is made that recovery of the expenditure is unlikely, the relevant capitalized amount will be written-off to profit or loss.

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. In exercising this judgement, management is required to make certain estimates and assumptions similar to those described above for capitalized exploration and evaluation expenditure.

g. Employee benefits

The present value of the pension and other long-term benefit obligation depends on a number of factors that are determined on an actuarial basis using a number of assumptions. The assumptions used in determining the net cost/(income) for pensions include the discount rate, future salary increase, future remuneration changes, employee attrition rates, life expectancy and expected remaining periods of service of employees. Any changes in these assumptions will have an impact on the carrying amount of the pension and other long-term benefit obligation.

The Group determines the appropriate discount rate at the end of each year. This is the interest rate that should be used to determine the present value of estimated future cash outflows expected to be required to settle the pension obligation. In determining the appropriate discount rate, the Group considers the interest rates of government bonds (considering there is no deep market for high quality corporate bonds) that are denominated in the currency in which the benefits will be paid and that have terms to maturity approximating the terms of the related pension obligation.

For the rate of future salary increases, the Group collects all historical data relating to changes in base salaries and adjusts it for future business plan.

Other key assumptions for pension obligation and other long-term benefits are based in part on current market conditions.

h. Asset abandonment and site restoration obligations

The Group has recognized provision for asset abandonment and site restoration obligations associated with its oil and gas wells, facilities and infrastructures. In determining the amount of provision, assumptions and estimates are required in relation to discount rates and the expected cost to dismantle and remove all the structures from the site and restore the site and timing of dismantlement and restoration of the area.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI SIGNIFIKAN (Lanjutan)

i. Pajak penghasilan

Aset pajak tangguhan, termasuk yang timbul dari rugi fiskal, provisi, dan perbedaan temporer lainnya, diakui hanya apabila dianggap lebih mungkin daripada tidak bahwa mereka dapat dipulihkan nilainya, dimana hal ini tergantung pada kecukupan 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 penjualan barang atau jasa, harga, biaya operasi, belanja modal, dan transaksi lainnya di masa depan.

j. Penurunan nilai aset keuangan

Penerapan PSAK No. 71 menyebabkan perubahan terhadap penilaian signifikan estimasi dan asumsi akuntansi terhadap provisi untuk kerugian penurunan nilai atas piutang. Grup menerapkan pendekatan yang disederhanakan untuk mengukur kerugian kredit ekspektasian yang menggunakan cadangan kerugian kredit ekspektasian seumur hidup untuk seluruh piutang usaha. Dalam penentuan kerugian kredit ekspektasian, manajemen diharuskan untuk menggunakan pertimbangan dalam mendefinisikan hal apa yang dianggap sebagai kenaikan risiko kredit yang signifikan dan dalam pembuatan asumsi dan estimasi, untuk menghubungkan informasi yang relevan tentang kejadian masa lalu, kondisi terkini dan perkiraan atas kondisi ekonomi. Pertimbangan diaplikasikan dalam menentukan periode seumur hidup dan titik pengakuan awal

Tingkat provisi yang spesifik dievaluasi oleh manajemen dengan dasar faktor-faktor yang memengaruhi tingkat tertagihnya piutang tersebut. Dalam kasus ini, Grup menggunakan pertimbangan berdasarkan fakta dan kondisi terbaik yang tersedia meliputi tetapi tidak terbatas

pada jangka waktu hubungan Grup dengan pelanggan dan status kredit pelanggan berdasarkan laporan dari pihak ketiga dan faktor-faktor pasar yang telah diketahui, untuk mencatat pencadangan spesifik untuk pelanggan terhadap jumlah jatuh tempo untuk mengurangi piutang

Pencadangan secara spesifik ini dievaluasi kembali dan disesuaikan jika terdapat informasi tambahan yang diterima yang memengaruhi jumlah yang diestimasi. Selain provisi khusus terhadap piutang yang signifikan secara individual, Grup juga mengakui provisi penurunan nilai secara kolektif terhadap risiko kredit debitur yang dikelompokkan berdasarkan karakteristik kredit yang sama, dan meskipun tidak secara spesifik diidentifikasi membutuhkan provisi khusus, memiliki risiko gagal bayar lebih tinggi daripada ketika piutang pada awalnya diberikan kepada debitur.

k. Penurunan nilai aset nonkeuangan

Sesuai dengan kebijakan akuntansi Grup, 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 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 nilai pakai aset.

Aset minyak dan gas bumi yang telah menemukan cadangan terbukti dan aset tetap, ditelaah untuk penurunan nilai ketika kejadian dan perubahan keadaan mengindikasikan bahwa nilai tercatat aset tidak dapat dipulihkan. Jika terdapat indikasi tersebut, nilai terpulihkan aset akan diestimasi.

Penentuan nilai wajar dan nilai pakai untuk aset minyak dan gas bumi yang telah menemukan cadangan terbukti dan aset tetap mensyaratkan 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), biaya tolling, cadangan atas properti minyak dan gas (lihat "Estimasi Cadangan" di bawah), umur manfaat pipa, 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 terpulihkan aset. 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 laba rugi.

l. Estimasi cadangan

Nilai tercatat untuk deplesi, penyusutan dan untuk amortisasi beserta pemulihan nilai tercatat aset minyak dan gas, yang digunakan untuk memproduksi minyak dan gas tergantung pada estimasi cadangan minyak dan gas. Faktor utama yang mempengaruhi estimasi tersebut adalah penilaian teknis atas kuantitas produksi cadangan minyak dan gas yang ada dan kendala ekonomis seperti ketersediaan pasar komersial atas produksi minyak dan gas bumi maupun asumsi yang terkait dengan antisipasi harga komoditas dan biaya pengembangan dan produksi cadangan tersebut.

Asumsi ekonomi yang digunakan untuk memperkirakan cadangan berubah dari waktu ke waktu dan data geologi bertambah selama masa operasi, oleh karena itu perkiraan cadangan dapat berubah dari waktu ke waktu. Perubahan cadangan yang dilaporkan dapat mempengaruhi hasil dan posisi keuangan Grup dalam berbagai cara diantaranya:

- Nilai tercatat aset dapat terpengaruh akibat perubahan estimasi arus kas masa
- Penyusutan dan amortisasi yang dibebankan ke dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian dapat berubah apabila beban-beban tersebut ditentukan berdasarkan unit produksi, atau jika masa manfaat ekonomi umur aset berubah;
- Penyisihan untuk aktivitas purna-operasi, restorasi lokasi aset, dan hal-hal yang berkaitan dengan lingkungan dapat berubah apabila terjadi perubahan dalam perkiraan cadangan yang mempengaruhi ekspektasi tentang waktu atau biaya
- Nilai tercatat aset/liabilitas pajak tangguhan dapat berubah karena perubahan estimasi pemulihan manfaat pajak.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENT, ESTIMATES AND ASSUMPTION (Continued)

i. Income taxes

Deferred tax assets, including those arising from tax losses, provisions and other temporary differences, are recognised only where it is considered more likely than not that they will be recovered, which is dependent on the sufficiency of the 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 sales of goods and services, prices, operating costs, capital expenditure, and other future transactions.

j. Impairment of financial assets

The implementation of SFAS No. 71 resulted in a change to the assessment of the significant accounting estimates and judgements related to provision for loss impairment of receivables. The Group applies a simplified approach to measure expected credit losses which uses a lifetime expected loss allowance for all trade receivables. In determining expected credit losses, management is required to exercise judgement in defining what is considered to be a significant increase in credit risk and in making assumptions and estimates to incorporate relevant information about past events, current conditions and forecasts of economic conditions. Judgement has been applied in determining the lifetime and point of initial recognition of receivables.

The level of a specific provision is evaluated by management on the basis of factors that affect the collectibility of the accounts. In these cases, the Group uses judgement based on the best available facts and circumstances, including but not limited to, the leight of the Group's relationship with the customers and customers' credits status based on third-party credit reports and known market factors, to record specific reserves for customers against amounts due in order to reduce the Group's receivable to amounts that it expects to collect.

These specific reserves are re-evaluated and adjusted as additional information received affects the amounts estimated. In addition to specific provision against individually significant receivables, the Group also recognises a collective impairment provision against credit exposure of its debtors which are grouped based on common credit characteristics, and although not specifically identified as requiring a specific provision, have a greater risk of default than when the receivables were originally granted to the debtors.

k. Impairment of non-financial assets

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

Proven oil and gas properties are reviewed for impairment losses whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount may not be recoverable. If any such indication exists, the asset's recoverable amount is estimated.

The determination of fair value and value in use for proven oil and gas properties and fixed assets 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), tolling fees, reserves for oil and gas properties (see "Reverse Estimates" below), pipelines' useful lives, operating costs, decommissioning and site restoration cost, 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 the impact recorded in profit or loss.

l. Reserve estimates

The amounts recorded for depletion, depreciation and amortization as well as the recovery of the carrying value of oil and gas properties involving production of oil and gas reserves depends on estimated reserves of oil and gas. The primary factors affecting these estimates are technical engineering assessments of producible quantities of oil and gas reserves in place and economic constraints such as the availability of commercial markets for oil and gas production as well as assumptions related to anticipated commodity prices and the costs of development and production of the reserves.

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

- Asset carrying values may be affected due to changes in estimated future cash flows.
- Depreciation and amortization charged in the consolidated statements of income and other comprehensive income may change where such charges are determined on a units of production basis, or where the useful economic life of assets change.
- Decommissioning, site restoration and environmental provision may change where changes in estimated reserves affect expectations about the timing or cost of these activities.
- The carrying value of deferred tax assets/liabilities may change due to changes in estimates of the likely recovery of the tax benefits.

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	30 Desember 2020/ December 30, 2020 (Diaudit/ Audited)		31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	30 Desember 2020/ December 30, 2020 (Diaudit/ Audited)
4 KAS DAN SETARA KAS	1.176.975.582	1.179.044.518	4 CASH AND CASH EQUIVALENTS		
Jumlah saldo kas dan setara kas terdiri dari:			Total of cash and cash equivalent is consists of:		
Kas			Cash on Hand		
Rp 4.194.586.927 pada tahun 2021 dan			Rp 4.194.586.927 in 2021 and		
Rp 3.644.069.065 pada tahun 2020	287.853	258.353	Rp 3.644.069.065 in 2020		
Bank			Cash in Banks		
Rekening Dolar AS :			US Dollar Accounts :		
Entitas berelasi dengan pemerintah			Government-related entities		
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.	20.260.065	20.641.708	PT Bank Mandiri (Persero) Tbk		
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk.	108.199.214	121.835.764	PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk		
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk.	1.864.971	3.049.765	PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk		
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk.	-	-	PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk		
Pihak ketiga			Third parties		
Citibank N.A., Singapura	-	1.113.796	Citibank N.A., Singapore		
DBS Bank Ltd, Singapura	-	19.370	DBS Bank Ltd, Singapore		
PT Bank Sumitomo Mitsui Indonesia	-	11.774.081	PT Bank Sumitomo Mitsui Indonesia		
PT Bank UOB	13.820	-	PT Bank UOB		
Citibank N.A., Jakarta	1.678.081	30.591.274	Citibank N.A., Jakarta		
Sumitomo Mitsui Banking Corporation,	-	8.972.847	Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Singapore		
PT Bank BNP Paribas Indonesia	-	2.048.224	PT Bank BNP Paribas Indonesia		
PT Bank DBS Indonesia	-	304.872	PT Bank DBS Indonesia		
JP Morgan Chase, Texas	-	14.389.252	JP Morgan Chase, Texas		
Citibank International Ltd, Belanda	-	16.696	Citibank International Ltd, Netherlands		
PT Bank ANZ Indonesia	29.963	29.985	PT Bank ANZ Indonesia		
Rekening Rupiah :			Rupiah Accounts:		
Entitas berelasi dengan pemerintah			Government-related entities		
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk			PT Bank Mandiri (Persero) Tbk		
Rp 847.187.082.548 pada tahun 2021 dan			Rp 847.187.082.548 in 2021 and		
Rp 1.388.908.656.498 pada tahun 2020	58.138.010	99.914.298	Rp 1.388.908.656.498 in 2020		
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk			PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk		
Rp 105.084.331.864 pada tahun 2021 dan			Rp 105.084.331.864 in 2021 and		
Rp 339.093.779.381 pada tahun 2020	7.211.387	24.393.481	Rp 339.093.779.381 in 2020		
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk			PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk		
Rp 1.548.066.497.502 pada tahun 2021 dan			Rp 1.548.066.497.502 in 2021 and		
Rp 1.830.443.992.645 pada tahun 2020	106.235.692	131.677.145	Rp 1.830.443.992.645 in 2020		
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk			PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk		
Rp 5.665.805.429 pada tahun 2021 dan			Rp 5.665.805.429 in 2021 and		
Rp 7.863.962.512 pada tahun 2020	388.815	565.712	Rp 7.863.962.512 in 2020		
PT Bank Jatim			PT Bank Mandiri Syariah		
Rp - pada tahun 2021 dan			- in 2021 and		
Rp 132.907.461 pada tahun 2020	-	9.561	Rp 132.907.461 in 2020		
PT BPD Sumatera Selatan dan Bangka Belitung			PT BPD Sumatera Selatan dan Bangka Belitung		
Rp 488.992.960 pada tahun 2021 dan			Rp 488.992.960 in 2021 and		
Rp 3.319.044.463 pada tahun 2020	33.557	238.763	Rp 3.319.044.463 in 2020		
PT Bank Pembangunan Daerah Jambi			PT Bank Pembangunan Daerah Jambi		
Rp 397.182.570 pada tahun 2021 dan			Rp 397.182.570 in 2021 and		
Rp 5.395.937.269 pada tahun 2020	27.257	388.169	Rp 5.395.937.269 in 2020		
Pihak ketiga			Third parties		
PT Bank Central Asia Tbk			PT Bank Central Asia Tbk		
Rp 1.967.678.289 pada tahun 2021 dan			Rp 1.967.678.289 in 2021 and		
Rp 2.892.498.255 pada tahun 2020	135.031	208.078	Rp 2.892.498.255 in 2020		
PT Bank MNC			PT Bank MNC		
Rp - pada tahun 2021 dan			- in 2021 and		
Rp 11.315.414 pada tahun 2020	-	814	Rp 11.315.414 in 2020		
PT Bank DBS			PT Bank DBS		
Rp 1.434.767.448 pada tahun 2021 dan			Rp 1.434.767.448 in 2021 and		
Rp 5.046.605.139 pada tahun 2020	98.461	363.039	Rp 5.046.605.139 in 2020		
PT Bank UOB			PT Bank UOB		
Rp - pada tahun 2021 dan			- in 2021 and		
Rp 197.269.091 pada tahun 2020	-	14.191	Rp 197.269.091 in 2020		
Rekening Yen Jepang :			Japanese Yen (JPY) Account		
Entitas berelasi dengan pemerintah			Government-related entities		
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk			PT Bank Mandiri (Persero) Tbk		
JPY 671.385 pada tahun 2021 dan			JPY 671.385 in 2021 and		
JPY 105.118 pada tahun 2020	6.067	968	JPY 105.118 in 2020		
Pihak ketiga			Third parties		
PT Bank ANZ Indonesia			PT Bank ANZ Indonesia		
JPY 29.965 pada tahun 2021 dan			JPY 29.965 in 2021 and		
JPY 33.130 pada tahun 2020	271	305	JPY 33.130 in 2020		
Rekening Dolar Singapura :			Singapore Dollar Account		
Pihak ketiga			Third parties		
Citibank N.A., Jakarta			Citibank N.A., Jakarta		
SGD 42.450 pada tahun 2021 dan			SGD 42.450 in 2021 and		
SGD 52.330 pada tahun 2020	31.514	38.763	SGD 52.330 in 2020		
Sub Total	<u>304.352.175</u>	<u>472.600.922</u>	Sub Total		

4 KAS DAN SETARA KAS (Lanjutan)

Setara Kas - Deposito berjangka yang tidak dibatasi penggunaannya

Rekening Dolar AS :

Entitas berelasi dengan pemerintah

PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	-	-
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk	-	18.945.570
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	429.674.938	176.000.000
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	35.656.513	232.300.000
PT Bank Negara Indonesia Syariah	-	-
PT Bank Mandiri Syariah	-	-

Pihak ketiga

Citibank N.A., Jakarta	-	-
Bank CIMB Niaga	-	-

Rekening Rupiah :

Entitas berelasi dengan pemerintah

PT Bank Mandiri (Persero) Tbk		
Rp 435.630.879.182 pada tahun 2021 dan		
Rp 342.967.004.385 pada tahun 2020	29.895.058	24.672.110
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk		
Rp 372.390.138.954 pada tahun 2021 dan		
Rp 446.448.265.864 pada tahun 2020	25.555.184	32.116.270
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk		
Rp 1.159.922.863.989 pada tahun 2021 dan		
Rp 498.800.005.211 pada tahun 2020	79.599.428	35.882.311
PT Bank Rakyat Indonesia Syariah (Persero)		
Rp 145.720.000.000 pada tahun 2021 dan		
Rp 469.312.740.135 pada tahun 2020	10.000.000	33.761.078
PT Bank Tabungan Negara (Persero)		
Rp 2.532.800.000.070 pada tahun 2021 dan		
Rp - pada tahun 2020 dan	173.812.792	117.768.451
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk Syariah		
Rp 844.400.000.125 pada tahun 2021 dan		
Rp - pada tahun 2020	57.946.747	-
PT Bank BNI Syariah		
Rp - pada tahun 2021 dan		
Rp 49.276.820.840 pada tahun 2020	-	3.544.840
PT Bank Pembangunan Daerah Jambi		
Rp - pada tahun 2021 dan		
Rp 137.975.195.607 pada tahun 2020	-	9.925.559
PT Bank Jatim		
Rp 140.000.000.000 pada tahun 2021 dan		
Rp - pada tahun 2020	9.607.466	-

Pihak ketiga

Bank ICBC Indonesia		
Rp 2.727 pada tahun 2021 dan,		
Rp 99.999.993.600 pada tahun 2020	-	21.269.054
Sub Total	851.748.127	706.185.242
Total	<u>1.156.388.154</u>	<u>1.179.044.517</u>

Tingkat bunga tahunan deposito berjangka adalah sebagai berikut:

	Maret 31, 2021	December 31, 2020
Rekening Rupiah	3,70% - 4,50%	3,50% - 7,19%
Rekening Dolar AS	0,50% - 1,06%	0,50% - 3,65%

KAS YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA

	<u>95.380.085</u>	<u>95.248.298</u>
Entitas berelasi dengan pemerintah		
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	85.974.788	67.405.725
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	9.405.297	5.290.414
Rekening Dolar US :		
Pihak ketiga		
Bank BNP Paribas	-	18.000.000
PT Bank Sumitomo Mitsui Indonesia	-	4.552.159
Total	<u>95.380.085</u>	<u>95.248.298</u>

Dikurangi :		
Bagian tidak lancar	(92.380.085)	(76.572.454)

Kas yang dibatasi penggunaannya, bagian lancar	<u>3.000.000</u>	<u>18.675.844</u>
--	------------------	-------------------

4 CASH AND CASH EQUIVALENTS (Continued)

Cash Equivalents - Unrestricted Time Deposits

US Dollar Accounts :

Government-related entities

PT Bank Mandiri (Persero) Tbk		
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk		
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk		
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk		
PT Bank Negara Indonesia Syariah		
PT Bank Mandiri Syariah		

Third parties

Citibank N.A., Jakarta		
Bank CIMB Niaga		

Rupiah Accounts:

Government-related entities

PT Bank Mandiri (Persero) Tbk		
Rp 435.630.879.182 in 2021 and		
Rp 342.967.004.385 in 2020		
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk		
Rp 372.390.138.954 in 2021 and		
Rp 446.448.265.864 in 2020		
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk		
Rp 1.159.922.863.989 in 2021 and		
Rp 498.800.005.211 in 2020		
PT Bank Rakyat Indonesia Syariah (Persero)		
Rp 145.720.000.000 in 2021 and		
Rp 469.312.740.135 in 2020		
PT Bank Tabungan Negara (Persero)		
Rp 2.532.800.000.070 in 2021 and		
Rp - in 2020 and		
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk Syariah		
Rp 844.400.000.125 in 2021 and		
Rp - in 2020		
PT Bank BNI Syariah		
Rp - in 2021 and		
Rp 49.276.820.840 in 2020		
PT Bank Pembangunan Daerah Jambi		
Rp - in 2021 and		
Rp 137.975.195.607 in 2020		
PT Bank Jatim		
Rp 140.000.000.000 in 2021 and		
Rp - in 2020		

Third parties

Bank ICBC Indonesia		
Rp 2.727 in 2021 and,		
Rp 99.999.993.600 in 2020		
Sub Total		
Total		

The annual interest rates of time deposits are as follows:

	Rupiah Accounts	US Dollar Accounts
--	-----------------	--------------------

RESTRICTED CASH

Government-related entities

PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	
US Dollar Accounts:	
Third parties	
Bank BNP Paribas	
PT Bank Sumitomo Mitsui Indonesia	

Less:
Non-current portion

Restricted cash
Current portion

5 ASET KEUANGAN PADA NILAI WAJAR MELALUI PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN	65.026.935	65.775.856
Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui penghasilan komprehensif lain terdiri dari:		
Saldo awal	65.775.856	
Reklasifikasi ke aset keuangan pada nilai wajar melalui penghasilan komprehensif lain	-	186.360.050
Penambahan		
Pelepasan		(118.451.056)
Selisih kurs	(90.855)	
Kerugian dari aset Keuangan Pada nilai wajar melalui Penghasilan komprehensif lain		312.362
Keuntungan neto yang ditransfer dari ekuitas	(658.066)	(2148.834)
Saldo Akhir	65.026.935	65.775.856
Dolar AS		
Pihak berelasi		
Pertamina		
- Obligasi Pertamina	47.352.687	47.927.200
Pemerintah Indonesia		
- Obligasi INDON 22	10.357.795	10.423.000
- Surat Berharga Syariah Negara	4.165.964	4.198.800
	61.876.446	62.549.000
Rupiah		
Pihak berelasi		
- PT Aneka Tambang Tbk	1.739.120	1.802.728
- PT Pegadaian (Persero)	1.411.369	1.424.128
	3.150.489	3.226.856
Total investasi jangka pendek	65.026.935	65.775.856

Eksposur maksimum atas risiko kredit pada tanggal pelaporan adalah sebesar nilai tercatat instrumen utang diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual.

Tidak ada dari aset keuangan tersebut yang telah jatuh tempo atau mengalami penurunan nilai.

5 FINANCIAL ASSETS AT FAIR VALUE THROUGH OTHER COMPREHENSIVE INCOME

Financial assets measured at fair value through other comprehensive income include the following:

Beginning balance
Reclassification to financial assets - assets at fair value through other comprehensive income
Addition
Redemption
Foreign exchange differences
Net gains transferred from equity
Losses from foreign exchange
Ending balance
US Dollar
Related parties
Pertamina
Pertamina Bonds -
The Government of Indonesia
INDON 22 bonds -
Sharia Government Bonds -
Rupiah
Related parties
PT Aneka Tambang Tbk -
PT Pegadaian (Persero) -
Total short-term investments

The maximum exposure to credit risk at the reporting date is carrying value of the debt instruments classified as available-for-sale

None of these financial assets are either overdue or impaired.

6 PIUTANG USAHA	641.246.307	546.789.042	6 TRADE RECEIVABLES
Entitas berelasi dengan Pemerintah			Government-related entities
Niaga gas	119.683.339	110.193.522	Gas commercial
Transmisi gas	194.405.463	167.897.074	Gas transmission
Minyak dan gas	15.115.164	26.596.084	Oil and gas
Sub total	329.203.966	304.686.680	Sub total
Pihak ketiga			Third parties
Niaga gas	304.170.102	286.800.298	Gas commercial
Transmisi gas	15.824.000	13.866.035	Gas transmission
Minyak dan gas	48.495.254	7.567.447	Oil and gas
Sewa fiber optik	52.317.223	43.066.060	Fiber optic rental
Sub total	420.806.578	351.299.840	Sub total
Total	750.010.545	655.986.520	Total
Cadangan kerugian penurunan nilai	(108.764.237)	(109.197.477)	Allowance for impairment losses
Neto	641.246.308	546.789.043	
Piutang tidak lancar			Non- Current receivables
Piutang tidak lancar Entitas pihak ketiga			Non- Current receivables Third party entities
- Piutang sewa	74.302.882	74.192.661	Finance Leases
74.302.882		74.192.661	

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, jumlah kerugian penurunan piutang usaha Perusahaan adalah sebagai berikut:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021	31 Desember 2020/ December 31, 2020
Penurunan individual	89.944.109	99.336.816
Penurunan kolektif	18.820.128	9.860.661
Total	108.764.237	109.197.477

Perhitungan cadangan penurunan nilai piutang secara individual dilakukan untuk pelanggan yang secara nilai tidak signifikan dan ada kemungkinan gagal bayar. Perhitungan ini mempertimbangkan tren pembayaran piutang yang dilakukan oleh konsumen.

Perhitungan cadangan penurunan nilai piutang secara kolektif dilakukan untuk pelanggan yang secara nilai tidak signifikan dan ada kemungkinan gagal bayar. Perhitungan ini mempertimbangkan tren pembayaran piutang yang dilakukan oleh konsumen.

Analisa umur piutang usaha dihitung sejak tanggal faktur adalah sebagai berikut:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021	31 Desember 2020/ December 31, 2020
Lancar dan tidak mengalami penurunan nilai	460.701.129	387.416.667
Telah jatuh tempo		
> 1 bulan - 3 bulan	43.409.971	38.051.688
> 3 bulan - 6 bulan	29.364.866	25.739.175
> 6 bulan - 12 bulan	37.417.589	32.796.054
> 1 tahun	179.116.970	171.982.936
Total	750.010.545	655.986.520

Jumlah piutang usaha dalam mata uang Dolar Amerika Serikat untuk niaga gas bumi masing-masing adalah sebesar USD423,853,441 dan USD396,993,819 pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, untuk transmisi gas bumi masing-masing adalah sebesar USD210,229,463 dan USD181,763,109 pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, untuk minyak dan gas bumi masing-masing adalah sebesar USD63,610,419 dan USD34,163,531 tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 dan untuk sewa fiber optik dan lain-lain masing-masing adalah sebesar USD52,317,223 dan USD43,066,060 pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020.

Piutang usaha, selain piutang sewa guna usaha, tidak dikenakan bunga dan umumnya dikenakan syarat pembayaran selambat-lambatnya tanggal 20 di bulan penagihan.

Manajemen Grup berpendapat bahwa cadangan penurunan nilai adalah cukup untuk menutupi kemungkinan atas tidak tertagihnya piutang usaha.

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the total of impairment losses of the Company's trade receivables are as follows:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021	31 Desember 2020/ December 31, 2020
Penurunan individual	89.944.109	99.336.816
Penurunan kolektif	18.820.128	9.860.661
Total	108.764.237	109.197.477

Allowance for impairment for individual receivables is provided for customers that have insignificant balances and with possibilities of payment default. This calculation considers trends of payment made by customers.

Allowance for impairment for collective receivables is provided for customers that have insignificant balances and with possibilities of payment default. This calculation considers trends of payment made by customers.

The aging analysis of trade receivables based on invoice dates are as follows:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021	31 Desember 2020/ December 31, 2020
Lancar dan tidak mengalami penurunan nilai	460.701.129	387.416.667
Telah jatuh tempo		
> 1 month - 3 months	43.409.971	38.051.688
> 3 months - 6 months	29.364.866	25.739.175
> 6 months - 1 year	37.417.589	32.796.054
> 1 year	179.116.970	171.982.936
Total	750.010.545	655.986.520

Total trade receivables denominated in US Dollar amounted to USD423,853,441 and USD396,993,819 as of March 31, 2021 and December 31, 2020, respectively, for natural gas commercial, USD210,229,463 and USD181,763,109 as of March 31, 2021 and December 31, 2020, respectively, for natural gas transmission, USD63,610,419 and USD34,163,531, as of March 31, 2021 and December 31, 2020, respectively, for oil and gas and USD52,317,223 and USD43,066,066, as of March 31, 2021 and December 31, 2020, respectively, for fiber optic rental.

Trade receivables, other than finance lease receivables, are non-interest bearing and generally subject to the terms of payment at no later than the 20th of the billing month.

The management of the Group is of the opinion that the allowance for impairment is adequate to cover any loss from uncollectible accounts.

7 PIUTANG LAIN-LAIN

	<u>32.661.433</u>
Jumlah tersebut merupakan saldo piutang lain - lain yang terdiri dari :	
Pihak berelasi	
Piutang dari ventura bersama Transgasindo	3.736.726
Piutang bunga dan jasa sewa guna usaha	-
Piutang dari ventura bersama	
Bunga	1.304.818
Pihak Ketiga	
Piutang <i>Carried</i>	9.618.037
Pajak Pertambahan Nilai yang dapat ditagihkan Pemerintah Republik Indonesia	
Piutang penerusan pinjaman	1.301.663
Piutang dari PT Hoegh LNG Lampung	-
Uang muka proyek	-
Piutang dari operasi bersama	-
Piutang kepada Cophi	-
Panjar dinas	805.262
Piutang deviden PT TGI	-
Lain - lain	17.197.564
Jumlah	33.964.071
Cadangan kerugian penurunan nilai	(1.302.638)
Total	<u>32.661.433</u>

Piutang dari operasi bersama merupakan piutang yang berkaitan dengan aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas termasuk pembayaran cash

Piutang Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang dapat ditagihkan merupakan PPN yang dibayarkan oleh entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia, yang dapat ditagih kembali dari Satuan Kerja Khusus Pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

Piutang dari PT Hoegh LNG Lampung merupakan piutang sehubungan dengan pembayaran pajak pertambahan nilai atas importasi mesin/peralatan yang dilakukan PLI atas nama PT Hoegh LNG Lampung.

Piutang lain-lain dari Pemerintah Republik Indonesia merupakan piutang sehubungan dengan penerusan pinjaman yang dananya telah tersedia di Bank Indonesia pada tahun 2003 untuk ditarik oleh Perusahaan menunggu kelengkapan administratif.

Berdasarkan Surat Menteri Keuangan No. S/219/PB.3/2009, tanggal 6 Maret 2009 dinyatakan bahwa saldo pada rekening khusus telah ditransfer ke rekening Kas Negara dalam mata uang Dolar Amerika Serikat pada tanggal 12 Februari 2009 dan rekening tersebut telah ditutup pada tanggal 13 Februari 2009 sebagaimana dinyatakan dalam Surat Kepala Bagian Jasa Perbankan Bank Indonesia tanggal 19 Februari 2009 No. 11/49/DASP/LIP, mengenai pemindahan saldo rekening khusus dan penutupan rekening khusus yang tidak aktif, maka manajemen memutuskan untuk membentuk penyisihan atas seluruh piutang dari

Uang muka proyek merupakan pembayaran uang muka atas pembayaran kepada kontraktor atas pekerjaan pemeliharaan.

Manajemen Grup berpendapat bahwa cadangan penurunan nilai adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya piutang lain-lain.

64.822.649

7 OTHER RECEIVABLES

This amount represents other receivables balance consists of:

Association receivables from joint venture Transgasindo	3.876.466
Interests and services leasing receivables	-
Association receivables in 2019	838.141
Carried receivables	9.618.037
Reimbursable Value-Added Tax	
Government of the Republic of Indonesia	
Loan receivables	1.301.663
Receivable from PT Hoegh LNG Lampung	-
Advances for project	-
Joint operation receivables	3.586.202
Receivables to Cophi	-
Advances to employees	2.962.274
Dividen Receivable from PT TGI	-
Others	43.942.396
Total	66.125.179
Allowance for impairment losses	(1.302.530)
Total	<u>64.822.649</u>

Joint operations receivables represent receivables relating to oil and gas exploration and production activities including cash call payment.

Reimbursable Value Added Tax (VAT) represents VAT paid by subsidiary involved in oil and gas exploration and production in Indonesia which is reimbursable from Satuan Kerja Khusus Pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKKMIGAS).

Receivable from PT Hoegh LNG Lampung represent amounts due from in relation to the value added tax payments by PLI on imported machinerries/equipment on behalf of PT Hoegh LNG Lampung.

Other receivables from the Government of the Republic of Indonesia represent receivables in relation with the two-step loans which funds are available for the Company in Bank Indonesia in 2003 to withdraw pending the completion of certain administrative matters.

Based on the Ministry of Finance Letter No. S/219/PB.3/2009, dated March 6, 2009 which stated that the amount in the special account had been transferred to State Office Funds account in US Dollar currency on February 12, 2009 and such account had been closed on February 13, 2009, as stated in the Letter of Head of Banking Services of Bank Indonesia dated February 19, 2009 No. 11/49/DASP/LIP, regarding the transfer of special account amount and closing of inactive special account, the management decided to provide full allowance for these receivables from the Government of the Republic of Indonesia.

Advances for project represent payments to contractor relating to maintenance activities.

The management of the Group believes that the allowance for impairment losses is adequate to cover any loss from uncollectible of other receivables.

8 PERSEDIAAN 69.064.737

Jumlah tersebut dengan rincian sebagai berikut :

Suku Cadang	40.911.968
LNG dan Gas Alam	17.019.705
Suku cadang minyak dan gas, perlengkapan sumur dan lain	11.610.118
Penyisihan persediaan usang	(477.054)
Neto	<u>69.064.737</u>

Persediaan tidak dijadikan jaminan dan diasuransikan terhadap risiko kebakaran dan risiko lainnya berdasarkan suatu paket polis tertentu dengan jumlah pertanggungan sebesar IDR 83,631,063,463. Manajemen berpendapat bahwa jumlah pertanggungan tersebut cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas persediaan yang dipertanggungan tersebut.

Berdasarkan hasil penelaahan pada tanggal pelaporan, manajemen berkeyakinan bahwa penyisihan tersebut di atas cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian dari penurunan nilai pasar persediaan.

9 UANG MUKA 85.860.189

Jumlah tersebut merupakan saldo uang muka dengan rincian sebagai berikut :

Pembelian gas bumi	
Entitas berelasi dengan Pemerintah	
PT Pertamina EP	-
PT PHE WMO	-
Pihak ketiga	
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	52.444.200
PT Sadikun Niagamas Raya	-
Husky CNOC	12.266.987
Inti Alasindo Energi	5.422.121
Transportasi gas bumi	
Entitas berelasi dengan Pemerintah	
Uang muka bangunan Kerja Sama Operasi ("KSO")	23.070.342
Uang muka cash call	8.096.593
Pembelian barang dan jasa	13.625.931
Dikurangi:	
Bagian jangka panjang pembelian gas bumi	(5.422.121)
Uang muka bangunan kerja sama operasi Bagian Jangka Panjang	(23.070.342)
Pembelian barang jangka panjang	(2.473.082)
Pembelian gas bumi dan barang serta jasa bagian jangka pendek	83.960.632
Lain-lain	1.899.560
Total	<u>85.860.192</u>

Uang muka pembelian gas bumi merupakan pembayaran yang dilakukan sesuai dengan kesepakatan "Make-Up Gas" untuk selisih jumlah gas yang dialirkan dengan jumlah kuantitas pembelian gas minimum seperti yang tertera dalam Perjanjian Jual Beli Gas (Catatan 39). Uang muka tersebut akan dikreditkan dengan kelebihan kuantitas gas yang dialirkan dengan jumlah kuantitas pembelian gas bumi minimum yang terjadi setelahnya.

Uang muka ship or pay merupakan pembayaran atas jasa pengangkutan gas bumi melalui pipa untuk selisih jumlah gas yang dialirkan dengan jumlah kuantitas gas bumi minimum yang dialirkan melalui pipa seperti yang tertera dalam Perjanjian Penyaluran Gas melalui EJGP (Catatan 39). Uang muka tersebut akan dikreditkan dengan kelebihan kuantitas gas yang dialirkan dengan jumlah kuantitas gas minimum yang disalurkan melalui pipa yang terjadi setelahnya.

Manajemen berpendapat bahwa seluruh uang muka tersebut dapat dipulihkan.

68.893.975

8 INVENTORIES

This amount with detail as follow:

Spare parts	13.216.726
LNG and Natural Gas	3.037.480
Oil and gas sparepart, well supplies and others	53.427.484
Allowance for inventory obsolescence	(787.715)
Net	<u>68.893.975</u>

Inventories are not pledged and are insured against losses from fire and other risks under blanket policies for IDR 83,631,063,463. The management of the Company believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses from such risks.

Based on a review at the reporting dates, management believes that the above allowance is adequate to cover possible losses from decline in market values of inventories.

9 ADVANCES

This amount represents advances balance with the detail as follows:

Purchase of natural gas	
Government-related entity	
PT Pertamina EP	-
PT PHE WMO	-
Third parties	
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	48.983.305
PT Sadikun Niagamas Raya	-
Husky CNOC	12.628.535
Inti Alasindo Energi	5.492.734
Transportation of natural gas	
Government-related entity	
Advance for joint Operation Building	24.678.557
Advance for cash call	6.481.575
Purchase of goods and services	13.645.429
Less:	
Long-term purchase of natural gas	(5.492.734)
Advance for joint operation building Long Term	(24.678.557)
Long-term purchase of goods	(1.715.171)
Current portion of long-term purchase of natural gas and goods and services	80.023.676
Others	2.833.769
Total	<u>82.857.445</u>

The advances for purchase of natural gas represents payments made under the Make-Up Gas arrangements for the difference between the delivered quantity and the minimum purchase quantity of natural gas as stated in the Gas Sale and Purchase Agreements (Note 39). Such advances will be applied against future deliveries of quantities over the minimum specified purchase quantities of natural gas.

The ship or pay advance is payment of gas transmission fee using pipeline for the difference between the delivered quantity and the minimum delivery quantity of natural gas as stated in Transportation Gas Agreement through EJGP (Note 39). Such advance will be applied against future deliveries of quantities over the minimum specified delivery quantities of natural gas.

The management is of the opinion that all of such advances can be recovered.

10 BEBAN DIBAYAR DIMUKA

7.905.978

Jumlah tersebut merupakan saldo beban yang dibayar dimuka, dengan rincian sebagai berikut:

Jaminan dibayar di muka		
Pajak Penghasilan - Pasal 21	-	-
Pajak Penghasilan - Pasal 22	-	-
Pajak Penghasilan - Pasal 23	-	-
Pajak Penghasilan - Pasal 25	-	-
Pajak Pertambahan Nilai	-	-
PPN	-	-
Beban dibayar dimuka		
Sewa	57.653.288	57.652.795
Joint interest billing dari aktivitas minyak dan gas	2.275.218	2.824.031
Lain-lain	2.592.586	2.683.384
Total	62.521.091	63.160.210
Dikurangi :		
Bagian tidak lancar	(54.615.113)	(55.780.559)
Beban dibayar dimuka, bagian lancar	7.905.978	7.379.651

11 PIUTANG LAIN-LAIN JANGKA PANJANG

72.580.404

Jumlah tersebut merupakan saldo piutang lain-lain jangka panjang, dengan rincian sebagai berikut:

Piutang pinjaman ke PDG	7.381.407	15.148.299
Piutang carry	1.910.889	9.816.636
Piutang dari KUFPEC	7.724.776	7.771.788
Pajak Pertambahan Nilai yang dapat ditagihkan	55.563.331	56.219.656
Sub-total	72.580.403	88.956.378
Penyesuaian nilai wajar	-	-
Saldo akhir	72.580.403	88.956.378

Berdasarkan perjanjian Farm Out Bangkanai PSC tanggal 11 Maret 2013, SBK akan melakukan pembayaran carry kepada Salamander Energy (Bangkanai) Limited atas biaya pengembangan sebesar USD30.000.000, biaya pengeboran di sumur West Kerendan-1 sebesar USD5.600.000, dan biaya pengeboran sumur eksplorasi berikutnya sebesar USD1.500.000 di blok tersebut. Sampai tanggal 31 Desember 2014, jumlah yang telah dibayarkan oleh SBK sebesar USD35.600.000. SBK dapat memulihkan biaya pengembangan dan pengeboran tersebut pada saat aktivitas produksi, dengan nilai maksimum sebesar jumlah

Pada tanggal 12 Februari 2014, SEMB, entitas anak, melakukan perjanjian jual beli 11,6% participating interest di Muara Bakau PSC dengan GDF SUEZ Exploration Indonesia B.V. Berdasarkan Carry Agreement, Muara Bakau PSC tanggal 12 Februari 2014, SEMB telah memberikan pinjaman/carry cost senilai USD250.000.000 kepada GDF Suez Exploration Indonesia B.V. atas biaya pengembangan sumur Jangkrik.

Piutang dari Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) (KUFPEC) merupakan piutang sehubungan dengan beban pajak yang terutang di SIP yang ditanggung oleh KUFPEC sesuai dengan Perjanjian Jual Beli Kufpec Indonesia Pangkah B.V. antara SEI dengan KUFPEC tanggal 24 April 2013.

Manajemen Grup berpendapat bahwa saldo seluruh piutang tersebut dapat ditagih sehingga tidak diperlukan cadangan kerugian penurunan nilai.

10 PREPAID EXPENSES

This amount represents prepaid expenses with the detail as follow:

Deposits	
Income Tax - Chapter 21	-
Income Tax - Chapter 22	-
Income Tax - Chapter 23	-
Income Tax - Chapter 25	-
Value Added Tax	-
VAT	-
Prepaid expenses	
Rent	-
Joint interest billing from oil and gas activities	-
Others	-
Total	63.160.210
Less:	
Non-current portion	(55.780.559)
Total prepaid expenses, current	7.379.651

11 OTHER LONG-TERM RECEIVABLES

This amount represents other long-term receivables with the detail as follow:

Loan Receivable to PDG	15.148.299
Carry receivables	9.816.636
Receivable from KUFPEC	7.771.788
Reimbursable Value-Added Tax	56.219.656
Sub-total	88.956.378
Fair value adjustment	-
Ending Balance	88.956.378

Based on Farm Out Agreement of Bangkanai PSC dated March 11 2013, SBK will pay carry to Salamander Energy (Bangkanai) Limited amounting to USD30,000,000 for development costs, USD5,600,000 for drilling cost in West Kerendan-1 Well and USD1,500,000 for the following exploration drilling cost in such block. Until December 31, 2014, the amount paid by SBK was USD35,600,000. SBK can recover the development and drilling cost during the production activities, to a maximum of the above amounts.

On February 12, 2014, SEMB, a subsidiary, signed a sale and purchase agreement of 11.6% participating interest in Muara Bakau PSC with GDF SUEZ Exploration Indonesia B.V. Based on Carry Agreement of Muara Bakau PSC dated on February 12, 2014, SEMB has given a carried cost loan in amount of USD 250,000,000 to GDF Suez Exploration Indonesia B.V. for Jangkrik development.

Receivables from Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) (KUFPEC) represent tax expense incurred in SIP which will be borne by KUFPEC based on Sales Purchase Agreement of Kufpec Indonesia Pangkah B.V. between SEI with KUFPEC dated April 24, 2013.

The management of the Group believes that all of the receivables are collectible. Hence, no allowance for impairment losses has been provided.

12 PENYERTAAN SAHAM	371.449.438	341.091.360	12 INVESTMENT IN SHARES OF STOCK
Jumlah tersebut merupakan saldo penyertaan saham, dengan rincian sebagai berikut:			This amount represents investment in shares of stock with the detail as follow:
Entitas Induk			The Company
<u>Metode ekuitas</u>			<u>Equity method</u>
PT Pertagas- perta samtan, PDG	74.321.674	84.833.304	
PT PGN Mass - Perkasa	5.792.993	4.815.932	PT PGN Mass Perkasa
KSO JUP- Gagas	406.653	603.542	KSO JUP- Gagas
PT Transgasindo	164.904.709	183.386.634	PT Transgasindo
PT Nusantara Regas	95.662.613	92.859.276	PT Nusantara Regas
Ditambah/dikurangi:			Add/less:
Pembagian dividen, reklasifikasi			Payment of dividend, reclassification
- PT Transgasindo	-	(47.597.934)	PT Transgasindo
- PT Pertagas- perta samtan, PDG	-	(23.099.998)	PT Pertagas- perta samtan, PDG
- PT Nusantara Regas	-	(6.002.586)	PT Nusantara Regas -
- PT PGN Mass - Perkasa	-	-	Share in net earnings/loss
- KSO JUP- Gagas	-	-	KSO JUP- Gagas
Bagian laba rugi neto			
- KSO JUP- Gagas	(6.259)	(196.889)	KSO JUP- Gagas
- PT Transgasindo	11.419.589	29.116.009	PT Transgasindo
- PT Nusantara Regas	9.616.363	8.805.923	PT Nusantara Regas -
- PT PGN Mass - Perkasa	525.649	977.061	PT PGN Mass - Perkasa -
- PT Pertagas- perta samtan, PDG	8.802.735	12.588.368	
Total	371.446.720	341.088.642	Total
<u>Metode biaya perolehan</u>			<u>Cost method</u>
PT Gas Energi Jambi (GEJ)	2.718	2.718	PT Banten Gas Synerqi
Total, Neto	371.449.438	341.091.360	Total, Net

31 Maret 2021 / March 31, 2021

	% kepemilikan efektif/ % of effective ownership	Pada awal tahun/ At beginning of year	Penambahan/ Additions	Reklasifikasi/ Reclassification	Bagian laba (rugi)/ Share in profit (loss)	Pada akhir tahun/ At the end of period
Metode ekuitas/Equity method						
PT Perta Samtan Gas	66,00%	70.071.268	-	-	7.738.571	77.809.839
PT Perta Daya Gas	65,00%	4.250.406	-	-	1.064.164	5.314.570
PT Transportasi Gas Indonesia	59,87%	164.904.709	-	-	11.419.589	176.324.298
PT Nusantara Regas	40,00%	95.662.613	-	-	9.616.363	105.278.976
KSO JUP- Gagas	51%	406.653	-	-	(6.259)	400.394
PGN Mass - Perkasa	60%	5.792.993	-	-	525.649	6.318.642
Metode biaya perolehan/Cost method						
Perusahaan/The Company						
PT Banten Gas Synerqi	1,00%	2.718	-	-	-	2.718
Total		336.840.955	-	-	29.293.913	371.449.438

31 Desember 2020 / December 31, 2020

	% kepemilikan efektif/ % of effective ownership	Pada awal tahun/ At beginning of year	Penambahan/ Additions	Reklasifikasi/ Reclassification	Bagian laba (rugi)/ Share in profit (loss)	Pada akhir tahun/ At the end of year
Metode ekuitas/Equity method						
PT Perta Daya Gas	66,00%	79.959.703	-	(23.099.998)	13.211.563	70.071.268
PT Transportasi Gas Indonesia	65,00%	4.873.601	-	-	(623.195)	4.250.406
PT Transportasi Gas Indonesia	59,87%	183.386.634	-	(47.597.934)	29.116.009	164.904.709
PT Nusantara Regas	40%	92.859.276	-	(6.002.586)	8.805.923	95.662.613
KSO JUP- Gagas	51%	603.542	-	-	(196.889)	406.653
PGN Mass - Perkasa	60%	4.815.932	-	-	977.061	5.792.993
Metode biaya perolehan/Cost method						
Perusahaan/The Company						
PT Banten Gas Synerqi	1%	2.718	-	-	-	2.718
Total		361.627.805	-	(76.700.518)	51.913.667	341.091.361

Sehubungan dengan penerapan PSAK No. 65 dan PSAK No. 66 sebagaimana diungkapkan pada Catatan 2, manajemen mengevaluasi kembali investasinya pada Transgasindo dengan persentase kepemilikan 59,87% dan PT Nusantara Regas dengan persentase kepemilikan 40%. Berdasarkan evaluasi tersebut, manajemen menetapkan bahwa pengendalian tersebut merupakan pengendalian bersama dan mencerminkan investasi pada ventura bersama yang dicatat dengan menggunakan metode ekuitas.

In relation to the adoption of PSAK No. 65 and PSAK No. 66 as discussed in Note 2, the management re-evaluate investment in Transgasindo with percentage ownership of 59.87% and PT Nusantara Regas with percentage ownership of 40%. Based on such evaluation, the management determined that the nature of control in such companies represent a joint control and the interest represents investment in joint venture accounted for using the equity method.

12 PENYERTAAN SAHAM (Lanjutan)

12 INVESTMENT IN SHARES OF STOCK (Continued)

PT Transportasi Gas Indonesia ("Transgasindo")

PT Transportasi Gas Indonesia ("Transgasindo")

Transgasindo didirikan pada tahun 2002, dan bergerak dibidang transportasi gas. Transgasindo memiliki infrastruktur pipa gas Jaringan Pipa Transmisi Grissik-Duri dan Grissik-Singapura.

Transgasindo was established in 2002, engage in gas transportation. Transgasindo owns Grissik-Duri Pipeline and Grissik- Singapore pipeline.

PT Nusantara Regas - Regas

PT Nusantara Regas - Regas

Pada tanggal 14 April 2010, Perusahaan dan PT Pertamina (Persero) menandatangani Akta Pendirian PT Nusantara Regas, dengan kegiatan usaha dibidang pengelolaan dan pengembangan fasilitas Floating Storage and Regasification Terminal ("FSRT") di Jawa Barat, termasuk pembelian gas alam cair ("LNG") untuk diolah melalui FSRT dan pemasaran atas hasil olahan FSRT.

On April 14, 2010, the Company and PT Pertamina (Persero) signed the Deed of Establishment of PT Nusantara Regas, which engages in the management and development of Floating Storage and Regasification Terminal facilities ("FSRT") in West Java, including purchase of Liquefied Natural Gas ("LNG") and marketing of products arising from the operations of FSRT.

PT Banten Gas Synergi

PT Banten Gas Synergi

Perusahaan melakukan penyertaan saham pada PT Banten Gas Synergi yang bergerak dalam bidang transportasi dan distribusi gas bumi, dengan harga perolehan sebesar Rp25.000.000 (setara dengan USD2.718) yang merupakan persentase kepemilikan sebesar 1%. Pada tanggal 14 November 2012, kepemilikan Perusahaan berubah menjadi 0,14% dikarenakan adanya penambahan setoran modal di PT Banten Gas Synergi.

The Company has invested in shares of stock of PT Banten Gas Synergi, which is engaged in transportation and distribution of natural gas, with acquisition cost amounting to Rp25,000,000 (equivalent to USD2,718) which represents 1% ownership interest. On November 14, 2012, the Company's ownership interest was changed to 0.14% due to there was an additional of shares issuance in PT Banten Gas Synergi.

13 ASET TETAP

3.187.467.638

3.233.557.336

13 FIXED ASSETS

Jumlah tersebut merupakan saldo buku aset tetap dengan rincian sebagai berikut :

This amount represents fixed assets with the detail as follow:

		31 Maret 2021/ March 31, 2021				
	Saldo Awal/ Beginning Balances	Penambahan/ Additions	Pengurangan / Disposal	Saldo Akhir/ Ending balances		Carrying value
Nilai Tercatat						
Tanah	100.304.908	10.474	(37.998)	100.277.384		Land
Bangunan dan prasarana	212.907.291	147.474	(593.769)	212.460.995		Buildings and improvements
Mesin dan Peralatan	4.446.596.873	26.077.829	(7.607.631)	4.465.067.070		Machineries and equipment
Kendaraan Bermotor	8.307.693	35.205	(393.055)	7.949.843		Vehicles
Peralatan Kantor	22.153.732	93.820	(377.970)	21.869.582		Office equipment
Peralatan dan Perabot	14.175.691	5.988	(82.689)	14.098.989		Furnitures and fixtures
Aset Dalam Pelaksanaan	539.464.938	29.833.266	(38.912.685)	530.385.519		Construction in progress
Aset Belum Terpasang	8.661.141	662.270	(547.443)	8.775.968		Uninstalled assets
Aset Sewa Guna Usaha	584.588.676	-	(1.913.612)	582.675.064		Financial Lease Assets
Aset Kerjasama Operasi						Joint venture assets
Tanah	1.745.636	181.060	-	1.926.696		Land
Total Nilai Tercatat	5.938.906.578	57.047.387	(50.466.853)	5.945.487.112		Total carrying value
Akumulasi Penyusutan						Accumulated depreciation
Bangu	99.859.399	2.427.812	(116.944)	102.170.267		
Mesin dan Peralatan	2.515.735.866	41.168.567	(386.071)	2.556.518.361		Buildings and improvements
Kendaraan Bermotor	4.730.869	66.923	(138.510)	4.659.282		Machineries and equipment
Peralatan Kantor	18.951.245	363.606	(190.495)	19.124.356		Vehicles
Peralatan dan Perabot	11.996.291	109.735	(589)	12.105.438		Office equipment
Aset Belum terpasang	5.356.656	50.183	(10.910)	5.395.930		Furnitures and fixtures
Aset Sewa Guna Usaha	48.718.918	9.327.104	(181)	58.045.841		Financial Lease Assets
Total Akumulasi Penyusutan	2.705.349.244	53.513.930	(726.756)	2.758.019.474		Total accumulated depreciation
Nilai Buku	3.233.557.335			3.187.467.638		Book Value
31 Desember 2020/ December 31, 2020						
	Saldo Awal/ Beginning Balances	Penambahan/ Additions	Pengurangan / Disposal	Saldo Akhir/ Ending balances		Carrying value
Nilai Tercatat						
Tanah	98.587.072	1.717.836	-	100.304.908		Landrights
Bangunan dan prasarana	201.935.981	10.971.310	-	212.907.291		Buildings and improvements
Mesin dan Peralatan	4.344.231.615	102.365.258	-	4.446.596.873		Machineries and equipment
Kendaraan Bermotor	8.481.813	115.061	(289.181)	8.307.693		Vehicles
Peralatan Kantor	24.139.464	-	(1.985.732)	22.153.732		Office equipment
Peralatan dan Perabot	11.839.376	2.336.315	-	14.175.691		Furnitures and fixtures
Aset Dalam Pelaksanaan	490.434.665	179.416.749	(130.386.476)	539.464.938		Construction in progress
Aset Sewa Guna Usaha	584.384.833	203.843	-	584.588.676		Financial Lease Assets
Aset Belum Terpasang	8.583.757	705.602	(628.218)	8.661.141		Uninstalled assets
Aset Kerjasama Operasi						Joint venture assets
Tanah	2.359.175	-	(613.539)	1.745.636		Land
Total Nilai Tercatat	5.774.977.751	297.831.974	(133.903.146.00)	5.938.906.579		Total carrying value
Akumulasi Penyusutan						Accumulated depreciation
Bangunan dan prasarana	88.392.879	12.260.744	(794.224)	99.859.399		Buildings and improvements
Mesin dan Peralatan	2.345.109.270	170.752.497	(125.901)	2.515.735.866		Machineries and equipment
Kendaraan Bermotor	4.780.529	199.072	(248.732)	4.730.869		Vehicles
Peralatan Kantor	18.521.706	1.491.458	(1.061.919)	18.951.245		Office equipment
Peralatan dan Perabot	11.229.686	1.026.013	(259.408)	11.996.291		Furnitures and fixtures
Aset sewa	4.646.462	44.072.456	-	48.718.918		Leases assets
Aset Belum terpasang	4.997.605	483.136	(124.085)	5.356.656		Uninstalled assets
Total Akumulasi Penyusutan	2.477.678.137	230.285.376	(2.614.269)	2.705.349.244		Total accumulated depreciation
Nilai Buku	3.297.299.614			3.233.557.335		Book Value

13 ASET TETAP (Lanjutan)

Aset Kerjasama Operasi merupakan tanah milik Perusahaan di Surabaya yang digunakan oleh PT Citraagung Tirta Jatim untuk pembangunan pusat perbelanjaan dan tanah di Kantor Pusat Jakarta yang akan digunakan oleh PT Winatek Sinergi Mitra Bersama untuk pembangunan pusat perbelanjaan, fasilitas parkir dan fasilitas pendukung lainnya (Catatan 39)

Jangka waktu hak atas tanah (Hak Guna Bangunan) yang dimiliki oleh Grup akan berakhir pada berbagai tanggal mulai dari Mei 2022 sampai Maret 2044 dan dapat diperpanjang.

Penyusutan yang dibebankan pada usaha masing-masing sebesar USD49,150,080 dan USD39,355,186 untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Maret 2020 (Catatan 27, 28 dan 29).

Pada tanggal 31 Maret 2021, aset tetap Perusahaan diasuransikan terhadap kerugian akibat kebakaran dan risiko lain berdasarkan suatu paket polis tertentu dengan total nilai pertanggungan untuk pipa onshore sebesar USD 50,000,000 untuk setiap kejadian kerugian atas nilai pertanggungan sebesar USD 946,642,786 dan nilai pertanggungan untuk aset offshore sebesar USD 50,000,000 untuk setiap kejadian kerugian atas nilai pertanggungan sebesar USD 391,313,931 untuk pipa offshore, sebesar USD 42,096,077 untuk peralatan mesin dan IDR 14,590,912,487,543 untuk aset lainnya. Aset tetap Entitas Anak diasuransikan terhadap kerugian akibat kebakaran dan risiko lain berdasarkan suatu paket polis tertentu dengan total nilai pertanggungan untuk fasilitas pendukung FSRU Lampung sebesar USD 261,108,182, aset SPBG PT Gagas Energi Indonesia sebesar IDR 297,187,163,433, aset PT Kalimantan Jawa Gas (KALIJG) sebesar USD 267,570,793, dan aset PT Pertagas sebesar USD 1,530,078,697.60.

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, jumlah harga perolehan aset tetap Grup yang telah disusutkan penuh dan masih digunakan dalam kegiatan operasional adalah masing-masing sebesar USD 215,123,745 dan USD243,734,405.

Berdasarkan penilaian manajemen Grup, nilai terpulihkan aset tetap pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 masih di atas nilai buku aset tetap pada tanggal tersebut. Pada tanggal 31 Maret 2021, tidak terdapat indikasi baru atas penurunan nilai terhadap aset tetap Perusahaan.

13 FIXED ASSETS (Continued)

Joint Venture Assets represent the Company's land in Surabaya which is used by PT Citraagung Tirta Jatim for shopping center development and Head Office's land in Jakarta which is used by PT Winatek Sinergi Mitra Bersama for development of shopping center, parking facility and other supporting facilities (Note 39).

The terms of the landrights ("Hak Guna Bangunan") owned by the Group will be expired in various dates from May 2022 to March 2044 and can be extended.

Depreciation charged to operations amounted to USD49,150,080 and USD30,355,186 for the periods ended March 31, 2021 and March 31, 2020 respectively (Note 27, 28 and 29).

As of March 31, 2021, fixed assets are covered by insurance against losses from fire and other risks under certain blanket policies for with sum insured for onshore pipeline of USD 50,000,000 for any one accident or occurrence of sum insured totaling USD 946,642,786 and offshore pipeline of USD 50,000,000 for any one accident or occurrence of sum insured totaling USD 391,313,931 for offshore pipeline, USD 42,096,077 for machinery breakdown and IDR 14,590,912,487,543 for other assets. The Subsidiaries' fixed assets are covered by insurance against losses from fire and other risks under certain blanket policies for with sum insured for support facilities Lampung FSRU of USD 261,108,182 asset SPBG PT Gagas Energi Indonesia for IDR 297,187,163,433, PT Kalimantan Jawa Gas (Kalija) Asset for USD 267,570,793, and PT Pertagas asset for USD 1,530,078,697.60.

As of December 31, 2020 and December 31, 2019, the cost of the Group's fixed assets which have been fully depreciated and still used in the operational activities amounted to USD200,901,338 and USD 142,350,549, respectively.

Based on the assessment of the management of the Group, the fixed asset's recoverable amount is still exceeding their respective carrying amount as of March 31, 2021 and December 31, 2020. As of March 31, 2021, there were no new indications of impairment for the Company's fixed asset.

14 ASET MINYAK DAN GAS

1,361,869,122

1,380,716,623

14 OIL AND GAS ASSETS

a. Aset eksplorasi dan evaluasi

Saldo 31 Desember 2016	52,594,652
Sesulu	23,082,700
Bangkanai Barat	809,566
Wokam	292,882
Saldo 31 Desember 2017	76,779,800
Sesulu	16,134,044
Bangkanai Barat	980,441
Wokam	3,630,729
Saldo 31 Desember 2018	97,525,013
Sesulu	5,124,218
Bangkanai Barat	1,696,351
Wokam	157,167
Saldo 31 Desember 2019	104,502,748
Sesulu	195,233
Bangkanai Barat	305,825
Wokam	122,598
Saldo 31 Desember 2020	105,126,405
Sesulu	5,614
Bangkanai Barat	103,001
Wokam	-
Saldo 31 Maret 2021	105,235,019

52,594,652
23,082,700
809,566
292,882
76,779,800
16,134,044
980,441
3,630,729
97,525,013
5,124,218
1,696,351
157,167
104,502,748
195,233
305,825
122,598
105,126,405
5,614
103,001
-
105,235,019

a. Exploration and

Balance December 31, 2016
Sesulu
Bangkanai Barat
Wokam
Balance December 31, 2017
Sesulu
Bangkanai Barat
Wokam
Balance December 31, 2018
Sesulu
Bangkanai Barat
Wokam
Balance December 31, 2019
Sesulu
Bangkanai Barat
Wokam
Balance December 31, 2020
Sesulu
Bangkanai Barat
Wokam
Balance March 31, 2021

b. Properti minyak dan gas - neto

Sumur dan perlengkapan terkait dan fasilitasnya	2,784,612,227
Total	2,784,612,227
Akumulasi penyusutan, deplesi, amortisasi dan cadangan penurunan nilai	(1,527,978,124)
Nilai Buku	1,256,634,103
Total	1,361,869,122

2,783,165,878
2,783,165,878
(1,487,575,660)
1,275,590,218
1,380,716,623

Wells and related equipment and facilities
Total
Accumulated depreciation, depletion, amortization and impairment reserves
Book
Total

31 Maret 2021 / March 31 2021

	Saldo awal /Beginning balance (Jan 2021)	Penambahan/ Addition	Saldo akhir/ Ending balance
Harga Perolehan			
Ketapang	309,335,527	8,309,193	317,644,720
Bangkanai	95,985,448	87,226	96,072,674
Pangkah	1,237,384,366	9,688,370	1,247,072,736
Fasken	351,337,622	3,097,981	354,435,603
Muriah	118,664,029	0	118,664,029
Sanga-sanga	36,398,797	-	36,398,797
Muara Bakau	614,060,089	263,579	614,323,668
	2,763,165,878	21,446,349	2,784,612,227
Akumulasi Penyusutan, Deplesi, Amortisasi dan Penurunan Nilai	(1,487,575,660)	(40,402,464)	(1,527,978,124)
Nilai Buku Bersih	1,275,590,218	(18,956,115)	1,256,634,103

Accumulated Depreciation, Depletion, Amortisation and Impairment Net book Value

31 Desember 2020 / December 31 2020

	Saldo awal /Beginning balance (Jan 2020)	Penambahan/ Addition	Saldo akhir/ Ending balance
Harga Perolehan			
Ketapang	289,459,892	19,875,635	309,335,527
Bangkanai	95,544,391	441,057	95,985,448
Pangkah	1,151,602,840	85,781,526	1,237,384,366
Fasken	346,190,778	5,146,844	351,337,622
Muriah	118,663,106	923	118,664,029
Sanga-sanga	36,398,797	-	36,398,797
Muara Bakau	603,934,452	10,125,637	614,060,089
	2,641,794,256	121,371,622	2,763,165,878
Akumulasi Penyusutan, Deplesi, Amortisasi dan Penurunan Nilai	(1,245,975,761)	(241,599,899)	(1,487,575,660)
Nilai Buku Bersih	1,395,818,495	(120,228,277)	1,275,590,218

Accumulated Depreciation, Depletion, Amortisation and Impairment Net book Value

14 ASET MINYAK DAN GAS (Lanjutan)

14 OIL AND GAS ASSETS (Continued)

c. Uji penurunan nilai atas properti minyak dan gas

Pengujian penurunan nilai atas properti minyak dan gas dilakukan ketika terdapat suatu indikasi bahwa nilai tercatat properti minyak dan gas tersebut mengalami penurunan. Dalam hal ini, manajemen Grup menentukan hak kepemilikan pada masing-masing blok sebagai satu UPK.

Jumlah terpuhlikan UPK dinilai dengan metode nilai pakai. Perhitungan ini menggunakan proyeksi arus kas berdasarkan pendapatan yang akan diterima dari kegiatan produksi minyak dan gas dengan periode proyeksi hingga akhir masa PSC. Rencana produksi pada proyeksi arus kas ini tidak melampaui cadangan minyak dan gas atau akhir masa PSC.

Perhitungan arus kas diskonto yang digunakan meliputi proyeksi arus kas di masa depan dan mendiskontokannya menjadi nilai kini. Proses pendiskontoan menggunakan tingkat pengembalian yang sesuai dengan risiko terkait dengan bisnis atau aset dan nilai waktu uang.

Berdasarkan perhitungan uji penurunan nilai, manajemen berkesimpulan tidak terdapat tambahan penurunan nilai per 31 Maret 2021

Asumsi utama yang digunakan dan nilai terpuhlikan dalam perhitungan nilai pakai pada 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 adalah sebagai berikut:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021
Harga minyak 1-3 tahun	USD48.00 - USD60.00
Harga minyak di atas 3 tahun	USD 64.00
Harga gas	Sesuai kontrak pejualan/Based on sales agreement
Tingkat diskonto	
Blok Pangkah	8,00%
Blok Ketapang	8,00%
Blok Muara Bakau	8,00%
Blok Fasken	7,05%
Blok Muriah	10,00%
Bangkanai	8,00%
Periode arus kas	
Blok Pangkah	sampai/until 2046
Blok Ketapang	sampai/until 2028
Blok Muara Bakau	sampai/until 2032
Blok Fasken	sampai/until 2040
Blok Muriah	sampai/until 2026
Bangkanai	sampai/until 2033
Nilai terpuhlikan	
Blok Pangkah	USD583.900.000
Blok Ketapang	USD86.600.000
Blok Muara Bakau	USD195.800.000
Blok Fasken	USD171.400.000
Blok Muriah	USD16.700.000
Bangkanai	USD75.600.000

Asumsi lain yang digunakan oleh manajemen adalah lifting dan beban operasi dan modal. Lifting tahunan dan beban operasi dan modal diproyeksikan berdasarkan rencana bisnis manajemen dengan mempertimbangkan kondisi saat ini dan ekspektasi masa depan.

Sensitivitas nilai terpuhlikan terhadap perubahan asumsi utama adalah sebagai berikut:

	Perubahan asumsi/Change in assumptions
31 Maret 2021	
Tingkat diskonto	kenaikan/increase by 1%
Harga minyak	penurunan/decrease kenaikan/increase by 10% penurunan/decrease by 10%
31 Desember 2020	
Tingkat diskonto	kenaikan/increase by 1%
Harga minyak	penurunan/decrease kenaikan/increase by 10% penurunan/decrease by 10%

c. Impairment test on oil and gas properties

Impairment test on oil and gas properties is performed when circumstances indicate the CGU's carrying value may be impaired. In this matter, the management of the Group determined the participating interests in the respective blocks as a CGU.

The recoverable amount of the CGUs is determined based on the value-in-use method. These calculations use cash flow projections based on revenue generated from oil and gas production and projections until the end of PSC. Production plan used in the cashflow projection, do not exceed oil and gas reserves or the end of the period of PSC.

A discounted cash flow calculation was used, which involved projecting cash flows and discounting them back to present value. The discounting process uses a rate of return that is commensurate with the risk associated with the business or asset and the time value of money.

Based on impairment test calculation, management concluded that there is no addition impairment as of March 31, 2021

The key assumption used and recoverable amounts for value-in-use calculations as at March 31, 2021 and December 31, 2020 are as follows:

	31 Desember 2020/ December 31, 2020	
USD48.00 - USD60.00	USD 64.00	Oil Prices year 1-3
Sesuai kontrak pejualan/Based on sales agreement		Oil Prices beyond year 3 Gas Price
Tingkat diskonto		Discount Rate
Blok Pangkah	8,00%	Pangkah Block
Blok Ketapang	8,00%	Ketapang Block
Blok Muara Bakau	8,00%	Muara Bakau Block
Blok Fasken	7,05%	Fasken Block
Blok Muriah	10,00%	Muriah Block
Bangkanai	8,00%	Bangkanai Block
Periode arus kas		Cashflow Period
Blok Pangkah	sampai/until 2046	Pangkah Block
Blok Ketapang	sampai/until 2028	Ketapang Block
Blok Muara Bakau	sampai/until 2032	Muara Bakau Block
Blok Fasken	sampai/until 2040	Fasken Block
Blok Muriah	sampai/until 2021	Muriah Block
Bangkanai	sampai/until 2033	Bangkanai Block
Nilai terpuhlikan		Recoverable Amount
Blok Pangkah	USD455.200.000	Pangkah Block
Blok Ketapang	USD76.900.000	Ketapang Block
Blok Muara Bakau	USD255.300.000	Muara Bakau Block
Blok Fasken	USD170.200.000	Fasken Block
Blok Muriah	USD2.300.000	Muriah Block
Bangkanai	USD77.500.000	Bangkanai Block

Other assumptions used by management are lifting and operating and capital expenditure. The projected annual lifting and operating and capital expenditure are based on management business plan with also considering the current conditions and future expectations.

Sensitivity of the recoverable amount to changes in the key assumptions is as follows:

	Dampak terhadap nilai terpuhlikan/Impact on recoverable	
31 Maret 2021		31 March 2020
Tingkat diskonto	turun/decrease by USD40 juta/million naik/increase by USD43 juta/million	Discount rate
Harga minyak	penurunan/decrease by USD42 juta/million naik/increase by USD45 juta/million	Oil prices
31 Desember 2020		31 December 2020
Tingkat diskonto	turun/decrease by USD40 juta/million naik/increase by USD43 juta/million	Discount rate
Harga minyak	penurunan/decrease by USD42 juta/million naik/increase by USD45 juta/million	Oil prices

15 GOODWILL DAN ASET TAK BERWUJUD LAINNYA 2.855.090

Perubahan dalam akun goodwill dan aset tak berwujud lainnya untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 adalah sebagai berikut:

Harga perolehan	
Lisensi	7.382.069
Hak atas tanah	1.924.889
Konsep Jasa	10.861.006
Goodwill	46.322
Sub total	<u>20.214.286</u>
Akumulasi amortisasi dan penurunan nilai	
Lisensi	(5.655.855)
Hak atas tanah	(780.394)
Konsep Jasa	(10.922.947)
Cadangan Penurunan Nilai – Aset Takberwujud	-
Sub total	<u>(17.359.196)</u>
Total	<u>2.855.090</u>

Saldo goodwill di atas, termasuk saldo goodwill dari akuisisi TDS oleh PGASKOM sebesar USD55.378 (Catatan 1.d).

Goodwill merupakan saldo yang timbul karena akuisisi kepemilikan atas SIPBV, SIPL, dan SPLLC sebagai akibat dari pengukuran nilai wajar aset dan liabilitas milik SIPBV, SIPL, dan SPLLC pada tanggal akuisisi (Catatan 4).

Pengujian penurunan nilai goodwill dilakukan bersama dengan pengujian penurunan nilai properti minyak dan gas karena berasal dari unit penghasil kas yang sama, yaitu Blok Pangkah. Lihat Catatan 15c untuk metode dan asumsi yang digunakan dalam pengujian penurunan nilai.

16 UTANG USAHA 230.196.030

Entitas berelasi dengan Pemerintah	
PT Pertamina EP	27.825.888
PT Pertamina Hulu Energi	7.038.714
PT Pertamina Gas	-
PT Pertamina Persero	13.993.503
PT Pertamina Trans Kontinental	3.398.247
PT Patra Drilling Contra	1.173.391
PT Einusa, Tbk.	786.084
Lain-lain Entitas Berelasi	27.980.957
Pihak ketiga	
Santos Madura Offshore	5.750.085
Kangean Energy Indonesia Ltd.	4.434.302
Lapindo Brantas, Inc.	20.331
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	85.733.190
PT Medco E&P Indonesia	9.880.662
PT Gunanusa Utama Fabricators	2.404.572
Husky CNOOC	9.741.859
PC Ketapang Ltd.	7.652.275
PT EOS Consultants	2.109.212
PT Wali Nusa Energi	-
PT Indogas Dwi Kriyaguna	-
PT DPS Energi Sukses Pratama	1.558.250
ENI Muara Bakau B.V.	1.366.408
Lain-lain	17.348.099
Total	<u>230.196.030</u>

Utang usaha tidak dikenakan bunga dan umumnya dibayar antara 10 sampai 30 hari sejak tanggal invoice diterima.

3.318.108

15 GOODWILL AND OTHER INTANGIBLE ASSETS

The changes in the goodwill and other intangible assets account for the year ended March 31, 2021 and December 31, 2020 are as follows:

		Cost
	7.415.871	Lisence
	1.924.889	Land rights
	8.477.963	Service Concessions
	47.855	Goodwill
	<u>17.866.578</u>	Sub total
		Accumulated amortization and impairment
	(5.474.104)	Lisence
	(761.391)	Land rights
	(8.312.975)	Service Concessions
	-	Allowance for Impairment of Intangible Assets
	<u>(14.548.470)</u>	Sub total
	<u>3.318.108</u>	Total

The above balance of goodwill, including goodwill from acquisition of TDS by PGASKOM amounted to USD55,378 (Note 1.d).

Goodwill represents balance arising from acquisition of ownership in SIPBV, SIPL and SPLLC, as result of fair value measurement to assets and liabilities owned by SIPBV, SIPL and SPLLC at acquisition date (Note 4).

Impairment test on goodwill were performed together with impairment test on oil and gas properties, since they come from the same cash generating unit, Pangkah Block. See Note 15c for method and assumptions used in the impairment test.

16 TRADE PAYABLES

215.075.275

Government-related entities

PT Pertamina EP
PT Pertamina Hulu Energi
PT Pertamina Gas
PT Pertamina Persero
PT Pertamina Trans Kontinental
PT Patra Drilling Contra
PT Einusa, Tbk.
Others Related Party

Third parties

Santos Madura Offshore
Kangean Energy Indonesia Ltd.
Lapindo Brantas, Inc.
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.
PT Medco E&P Indonesia
PT Gunanusa Utama Fabricators
PT Pertiwi Nusantara Resources
LNG Lampung
Gob Tomori Jargas Banggai
PT Wali Nusa Energi
PT Indogas Dwi Kriyaguna
PT DPS Energi Sukses Pratama
ENI Muara Bakau B.V.
Others

Trade payables are non-interest bearing and are normally settled within 10 to 30 days since invoice were received.

17 PINJAMAN BANK JANGKA PENDEK

8.921.219

Jumlah tersebut merupakan saldo pinjaman jangka pendek yang terdiri dari:	
Bank DBS Indonesia	-
Bank Mandiri	8.921.219
Total	8.921.219

Perjanjian Revolving Joint Facility Bank Mandiri

Pada tanggal 16 Agustus 2019, Perusahaan melakukan perjanjian dengan Bank Mandiri atas fasilitas pinjaman gabungan (Perjanjian Fasilitas Joint Borrower) No. CRO.KP/305/TLN/2019 dengan nilai pinjaman maksimal sebesar IDR 1.000.000.000.000 (satu triliun Rupiah) atau ekuivalennya dalam USD dan EURO yang digunakan untuk kebutuhan belanja modal, operasional secara umum, dan untuk membiayai arus kas defisit.

Fasilitas Kredit perjanjian ini juga bisa digunakan oleh Anak Perusahaan PGN yaitu PT PGAS Solution, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara, dan PT Permata Graha Nusantara selaku Co-Borrower dengan ketentuan sebagai berikut:

- Fasilitas Kredit untuk Perusahaan (Borrower) sebesar IDR 1.000.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD dan EURO;
- Fasilitas Kredit yang dapat digunakan oleh Anak Perusahaan (Co-Borrower) sebesar IDR 750.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD dan EURO; dan
- Limit Fasilitas untuk Co-Borrower bersifat interchangeable antar perusahaan anggota Co-Borrower sepanjang tidak melebihi IDR 750.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD dan EURO.

Fasilitas pinjaman ini telah diamendemen pada 16 Agustus 2020 dan akan berakhir pada 15 Agustus 2021 dan dapat diperpanjang serta dikenakan tingkat bunga sebesar JIBOR 3 Bulan ditambah Margin per tahun. Bunga pinjaman harus dibayar setiap 3 (tiga) bulan sejak tanggal penarikan dan Pokok Pinjaman dibayarkan pada tanggal berakhirnya pinjaman beserta bunga yang belum tertagih.

Di dalam perjanjian pinjaman, Perusahaan diharuskan memelihara batasan keuangan, yaitu rasio cakupan layanan utang (debt service coverage ratio - DSCR) sebesar 1.3:1 dan rasio seluruh kewajiban terhadap ekuitas (Leverage) maksimum 300%.

Pada tanggal 27 Oktober 2020, PGASSOL melakukan penarikan sebesar IDR 130.000.000.000.

Pada tanggal yang berakhir 31 Maret 2021, fasilitas pinjaman yang belum digunakan sebesar IDR 870.000.000.000.

Perjanjian Fasilitas Perbankan Bank DBS Indonesia

Pada tanggal 10 Oktober 2019, Perusahaan dengan PT Bank DBS Indonesia menandatangani perjanjian fasilitas perbankan dengan plafond sebesar IDR 1.000.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD.

Fasilitas ini juga dapat digunakan oleh Anak Perusahaan PGN yaitu PT Pertamina Gas, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara, PT Permata Graha Nusantara dan PT PGAS Solution dengan ketentuan sebagai berikut:

- Fasilitas sebesar IDR 400.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh Perusahaan;
- Fasilitas sebesar IDR 420.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh PT Pertamina Gas;
- Fasilitas sebesar IDR 50.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh PT PGAS Solution;
- Fasilitas sebesar IDR 100.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh PT PGAS Telekomunikasi Nusantara; dan
- Fasilitas sebesar IDR 30.000.000.000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh PT Permata Graha Nusantara;

Perjanjian fasilitas pinjaman berulang ini telah diamendemen pada 8 Oktober 2020 dan akan berakhir pada 31 Juli 2021 dan dikenakan tingkat bunga sebesar JIBOR atau LIBOR ditambah margin per tahun. Bunga pinjaman harus dibayar setiap 3 (tiga) bulan sejak tanggal penarikan dan pokok pinjaman dibayarkan pada tanggal berakhirnya pinjaman beserta bunga yang belum tertagih.

Pada Tahun 2020, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara melakukan penarikan fasilitas sejumlah IDR 30.000.000.000 dan melakukan pelunasan sebagian sebesar IDR 11.000.000.000. Pada tanggal 29 Januari 2021 dan 5 Maret 2021, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara melakukan pelunasan pokok seluruh sisa saldo pinjaman sejumlah IDR 19.000.000.000.

Pada tanggal yang berakhir 31 Maret 2021, fasilitas yang belum digunakan sebesar IDR 1.000.000.000.000.

Perjanjian Fasilitas Bank BTPN

Perusahaan menandatangani perjanjian fasilitas pinjaman dengan Bank BTPN No. SMBCI/NS/0493 tanggal 1 November 2017 sebesar USD 120.000.000 dengan tingkat bunga LIBOR + margin per tahun. Jangka waktu perjanjian akan berakhir pada 30 Juli 2021. Bunga pinjaman dibayarkan maksimum 3 (tiga) bulan setelah tanggal penarikan terakhir. Pinjaman ini digunakan untuk membiayai operasional umum perusahaan.

Pada tanggal yang berakhir 31 Maret 2021, fasilitas pinjaman yang belum digunakan sebesar USD 120.000.000.

Pada tanggal 29 Maret 2021, Perusahaan menandatangani perjanjian dengan Bank BTPN No. BTPN/NS/073 pada tanggal 30 Desember 2020 dengan nilai pinjaman maksimal sebesar IDR 1.000.000.000.000 atau setara dalam mata uang USD dengan tingkat bunga JIBOR/LIBOR + margin per tahun. Jangka waktu perjanjian akan berakhir pada 30 Juli 2021. Pinjaman ini digunakan untuk membiayai operasional umum perusahaan.

Fasilitas pinjaman ini dapat digunakan oleh Perusahaan dan PT Pertamina Gas dengan jangka waktu peminjaman dan periode bunga maksimum 3 (tiga) bulan.

Pada tanggal yang berakhir 31 Maret 2021, fasilitas pinjaman yang belum digunakan sebesar IDR 1.000.000.000.000.

10.563.630

17 SHORT-TERM BANK LOANS

This amount represents short-term bank loans is consist of:

	1.347.040	Bank DBS Indonesia
	9.216.590	Bank Mandiri
Total	10.563.630	Total

Revolving Joint Facility Agreement Bank Mandiri

On August 16, 2019, the Company and Bank Mandiri signed an Revolving Joint Facility Agreement No. CRO.KP/305/TLN/2019, which loan proceeds not exceeding IDR 1,000,000,000,000 (one billion rupiah) or equivalent in USD and EURO. The Company will use the proceeds to finance corporate general purposes and deficit cash flow.

The Credit Facility can be used/withdrawn by PGN Subsidiaries including PT PGAS Solution, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara, and PT Permata Graha Nusantara as Co-Borrower under the condition as follows:

- The Facility available for Borrower in amount of IDR 1,000,000,000,000 or equivalent in USD and EURO;
- The Facility that can be used/withdrawn by Co-Borrower is IDR 750,000,000,000 or equivalent in USD and EURO; and
- The Facility that can be used/withdrawn by Co-Borrower is IDR 750,000,000,000 or equivalent in USD and EURO.

The revolving joint facility has been amended on August 16, 2020 and will be ending on August 15, 2021 and subject to the interest rate of JIBOR 3 Month plus Margin per annum. The loan interest due every 3 (three) month since the first withdrawal date and the principle will be due at the end of loan period along with accrued interest.

Under the loan agreement, the Company undertakes among other things, that it shall maintain certain financial covenants such as debt service coverage ratio of at least 1.3:1 and leverage maximum 300%.

On October 27, 2020, PGASSOL withdrawn IDR 130,000,000,000.

As of March 31, 2021, the unused loan facility is IDR 870,000,000,000.

Facility Agreement Bank DBS Indonesia

On October 10, 2019, the Company and PT Bank DBS Indonesia signed Facility agreement with maximum limit up to IDR 1,000,000,000,000 or equivalent in USD.

The facility can also be used/withdrawn by Subsidiaries including PT PGAS Telekomunikasi Nusantara, PT Permata Graha Nusantara, and PT PGAS Solution under the condition as follows:

- Facility in amount of IDR 500,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by the Company;
- Facility in amount of IDR 420,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by PT Pertamina Gas;
- Facility in amount of IDR 50,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by PT PGAS Solution;
- Facility in amount of IDR 100,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by PT PGAS Telekomunikasi Nusantara; and
- Facility in amount of IDR 30,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by PT Permata Graha Nusantara.

The revolving facility agreement has amended on October 8, 2020 and will mature on July 31, 2021 and subject to the interest rate of JIBOR or LIBOR plus Margin per annum. The interest shall be paid in 3 (three) month since the first withdrawal date and the principle will be due at the end of loan period along with accrued interest.

On 2020, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara withdrawn the facility in sum amount of IDR 30,000,000,000 made partial repayment in sum amount of IDR 11,000,000,000. On January 29, 2021 and March 5, 2021, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara made full repayment in amount of IDR 19,000,000,000.

As of March 31, 2021, the unused facility is IDR 1,000,000,000,000.

Bank BTPN Facility Agreement

The Company signed an agreement with Bank BTPN Facility Agreement No. SMBCI/NS/0493 dated November 1, 2017, the facility amount is USD 120,000,000 with interest rate of LIBOR + margin per annum. The agreement will expire on July 30, 2021. The interest shall be matured maximum of 3 (three) months after the last Utilisation Date of the Facility. The Purpose of the Facility is to finance general corporate purposes.

As of March 31, 2021, the unused facility in amount of USD 120,000,000.

On March 29, 2021, The Company signed an agreement with Bank BTPN No. BTPN/NS/073 on December 30, 2020 with loan proceeds not exceeding IDR 1,000,000,000,000 or its equivalent to USD with interest rate of JIBOR/LIBOR + margin per annum. The agreement will expire on July 30, 2021. The Purpose of the Facility is to finance general corporate purposes.

The loan facility can be used/withdrawn only by The Company and PT Pertamina Gas with lending term and interest period is maximum of 3 (three) months.

As of March 31, 2021, the unused loan facility is IDR 1,000,000,000,000.

18 UTANG LAIN-LAIN

	<u>132.766.231</u>
Jumlah tersebut merupakan saldo utang lain-lain yang terdiri dari:	-
Pihak berelasi	
Dividen	-
Utang kepada PT Pertamina Persero	13.993.503
Utang kepada PT Transportasi Gas Indonesia	-
Pihak ketiga	
Liabilitas kepada kontraktor dan pemasok	52.913.923
Gas Deposit	22.137.348
Jaminan gas	19.432.756
Pembelian barang dan jasa	-
Lain-lain Jangka Pendek	74.062.794
Total	<u>182.540.323</u>
Bagian jangka panjang:	
Lain-lain Jangka Panjang	(49.774.092)
Total	<u>132.766.231</u>

Utang dana program tanggung jawab sosial dan lingkungan (CSR) adalah dana yang dicadangkan untuk memenuhi liabilitas tanggung jawab sosial sebagaimana diatur dalam Pasal 74 dari Undang-undang No. 40 tahun 2007 tentang Perseroan Terbatas.

Utang jaminan gas merupakan uang jaminan gas yang diterima oleh Perusahaan dari pelanggan dalam rangka transaksi penjualan gas.

Liabilitas kepada kontraktor dan pemasok merupakan liabilitas sehubungan dengan pembangunan aset jaringan oleh PMO beserta liabilitas kepada kontraktor terkait aktivitas minyak dan gas.

Utang lain-lain pembelian barang dan jasa terkait utang kepada pemasok terkait dengan pembelian barang dan jasa.

Utang lancar lainnya kepada PT Riau Andalan Pulp and Paper (RAPP) terkait dengan Perjanjian Jual Beli Gas. Berdasarkan perjanjian ini, RAPP bersedia menyediakan fasilitas-fasilitas seperti jaringan pipa gas, metering station dan fasilitas lainnya yang kemudian akan dikompensasi dengan pemakaian gas RAPP.

19 LIABILITAS IMBALAN KERJA JANGKA PENDEK DAN LIABILITAS YANG MASIH HARUS DIBAYAR

	<u>583.094.484</u>
Jumlah tersebut merupakan saldo liabilitas imbalan kerja jangka pendek dan liabilitas yang masih harus dibayar terdiri dari:	-
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	67.595.988
Sub total	<u>67.595.987</u>
Liabilitas yang masih harus dibayar	
Liabilitas kepada kontraktor dan pemasok	72.887.870
Liabilitas atas aktivitas minyak dan gas	53.024.109
Bunga	27.203.047
Provisi sengketa pajak	284.828.233
Provisi dampak implementasi Kepmen 89/91	67.205.792
Lain-lain	10.349.444
Sub total	<u>515.498.497</u>
Total	<u>583.094.484</u>

a. Gaji dan bonus karyawan

Akrual gaji dan bonus karyawan pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020 merupakan akrual bonus untuk karyawan masing-masing sebesar Rp 195.859.540.773 dan Rp 357.565.611.887 untuk Perusahaan dan masing-masing sebesar Rp 122.755.522.641 dan Rp 117.049.855.016 untuk Entitas Anak.

18 OTHER PAYABLES

This amount represents other payables balance is consist of:

	<u>139.251.623</u>	
Related party		
Dividen	-	
Payables to PT Pertamina Persero	13.993.503	
Payables to PT Transportasi Gas Indonesia	-	
Third parties		
Liabilities to contractors and suppliers	44.145.452	
Gas Deposits	36.437.017	
Gas guarantee deposits	21.427.613	
Purchase of goods and services	-	
Others	57.398.494	
Total	<u>173.402.080</u>	
Long-term portion:		
Others	(34.150.457)	
Total	<u>139.251.622</u>	

Corporate Social and Environmental Responsibility (CSR) payables represents funds incurred to fulfill corporate social and environmental responsibility as governed under Article 74 of Law No. 40 year 2007 regarding Limited Liability Corporation.

Gas guarantee deposits payable represents gas deposits received by the Company from the customers in relation to the gas sales transactions.

Liabilities to contractors and suppliers represents mainly liabilities related to the construction of gas pipe line by PMO and liabilities to contractors related to the oil and gas activities.

Other payables purchase of goods and services related to payables to suppliers for purchase of goods and services.

Other payables to PT Riau Andalan Pulp and Paper (RAPP) is related to Gas Sales and Purchase Agreement (GSPA). Based on this agreement, RAPP agreed to build facilities such as gas pipeline, metering station and other facilities and those will be compensated by RAPP's usage of gas.

19 SHORT-TERM EMPLOYEES' BENEFITS LIABILITIES AND ACCRUED LIABILITIES

This amount represents short-term employee's benefits liabilities and accrued liabilities is consist of:

	<u>629.209.194</u>	
Short-term employee's benefits liabilities		
Employees' salaries and bonus	58.995.129	
Employee's benefits	-	
Sub total	<u>58.995.129</u>	
Accrued liabilities		
Liabilities to contractors and suppliers	146.439.921	
Liabilities for oil and gas activities	43.948.745	
Interests	18.960.890	
Tax dispute provisions	294.258.561	
Provision due to implementation of Kepmen 89/91	53.139.772	
Others	13.466.176	
Sub total	<u>570.214.065</u>	
Total	<u>629.209.194</u>	

a. Employees' salaries an bonus

Employees' accrued salaries and bonus as of March 31, 2021 and December 31, 2020 represent bonus accrual for employees amounting to Rp 195,859,540,773 and Rp 357,565,611,887, respectively for the Company and Rp 122,755,522,641 and Rp 117,049,855,016, respectively, for the Subsidiaries.

19 LIABILITAS IMBALAN KERJA JANGKA PENDEK DAN LIABILITAS YANG MASIH HARUS DIBAYAR (Lanjutan)

Liabilitas yang masih harus dibayar (Lanjutan)

- b. Liabilitas atas aktivitas minyak dan gas
Liabilitas atas aktivitas minyak dan gas merupakan liabilitas yang berkaitan dengan aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas
- c. Liabilitas kepada kontraktor dan pemasok
Liabilitas kepada kontraktor dan pemasok merupakan liabilitas dimana tagihan atas liabilitas tersebut belum diterima Grup.
- d. Bunga
Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, biaya bunga yang masih harus dibayar terdiri dari biaya bunga pinjaman sebesar USD 5.401.349 dan USD3.059.644

19 SHORT-TERM EMPLOYEES' BENEFITS LIABILITIES AND ACCRUED LIABILITIES (Continued)

Accrued liabilities (Continued)

- b. *Liabilities for oil and gas activities*
Liabilities for oil and gas activities represent liabilities relating to oil and gas exploration and production activities.
- c. *Liabilities to contractors and suppliers*
Liabilities to contractors and suppliers represent liabilities for which the related invoices for such amount have not been received by the Group.
- d. *Interests*
As of March 31, 2021 and December 31, 2020, accrued interest consists of interest from loan amounting to USD 5,401,349 and USD3,059,644, respectively.

20 UTANG PAJAK 56.350.585

Jumlah tersebut merupakan saldo utang pajak yang terdiri dari :

Pajak penghasilan			
Pasal 21		2.150.339	
Rp	31.334.740.971 pada 31 Maret 2021 dan 69.783.873.840 pada 31 Desember 2020		4.947.456
Pasal 22		451.873	401.498
Rp	6.584.686.070 pada 31 Maret 2021 dan 5.663.129.228 pada 31 Desember 2020		
Pasal 23		4.767.728	355.655
Rp	69.475.328.628 pada 31 Maret 2021 dan 5.016.506.974 pada 31 Desember 2020		
Pasal 25		348.514	371.417
Rp	5.078.546.008 pada 31 Maret 2021 dan 5.238.830.073 pada 31 Desember 2020		
Pasal 29		25.393.239	12.295.676
Rp	370.030.273.739 pada 31 Maret 2021 dan 173.430.510.450 pada 31 Desember 2020		
Pajak pertambahan nilai		23.238.893	11.645.348
Total		<u>56.350.585</u>	<u>30.017.048</u>

20 TAXES PAYABLE

This amount represents taxes payable is consist of:

			<i>Income taxes</i>
			<i>Article 21</i>
Rp	31.334.740.971 in March 31, 2021 and 69.783.873.840 in December 31, 2020		
			<i>Article 22</i>
Rp	6.584.686.070 in March 31, 2021 and 5.663.129.228 in December 31, 2020		
			<i>Article 23</i>
Rp	69.475.328.628 in March 31, 2021 and 5.016.506.974 in December 31, 2020		
			<i>Article 25</i>
USD	5.078.546.008 in March 31, 2021 and 5.238.830.073 in December 31, 2020		
			<i>Article 29</i>
USD	370.030.273.739 in March 31, 2021 and 173.430.510.450 in December 31, 2020		
Total			<i>Value-Added Tax</i>

21 PINJAMAN JANGKA PANJANG 323.115.311

Jumlah tersebut merupakan saldo pinjaman jangka panjang, dengan rincian sebagai berikut:

Entitas berelasi dengan Pemerintah

Japan Bank for International Cooperation (SLA-1156/DP3/2003 dan SLA-879/DP3/1996)		
USD (0) dan JPY 35.004.595.987 pada 31 Maret 2021		
USD (0) dan JPY 37.623.466.399 pada tahun 2020	316.295.303	346.376.969
World Bank	4.070.495	4.070.495
European Investment Bank (dan SLA-1139/DP3/2000)	0	0
International Bank for Reconstruction and Development (SLA-1201/DP3/2006 dan SLA-	21.197.067	23.437.065

Pinjaman Sindikasi	-	-
Total	<u>337.492.370</u>	<u>373.884.530</u>

Dikurangi: bagian pinjaman jangka pendek	<u>(18.447.555)</u>	<u>(19.465.027)</u>
Pinjaman Jangka Panjang - Neto	<u>323.115.311</u>	<u>354.419.502</u>

21 LONG-TERM LOANS

This amount represents long-term loans is consist of:

Government-related entities

			<i>Japan Bank for International Cooperation (SLA-1156/DP3/2003 dan SLA-879/DP3/1996)</i>
USD	(0) JPY 35.004.595.987 in March 31, 2021		
USD	(0) JPY 37.623.466.399 in 2020		
World Bank			
European Investment Bank (SLA-1139/DP3/2000)			
International Bank for Reconstruction and Development (SLA-1201/DP3/2006 dan SLA-1166/DP3/2004			

Pinjaman Sindikasi			<i>Syndication Loan</i>
Total			

Dikurangi: bagian pinjaman jangka pendek			<i>Less current portion of long-term loans</i>
Long-term portion - Net			

21 PINJAMAN JANGKA PANJANG (Lanjutan)

Japan Bank for International Cooperation (JBIC) (SLA-1156/DP3/2003).

Pada tanggal 27 Maret 2003, JBIC menyetujui untuk memberikan pinjaman kepada Pemerintah Republik Indonesia (Pemerintah) berdasarkan Perjanjian Pinjaman No. IP-511 dengan jumlah keseluruhan setara dengan JPY49.088.000.000 untuk membantu Pemerintah dalam membiayai pembangunan jaringan pipa transmisi gas dari Sumatera Selatan sampai Jawa Barat dan jaringan pipa distribusi di Jawa Barat. Pada tanggal 28 Mei 2003, Perusahaan dan Pemerintah mengadakan Perjanjian Penerimaan Pinjaman No. SLA-1156/DP3/2003, dimana Pemerintah meneruskan pinjaman dari JBIC ini dengan jumlah tidak melebihi JPY49.088.000.000 kepada Perusahaan.

Pinjaman ini dikenakan tingkat bunga atas pinjaman JBIC kepada Pemerintah ditambah 0,35% untuk jasa bunga bagian Pemerintah per tahun, yang harus dibayar pada tanggal 20 April dan 20 Oktober sebelum seluruh pinjaman dilirik dan pada tanggal 20 Maret dan 20 September setelahnya. Tingkat bunga tahunan pinjaman JBIC berkisar antara 0,75% sampai 0,95% untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020.

Jumlah pokok pinjaman harus dibayar dalam 60 kali angsuran tengah tahunan pada tanggal 20 Maret dan 20 September setiap tahun, dengan angsuran pertama akan jatuh tempo pada tanggal 20 Maret 2013 dan pembayaran terakhir akan jatuh tempo pada 20 Maret 2043.

Pada tanggal 9 Juli 2013, Pemerintah melalui Direktorat Jenderal Manajemen Pinjaman menerima Notice of Completion of Disbursement dari Japan International Cooperation Agency mengenai jumlah kumulatif penarikan dan sisa fasilitas pinjaman yang tidak dipergunakan sampai dengan batas waktu penarikan pinjaman tanggal 4 Juli 2013 masing-masing sebesar JPY48.538.362.136 dan JPY 549.637.864 dari total keseluruhan fasilitas pinjaman dari JBIC sebesar JPY49.088.000.000.

Selama periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2021, Perusahaan telah membayar angsuran sebesar JPY 795.559.000.

21 LONG-TERM LOANS (Continued)

Japan Bank for International Cooperation (JBIC) (SLA-1156/DP3/2003).

On March 27, 2003, JBIC agreed to provide a loan to the Government of the Republic of Indonesia (the Government) based on Loan Agreement No. IP-511 for a total aggregate amount equivalent to JPY49,088,000,000 to assist the Government in financing the development of a gas transmission pipeline from South Sumatera to West Java and a distribution pipeline in West Java. On May 28, 2003, the Company and the Government entered into a Subsidiary Loan Agreement No. SLA-1156/DP3/2003, which provides for the Government's relending of the JBIC loan proceeds not exceeding JPY49,088,000,000 to the Company.

This loan is subject to the interest rate of the JBIC loan to the Government plus a Government fee of 0.35% per annum, payable on April 20 and October 20 prior to the withdrawal of all facilities amount and on March 20 and September 20 afterwards. The JBIC's annual interest rate of the loan is ranging from 0.75% to 0.95% for period ended March 31, 2021 and December 31, 2020.

The principal amount of the loan is repayable in 60 equal semi-annual installments every March 20 and September 20 of each year, with the first installment due on March 20, 2013 and the last payment due on March 20, 2043.

On July 9, 2013, the Government through the Directorate General of Debt Management received a Notice of Completion of Disbursement from the Japan International Cooperation Agency related to the cumulative amount of the withdrawal and the rest of the loan facility which was not used until the date of completion of disbursement as of July 4, 2013 amounted to JPY48,538,362,136 and JPY549,637,864, respectively of the total loan from JBIC amounting to JPY49,088,000,000.

During the period ended March 31, 2021, the Company has already paid installments in amount of JPY 795,559,000.

21 PINJAMAN JANGKA PANJANG (Lanjutan)

21 LONG-TERM LOANS (Continued)

International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) (SLA-1201/DP3/2006).

International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) (SLA-1201/DP3/2006).

Berdasarkan Perjanjian Pinjaman No. 7755-ID (Ex 4810-IND) tanggal 7 Februari 2006, IBRD menyetujui memberikan fasilitas pinjaman kepada Pemerintah dengan jumlah keseluruhan setara dengan USD80.000.000 untuk membantu Pemerintah dalam membiayai Proyek Pengembangan Pasar Gas Domestik ("Proyek") (Catatan 36).

Based on the Loan Agreement No. 7755-ID (Ex 4810-IND) dated February 7, 2006, IBRD agreed to provide lending facility to the Government an aggregate amount equivalent to USD80,000,000 to assist the Government in financing the Domestic Gas Market Development Project ("the Project") (Note 36).

Pada tanggal 3 April 2006, Perusahaan dan Pemerintah mengadakan Perjanjian Penerusan Pinjaman No. SLA-1201/DP3/2006, dimana Pemerintah meneruskan hasil pinjaman dari IBRD sebesar USD80.000.000 kepada Perusahaan yang akan melaksanakan Proyek. Pinjaman ini semula dikenakan tingkat bunga atas pinjaman IBRD kepada Pemerintah ditambah 1% untuk jasa bunga bagian Pemerintah (termasuk beban bank sebesar 0,15%) per tahun, yang harus dibayar pada tanggal 15 Februari dan 15 Agustus setiap tahun. Tingkat bunga pinjaman IBRD masing-masing berkisar antara 1,81% sampai dengan 5,48% untuk periode yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2016 dan 31 Desember 2015.

On April 3, 2006, the Company and the Government entered into the related Subsidiary Loan Agreement No. SLA-1201/DP3/2006, which provides for the Government's relending of the IBRD loan proceeds of USD80,000,000 to the Company, which shall undertake the Project. The loan was initially subject to the interest rate of the IBRD loan to the Government plus a Government fee of 1% (including 0.15% banking fee) per annum, payable on February 15 and August 15 of each year. The IBRD annual interest rate is ranging from 1.81% to 5.48% for period ended June 30, 2016 and December 31, 2015, respectively.

Pada tanggal 30 Desember 2011, Perusahaan mendapatkan surat dari Kementerian Keuangan Republik Indonesia No. S-12051/MK.5/2011, mengenai perubahan terhadap Perjanjian Penerusan Pinjaman No. SLA-1201/DP3/2006, tanggal 3 April 2006, antara Pemerintah dengan Perusahaan, yang mengatur perubahan sebagai berikut:

On December 30, 2011, the Company obtained a letter from Ministry of Finance of the Republic of Indonesia No. S-12051/MK.5/2011, regarding the changes of a Subsidiary Loan Agreement No. SLA-1201/DP3/2006, dated April 3, 2006, between the Government with the Company, with the changes as follows:

- Pokok pinjaman, yang dari semula USD80.000.000 menjadi USD69.381.312 terhitung mulai tanggal 21 Desember 2011;
- Tingkat bunga, yang dari semula LIBOR Base Rate + LIBOR Total Spread + 1% menjadi tingkat bunga IBRD + 1%;
- Tanggal terakhir penarikan pinjaman (closing date) yang dari semula pada tanggal 31 Maret 2011 menjadi 31 Maret 2014.

The principal amount, from USD80,000,000 to become USD69,381,312, starting on December 21, 2011;

The interest rate, from LIBOR Base Rate + LIBOR Total Spread + 1% to become IBRD interest rate + 1%;

The date of the last drawdown (closing date), from March 31, 2011 to March 31, 2014.

Perusahaan wajib membayar kepada Pemerintah biaya komitmen sebesar 0,75% per tahun atas jumlah pinjaman penerusan yang belum ditarik. Jumlah pokok pinjaman harus dibayar dalam 30 (tiga puluh) kali angsuran tengah tahunan pada tanggal 15 Februari dan 15 Agustus setiap tahun, dengan angsuran pertama yang jatuh tempo pada tanggal 15 Agustus 2011 dan pembayaran terakhir akan jatuh tempo pada tanggal 15 Februari 2026.

The Company must pay 0.75% to the Government commitment fee per annum on the total subsidiary loan that is not yet drawn. The principal amount of the loan is repayable in 30 equal semi-annual installments every February 15 and August 15 of each year, with the first installment due on August 15, 2011 and the last payment due on February 15, 2026.

Pada tanggal 14 November 2013, Perusahaan mendapatkan Surat No. 5-786/PU/2013 dari Direktorat Jenderal Pengelolaan Uang, Kementerian Keuangan Republik Indonesia, mengenai persetujuan pembatalan sisa pinjaman IBRD SLA 1201 sebesar USD7.616.230 terhitung mulai pada tanggal 1 Februari 2013.

On November 14, 2013, the Company obtained Letter No.5-786/PU/2013 from Directorate General of Debt Management, Ministry of Finance of the Republic of Indonesia, regarding the approval for the cancellation of the remaining IBRD SLA 1201 loan amounting to USD7,616,230 starting on February 1, 2013.

Selama periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2021, Perusahaan telah membayar angsuran sebesar USD 2.239.997.

During the period ended March 31, 2021, the Company has already paid installments amounting to USD 2,239,997.

21 PINJAMAN JANGKA PANJANG (Lanjutan)

21 LONG-TERM LOANS (Continued)

Fasilitas Pinjaman Berulang SMBC Indonesia

Perusahaan melakukan penarikan pinjaman atas Perjanjian Fasilitas Kredit Bank BTPN No. SMBC/NS/0493 tanggal 1 November 2017 pada tanggal 21 Maret 2020 sebesar USD 100,000,000 dan pada tanggal 23 Juni 2020 sebesar USD 20,000,000 dengan tingkat bunga LIBOR + margin per tahun. Jangka waktu perjanjian akan berakhir pada 30 Juli 2021. Bunga pinjaman dibayarkan maksimum 3 (tiga) bulan setelah tanggal penarikan terakhir. Pinjaman ini digunakan untuk membiayai operasional umum perusahaan.

Perusahaan telah menarik seluruh fasilitas kredit sebesar USD 120,000,000. Pada tanggal yang berakhir 31 Desember 2020, Perusahaan telah melunasi seluruh pokok pinjaman sebesar USD 120,000,000.

Perusahaan juga membuat perjanjian dengan Bank BTPN No. BTPN/NS/073 pada tanggal 30 Desember 2020 dengan nilai pinjaman maksimal sebesar IDR 1,000,000,000,000 atau setara dalam mata uang USD dengan tingkat bunga JIBOR/LIBOR + margin per tahun. Jangka waktu perjanjian akan berakhir pada 30 Juli 2021. Pinjaman ini digunakan untuk membiayai operasional umum perusahaan.

Fasilitas Term Loan Bank Mandiri

Pada tanggal 24 April 2019, Perusahaan melakukan perjanjian dengan Bank Mandiri atas fasilitas Term Loan (Perjanjian Fasilitas Term Loan) No. CRO.KP/113/TLN/2019 dengan nilai pinjaman maksimal sebesar USD 350,000,000 yang digunakan untuk kebutuhan belanja modal, operasional secara umum, dan untuk membiayai arus kas defisit.

Fasilitas pinjaman berulang ini berakhir pada tanggal 23 April 2020 dan dikenakan tingkat bunga sebesar LIBOR + margin per tahun. Bunga pinjaman harus dibayar setiap 3 (tiga) bulan sejak tanggal penarikan dan Pokok Pinjaman dibayarkan pada tanggal berakhirnya pinjaman beserta bunga yang belum tertah.

Didalam perjanjian pinjaman, Perusahaan diharuskan memelihara batasan keuangan, yaitu rasio cakupan layanan utang (debt service coverage ratio - DSCR) sebesar 1.3:1 dan rasio seluruh kewajiban terhadap ekuitas (Leverage) maksimum 300%.

Pada tanggal 23 September 2019, perusahaan telah melakukan penarikan fasilitas pinjaman sebesar USD 150,000,000. Pada tanggal 23 April 2020, perusahaan melunasi fasilitas yang ditarik sebesar USD 150,000,000.

Pada tanggal yang berakhir 31 Desember 2020, Perusahaan telah melunasi fasilitas pinjaman sebesar USD 150,000,000.

Fasilitas Joint Borrower Bank Mandiri

Pada tanggal 16 Agustus 2019, Perusahaan melakukan perjanjian dengan Bank Mandiri atas fasilitas pinjaman gabungan (Perjanjian Fasilitas Joint Borrower) No. CRO.KP/305/TLN/2019 dengan nilai pinjaman maksimal sebesar IDR 1,000,000,000,000 (satu triliun Rupiah) atau ekuivalennya dalam USD dan EURO yang digunakan untuk kebutuhan belanja modal, operasional secara umum, dan untuk membiayai arus kas defisit.

Fasilitas Kredit perjanjian ini juga bisa digunakan oleh Anak Perusahaan PGN yaitu PT PGAS Solution, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara, dan PT Permata Graha Nusantara selaku Co-Borrower dengan ketentuan sebagai berikut:

- Fasilitas Kredit untuk Perusahaan (Borrower) sebesar IDR 1,000,000,000,000 atau ekuivalennya dalam USD dan EURO;
- Fasilitas Kredit yang dapat digunakan oleh Anak Perusahaan (Co-Borrower) sebesar IDR 750,000,000,000 atau ekuivalennya dalam USD dan EURO; dan
- Limit Fasilitas untuk Co-Borrower bersifat interchangeable antar perusahaan anggota Co-Borrower sepanjang tidak melebihi IDR 750,000,000,000 atau

Fasilitas pinjaman ini telah diamendemen pada 16 Agustus 2020 dan akan berakhir pada 15 Agustus 2021 dan dapat diperpanjang serta dikenakan tingkat bunga sebesar JIBOR 3 Bulan ditambah Margin per tahun. Bunga pinjaman harus dibayar setiap 3 (tiga) bulan sejak tanggal penarikan dan Pokok Pinjaman dibayarkan pada tanggal berakhirnya pinjaman beserta bunga yang belum tertah.

Didalam perjanjian pinjaman, Perusahaan diharuskan memelihara batasan keuangan, yaitu rasio cakupan layanan utang (debt service coverage ratio - DSCR) sebesar 1.3:1 dan rasio seluruh kewajiban terhadap ekuitas (Leverage) maksimum 300%.

Pada tanggal 27 Oktober 2020, PGASSOL melakukan penarikan sebesar IDR 130,000,000,000.

Pada tanggal yang berakhir 31 Maret 2021, fasilitas pinjaman yang belum digunakan sebesar IDR 870,000,000,000.

Fasilitas Joint Borrower Bank DBS Indonesia

Pada tanggal 10 Oktober 2019, Perusahaan dengan PT Bank DBS Indonesia menandatangani perjanjian fasilitas perbankan dengan plafond sebesar IDR 1,000,000,000,000 atau ekuivalennya dalam USD.

Fasilitas ini juga dapat digunakan oleh Anak Perusahaan PGN yaitu PT Pertamina Gas, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara, PT Permata Graha Nusantara dan PT PGAS Solution dengan ketentuan sebagai berikut:

- Fasilitas sebesar IDR 400,000,000,000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh Perusahaan;
- Fasilitas sebesar IDR 420,000,000,000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh PT Pertamina Gas;
- Fasilitas sebesar IDR 50,000,000,000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh PT PGAS Solution;
- Fasilitas sebesar IDR 100,000,000,000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh PT PGAS Telekomunikasi Nusantara; dan
- Fasilitas sebesar IDR 30,000,000,000 atau ekuivalennya dalam USD, hanya dapat digunakan oleh PT Permata Graha Nusantara;

SMBC Indonesia Revolving Loan Facility

On March 21, 2020 The Company withdrawn USD 100,000,000 and on June 23, 2020 The Company withdrawn USD 20,000,000 from Bank BTPN (SMBC Group) Revolving Loan Facility No. SMBC/NS/0493 dated November 1, 2017 with interest rate of LIBOR + margin per annum. The Facility period will be ending on October 30, 2020. The Interest shall be matured maximum of 3 (three) months after the last Utilisation Date of the Facility. The Purpose of the Facility is to finance general corporate purposes.

The Company has withdrawn all the credit facility in amount of USD 120,000,000. As of December 31, 2020, the Company has fully repaid the principle in amount of USD 120,000,000.

The Company also entered an agreement with Bank BTPN No. BTPN/NS/073 on December 30, 2020 with loan proceeds not exceeding IDR 1,000,000,000,000 or its equivalent to USD with interest rate of JIBOR/LIBOR + margin per annum. The agreement will expire on July 30, 2021. The Purpose of the Facility is to finance general corporate purposes.

Bank Mandiri Term Loan Facility

On April 24, 2019, the Company and Bank Mandiri entered into a Term Loan Facility Agreement No. CRO.KP/113/TLN/2019, which loan proceeds not exceeding USD 350,000,000. The Company will use the proceeds to finance corporate general purposes and deficit cash flows.

The revolving loan will be ending on April 23, 2020 and subject to the interest rate of LIBOR plus Margin per annum. The loan interest due every 3 (three) month since the first withdrawal date and the principle will be due at the end of loan period along with accrued interest.

Under the loan agreement, the Company undertakes among other things, that it shall maintain certain financial covenants such as debt service coverage ratio of at least 1.3:1 and leverage maximum 300%.

On September 23, 2019, the Company withdrawn USD 150,000,000 of loan facility. On April 23, 2020, the Company has fully repaid the facility withdrawn in amount of USD 150,000,000.

As of December 31, 2020, the company has fully repaid the credit facility in amount of USD 150,000,000.

Bank Mandiri - Uncommitted Revolving Joint Facility

On August 16, 2019, the Company and Bank Mandiri signed an Uncommitted Revolving Joint Facility Agreement No. CRO.KP/305/TLN/2019, which loan proceeds not exceeding IDR 1,000,000,000,000 (one billion rupiah) or equivalent in USD and EURO. The Company will use the proceeds to finance corporate general purposes and deficit cash flow.

The Credit Facility can be used/withdrawn by PGN Subsidiaries including PT PGAS Solution, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara, and PT Permata Graha Nusantara as Co-Borrower under the condition as follows:

- The Facility available for Borrower in amount of IDR 1,000,000,000,000 or equivalent in USD and EURO;
- The Facility that can be used/withdrawn by Co-Borrower is IDR 750,000,000,000 or equivalent in USD and EURO; and
- The Facility is interchangeable among the member of Co-Borrower as long as not exceeding IDR 750,000,000,000 or equivalent in USD and EURO.

The revolving joint facility has been amended on August 16, 2020 and will be ending on August 15, 2021 and subject to the interest rate of JIBOR 3 Month plus Margin per annum. The loan interest due every 3 (three) month since the first withdrawal date and the principle will be due at the end of loan period along with accrued interest.

Under the loan agreement, the Company undertakes among other things, that it shall maintain certain financial covenants such as debt service coverage ratio of at least 1.3:1 and leverage maximum 300%.

On October 27, 2020, PGASSOL withdrawn IDR 130,000,000,000.

As of March 31, 2021, the unused loan facility is IDR 870,000,000,000.

Bank DBS Indonesia - Uncommitted Revolving Credit Facility

On October 10, 2019, the Company and PT Bank DBS Indonesia signed Facility agreement with maximum limit up to IDR 1,000,000,000,000 or equivalent in USD.

The facility can also be used/withdrawn by Subsidiaries including PT PGAS Telekomunikasi Nusantara, PT Permata Graha Nusantara, and PT PGAS Solution under the condition as follows:

- Facility in amount of IDR 500,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by the Company;
- Facility in amount of IDR 420,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by PT Pertamina Gas;
- Facility in amount of IDR 50,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by PT PGAS Solution;
- Facility in amount of IDR 100,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by PT PGAS Telekomunikasi Nusantara; and
- Facility in amount of IDR 30,000,000,000 or equivalent in USD can only be used/withdrawn by PT Permata Graha Nusantara.

21 PINJAMAN JANGKA PANJANG (Lanjutan)

Perjanjian fasilitas pinjaman berulang ini telah diamendemen pada 8 Oktober 2020 dan akan berakhir pada 31 Juli 2021 dan dikenakan tingkat bunga sebesar JIBOR atau LIBOR ditambah margin per tahun. Bunga pinjaman harus dibayar setiap 3 (tiga) bulan sejak tanggal penarikan dan pokok pinjaman dibayarkan pada tanggal berakhirnya pinjaman beserta bunga yang belum tertagih.

Pada Tahun 2020, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara melakukan penarikan fasilitas sejumlah IDR 30,000,000,000 dan melakukan pelunasan sebagian sebesar IDR 11,000,000,000. Pada tanggal 29 Januari 2021 dan 5 Maret 2021, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara melakukan pelunasan pokok seluruh sisa saldo pinjaman sejumlah IDR 19,000,000,000.

Pada tanggal yang berakhir 31 Maret 2021, fasilitas yang belum digunakan sebesar IDR 1,000,000,000,000.

The revolving facility agreement has amended on October 8, 2020 and will mature on July 31, 2021 and subject to the interest rate of JIBOR or LIBOR plus Margin per annum. The interest shall be paid in 3 (three) month since the first withdrawal date and the principle will be due at the end of loan period along with accrued interest.

On 2020, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara withdrawn the facility in sum amount of IDR 30,000,000,000 made partial repayment in sum amount of IDR 11,000,000,000. On January 29, 2021 and March 5, 2021, PT PGAS Telekomunikasi Nusantara made full repayment in amount of IDR 19,000,000,000.

As of March 31, 2021, the unused facility is IDR 1,000,000,000,000.

21 a. Pinjaman pemegang saham

	31 Mar 2021 / Mar 31, 2021	31 Des 2020 / Dec 31, 2020	
Bagian Jangka Pendek	41.209.660,00	71.260.879,00	Short-term portion
Bagian Jangka Panjang	131.941.479,00	139.316.428,00	Long-term portion
	<u>173.151.139,00</u>	<u>210.577.307,00</u>	

Pada tanggal 28 Desember 2012, Pertagas dan Pertamina menandatangani perjanjian pinjaman untuk pendanaan belanja modal. Perjanjian pinjaman tersebut berlaku efektif sejak 1 Januari 2012. Penambahan pinjaman dilakukan melalui mekanisme dropping dana.

Pembebanan bunga kepada Pertagas oleh Pertamina dihitung setiap bulan berdasarkan tingkat bunga yang berlaku di pasar

b. Fasilitas yang belum digunakan

Pada tanggal 27 Agustus 2020, Perusahaan memperpanjang jangka waktu perjanjian fasilitas Non Cash Loan yang terdiri dari Standby Letter of Credit (SBLC), Bank Garansi, SKBDN dan L/C Impor yang diperoleh dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk dengan maksimum nilai plafon sebesar USD 220,000,000. Perusahaan juga wajib memelihara rasio kemampuan membayar utang minimum 130% dan rasio utang terhadap modal maksimum sebesar 300%. Fasilitas ini akan jatuh tempo pada 15 Agustus 2021. Pada tanggal 31 Maret 2021, fasilitas yang belum digunakan sebesar USD 174,809,961.

Pada tanggal 15 Januari 2021, Perusahaan memperpanjang fasilitas Non Cash Loan (NCL) yang diperoleh dari PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk yang terdiri dari Standby Letter of Credit (SBLC), Bank Guarantee, Letter of Credit (L/C) dan SKBDN, dengan maksimum nilai plafon sebesar USD 140,000,000. Fasilitas ini jatuh tempo pada 18 Desember 2021. Di samping itu Perusahaan juga wajib memelihara current ratio tidak kurang dari 1 kali, debt to equity ratio maksimal 3 kali dan EBITDA terhadap interest tidak kurang dari 200%. Pada tanggal 31 Maret 2021, fasilitas yang belum digunakan sebesar USD 139,988,429.

Pada tanggal 22 Januari 2021, Perusahaan melakukan amendemen Corporate Facility Agreement dengan PT Bank ANZ Indonesia (Bank ANZ). Bank ANZ akan menyediakan fasilitas korporasi dengan maksimum nilai plafon sebesar USD 167,000,000. Fasilitas ini jatuh tempo pada tanggal 30 November 2021. Fasilitas ini diberikan dengan ketentuan: (i) penggunaan keseluruhan dari semua jenis bank garansi (jaminan pembayaran, jaminan pembayaran uang muka, jaminan penawaran, jaminan pelaksanaan dan jaminan pemeliharaan) setiap saat tidak akan melebihi USD 85,000,000; dan (ii) penggunaan keseluruhan fasilitas pembiayaan modal kerja jangka pendek setiap saat tidak melebihi USD 82,000,000. Pada tanggal 31 Maret 2021, fasilitas bank garansi yang belum digunakan sebesar USD 67,754,120, sementara untuk fasilitas pembiayaan modal kerja jangka pendek belum dipergunakan sama sekali.

Pada tanggal 7 Juli 2020, Perusahaan dengan BRI menandatangani addendum perjanjian kredit dengan perubahan perubahan nilai plafon atas fasilitas Standby Letter of Credit (SBLC)/Fasilitas Bank Garansi (merupakan sub limit fasilitas SBLC) menjadi USD 300,000,000. Fasilitas ini akan jatuh tempo pada tanggal 5 April 2021. Pada tanggal 31 Maret 2021, fasilitas yang belum digunakan sebesar USD 130,596,449.

Pada tanggal 10 Oktober 2019, Perusahaan dengan Citibank menandatangani perjanjian kredit fasilitas Standby Letter of Credit (SBLC)/Bank Garansi sebesar USD 50,000,000. Pada tanggal 31 Maret 2021, fasilitas yang belum digunakan sebesar USD 50,000,000

Pada tanggal 7 Juli 2020, Perusahaan dengan PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk menandatangani Perjanjian Fasilitas Foreign Exchange Line dengan limit sebesar USD 100,000,000 untuk pelaksanaan transaksi Tom, Spot, Forward, Swap atau Option. Perjanjian ini jatuh tempo pada tanggal 5 April 2021. Pada tanggal 31 Maret 2021, fasilitas Treasury Line ini belum digunakan sama sekali.

21 c. Utang Sewa Guna Usaha

Grup mengakui liabilitas sewa sehubungan dengan sewa yang sebelumnya diklasifikasikan sebagai 'sewa operasi' berdasarkan prinsip-prinsip dalam PSAK 30: Sewa. Liabilitas sewa diukur pada nilai kini dari sisa pembayaran sewa, yang didiskontokan dengan menggunakan suku bunga pinjaman inkremental Grup pada tanggal 1 Januari 2020. Rata-rata tertimbang suku bunga inkremental yang digunakan adalah sebesar 4,65%. (Catatan 2). Dengan menerapkan standar ini, pada tanggal 31 Desember 2020 Grup mengakui Liabilitas Sewa Usaha sebesar USD 538.039.005. Pengakuan atas liabilitas sewa guna usaha ini akan berakhir pada 31 Mei 2034.

21 LONG-TERM LOANS (Continued)

21 a. Shareholder loan

On December 28, 2012, Pertagas, and Pertamina entered into a loan agreement for capital expenditures. The loan agreement was effective as at January 1, 2012. Additional drawdowns of the loan are performed through a cash calls mechanism.

Interest charged to Pertagas by Pertamina is calculated on a monthly basis based on market rates.

21 b. Unused facilities

On August 27, 2020, the Company amended the Non Cash Loan facility agreement which consist of Standby Letter of Credit (SBLC), Guarantee Bank, SKBDN and L/C Import, obtained from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk with a maximum limit of USD 220,000,000. The Company shall also maintain debt service ratio at minimum of 130% and debt to equity ratio at maximum of 300%. The facility will mature on August 15, 2021. As of March 31, 2021, the facility which has not been used amounted to USD 174,809,961.

On January 15, 2021, the Company has extended the Non Cash Loan (NCL) facility from PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk which consists of Standby Letter of Credit (SBLC), Bank Guarantee, Letter of Credit (L/C) and SKBDN with a maximum limit of USD 140,000,000. The facility mature on December 18, 2021. Furthermore, the Company shall also maintain current ratio not less than 1 time, debt to equity ratio at a maximum 3 times and EBITDA to interest not less than 200%. As of March 31, 2021, the facility that has not been used amounted to USD 139,988,429.

On January 22, 2021, the Company amend the Corporate Facility Agreement with PT Bank ANZ Indonesia (Bank ANZ). Bank ANZ will provide Corporate Facility with a maximum limit of USD 167,000,000. The facility expire on November 30, 2021. This facility is given with: (i) total utilization of all type of bank guarantee (payment guarantee, advance payment bond, bid bond, performance bond and retention bond) at any time shall not exceed USD 85,000,000; (ii) total utilization of uncommitted a short-term working capital facility at any time shall not exceed USD 82,000,000. As of March 31, 2021, a payment guarantee facility that has not been used amounted to USD 67,754,120 meanwhile for uncommitted short-term working capital has not been used at all.

On July 7, 2020, the Company and BRI signed amendment of credit agreement with changes in amount of maximum limit of Standby Letter of Credit (SBLC)/Bank Guarantee Facility (a sub limit of SBLC Facility) the guarantees of the suspension of import (PJI) to become USD 300,000,000. This facility will expire on April 5, 2021. As of March 31, 2021, the unused facility amounted to USD 130,596,449.

On October 10, 2019, the Company and Citibank signed credit agreement of Standby Letter of Credit (SBLC)/Bank Guarantee Facility amounted USD 50,000,000. As of March 31, 2021, the unused facility amounted to USD 50,000,000.

On July 7, 2020, the Company and PT Rakyat Indonesia (Persero) Tbk signed Foreign Exchange Line agreement with a maximum limit of USD 100,000,000 for Tom, Spot, Forward, Swap or Option transaction. This agreement will expire on April 5, 2021. As of March 31, 2021, this Treasury Line facility has not been used at all.

21 c. Lease Liability

The Group recognize lease liability in accordance with rent previously classified as "operation lease" based on principals of SFAS 30 : Lease. Lease liability is measured at present value from the remaining lease payment, discounted with Group's incremental interest rate at Januari 1, 2020. Weighted average of incremental interest rate used is 4.65% (Notes 2). With the implementation of this standard, on December 31, 2020 the Group incurred Lease Liability amounting US\$ 538.039.005. This incurred for the lease liability which will be expired on May 31, 2034.

22 UTANG OBLIGASI	<u>1.965.064.253</u>	<u>1.964.322.891</u>	22 BONDS PAYABLES
<p>Akun ini terdiri dari:</p>			
Senior Unsecured Fixed Rate Notes			The amount is consist of:
Penerbitan tahun 2014	1.350.000.000	1.350.000.000	Senior Unsecured Fixed Rate Notes
Hutang obligasi PT Saka	625.000.000	625.000.000	Issued in 2014
Jumlah	1.975.000.000	1.975.000.000	Bonds, PT Saka Energi
Diskonto	(9.031.457)	(9.532.319)	Total
Biaya penerbitan	(4.668.510)	(4.668.510)	Discount
Amortisasi diskonto dan biaya penerbitan	3.764.220	3.523.720	Issuance cost
			Amortization of discount and issuance cost
Jumlah Utang Obligasi - Bersih	1.965.064.254	1.964.322.891	Total Bonds Payable - Net
Bagian jangka panjang	<u>1.965.064.254</u>	<u>1.964.322.891</u>	Total Non-current

Pada tanggal 12 Mei 2014, Perusahaan menerbitkan USD1.350.000.000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes, yang akan jatuh tempo pada tanggal 16 Mei 2024, dengan harga penerbitan sebesar 99,037%. Wali amanat atas obligasi ini adalah The Bank of New York Mellon. Obligasi ini dikenakan bunga sebesar 5,125% per tahun yang terhutang setengah tahunan in arrear setiap tanggal 16 Mei dan 16 November, dimulai pada tanggal 16 November 2014. Obligasi ini dicatatkan pada Bursa Efek Singapura, tidak dapat dibatalkan dan dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan. Dana bersih yang diperoleh sebesar USD1.335.334.469, diterima pada tanggal 16 Mei 2014 dan dipergunakan untuk penambahan modal kerja dan keperluan umum lainnya. Berdasarkan Moody's Investors Services dan Fitch Rating, peringkat dari obligasi tersebut masing-masing adalah Baa2 dan BBB- pada tanggal 31 Maret 2021.

Sehubungan dengan obligasi ini, Perusahaan dibatasi dalam melakukan konsolidasi, penggabungan usaha, mengalihkan, menyewakan, atau menjual semua atau sebagian besar asetnya.

Perusahaan tidak diharuskan melakukan pembentukan dana (*sinking fund*) untuk pelunasan utang obligasi ini.

Pada tanggal 26 April 2017, PT Saka Energi Indonesia menerbitkan USD625.000.000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes, yang akan jatuh tempo pada tanggal 5 Mei 2024, dengan harga penerbitan sebesar 100,47%. Wali amanat atas obligasi ini adalah Citicorp International Limited. Obligasi ini dikenakan bunga sebesar 4,45% per tahun yang terhutang setengah tahunan setiap tanggal 5 Mei dan 5 November, dimulai pada tanggal 5 November 2017. Obligasi ini dicatatkan pada Bursa Efek Singapura. Dana bersih yang diperoleh sebesar USD622.937.500, diterima pada tanggal 5 Mei 2017 dan dipergunakan untuk refinance pinjaman sindikasi, mendanai aktifitas investasi, aktivitas akuisisi, penambahan modal kerja dan keperluan umum lainnya. Berdasarkan Moody's Investors Services dan Fitch Rating, peringkat dari obligasi tersebut masing-masing adalah B2 dan B+ pada tanggal 31 Maret 2021.

On May 12, 2014, the Company issued USD1,350,000,000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes, which will be due on May 16, 2024, with issue price of 99.037%. The trustee of these bonds is The Bank of New York Mellon. These bonds bear interest rate of 5.125% per annum payable semi annually in arrears on May 16 and November 16, starting November 16, 2014. These bonds, which were listed at the Singapore Exchange Securities Trading Limited, are irrevocably and unconditionally guaranteed by the Company. The net proceeds, which amounted to USD1,335,334,469 were received by the Company on May 16, 2014 and were used for additional working capital and other general corporate purposes. Based on Moody's Investors Services and Fitch Rating, the bonds are rated at Baa2 and BBB-, respectively as of March 31, 2021.

In relation to these bonds, the Company is restricted in conducting consolidate, merger, transfer, lease or disposal of all or substantially all of it assets.

The Company is not required to make sinking fund payment with respect to these bonds.

On April 26, 2017, PT Saka Energi Indonesia issued USD625,000,000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes, which will be due on May 5, 2024, with issue price of 100.47%. The trustee of these bonds is Citicorp International Limited. These bonds bear interest of 4.45% per annum payable semi-annually on May 5 and November 5, starting on November 5, 2017. These bonds were listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited. The net proceeds, which amounted to USD622,937,500 were received by the Company on May 5, 2017 and were used for refinance syndicated loan, to finance capital expenditures, acquisition activities, working capital requirement and other general corporate purposes. Based on Moody's Investor Service and Fitch Rating, the bonds are rated at B2 and B+, respectively as of March 31, 2021.

23 MODAL SAHAM

344.018.831

344.018.831

23 CAPITAL STOCK

Susunan pemilikan saham Perusahaan pada tanggal 31 Maret 2021 berdasarkan catatan yang dibuat oleh PT Datindo Entrycom, Biro Administrasi Efek adalah sebagai berikut:

The details of the shareholders based on the report prepared by PT Datindo Entrycom, a Securities Administration Agency, as of March 31, 2021, are as follows:

	Dolar Amerika Serikat/ US Dollar
1. Pemerintah Republik Indonesia Saham Seri A Dwiwarna 1 saham	0
2. PT Pertamina (Persero) Saham Seri B 13.809.038,755 saham	195.968.391
3. Masyarakat umum dan karyawan Saham Seri B 10.432.465.440 saham	148.050.440
Ditempatkan dan disetor penuh	344.018.831

	Dolar Amerika Serikat/ US Dollar
	0
	195.968.391
	148.050.440
	344.018.831

- The Government of the Republic of Indonesia
Series A Dwiwarna 1 Share
Series B 13,809,038,755 Shares
 - Public and Employees
Series B 10,432,298,940 Shares
- Issued and fully paid**

Saham Seri A Dwiwarna merupakan saham yang memberikan kepada pemegangnya hak-hak untuk mencalonkan direksi dan komisaris, menghadiri dan menyetujui pengangkatan dan pemberhentian komisaris dan direksi, perubahan anggaran dasar termasuk perubahan modal, pembubaran dan likuidasi, penggabungan, peleburan dan pengambilalihan Perusahaan.

Series A Dwiwarna share represents share which provides the holder rights to propose directors and commissioners, attend and approve the appointment and dismissal of commissioners and directors, change in Articles of Association including changes in capital, closure and liquidation, merger and acquisition of the Company.

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

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

Sesuai dengan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tanggal 25 Januari 2018 Pemerintah Indonesia telah mengalihkan 56,97% kepemilikan atas saham Perusahaan kepada Pertamina. Selain itu, Pemerintah Indonesia sebagai pemegang saham Seri A Dwiwarna, memberikan kuasa kepada pemegang saham mayoritas Perusahaan untuk:

In accordance with the resolution of Extraordinary General Shareholders' Meeting held on January 25, 2018 the Government of Indonesia transferred 56.97% ownership in the Company's shares to Pertamina. Furthermore, the Government of Indonesia as the owner of Series A Dwiwarna shares authorises the Company's majority Shareholders to do the following:

- Mengubah Anggaran Dasar Perusahaan
- Mengangkat anggota Direksi dan Komisaris
- Mengusulkan calon anggota Direksi dan Komisaris
- Mengusulkan mata acara Rapat Umum Pemegang Saham
- Meminta dan mengakses data dan dokumen Perusahaan.

- Change th Company's Articles of Association
- Appoint members of the Board of Directors and Commissioners
- Propose candidates for Board of Directors and Commissioners
- Propose the Annual General Meeting of Shareholders' Meeting agenda
- Request and access the Company's data and documents

Modal disetor lainnya terdiri dari :

Other paid-in capital consists of the following:

	31 Maret / March 31, 2021	31 Desember / December 31, 2020	
Dampak implementasi PSAK No. 65 (Laporan Keuangan Konsolidasian)	127.085.001	127.085.001	Impact of PSAK No. 65 "Consolidated Financial Statements" Implementation
Selisih antara pembayaran yang diterima dengan nilai normal	96.586.706	96.586.706	Excess of proceeds over par value
Opsi saham untuk karyawan	76.687.533	76.687.533	Employee stock option
Opsi saham untuk manajemen	29.072.254	29.072.254	Management stock option
Selisih nilai transaksi Entitas sependengali	- 787.215.590	- 787.215.590	Difference arising from transaction among entities under common control
Biaya emisi saham	- 9.790.532	- 9.790.532	Share issuance cost
	<u>467.574.628</u>	<u>467.574.628</u>	

Perusahaan telah mencatatkan sebanyak 24.241.508.196 lembar saham pada Bursa Efek Indonesia untuk 31 Maret 2021.

The Company has listed its shares at the Indonesia Stock Exchange totaling to 24,241,508,196 shares as of December 31, 2021.

24 PENCADANGAN SALDO LABA DAN PEMBAGIAN LABA

24 APPROPRIATIONS OF RETAINED EARNINGS AND DISTRIBUTIONS OF INCOME

Mengacu kepada Undang-Undang Perseroan Terbatas, Perusahaan dan entitas anak diwajibkan untuk menyetor cadangan wajib paling sedikit sebesar 20% dari jumlah saham ditempatkan dan disetor penuh

Under Indonesian Limited Company Law, the Company and each of its subsidiaries is required to set up a statutory reserve amounting to at least 20% of issued and fully paid share capital.

Berdasarkan Risalah Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang diadakan pada tanggal 15 Mei 2020 yang diaktakan dalam Akta Notaris No. 23 oleh Nanette Cahyanie Handari Adi Warsito, S.H. tanggal 15 Mei 2020, para pemegang saham menyetujui keputusan-keputusan, sebagai berikut:

Based on the Minutes of the Company's Annual General Meeting of Shareholders held on May 15, 2020 which was notarised in the Notarial Deed No. 23 of Nanette Cahyanie Handari Adi Warsito, S.H. dated May 15, 2020, the shareholders ratified the following decisions:

- Menetapkan penggunaan laba tahun berjalan yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk untuk tahun buku 2019 berjumlah sebesar USD67.584.090 diperuntukkan sebagai berikut:
 - Pembagian dividen tunai sebesar Rp1.007.477.080,626 (setara dengan USD67.575.109) atau Rp41,56 per saham kepada pemegang saham; dan
 - Sisanya akan dicatat sebagai cadangan.
- Kepada Direksi diberikan wewenang untuk mengatur lebih lanjut tata cara pembagian dividen tersebut dan mengumumkannya dengan memperhatikan peraturan dan perundangan yang berlaku.

- Approved the use of profit for the year attributable to owners of the parent entity for the 2019 financial year in the amount of USD67,584,090 to be utilised as follows:
 - Distribution of cash dividends of Rp1,007,477,080,626 (equivalent to USD67,575,109) or Rp41.56 per share to shareholders; and
 - The remaining amount will be appropriated as reserve.
- To give authority to the Board of Directors to prepare and publish the cash dividends distribution procedures with consideration of the prevailing laws and regulations.

Berdasarkan Risalah Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang diadakan pada tanggal 26 April 2018 yang diaktakan dengan Akta Notaris No. 97 dari Notaris Fathiah Helmi S.H., tanggal 26 April 2018, para pemegang saham menyetujui keputusan-keputusan, sebagai berikut:

Based on the Minutes of the Company's Annual General Shareholders' Meeting held on April 26, 2018 which were notarized with Notarial Deed No. 97 of Notary Fathiah Helmi, S.H., dated April 26, 2018, the shareholders ratified the following decisions:

- Menetapkan penggunaan laba tahun berjalan yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk untuk tahun buku 2018 berjumlah sebesar USD242.607.597 diperuntukkan sebagai berikut:
 - Pembagian dividen tunai sebesar Rp1.381.523.552,090 (setara dengan USD97.372,678) atau Rp56,99 per saham kepada pemegang saham; dan
 - Sisanya akan dicatat sebagai cadangan.
- Kepada Direksi diberikan wewenang untuk mengatur lebih lanjut tata cara pembagian dividen tersebut dan mengumumkannya dengan memperhatikan peraturan dan perundangan yang berlaku.

- Approved the use of profit for the year attributable to owners of the parent entity for the 2018 financial year in the amount of USD242,607,597 to be utilised as follows:
 - Distribution of cash dividends of Rp1,381,523,552,090 (equivalent to USD97,372,678) or Rp56.99 per share to shareholders; and
 - The remaining amount will be appropriated as reserve.
- To give authority to the Board of Directors to prepare and publish the cash dividends distribution procedures with consideration of the prevailing laws and regulations.

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)
25 PENDAPATAN NETO	733.154.143
Akun ini terdiri dari:	
Niaga gas	596.343.829
Transmisi gas	59.109.863
Transportasi Minyak	3.967.311
Penjualan minyak dan gas neto	47.093.749
Sewa fiber optik	4.283.477
Pendapatan keuangan dari sewa pembiayaan	-
Pemrosesan Gas	21.000.295
lain-lain	1.355.619
Total	733.154.144

Pendapatan niaga gas bumi terdiri dari distribusi gas kepada:

Industri	591.355.613
Komersial	397.874
Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas (SPBG)	2.933.551
Rumah Tangga	1.656.792
Total	596.343.828

Penjualan minyak dan gas merupakan pendapatan atas penjualan minyak dan gas Grup dari aktivitas produksi yang diperoleh dari PSC.

Pendapatan keuangan dari sewa pembiayaan merupakan pendapatan KJG atas bunga sehubungan dengan sewa pembiayaan yang timbul dari perjanjian pengangkutan gas antara KJG dengan PLN dan PC Muriah Ltd. berdasarkan GTA Kalija Tahap I.

Sewa fiber optik merupakan pendapatan PGASKOM atas penyediaan jaringan kepada para pelanggan.

Pendapatan lain-lain merupakan pendapatan PGASSOL atas penyediaan jasa konstruksi dan pemeliharaan jaringan pipa kepada pelanggannya.

Pendapatan neto dari pelanggan yang melebihi 10% dari jumlah pendapatan neto konsolidasian adalah pendapatan dari PT PLN (Persero), entitas berelasi dengan Pemerintah, masing-masing sebesar USD129.838.616 atau 17,71% dan USD91.661.083 atau 10,49% dari jumlah pendapatan neto konsolidasian untuk periode yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 2020.

Grup melakukan transaksi penjualan dengan entitas berelasi dengan Pemerintah, dengan total masing-masing sebesar 30,22% dan 21,19% dari total pendapatan neto konsolidasian di atas untuk periode yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 2020.

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)
26 BEBAN POKOK PENDAPATAN	531.662.990
Akun ini terdiri dari:	
a. Niaga gas	
Pihak ketiga	358.206.225
Entitas berelasi dengan Pemerintah (Catatan 34)	90.632.355
Sub total	448.838.579
b. Beban pengoperasian minyak dan gas bumi	
Beban produksi dan <i>lifting</i>	23.316.340
Beban penyusutan, deplesi dan amortisasi	40.402.464
Sub total	63.718.804
c. LNG	
Beban LNG	-
Beban penyusutan, deplesi dan amortisasi	11.904.987
d. Gas Terproses	
e. lain-lain	611.760
Total	531.662.990

Pembelian neto dari pemasok yang melebihi 10% dari jumlah pendapatan neto konsolidasian adalah pembelian dari Pertamina, entitas berelasi dengan Pemerintah, dan ConocoPhillips masing-masing sebesar USD90.632.355 atau 12,36% dan USD124.310.483 atau 14,23% dari total pendapatan neto konsolidasian untuk periode yang berakhir 31 Maret 2021 dan 2020.

Grup melakukan transaksi pembelian gas dengan entitas berelasi dengan Pemerintah, dengan total masing-masing sebesar 17,05% dan 14,18% dari total beban pokok pendapatan konsolidasian di atas untuk periode yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 2020.

	31 Maret 2020/ March 31, 2020 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	
25 NET REVENUES	873.809.721	
This account consists of:		
	693.473.914	Gas Commercial
	65.004.484	Gas transmission
	5.388.020	Oil Transportation
	76.095.067	Net oil and gas sales
	4.168.138	Fibre optic rental
	-	Finance income from finance lease
	25.427.904	Gas Processing
	4.251.193	Others
Total	873.809.720	Total

Gas commercial consists of natural gas revenue to:

Industrial Commercial	688.348.222
Fuel gas filling stations (SPBG)	385.038
Households	3.128.815
Total	693.473.915

Net oil and gas sales represents Group's sales of oil and gas from exploration and production activities earned under PSC.

Finance income from lease transaction represents KJG's interest in relation to finance lease under the gas transportation agreement between KJG, PLN and PC Muriah Ltd. under the provision of GTA Kalija Tahap I.

Fibre optic rental represents PGASKOM's revenues of network services to the customers.

Other revenues represents PGASSOL's revenues of pipeline construction and maintenance services to the customers.

Net revenues from customer in excess of 10% of the total consolidated net revenues are revenue from PT PLN (Persero), Government-related entity, which amounting to USD129,838,616 or 17,71% and USD91,661,083 or 10,49% from total consolidated net revenues for the period ended March 31, 2021 and 2020 respectively.

The Group enters sales transactions with the Government-related entities, totalling to 30,22% and 21,19% of its consolidated net revenues above for the period ended March 31, 2021 and 2020, respectively.

	31 Maret 2020/ March 31, 2020 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	
26 COST OF REVENUES	586.750.300	
This account consists of:		
a. Gas commercial		
	349.053.129	Third parties
	124.310.483	Government-related entities (Note 34)
Sub total	473.363.612	Sub total
b. Oil and gas operation cost		
	29.005.776	Production and lifting costs
	45.612.922	Depreciation, depletion and amortization
Sub total	74.618.698	Sub total
c. LNG		
	16.789.981	LNG costs
	10.490.769	Depreciation
d. Processed Gas		
	7.925.365	e. Others
	3.561.876	
Total	586.750.300	Total

Net purchases from suppliers involving purchases in excess of 10% of the total consolidated net revenues are for purchases from Pertamina, a Government-related entity, and ConocoPhillips amounting to USD90,632,355 or 12,36% and USD124,310,483 or 14,23% of total consolidated net revenues for the period ended March 31, 2021 and 2020, respectively.

The Group enters sales transactions with the Government-related entities, totalling to 17,05% and 14,18% of its consolidated cost of revenues above for the period ended March 31, 2021 and 2020, respectively.

27 BEBAN NIAGA DAN INFRASTRUKTUR	72.909.783	75.144.110
Akun ini terdiri dari:		
Penyusutan	36.689.596	26.879.681
Gaji dan kesejahteraan karyawan	7.727.529	8.066.976
Iuran BPH Migas	2.840.005	1.048.497
Perbaikan dan pemeliharaan	1.500.155	6.280.016
Sewa	15.700.966	11.941.409
Honorarium profesional	71.024	1.796.415
Perjalanan dinas dan transportasi	65.092	499.321
Peralatan dan suku cadang	649.815	6.707.204
Peralatan kantor	107.860	32.585
Bahan bakar dan bahan kimia	441.818	353.607
Komunikasi	79.176	573.851
Representasi dan jamuan	231.130	177.066
Listrik dan air	125.429	271.605
Pajak dan perizinan	111.895	1.156.144
Pendidikan dan pelatihan	2.379	20.750
Asuransi	692.273	2.123
Amortisasi	1.608.874	31.266
Jasa umum	3.468.663	5.026.806
Material umum	249.194	5.519
Lain-lain	546.909	4.273.270
Total	72.909.783	75.144.110

28 BEBAN ADMINISTRASI DAN UMUM	35.856.706	44.022.471
Akun ini terdiri dari:		
Penyusutan	1.729.659	1.984.735
Gaji dan kesejahteraan karyawan	22.043.543	20.225.298
Perbaikan dan pemeliharaan	1.755.766	410.423
Sewa	1.321.737	4.143.745
Honorarium profesional	1.084.143	1.883.913
Perjalanan dinas dan transportasi	124.203	898.766
Peralatan dan suku cadang	134.679	181.527
Peralatan kantor	210.460	264.748
Bahan bakar dan bahan kimia	247.305	274.463
Komunikasi	597.289	299.933
Representasi dan jamuan	292.881	1.102.706
Listrik dan air	80.384	491.475
Promosi	-	438.266
Pajak dan perizinan	266.820	964.933
Pendidikan dan pelatihan	224.695	385.465
Biaya bank	16.998	274.849
Perayaan	134.804	56.917
Asuransi	694.804	1.128.296
Amortisasi	200.333	360.244
Jasa umum	1.594.473	4.704.630
Cadangan kerugian penurunan nilai	2.455.956	2.108.174
Tanggung jawab sosial dan bina lingkungan	25.798	1.198.879
Material umum	105.182	14.376
Pakaian dinas	7.653	7.419
Lain-lain	507.150	218.290
Total	35.856.706	44.022.471

29 BEBAN KEUANGAN	35.825.423	37.620.245
Akun ini terdiri dari:		
Penerusan pinjaman dari Pemerintah Republik Indonesia yang didanai oleh:		
<i>Promissory Notes</i>	-	-
- European Investment Bank	-	33.117
- Japan Bank for International Cooperation	700.829	1.096.050
- International Bank for Reconstruction and Development	347.193	428.420
Obligasi	26.381.988	25.617.427
Pinjaman sindikasi	-	-
<i>Guaranteed Notes</i>		
perhitungan provisi (Catatan 37)		
PT Bank Mandiri Indonesia	-	1.143.519
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd.	-	-
Beban Bunga Sewa Pembiayaan	4.053.122	4.884.413
Bunga Pinjaman Pertagas	3.811.579	3.673.896
PT Bank Sumitomo Mitsui Indonesia	181.784	57.068
Bunga Pinjaman Bank BTPN	-	41.003
Penurunan nilai wajar piutang jangka panjang	-	240.129
Pembalikan dari efek diskonto atas provisi pembongkaran aset dan restorasi area	348.928	405.203
Total	35.825.423	37.620.245

27 DISTRIBUTION AND TRANSMISSION EXPENSES	
This account consists of:	
Depreciation	26.879.681
Salaries and employees' benefits	8.066.976
BPH Migas levy	1.048.497
Repairs and maintenance	6.280.016
Rental	11.941.409
Professional fees	1.796.415
Traveling and transportation	499.321
Tools and spare parts	6.707.204
Office supplies	32.585
Fuel and chemicals	353.607
Communications	573.851
Entertainment and entertainment	177.066
Electricity and water	271.605
Taxes and licenses	1.156.144
Education and training	20.750
Insurance	2.123
Amortization	31.266
General services	5.026.806
General material	5.519
Others	4.273.270
Total	75.144.110

28 GENERAL AND ADMINISTRATIVE EXPENSES	
This account consists of:	
Depreciation	1.984.735
Salaries and employees' benefits	20.225.298
Repairs and maintenance	410.423
Rental	4.143.745
Professional fees	1.883.913
Traveling and transportation	898.766
Tools and spare parts	181.527
Office supplies	264.748
Fuel and chemicals	274.463
Communications	299.933
Entertainment and entertainment	1.102.706
Electricity and water	491.475
Promotion	438.266
Taxes and licenses	964.933
Education and training	385.465
Bank expenses	274.849
Celebration	56.917
Insurance	1.128.296
Amortization	360.244
General services	4.704.630
Provision for impairment losses	2.108.174
Corporate Social and Environmental Responsibility	1.198.879
General material	14.376
Employees' uniform	7.419
Others	218.290
Total	44.022.471

29 FINANCE COST	
This account consists of:	
Two Step Loan from the Government of the Republic of Indonesia funded by:	
<i>Promissory Notes</i>	
European Investment Bank -	33.117
Japan Bank for International Cooperation -	1.096.050
International Bank for Reconstruction and Development -	428.420
Bonds	25.617.427
Syndication loan	-
Guaranteed Notes	
Unwinding of discount on provision (Note 37)	
PT Bank Mandiri Indonesia	1.143.519
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	-
Loan Rate Pertagas	
PT Bank Sumitomo Mitsui Indonesia	3.673.896
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd.	41.003
Impairment of long-term receivables	240.129
The unwinding of the effect of discounting the provision of assets abandonment and area restoration	405.203
Total	37.620.245

30 PENDAPATAN KEUANGAN	4.943.465
Akun ini terdiri dari:	
Bunga deposito	1.677.275
Bunga jasa giro	2.489.931
Bunga investasi obligasi	776.259
Bunga piutang carry	-
Total	4.943.465

7.566.840
1.540.608
2.204.866
835.499
2.985.867
7.566.840

30 FINANCE INCOME

This account consists of:

Interest of time deposits
Interest of current accounts
Interest from investment in bonds
Interest from carry receivables
Total

31 LABA (RUGI) KURS - NETO

Laba (Rugi) selisih kurs terutama berasal dari penyesuaian aset dan liabilitas dalam mata uang asing dan perbedaan nilai tukar transaksi dari kegiatan usaha Perusahaan dalam mata uang asing.

32 GAIN (LOSS) ON FOREIGN EXCHANGE - NET

Gain (loss) on foreign exchange mainly results from restatements of assets and liabilities in foreign currencies and differences in exchange rates on the Company's operational transactions denominated in foreign currencies.

32 INSTRUMEN KEUANGAN DERIVATIF

Pada tanggal 16 Februari 2007, Perusahaan mengadakan kontrak cross currency swap dengan ABN AMRO Bank N.V. (ABN) Cabang London, di mana Perusahaan menyetujui untuk menerima bunga Yen Jepang (JPY) dikalikan 35% dan menyetujui untuk membayar bunga pada tingkat 0% untuk periode tanggal 15 Oktober 2006 sampai 15 Oktober 2008 dan untuk periode selanjutnya sampai berakhir kontrak tersebut yaitu pada 15 Maret 2019, membayar bunga sebesar selisih tingkat tertentu (*strike*) sebagaimana diatur dalam perjanjian dengan rata-rata nilai tukar Dolar AS dengan Yen Jepang (USD/JPY) dibagi seratus atau 0%, mana yang lebih tinggi.

Pada tanggal 19 Agustus 2008, Perusahaan mengadakan perubahan atas kontrak cross currency swap dengan ABN AMRO Bank N.V. (ABN), Cabang London, di mana Perusahaan menyetujui untuk menerima bunga sebesar bunga Yen Jepang (JPY) dikalikan 42% dan menyetujui untuk membayar bunga pada tingkat 0% untuk periode tanggal 15 Oktober 2006 sampai 15 Oktober 2008 dan untuk periode selanjutnya sampai berakhir kontrak tersebut yaitu pada 15 Maret 2019, membayar bunga sebesar selisih tingkat tertentu (*strike*) sebagaimana diatur dalam perjanjian dengan rata-rata nilai tukar Dolar AS dengan Yen Jepang (USD/JPY) dibagi seratus atau pada tingkat 0%, mana yang lebih tinggi, dan tambahan bunga 5% dikalikan jumlah hari apabila tingkat CMS 10 tahun sama atau diluar kisaran tingkat tertentu dibagi dengan jumlah hari pada periode tersebut.

Sebagai tambahan, Perusahaan juga menyetujui untuk menerima Yen Jepang dalam jumlah sebagaimana diatur dalam perjanjian selama nilai tukar USD/JPY berada pada atau di bawah 121,50 pada setiap akhir periode yang disepakati dan menyetujui untuk membayar sejumlah Dolar AS dengan nilai tukar USD/JPY sebesar 121,50. Apabila nilai tukar USD/JPY berada di atas 121,50, tidak ada transaksi cross currency swap yang akan dilakukan. Kontrak ini berlaku efektif sejak tanggal 15 Oktober 2006 dan akan berakhir pada tanggal 15 Maret 2019. Perusahaan bermaksud melakukan lindung nilai atas perubahan nilai wajar liabilitas dari risiko fluktuasi nilai tukar USD/JPY, sehubungan dengan pinjaman jangka panjang yang diperoleh dari JIBC.

Perubahan neto nilai wajar atas instrumen-instrumen derivatif di atas disajikan pada akun "Laba (Rugi) Perubahan Nilai Wajar Derivatif - Neto" pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya konsolidasian interim. Kontrak ini telah berakhir pada 15 Maret 2019.

33 DERIVATIVE FINANCIAL INSTRUMENTS

On February 16, 2007, the Company entered into a cross currency swap contract with ABN AMRO Bank N.V. (ABN), London Branch, whereby the Company agreed to receive Japanese Yen (JPY) interest multiplied by 35% and agreed to pay interest at 0% for the period from October 15, 2006 to October 15, 2008, and for the period thereafter through to the maturity date, March 15, 2019, to pay interest at the difference between a certain rate (*strike*) as stipulated in the agreement with the US Dollar average exchange rate with the Japanese Yen (USD/JPY) divided by one hundred or 0%, whichever is higher.

On August 19, 2008, the Company entered into an amendment of the cross currency swap contract with ABN AMRO Bank N.V. (ABN), London Branch, whereby the Company agreed to receive Japanese Yen (JPY) interest multiplied by 42% and to pay interest at the rate of 0% for the period from October 15, 2006 to October 15, 2008, and for the period thereafter to the maturity date, March 15, 2019, to pay interest at the difference between the *strike* rate as stipulated in the agreement with the US Dollar average exchange rate with the Japanese Yen (USD/JPY) divided by one hundred or at 0%, whichever is higher plus additional interest of 5% multiplied by number of days if the CMS 10 years rate is at or outside a certain range divided by the total number of days for such period.

In addition, the Company also agreed to receive Japanese Yen in the amount stipulated in the agreement, as long as the USD/JPY exchange rate is at or below 121.50 at the end of the agreed period and to pay US dollar amount with exchange rate of USD/JPY of 121.50. If USD/JPY is at or above 121.50, there will be no exchange of cross currency swap. This contract became effective starting October 15, 2006 and will expire on March 15, 2019. The Company intends to hedge the changes in the fair value of its liabilities due to risk of the foreign exchange rate fluctuation of USD/JPY, in relation to the long-term loan obtained from JIBC.

The net changes in the fair values of the above derivative instruments were presented in account "Gain (Loss) on Change in Fair Value of Derivative - Net" in the interim consolidated statements of income and other comprehensive income. This Contract has been ended at March 15, 2019.

33 PERPAJAKAN

Taksiran Tagihan Pajak	31 Maret / March 31 2021	31 Desember / December 31 2020
Pajak Penghasilan:		
Pasal 21	51.180.307	49.530.667
Pasal 22	-	-
Pasal 23	-	-
Pasal 4 (2)	-	632
Pasal 25	1.086.718	1.175.982
Pasal 26	-	35.072.539
Pasal 28A	-	-
Tahun 2020	19.401.831	-
Tahun 2019	-	21.225.356
Pajak Pertambahan Nilai:	67.013.364	49.019.827
Total	138.682.221	156.025.003

33 TAXATION

Estimated Claims for Tax Refund
Income Taxes:
Article 21
Article 22
Article 23
Article 4 (2)
Article 25
Article 26
Article 28a
Year 2020
Year 2019
Value Added Taxes:
Total

Beban Pajak

Beban (manfaat) pajak Perusahaan dan Entitas Anak terdiri dari:	31 Maret / March 31 2021	31 Maret / March 31 2020
Kini		
Entitas Induk	16.901.210	16.575.342
Entitas Anak	5.494.759	7.621.530
Sub-total	22.395.969	24.196.872
Tangguhan		
Entitas Induk	(1.614.322)	1.758.860
Entitas Anak	6.851.095	9.681.095
Sub-total	5.236.773	11.439.955
Beban Pajak - neto	27.632.742	35.636.827

Tax expense (benefit) of the Company and Subsidiaries are as follows:

Tax Expense
Current
The Company
Subsidiaries
Sub-total
Deferred
The Company
Subsidiaries
Sub-total
Tax expense - net

33 PERPAJAKAN (Lanjutan)

33 TAXATION (Continued)

	31 Maret / March 31 2021	31 Maret / March 31 2020	
Pajak kini			Current Tax
Rekonsiliasi antara laba sebelum manfaat (beban) pajak, seperti yang tercantum dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya konsolidasian interim dan estimasi laba kena pajak adalah sebagai berikut:			<i>The reconciliation between profit before tax benefit (expense), as shown in the interim consolidated statements of income and other comprehensive income and estimated taxable income is as follows:</i>
Laba sebelum manfaat (beban) pajak menurut laporan laba rugi komprehensif interim konsolidasian	104.302.222	92.126.582	Income before tax benefit (expense) per interim consolidated statements of comprehensive income
Laba sebelum manfaat (beban) pajak Entitas Anak	(14.576.888)	(3.335.015)	Income before tax benefit (expense) of the Subsidiaries
Penyesuaian konsolidasian	(19.306.681)	(17.988.762)	Consolidation adjustments
Laba sebelum beban pajak Perusahaan	<u>70.418.653</u>	<u>70.802.804</u>	Income before tax expense of the Company
Beda temporer			Temporary differences
Penyisihan persediaan usang - setelah dikurangi pemulihan	-	-	Provision for inventory obsolescence - net of reversal
Penyisihan kerugian penurunan nilai piutang	2.303.069	2.084.209	Provision for receivables impairment losses
Kesejahteraan karyawan - neto	14.066.020	-	Employees' benefits - net
Penyusutan	(12.103.354)	(7.571.806)	Depreciation
Gaji dan bonus	5.245.758	-	Salaries and bonus
Beda temporer - neto	<u>9.511.493</u>	<u>(5.487.597)</u>	Temporary differences - net
Beda tetap			Permanent differences
Representasi dan jamuan	-	298.913	Representation and entertainment
Beban sewa pembiayaan	(117.983)	-	Financial lease expense
Gaji dan kesejahteraan karyawan	214.720	4.386.193	Salaries and other employees benefits
Pajak dan perizinan - bersih	-	-	
Beban lain lain yang tak dapat dikurangkan	1.206.258	9.763.840	Other non-deductible expenses
Pajak dan perizinan - neto	9.945.327	10.067.013	Taxes and licenses - net
Pengembalian Biaya Gagas dan Kompensasi Kredit Kalija	(2.467.628)	-	Gagas Cost Reimbursement and Kalija Credit Compensation
Penghasilan bunga yang telah dikenakan pajak final	242.898	(2.592.523)	Interest income already subject to final income tax
Koreksi Pendapatan Obligasi	-	-	Correction of revenue from Obligation
Beda tetap - neto	<u>9.023.593</u>	<u>21.923.436</u>	Permanent differences - net
Estimasi laba kena pajak	<u>88.953.739</u>	<u>87.238.644</u>	Estimated taxable income
Beban pajak kini - Perusahaan	16.901.210	16.575.342	Current tax expense - the Company
Pembayaran pajak penghasilan di muka perusahaan	31 Maret / March 31, 2021	31 Desember / December 31, 2020	Prepayments of income taxes-company
Pasal 23	1.045.573	1.658.717	Income Tax Article 23
Pasal 22	1.971.286	2.574.916	Income Tax Article 22
Pasal 25	4.224.282	7.299.177	Income Tax Article 25
Total	<u>7.241.142</u>	<u>11.532.810</u>	Total

Berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 81 tahun 2007 ("PP 81/2007"), tanggal 28 Desember 2007, tentang Penurunan Tarif Pajak Penghasilan bagi Wajib Pajak Badan Dalam Negeri yang Berbentuk Perseroan Terbuka yang berlaku efektif tanggal 1 Januari 2008 dan Peraturan Menteri Keuangan No. 238/PMK.03/2008 tanggal 30 Desember 2008 tentang Tata Cara Pelaksanaan dan Pengawasan Pemberian Penurunan Tarif Bagi Wajib Pajak Badan Dalam Negeri yang berbentuk Perseroan Terbuka, perseroan terbuka dalam negeri di Indonesia dapat memperoleh penurunan tarif Pajak Penghasilan sebesar 5% lebih rendah dari tarif tertinggi Pajak Penghasilan sebagaimana diatur dalam Pasal 17 ayat 1b Undang-undang Pajak Penghasilan, dengan memenuhi kriteria-kriteria yang ditentukan, yaitu perseroan yang saham atau efek bersifat ekuitas lainnya tercatat di Bursa Efek Indonesia yang jumlah kepemilikan saham publiknya 40% atau lebih dari keseluruhan saham yang disetor dan saham tersebut dimiliki paling sedikit oleh 300 pihak, masing-masing pihak hanya boleh memiliki saham kurang dari 5% dari keseluruhan saham yang disetor.

Based on Government Regulation No. 81/2007 ("Gov. Reg. 81/2007"), dated December 28, 2007, on regarding Reduction of the Rate of Income Tax on Resident Corporate Taxpayers in the Form of Publicly-listed Companies which became effective on January 1, 2008 and Ministry of Finance Rule No. 238/PMK.03/2008 dated December 30, 2008 regarding the Guidelines on the Implementation and Supervision on the Tariff Reduction for Domestic Tax Payers in the Form of Publicly-listed Companies, that resident publicly-listed companies in Indonesia can obtain the reduced income tax rate of 5% lower than the highest income tax rate under Article 17 paragraph 1b of the Income Tax Law, provided if they meet the prescribed criterias, which are companies whose shares or other equity instruments are listed in the Indonesia Stock Exchange, whose shares owned by the public is 40% or more of the total paid shares and such shares are owned by at least 300 parties, each party owning less than 5% of the total paid up shares.

33 PERPAJAKAN (Lanjutan)

33 TAXATION (Continued)

Pajak tangguhan

Deferred Tax

Rincian beban (manfaat) pajak tangguhan adalah sebagai berikut:

The details of deferred tax expense (benefit) are as follows:

Pengaruh pajak atas beda temporer pada tarif pajak maksimum 19% tahun 2021 dan 2020:

The effect of temporary differences at maximum tax rate 19% in 2021 and 2020:

	Maret / March 2021
Perusahaan	
Cadangan kerugian penurunan nilai	0
Penyisihan persediaan usang	-
Penyisihan aset pajak tangguhan	-
Sewa Pembiayaan (PSAK 73)	(2.655)
Pembebanan Selisih Kurang Bayar Atas Kepmen 89 Dan 9	(2.672.544)
Penyusutan aktiva tetap	2.057.570
Gaji dan bonus	(996.694)
	<u>(1.614.322)</u>
Entitas Anak	
Aset tetap	(6.851.095)
Rugi fiskal	-
	<u>(6.851.095)</u>
Total	<u>(5.236.773)</u>

	Maret / March 2020
	1.075.671
	(4.771)
	(1.070.901)
	-
	-
	(1.758.860)
	<u>(1.758.860)</u>

	The Company
	Provision for impairment losses
	Provision for obsolete inventory
	Provision for deferred tax assets
	Financial Lease (PSAK 73)
	Unpaid difference addition due to Kepmen 89 and 91
	Fixed Asset Depreciation
	Salaries and bonus

	Maret / March 2021
Entitas Anak	
Aset tetap	(6.851.095)
Rugi fiskal	-
	<u>(6.851.095)</u>
Total	<u>(5.236.773)</u>

	Maret / March 2020
	(9.681.095)
	-
	<u>(9.681.095)</u>
Total	<u>(11.439.955)</u>

	Subsidiaries
	Fixed assets
	Fiscal loss
Total	Total

Aset dan liabilitas pajak tangguhan, selain akumulasi rugi fiskal, berasal dari perbedaan metode atau dasar yang digunakan untuk tujuan pencatatan menurut pelaporan akuntansi dan pajak, terutama terdiri dari penyusutan aset tetap, cadangan penurunan nilai, penyisihan persediaan usang, provisi untuk gaji dan bonus karyawan, pensiun dan provisi untuk kesejahteraan karyawan.

Deferred tax assets and liabilities, other than accumulated tax losses, arose from the difference in the methods or basis used for accounting and tax reporting purposes, mainly comprising depreciation on fixed assets, allowance for impairment, allowance for inventory obsolescence, provision for employees' salaries and bonus, pension and provision for employees' benefits.

Perbedaan dasar pencatatan aset tetap adalah karena perbedaan taksiran masa manfaat aset untuk tujuan pelaporan akuntansi dan pajak.

The difference in the basis of recording of fixed assets is due to the differences in the estimated useful lives of the assets for accounting and tax reporting purposes.

Perbedaan dasar cadangan kerugian penurunan nilai, penyisihan persediaan usang, provisi untuk bonus karyawan, dan penyisihan manfaat karyawan karena perbedaan waktu pengakuan beban untuk tujuan pelaporan akuntansi dan pajak. Manajemen berpendapat bahwa penyisihan aset pajak tangguhan, adalah cukup untuk menutup manfaat yang mungkin tidak dapat direalisasi.

The differences in the basis of allowance for impairment losses, allowance for inventory obsolescence, provision for employees' bonus and allowance for employees' benefits are due to the difference in timing of recognition of expenses for accounting and tax reporting purposes. The management is of the opinion that the valuation allowance for deferred tax assets is adequate to cover the possible that such tax benefits will not be realized.

Tidak terdapat konsekuensi pajak penghasilan atas pembayaran dividen oleh Entitas-entitas Anak domestik dan Entitas Asosiasi kepada Perusahaan dan Perusahaan bermaksud memegang investasi tersebut dalam jangka panjang.

There are no income tax consequences attached to the payment of dividends by the local Subsidiaries and Associates to the Company and the Company intends to hold the investment for a long-term.

Rekonsiliasi antara estimasi pajak penghasilan yang dihitung dengan menggunakan tarif pajak yang berlaku pada tahun 2021 dan 2020 dari laba akuntansi sebelum taksiran beban pajak penghasilan dan beban pajak seperti yang tercantum dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya interim konsolidasian untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2021 dan 2020 adalah sebagai berikut:

The reconciliation between tax expense computed using the prevailing tax rate in 2021 and 2020 on the accounting income before tax expense and the tax expense reported in the interim consolidated statements of income and other comprehensive income for the period ended as of March 31, 2021 and 2020 is as follows:

	Maret / March 2021
Laba sebelum beban (manfaat) pajak konsolidasian	104.302.222
Eliminasi laba rugi	(19.306.681)
Laba sebelum manfaat (beban) pajak konsolidasian sebelum eliminasi	84.995.539
Beban pajak dengan tarif pajak 19%	14.977.079
Pengaruh pajak atas beda tetap Perusahaan dan Entitas Anak	1.639.907
Pengaruh perbedaan penggunaan tarif dalam perhitungan pajak tangguhan	(1.330.098)
Pengaruh penurunan tarif pajak penghasilan dalam perhitungan pajak kini Perusahaan	12.345.854
Beban Pajak Kini penyesuaian (SPHP 2014-2016)	-
Taksiran beban pajak - neto menurut laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya konsolidasian	27.632.742

	Maret / March 2020
	92.126.582
	(17.988.762)
	74.137.819
	16.934.880
	(2.412.140)
	(1.070.901)
	22.184.988
	-
	-
	35.636.827

	Consolidated profit before tax expense (benefit) of the
	Elimination of revenues and expenses
	Consolidated profit before tax benefit (expense) before elimination
	Tax expense computed using rate of 19%
	Tax effect of the Company and Subsidiaries' permanent differences
	Effect from different rate used in deferred tax calculation
	Effect of income tax rate reduction used in current tax computation in the Company
	Estimated tax expense - net per consolidated statements of income and other comprehensive income

Pengaruh pajak atas beda temporer yang signifikan antara pelaporan komersial dan pajak adalah sebagai berikut:

The tax effect of significant temporary differences between accounting and tax reporting are as follows:

	Maret / March 2021
Perusahaan	
Aset pajak tangguhan	
Cadangan kerugian penurunan nilai piutang	7.913.004
Penyisihan persediaan usang	90.640
Penyisihan aset pajak tangguhan	(8.442.135)
Kesejahteraan karyawan	16.060.948
Rugi fiskal	-
Gaji dan bonus	6.917.895
Pembebanan Selisih Kurang Bayar Atas Kepmen 89 Dan 91	12.306.941
Sewa Pembiayaan (PSAK 73)	97.948
Aktiva Tetap	(8.811.673)
Aset (Liabilitas) pajak tangguhan - neto Perusahaan	26.133.568
Entitas Anak	
Aset pajak tangguhan	
Aset (Liabilitas) pajak tangguhan - neto Entitas Anak	90.433.888
	<u>90.433.888</u>
Aset (Liabilitas) pajak tangguhan - neto	116.567.456

	December 31 / Desember 31, 2020
	7.645.567
	90.640
	(6.754.104)
	16.060.948
	-
	5.921.200
	9.634.397
	-
	(8.174.688)
	24.423.950
	92.503.708
	<u>92.503.708</u>
	116.927.658

	The Company
	Deferred tax assets
	Allowance for receivable impairment losses
	Provision for inventory obsolescence
	Valuation allowance
	Employees' benefits
	Fiscal loss
	Salaries and bonus
	Unpaid difference addition due to Kepmen 89 and 91
	Financial Lease (PSAK 73)
	Fixed assets
	Deferred tax assets (liability), net- Head Office
	Subsidiaries
	Deferred tax assets
	Deferred tax Assets (Liabilities) - net Subsidiary company
	Deferred tax Assets (Liabilities) - net

33 PERPAJAKAN (Lanjutan)

Perusahaan

Selama periode yang berakhir 31 Maret 2020, Perusahaan menerima Surat Pemberitahuan Hasil Pemikisan ("SPHP"), Surat Tagihan Pajak ("STP"), dan Surat Ketetapan Pajak Kurang Bayar ("SKPKB") sebesar Rp 8.797.324.193.271 yang sebagian besar merupakan pengenaan PPN atas penjualan gas bumi.

Perusahaan tidak menyetujui SKP dan SPHP diatas. Perusahaan berpendapat bahwa penjualan gas bumi yang dilakukan Perusahaan bukan merupakan obyek PPN. Hal ini berdasarkan surat dari Kantor Pelayanan Pajak Badan Usaha Milik Negara No. S-470/WPJ.19/KP.0307/2009 tanggal 19 Agustus 2009, yang memberikan konfirmasi kepada Perusahaan bahwa gas bumi merupakan salah satu jenis barang hasil pertambangan atau hasil pengeboran yang diambil langsung dari sumbernya yang masuk dalam kelompok yang tidak dikenakan PPN. Manajemen berkeyakinan bahwa hal ini tidak akan memberikan dampak yang signifikan terhadap posisi keuangan dan arus kas Grup.

Sampai dengan periode Maret 2020, telah diterbitkan Surat Keputusan Keberatan yang mengabulkan seluruh keberatan Perusahaan atas SKPKB tahun 2014, 2015, 2016 dan 2017 seluruhnya sebesar Rp 3.993.140.268.922 serta telah dilakukan sidang ucap Putusan BANDING untuk SKPKB PPN atas penjualan gas bumi tahun 2012 dan 2013 dengan amar putusan mengabulkan seluruhnya sebesar Rp. 4.155.303.427.939.00

DJP mengajukan Peninjauan Kembali atas Putusan BANDING Pengadilan Pajak sengketa PPN tahun 2012 dan 2013 kepada Mahkamah Agung dan Perusahaan telah menyampaikan Kontra Memori Pengajuan Kembali kepada Mahkamah Agung.

The Company

During the period ended March 31, 2020, the Company received Tax examination result Letter ("SPHP"), Tax Collection Letter ("STP"), and Tax Underpayment Decision Letter ("SKPKB") amounted Rp 8.797.324.193.271 which is mostly the imposition of VAT on gas sales.

The Company does not agree with those SKPKB and SPHP above. The Company is in the opinion that gas sales is not a VAT object. This is based on a letter received from Kantor Pelayanan Pajak Badan Usaha Milik Negara No. S-470/WPJ.19/KP.0307/2009 dated August 19, 2009 which confirmed to the Company that gas is included as a mining or drilling commodity that directly obtained from its sources which is not an object to VAT. Management is of the opinion that these matters will not have material adverse impact on the Group's financial position and cash flows.

Up until March 2020, the "Surat Keputusan Keberatan" has been issued to granted an appeal of the company of 2014, 2015, 2016 and 2017 SKPKBs which amounting to Rp 3,993,140,268,922 and verdict hearing for SKPKB PPN for the sale of natural gas on 2012 and 2013 period with the court's decision to granted fully with the totalling amount Rp 4,155,303,427,939.00.

Directorat General of Taxation submit the case for reconsideration for the Tax Court's Verdict of 2012 and 2013 Value-Added Tax Tax Dispute to Supreme Court and company has delivered Counter Memo of the case reconsideration to Supreme Court.

Beban pajak terkait/ Related tax expense	Tahun pajak/ Fiscal year	Surat yang diterima/ Letter received	Periode surat diterima/ Period letter received	Jumlah kurang bayar (dalam jutaan Rupiah)/ Amount of underpayment (in million Rupiah)	Jumlah kurang bayar (dalam Dolar AS)/ Amount of underpayment (in USD)	Status / Status
PPN atas penjualan gas bumi/ VAT for gas sales	2012	SKPKB	Januari/ January 2017	3.258.454	231.014.123	Kalah di Mahkamah Agung untuk 9 kasus, 3 kasus belum diputuskan/ Unfavourable decision at Supreme Court for 9 cases, 3 cases pending decision
PPN WAPU/ VAT WAPU	2012	SKPKB	Januari/ January 2017	955	67.717	Kalah di Mahkamah Agung untuk 3 kasus, 3 kasus belum diputuskan/ Unfavourable Decision at Supreme Court for 3 cases, 3 cases pending decision
PPN atas jasa luar negeri /VAT for foreign services	2012	SKPKB	Januari/ January 2017	354	24454	Kalah di Mahkamah Agung untuk 1 kasus, 3 kasus belum diputuskan/ Unfavourable decision at Supreme Court for 1 case, 3 cases pending decision
PPN atas penjualan gas bumi/VAT for gas sales	2013	SKPKB	Februari/ February 2017	892.063	63.244.439	Kalah di Mahkamah Agung untuk 9 kasus, 3 kasus belum diputuskan/ Unfavourable decision at Supreme Court for 9 cases, 3 cases pending decision
PPN WAPU/ VAT WAPU	2013	SKPKB	Februari/ February 2017	739	52.420	Kalah di Mahkamah Agung untuk 8 kasus, 4 kasus belum diputuskan/ Unfavourable decision at Supreme Court for 8 cases, 4 cases pending decision
PPN atas jasa luar negeri	2013	SKPKB	Februari/	37	2.687	Peninjauan kembali di Mahkamah Agung/ Judicial review at Supreme Court
PPH 26/ Income Tax Article 26	2013	SKPKB	Februari/ February 2017	146	10.345	Perusahaan memenangkan keputusan banding dan saat ini Direktorat Jendral Pajak ("DJP") telah mengajukan permohonan Peninjauan Kembali/ Appeal results in favour of the Company and Directorat General of Tax ("DGT") has submitted judicial review
PPH 21 dan 4(2)/ Income tax article 21 and 4(2)	2013	SKPKB	Februari/ February 2017	20.325	1.441.002	Banding/ Appeal
PPH Pasal 29/ Income Tax article 29	2013	SKPKB	Februari/ February 2017	19.353.025 *	19.353.025	Banding/ Appeal
PPH Pasal 29/ Income Tax article 29	2015	SKPKB	April 2017	16.687.358 *	16.687.358	Banding/ Appeal
PPN atas penjualan gas bumi/ VAT for Gas Sales	2017	SKPKB	Februari/ February 2017	11.600	822.425	Banding/ Appeal

Keterangan:
*) Mata uang asli dalam Dolar *) Original currency in Dollar

Pada kuartar keempat tahun 2020, Perusahaan kalah atas sengketa PPN untuk tahun 2012 dan 2013 di tingkat Mahkamah Agung (18 perkara dari 24 perkara). Sengketa PPN tahun 2012 terkait dengan gas bumi yang dijual oleh PGN melalui pipa yang dikenakan PPN menurut pandangan DJP. Sengketa PPN tahun 2013 terkait dengan tagihan Perusahaan dalam komponen Rupiah yang menurut pandangan DJP merupakan layanan transmisi yang dikenakan PPN. Atas sengketa PPN tahun 2012 dan 2013 tersebut, Perusahaan menang pada tingkat pengadilan pajak, kemudian DJP mengajukan pertimbangan ulang ke tingkat Mahkamah Agung. Pada 31 Desember 2020, Perusahaan telah mencatat penyisihan atas sengketa pajak sebesar USD294.258.561.

Untuk denda sehubungan dengan sengketa PPN, Perusahaan belum mencatat provisi pada 31 Desember 2020, karena Perusahaan berkeyakinan bahwa denda tersebut tidak akan dikenakan ke Perusahaan karena Perusahaan telah menang di Pengadilan Pajak. Sampai dengan tanggal penerbitan laporan keuangan konsolidasian ini, Perusahaan belum menerima Surat Tagihan Pajak atas denda tersebut dari DJP. Tidak ada provisi yang dibukukan untuk sengketa PPN untuk tahun 2014 - 2017 karena Direktorat Jenderal Pajak ("DJP") telah mengabulkan semua keberatan Perusahaan atas sengketa PPN untuk tahun

In forth quarter 2020, the Company received unfavourable decisions for its VAT disputes for year 2012 and 2013 at the Supreme Court level (18 cases out of 24 cases). The VAT disputes for year 2012 were related to natural gas sold by PGN via pipeline which was subject to VAT according to DGT's point of view. The VAT disputes for year 2013 were related to the Company's billing in IDR component which according to DGT's point of view it represents transmission services subject to VAT. For these 2012 and 2013 VAT cases, the Company received favourable decisions at the Tax Court, but then DGT had submitted reconsideration requests to Supreme Court level. As of December 31, 2020, the Company has recorded provision for these tax disputes of USD294,258,561.

For penalty related to these VAT disputes, the Company has not recorded any provision as of December 31, 2020, because the Company believes that the penalty should not be imposed since the Company had obtained a favourable decision at the Tax Court. As of the issuance date of these consolidated financial statements, the Company has not received the Tax Collection Letter on the penalty from the DGT. No provision booked for VAT disputes for year 2014 2017 due to Directorate General of Tax ("DGT") has granted all the Company's objections of the VAT disputes for year 2014 - 2017.

33 PERPAJAKAN (Lanjutan)

33 TAXATION (Continued)

Perusahaan (Lanjutan)

The Company (Continued)

SEI

SEI

Selama periode pelaporan, SEI melalui entitas anaknya menerima beberapa Surat Ketetapan Pajak Kurang Bayar ("SKPKB") dari Direktorat Jenderal Pajak sebagai berikut:

During the reporting period, SEI through the subsidiary has received several Underpayment Tax Assessment Letters ("SKPKB") from Directorate General of Taxation, as follows:

Perusahaan / Company	Beban pajak terkait / Related tax expense	Tahun pajak / Fiscal year	Surat yang diterima / Letter received	Periode surat diterima / Period letter received	Jumlah kurang bayar (dalam Dolar AS) / Amount of underpayment (in USD)	Status / Status
SIPBV	PPH Pasal 26 (4) / Income Tax Article 26 (4)	2013	Putusan Mahkamah Agung / Supreme Court Decision	14 Agustus / August 14, 2020	35.282.679	Menang di Mahkamah Agung / Favourable Decision at Supreme Court
SIPBV	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2013	Putusan Mahkamah Agung / Supreme Court Decision (5)	14 Desember / December 14, 2020	14.402.264	1) Menang di Mahkamah Agung / Favourable Decision at Supreme Court
SIPL	PPH Pasal 26(4) / Income Tax Article 26(4)	2014	Putusan Mahkamah Agung / Supreme Court Decision	20 Januari / January 20, 2020	127.720.367	Kalah di Mahkamah Agung / Unfavourable decision at Supreme Court
SIPL	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2014	Putusan Mahkamah Agung / Supreme Court Decision (5)	14 Desember / December 14, 2020	39.482.210	1) Menang di Mahkamah Agung / Favourable Decision at Supreme Court
SPLC	PPH Pasal 26(4) / Income Tax Article 26(4)	2014	Putusan Mahkamah Agung / Supreme Court Decision (5)	17 Desember / December 17, 2020	19.842.169	Menang di Mahkamah Agung / Favourable decision at Supreme Court
SPLC	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2014	Putusan Mahkamah Agung / Supreme Court Decision (5)	14 Desember / December 14, 2020	4.441.882	1) Menang di Mahkamah Agung / Favourable decision at Supreme Court
SEML	PPH Pasal 26(4) / Income Tax Article 26(4)	2014	Putusan Mahkamah Agung / Supreme Court Decision	19 Agustus / August 19, 2020	3.859.105	1) Peninjauan kontra memori / Contra memory reconsideration (2)
SEI	Pajak Penghasilan Badan / Corporate Income Tax	2013	KEP	28 Februari / February 28, 2020	3.873.669	1) Banding / Appeal
SEI	Pajak Lainnya / Various Taxes	2014	KEP	24 Maret / March 24, 2020	449.702	1) Keberatan ditolak / Objection rejected
SEI	Pajak Penghasilan Badan / Corporate Income Tax	2015	SKPKB	6 Oktober / October 6, 2019	1.867.687	Bandung / Appeal
SESL	PPN Pasal 26(4) / Income Tax Article 26(4)	2016	SKPKB	17 Februari / February 17, 2020	2.342.530	Keberatan ditolak / Objection rejected
SIPBV	PPN Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	13 Agustus / August 13, 2020	3.302.832	1) (3)
SIPL	PPN Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	21 Agustus / August 21, 2020	5.740.499	1) (3)

Perusahaan / Company	Beban pajak terkait / Related tax expense	Tahun pajak / Fiscal year	Surat yang diterima / Letter received	Periode surat diterima / Period letter received	Jumlah kurang bayar (dalam Dolar AS) / Amount of underpayment (in USD)	Status / Status
SPLC	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	10 Agustus / August 10, 2020	1.530.326	1) (3)
SEML	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	10 Agustus / August 10, 2020	847.236	1) (3)
SESL	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	6 Januari / January 6, 2020	405.289	(3)
SEMB	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	25 Agustus / August 25, 2020	1.449.106	1) (3)
SBK	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	13 Agustus / August 13, 2020	915.323	(3)
SEBB	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	13 Agustus / August 13, 2020	14.291	1) (3)
SES	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	14 Agustus / August 14, 2020	-	(3)
SEW	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	7 Januari / January 7, 2020	37.216	1) (3)
SIS	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	13 Agustus / August 13, 2020	608.490	1) (3)
SKP	PPH Pasal 4(2) / Income Tax Article 4(2)	2018	KEP (4)	10 Agustus / August 10, 2020	1.252.801	1) (3)

Keterangan:

- 1) Mata uang asli dalam Rupiah.
- 2) Group telah memenangkan sengketa pajak berdasarkan putusan Pengadilan Pajak dan saat ini sedang dalam proses pengajuan Peninjauan Kembali oleh Kantor Pajak.
- 3) Group telah membayar semua SKPKB terkait PPH Pasal 4(2) atas pengalihan participating interest tidak langsung dari Negara Republik Indonesia ke Pertamina terkait dengan pindahtoran saham PGN dari Negara Republik Indonesia ke Pertamina.
- 4) Group telah menerima keputusan Direktur Jenderal Pajak yang merevisi nilai SKPKB.
- 5) Berdasarkan putusan yang diterbitkan di website Mahkamah Agung.

Remarks:

- 1) Original currency in Rupiah.
- 2) The Group obtained favourable decisions on these tax disputes based on Tax Court Decisions and currently awaiting the process of judicial review filed by the Tax Office.
- 3) The Group has paid all disputed amounts of Tax Underpayment Assessment Letter related to Income Tax Article 4(2) for the transfer of indirect participating interest from the Republic of Indonesia to Pertamina with respect to the transfer of the PGN shares from the Republic of Indonesia to Pertamina.
- 4) The Group has received the Decisions from DJP which revised the SKPKB amount.
- 5) Based on the decision released on the Supreme Court's website.

34. IMBALAN KERJA

Grup menyediakan pensiun dan kesejahteraan karyawan lainnya untuk seluruh karyawan tetap yang masih aktif dan yang sudah pensiun sebagai berikut:

a. Program asuransi kesejahteraan hari tua

Sejak tahun 1991, Perusahaan mempunyai program asuransi kesejahteraan hari tua untuk seluruh karyawan tetap yang memenuhi persyaratan, yang ditetapkan dalam suatu perjanjian bersama dengan PT Asuransi Jiwasraya (Persero). Perusahaan telah membayar seluruh kewajibannya pada tahun 2008.

b. Tunjangan kesehatan hari tua

Perusahaan juga menetapkan untuk menyediakan tambahan tunjangan kesehatan hari tua bagi seluruh karyawan tetap, para pensiunan dan mantan direksi yang ditetapkan oleh perjanjian bersama dengan Yayasan Kesejahteraan Pegawai dan Pensiunan Gas Negara (YKPP Gas Negara). Sumber dana program pensiun berasal dari kontribusi karyawan/anggota direksi dan Perusahaan masing-masing sebesar 3% dan 5% dari penghasilan dasar.

Perusahaan tidak mempunyai kewajiban untuk memberikan bantuan pendanaan tambahan selain besaran kontribusi iuran apabila YKPP Gas Negara mengalami ketidakcukupan dana dalam pelaksanaan tunjangan kesehatan hari tua.

c. Imbalan Pensiun Iuran Pasti

Sejak Februari 2009, Perusahaan menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk seluruh karyawan tetapnya yang memenuhi syarat yang dananya dikelola oleh Dana Pensiun Lembaga Keuangan BNI, Manulife Indonesia dan Bringin Jiwa Sejahtera yang didirikan berdasarkan Surat Keputusan Direksi No. 002000.K/KP.05/UM/2009 tanggal 6 Februari 2009. Dana pensiun ini didirikan berdasarkan persetujuan dari Menteri Keuangan masing-masing dalam Surat Keputusannya No. KEP.1100/KM.17/1998, No. KEP.231/KM.17/1994 dan No. KEP.184/KM.17/1995. Sumber dana program pensiun berasal dari kontribusi karyawan dan Perusahaan masing-masing sebesar 5% dan 15% dari penghasilan dasar pensiun. Beban pensiun yang dibebankan pada operasi adalah sebesar USD 471.397 untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2020.

35. EMPLOYEE BENEFITS

The Group provides retirement and other employees' benefits to its active and retired employees, as follows:

a. Old welfare program age insurance plan

Since 1991, the Company has an old age welfare insurance for all its qualified permanent employees, which is covered in a cooperative agreement with PT Asuransi Jiwasraya (Persero). The Company has paid all of its liabilities in 2008.

b. Post-retirement health care benefits

The Company also decided to provide additional post-retirement health care benefits for its eligible permanent employees, retired employees and ex member of directors, as covered in a cooperative agreement with Yayasan Kesejahteraan Pegawai dan Pensiunan Umum Gas Negara (YKPP Gas Negara). The fund is contributed by both employees/member of directors and the Company with contribution of 3% and 5% from the basic income.

The company has no obligation to provide additional funds except for the contribution above when YKPP Gas Negara experiencing insufficient funds in the implementation of post retirement health care benefits.

c. Defined Contribution Pension Plan

Since February 2009, the Company established a defined contribution plan for all of its eligible permanent employees which is managed by Dana Pensiun Lembaga Keuangan BNI, Manulife Indonesia and Bringin Jiwa Sejahtera, the establishment of which was approved based on Director's Decision Letter No. 002000.K/KP.05/UM/2009, dated February 6, 2009. Both the Pension Plan was established based on the approval from the Ministry of Finance in its Decision Letter No. KEP.1100/KM.17/1998, No. KEP.231/KM.17/1994 and No. KEP.184/KM.17/1995. The fund is contributed by both employees and the Company with contribution of 5% and 15%, respectively, of the basic pension income. Pension expense charged to operations amounted to USD 471.397 for the period ended March 31, 2020.

34 IMBALAN KERJA (Lanjutan)

d. Imbalan Kerja Jangka Panjang

Grup memberikan imbalan kerja jangka panjang kepada karyawan sesuai dengan Perjanjian Kerja Bersama yang dibandingkan dengan imbalan berdasarkan Undang-undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 (UU No. 13/2003), mana yang lebih tinggi. Imbalan tersebut tidak didana.

Tabel berikut menyajikan komponen dari beban imbalan neto yang diakui dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya konsolidasian dan jumlah yang diakui dalam laporan posisi keuangan konsolidasian interim untuk liabilitas diestimasi imbalan kerja yang dihitung oleh PT Mercer Indonesia, untuk periode/tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, berdasarkan laporannya masing-masing tanggal 19 Februari 2021 dan 2 Januari 2020. Perhitungan aktuaris menggunakan metode "Projected Unit Credit" dengan asumsi-asumsi sebagai berikut:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	31 Desember 2020/ December 31, 2020 (Diaudit/ Audited)	
Tingkat bunga aktuarial	: 7,00% per Tahun/per annum	7,00% per Tahun/per annum	Actuarial Discount Rate
Tingkat kematian (mortalitas)	: TMI 2011	TMI 2011	Mortality Rate
Kenaikan gaji dan upah	: 12% di tahun pertama dan 8% di tahun berikutnya/12% in the first year and 8% in the following years	12% di tahun pertama dan 8% di tahun berikutnya/12% in the first year and 8% in the following	Wages and Salaries Increase
Umur pensiun	: 56 tahun/years	56 tahun/years	Retirement Age
Tingkat cacat	: 10% dari tingkat kematian/mortality	10% dari tingkat kematian/mortality	Disability Rate

Permata, Sena, Widar, Perkasa dan KJG tidak membentuk cadangan imbalan pasca kerja, karena jumlahnya tidak material.

Seluruh beban imbalan kerja karyawan jangka panjang Grup disajikan sebagai akun "Beban Operasi - Gaji dan Kesejahteraan Karyawan" pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian interim.

Manajemen Grup berpendapat bahwa program jaminan hari tua cukup untuk menutupi semua imbalan yang diatur dalam UU No. 13/2003.

e. Manajemen risiko terkait program imbalan kerja

Grup terekspos dengan beberapa risiko melalui program imbalan pascakerja dan imbalan jangka panjang lainnya. Risiko yang paling signifikan adalah sebagai berikut:

Volatilitas aset

Dalam memenuhi kewajiban imbalan kerja, Grup menggunakan dana yang dihasilkan dari kegiatan operasi dan investasi pada instrumen obligasi Negara dan obligasi korporasi yang terdaftar di Bursa Efek Indonesia. Grup juga selalu menjaga kecukupan dana untuk melindungi kepastian Grup dalam memenuhi kewajiban manfaat karyawan di masa depan.

Perubahan imbal hasil obligasi

Penurunan imbal hasil obligasi korporasi akan meningkatkan liabilitas program, walaupun hal ini akan saling hapus secara sebagian dengan kenaikan dari nilai obligasi Perusahaan yang dimiliki.

35 EMPLOYEE BENEFITS (Continued)

d. Long-term Employees' Benefits

The Group provides long-term employees' benefits to its employee in accordance with the Collective Labor Agreement as compared with benefits under Labor Law No. 13/2003 (Law No. 13/2003), and provide whichever is higher. The benefits are unfunded.

The following tables summarize the components of net benefits expense recognized in the consolidated statements of income and other comprehensive income and the amounts recognized in the interim consolidated statements of financial position for the estimated liabilities for employees' benefits as calculated by an independent actuary, PT Mercer Indonesia for the period/year ended March 31, 2021 and December 31, 2020, in its reports dated February 19, 2021 and January 2, 2020. The actuarial calculation used the "Projected Unit Credit" method which utilized the following assumptions:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	31 Desember 2020/ December 31, 2020 (Diaudit/ Audited)	
Tingkat bunga aktuarial	: 7,00% per Tahun/per annum	7,00% per Tahun/per annum	Actuarial Discount Rate
Tingkat kematian (mortalitas)	: TMI 2011	TMI 2011	Mortality Rate
Kenaikan gaji dan upah	: 12% di tahun pertama dan 8% di tahun berikutnya/12% in the first year and 8% in the following years	12% di tahun pertama dan 8% di tahun berikutnya/12% in the first year and 8% in the following	Wages and Salaries Increase
Umur pensiun	: 56 tahun/years	56 tahun/years	Retirement Age
Tingkat cacat	: 10% dari tingkat kematian/mortality	10% dari tingkat kematian/mortality	Disability Rate

Permata, Sena, Widar, Perkasa, and KJG did not provide for employee benefit liability, since the amount is immaterial.

All the employees' benefits expenses of the Group are presented as "Operating Expenses - Salaries and Employees' Benefits" account in the interim consolidated statements of income and other comprehensive income.

The management of the Group believes that the retirements benefits program adequately cover the benefits to be provided based on Law No. 13/2003.

e. Risk management related to employee benefit

The Group is exposed to a number of risks through its post-employment benefit and other long-term benefits. The most significant risks areas follow:

Asset volatility

In order to fulfill the Group's employment benefit obligations, the Group uses its fund generated from its operations and invested in government and corporate bonds listed in Indonesian Stock Exchange. Group also maintains fund sufficiency to prevent the Group from default in fulfilling its obligation to employee in the future.

Changes in bond yields

A decrease incorporate bond yields will increase plan liabilities, although this will be partially offset by an increase in the value of the Company's bond holdings.

35 KEPENTINGAN NON PENGENDALI

Rincian kepentingan nonpengendali atas ekuitas dan bagian atas hasil bersih entitas anak yang dikonsolidasi adalah sebagai berikut:

		2021					
		Pada awal tahun/ At beginning of year	Laba rugi/ Profit and loss	Perubahan ekuitas lainnya/ Other equity movement	Pada akhir tahun/ At end of year		
PERTAGAS		750.653.326	16.138.048	15.627.025	782.418.397	PERTAGAS	
PGN MAS		(28.243.581)	(16.681.554)	-	(44.925.134)	PGN MAS	
Lain-lain		(107.590)	15.840	-	(91.750)	Others	
	Total	722.302.155	16.864.084	15.627.025	737.401.513	Total	
		2020					
		Pada awal tahun/ At beginning of year	Laba rugi/ Profit and loss	Perubahan ekuitas lainnya/ Other equity movement	Pada akhir tahun/ At end of year		
PERTAGAS		686.094.294	52.838.413	11.720.620	750.653.326	PERTAGAS	
PGN MAS		-	(15.707.381)	-	(28.243.581)	PGN MAS	
Lain-lain		-	15.776	-	(107.590)	Others	
	Total	673.434.728	37.146.808	11.720.620	722.302.155	Total	

36. NON-CONTROLLING INTERESTS

Details of non-controlling interests in the equity and share of results of consolidated subsidiaries are as follows:

36 SALDO DAN TRANSAKSI SIGNIFIKAN DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI

Dalam kegiatan usaha normal, Grup melakukan transaksi usaha dan bukan usaha dengan pihak-pihak berelasi, yang terafiliasi dengan Grup melalui kepemilikan langsung dan tak langsung, dan/atau di bawah kendali pihak yang sama. Harga jual atau beli antara pihak-pihak berelasi ditentukan berdasarkan persyaratan yang disetujui oleh kedua belah pihak, yang mungkin tidak sama dengan transaksi lain yang dilakukan dengan pihak-pihak yang tidak berelasi.

Rincian sifat hubungan dan jenis transaksi yang signifikan dengan pihak-pihak berelasi adalah sebagai berikut:

Pihak-pihak yang berelasi/ Related parties	Sifat hubungan dengan pihak berelasi/ Relationship with the related parties
Pemerintah Republik Indonesia	Pemegang saham utama/ <i>Ultimate parent</i>
PT Pertamina (Persero)	Pemegang saham langsung/ <i>Immediate parent</i>
PT Bank Tabungan Negara (Persero) Tbk	Dikendalikan oleh Pemerintah Pusat Republik Indonesia/ <i>Controlled by the Central Government of the Republic of Indonesia</i>
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Dikendalikan oleh Pemerintah Pusat Republik Indonesia/ <i>Controlled by the Central Government of the Republic of Indonesia</i>
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	Dikendalikan oleh Pemerintah Pusat Republik Indonesia/ <i>Controlled by the Central Government of the Republic of Indonesia</i>
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	Dikendalikan oleh Pemerintah Pusat Republik Indonesia/ <i>Controlled by the Central Government of the Republic of Indonesia</i>
PT Bank Mandiri Syariah	Dikendalikan oleh Pemerintah Pusat Republik Indonesia/ <i>Controlled by the Central Government of the Republic of Indonesia</i>
PT Pertamina Hulu Energi West Java Madura Offshore (WJMO), PT Pertamina EP	Dikendalikan oleh PT Pertamina (Persero)/ <i>Controlled by PT Pertamina (Persero)</i>
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (PLN), PT Barata Indonesia (Persero), PT Iglas (Persero), PT Kertas Lece (Persero), PT Wijaya Karya Intrade, PT Wijaya Karya Beton, PT Krakatau Daya Listrik, PT Indofarma (Persero) Tbk	Dikendalikan oleh Pemerintah Pusat Republik Indonesia/ <i>Controlled by the Central Government of the Republic of Indonesia</i>
PT Indonesia Power, PT PLN Batam, PT PLN Salamander	Dikendalikan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)/ <i>Controlled by PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)</i>
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI), PT Aneka Tambang (Persero) Tbk, Perum Pegadaian	Dikendalikan oleh Pemerintah Pusat Republik Indonesia/ <i>Controlled by the Central Government of the Republic of Indonesia</i>
PT Nusantara Regas	Ventura Bersama/ <i>Joint Venture</i>
Transgasindo	Ventura Bersama/ <i>Joint Venture</i>

37. SIGNIFICANT BALANCES AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

In the normal course of business, the Group entered into trade and other transactions with related parties, which are affiliated with the Group through equity ownership, either direct or indirect, and/or under common control. Sales or purchase price among related parties is made based on terms agreed by the parties, which may not be the same as those of the transactions between unrelated parties.

The details of nature of relationship and types of significant transactions with related parties are as follows:

Transaksi/ Transactions
Pembayaran dividen, penerusan pinjaman dan Debitur obligasi/ <i>Payment of dividends, two-step loans and debtor of bonds</i>
Debitur obligasi, penjualan minyak dan pembelian gas bumi/ <i>Debtor of bonds, purchase and sale of oil and gas</i>
Penempatan giro, penempatan deposito berjangka yang tidak dibatasi penggunaannya/ <i>Placement of current accounts, placement of unrestricted time deposits</i>
Penempatan giro, penempatan deposito berjangka yang tidak dibatasi penggunaannya, penempatan kas yang dibatasi penggunaannya, fasilitas Non Cash Loan, fasilitas Bill Purchasing Line, fasilitas Kredit Modal Kerja, fasilitas Supply Chain Financing, fasilitas Treasury Line/ <i>Placement of current accounts, placement of unrestricted time deposits, placement of restricted cash, Non Cash Loan facility, Bill Purchasing Line facility, working capital loans facility, Supply Chain Financing facility, Treasury Line facility</i>
Penempatan giro, penempatan deposito berjangka yang tidak dibatasi penggunaannya, fasilitas kredit investasi/ <i>Placement of current accounts, placement of unrestricted time deposits, investment credit facility</i>
Penempatan giro, deposito berjangka yang tidak dibatasi penggunaannya, fasilitas Standby Letter of Credit, fasilitas bank garansi dan fasilitas penanggungan jaminan impor/ <i>Placement of current accounts, placement of unrestricted time deposits, Standby Letter of Credit Facility, bank guarantee facility and guarantee of suspension of import facility</i>
Deposito berjangka yang tidak dibatasi penggunaannya/ <i>Placement of unrestricted time deposits</i>
Uang muka pembelian gas bumi, pemasok gas, pelanggan, uang muka ship or pay pemasok gas/ <i>Advance of take or pay, gas supplier, customer, advance of ship or pay gas supplier</i>
Pelanggan/ <i>Customer</i>
Pelanggan, transmisi gas/ <i>Customer, gas transmission</i>
Debitur obligasi/ <i>Bond debtor</i>
Penyertaan saham, pemasok gas/ <i>Investment in shares of stock, gas supplier</i>
Penyertaan saham, penggantian biaya hukum atas transfer aset/ <i>Investment in shares of stock, reimbursement of legal fee for transfer of assets</i>

36 SALDO DAN TRANSAKSI SIGNIFIKAN DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI

37. SIGNIFICANT BALANCES AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (Continued)

Transaksi-transaksi signifikan dengan pihak-pihak berelasi adalah sebagai

Significant transactions with related parties are as follows:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	31 Maret 2020/ March 31, 2020 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	
Pendapatan neto (Catatan 26)			Net revenues (Note 26)
Entitas berelasi dengan Pemerintah			Government-related entities
PT PLN (Persero)	129.838.616	91.661.083	PT PLN (Persero)
PT Krakatau Daya Listrik	12.716.834	10.531.307	PT Krakatau Daya Listrik
PT Indonesia Power	73.633.973	79.999.993	PT Indonesia Power
PT PLN Batam	1.989.545	5.473	PT PLN Batam
PT Pertamina	3.040.120	2.479.252	PT Pertamina EP
PT Wijaya Karya Intrade	72.663	112.511	PT Wijaya Karya Intrade
PT Barata Indonesia (Persero)	150.577	255.021	PT Barata Indonesia (Persero)
Indofarma	111.934	51.516	Indofarma
PT Wijaya Karya Beton	33.326	25.818	PT Wijaya Karya Beton
PT Pupuk Kujang	-	-	PT Pupuk Kujang Cikampek
Total	221.587.589	185.121.975	Total

Persentase dari total pendapatan neto 30,22% 21,19% Percentage from total consolidated net revenues

Pembelian (Catatan 24)

Purchases (Note 24)

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	31 Maret 2020/ March 31, 2020 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	
Entitas berelasi dengan Pemerintah			Government-related entities
PT Pertamina EP	58.596.992	58.683.679	PT Pertamina EP
PT Pertamina Hulu Energi	32.035.363	31.948.675	PT Pertamina Hulu Energi
Total	90.632.355	90.632.355	Total
Persentase dari total beban pokok pendapatan	17,05%	21,19%	Percentage from total consolidated cost of revenues

Saldo-saldo signifikan dengan pihak-pihak berelasi adalah sebagai berikut:

Significant balances with related parties are as follows:

Kas dan setara kas dan kas yang dibatasi penggunaannya (Catatan 4)

Cash and cash equivalents and restricted cash (Note 4)

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, saldo kas dan setara kas dan kas yang dibatasi penggunaannya yang ditempatkan pada entitas yang berelasi dengan Pemerintah masing-masing sebesar 13,91% dan 13,70% dari total aset konsolidasian.

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the balances of cash and cash equivalents and restricted cash placed in government-related entities amounted to 13,91% and 13,70%, respectively, from the total consolidated assets.

Investasi jangka pendek (Catatan 5)

Short-term investments (Note 5)

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, saldo investasi jangka pendek yang ditempatkan pada entitas yang berelasi dengan Pemerintah masing-masing sebesar 0,86% dan 0,87% dari total aset konsolidasian.

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the balances of short-term investments placed in government-related entities amounted to 0,86% and 0,87%, respectively, from the total consolidated assets.

Piutang usaha

Trade receivables

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	31 Desember 2020/ December 31, 2020 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	
Entitas berelasi dengan Pemerintah			Government-related entities
PT PLN (Persero)	98.276.196	35.913.428	PT PLN (Persero)
PT Krakatau Daya Listrik	2.594.108	2.618.660	PT Krakatau Daya Listrik
PT Kertas Lecces	4.047.117	4.075.557	PT Kertas Lecces (Persero)
PT Indonesia Power	6.745.958	21.730.049	PT Indonesia Power
PT PLN Batam	523.413	527.543	PT PLN Batam
PT Iglas (Persero)	8.488.743	8.534.050	PT Iglas (Persero)
PT Pertamina EP	31.531.779	763.519	PT Pertamina EP
Lain-lain	251.299.533	230.411.362	Others
Total	403.506.848	304.686.680	Total

Persentase dari total aset konsolidasian 5,36% 4,04% Percentage from total asset consolidated

Dari total piutang usaha tersebut di atas, Grup mencadangkan kerugian penurunan nilai atas piutang disebabkan adanya indikasi penurunan nilai.

From the above total trade receivables, the Group provides allowance for impairment losses on receivables due to indications of impairment.

36 SALDO DAN TRANSAKSI SIGNIFIKAN DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI

Piutang lain-lain

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, saldo piutang lain-lain pada entitas yang berelasi dengan Pemerintah masing-masing sebesar 0,02% dan 0,02% dari total aset konsolidasian.

Uang muka

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, saldo uang muka yang ditempatkan pada entitas yang berelasi dengan Pemerintah masing-masing sebesar 0% dan 0,15% dari total aset konsolidasian.

Penyertaan saham

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, saldo penyertaan saham yang ditempatkan pada entitas yang berelasi dengan Pemerintah masing-masing sebesar 4,93% dan 4,53% dari total aset konsolidasian.

Utang usaha

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)
Entitas berelasi dengan Pemerintah	
PT Pertamina EP	27.825.888
PT Pertamina Hulu Energi	7.038.714
PT Pertamina Gas	-
PT Pertamina Persero	13.993.503
PT Pertamina Trans Kontinental	3.398.247
PT Patra Drilling Contra	1.173.391
PT Elnusa, Tbk.	786.084
SKK MIGAS (Unutilized Hulu)	-
Lain-lain Entitas Berelasi	27.980.957
Total	82.196.785

Persentase dari total liabilitas konsolidasian 1,83%

Pinjaman jangka panjang

Pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Desember 2020, saldo pinjaman jangka panjang yang ditempatkan pada entitas yang berelasi dengan Pemerintah masing-masing sebesar 7,50% dan 9,00% dari total liabilitas konsolidasian.

Kompensasi dan imbalan lain

Grup memberikan kompensasi dan imbalan lain kepada komisaris dan direksi sebesar USD 5,434,209 dan USD 1,544,839 untuk periode yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Maret 2020, yang terdiri dari:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)
Komisaris	
Imbalan jangka pendek	433.038
Direksi	
Imbalan jangka pendek	1.006.845
Total	1.439.883

37 PROGRAM KEMITRAAN DAN BINA LINGKUNGAN

pada tahun 2016, Perusahaan menetapkan kebijakan untuk tidak mengalokasikan anggaran Program Kemitraan, sehingga Perusahaan hanya melaksanakan pengalihan pada pinjaman yang sedang bergulir dan menyelesaikan kontrak yang sudah ditandatangani dengan menggunakan sisa alokasi laba setelah pajak tahun 2012. Perusahaan juga menetapkan kebijakan dengan melaksanakan Program Bina Lingkungan yang dananya berasal dari anggaran yang ditetapkan sebagai biaya yang dananya disetorkan ke rekening terpisah selambat-lambatnya 45 hari setelah penetapan oleh Dewan Komisaris.

Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Maret 2020. Perusahaan telah mencatat beban atas Tanggung Jawab Sosial dan Lingkungan pada operasi berjalan yang disajikan pada akun "Beban Umum dan Administrasi - Tanggung Jawab Sosial dan Bina Lingkungan" pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian masing-masing sebesar USD72,350 dan USD 1,198,879

Dana yang berasal dari anggaran yang penetapannya disetujui oleh Dewan Komisaris tersebut ditempatkan dalam rekening bank terpisah. Saldo dana dalam rekening bank tersebut pada tanggal 31 Maret 2021 dan 31 Maret 2020 adalah USD 5.021.180 dan USD 4.816.275 yang dilaporkan sebagai bagian kas dan setara kas pada laporan posisi keuangan konsolidasian (Catatan 4).

37. SIGNIFICANT BALANCES AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (Continued)

Other receivables

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the balances of other receivables from government-related entities amounted to 0.02% and 0.02%, respectively, from the total consolidated assets.

Advances

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the balances of advances placed in government-related entities amounted to 0% and 0,15%, respectively, from the total consolidated assets.

Investment in shares of stock

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the balances of investment in shares of stock placed in government-related entities amounted to 4.93% and 4.53%, respectively, from the total consolidated assets.

Trade payables

	31 Desember 2020/ December 31, 2020 (Tidak Diaudit/ Unaudited)
Government-related entities	
PT Pertamina EP	27.440.529
PT Pertamina Hulu Energi West Java Madura Offshore	7.323.357
PT Pertamina Gas	-
PT Pertamina Persero	-
PT Pertamina Trans Kontinental	-
PT Patra Drilling Contra	-
PT Elnusa, Tbk.	-
SKK MIGAS (Unutilized Hulu)	-
Others Related Party	-
Total	34.763.886

Persentase dari total liabilitas konsolidasian 0,76%

Long-term loans

As of March 31, 2021 and December 31, 2020, the balances of long-term loans placed in government-related entities amounted to 7,50% and 9,00%, respectively, from the total consolidated liabilities.

Compensation and other benefits

The Group provided the compensation and other benefits for the commissioners and directors totaled USD 5,434,209 dan USD 1,544,839 for the period ended March 31, 2021 and March 31, 2020, which consist of:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ Unaudited)	
Komisaris		
Imbalan jangka pendek	464.603	Commissioners Short-term
Direksi		
Imbalan jangka pendek	1.080.236	Directors Short-term
Total	1.544.839	Total

38. PARTNERSHIP AND COMMUNITY DEVELOPMENT PROGRAM

in 2016, the Company established a policy to not allocate Partnership Program budget, so the Company only carry out billing on the loan that is being rolled and completed a contract that has been signed using the remaining allocation after tax profit in 2012. The Company also established a policy to implement the Community Development Program funds come from the budget set as the cost of funds deposited into a separate account not later than 45 days after the determination by the Board of Commissioners.

For the year ended March 31, 2021 and March 31, 2020, the Company has recorded the Corporate Social and Environmental Responsibility expense in current operations which is presented as part of "General and Administrative Expenses - Corporate Social and Environmental Responsibility (CSR)" account in the consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income (Note 26) amounted to USD 72,350 and USD 1,198,879 respectively.

The fund arising from the budget, which is approved by the Board of Commissioners, are deposited into designated bank accounts. The balance of such fund as of March 31, 2021 and March 31, 2020 amounted to USD 5,021,180 and USD 4,816,275 respectively, which are reported as part of cash and cash equivalent in the statements of consolidated financial position (Note4)

38 PERJANJIAN-PERJANJIAN PENTING

Perusahaan mengadakan perjanjian-perjanjian penting sebagai berikut:

1. Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG)

Perusahaan harus membeli dan membayar jumlah pembelian minimum per tahun/kwartal/bulan untuk setiap PJBG di bawah ini. Perbedaan antara jumlah kuantitas pembelian nyata dan kuantitas pembelian minimum dicatat sebagai "Make-Up Gas", yang dapat direalisasikan setiap saat jika kuantitas minimum atau bagian dari Jumlah Kontrak Tahunan/Kwartalan/Bulanan (mana yang berlaku sesuai dengan ketentuan dalam masing-masing PJBG) telah diambil pada tahun/kwartal/bulan tertentu selama jangka waktu perjanjian. Saldo "Make-Up Gas" disajikan sebagai bagian dari "Uang Muka" pada laporan posisi keuangan konsolidasian (Catatan 10).

38 SIGNIFICANT AGREEMENTS

The Company has the following significant agreements:

1. Gas Sale and Purchase Agreements (GSPA)

The Company is required to buy and pay for the minimum purchase quantity per year/quarter/month for each of the GSPA below. The difference between the purchased quantity and the minimum purchase quantity is recorded as "Make-Up Gas", which can be realized anytime if the minimum quantity or part of Annual/Quarterly/Monthly Contract Quantity (which applicable in accordance of respective GSPA) has been taken or at a specified year/quarter/month during the period of the agreement. The outstanding balance of the "Make-Up Gas" is presented as part of "Advances" in the consolidated statements of financial position (Note 10).

Pemasok/Suppliers	Perjanjian/Agreements	Lapangan Gas/Gas Field	Volume/ Tahun /Volume/Year	Jangka waktu/Term	
				Awal/Start	Akhir/End
PT Pertamina EP Asset II	PJBG Palembang	DOH Sumatera Selatan	2,343 BSCF	17 Dec. 1999	31 Dec. 2025 ¹⁰⁾
PT Pertamina EP Asset I	PJBG/GSPA Medan	Lapangan minyak dan gas bumi PT Pertamina EP area kerja Asset 1 Lapangan Arbei, Blok Gebang	7 MMSCFD (2013 & 2014), 6 MMSCFD (1 Apr 2015-31 Mar 2016), 5 MMSCFD (1 Apr 2016-31 Mar 2017), 4.5 MMSCFD (1 Apr-31 Dec 2017) 3 MMSCFD (2018-2019)	4 Apr. 2002	31 Dec. 2019 ⁵⁾
		Lapangan Arbei Blok Gebang	2 MMSCFD (2013), 1.5 MMSCFD (2014) dan 1 MMSCFD (2015)		
PT Pertamina EP Asset III	PJBG/GSPA Cirebon	Lapangan minyak dan gas bumi PT Pertamina EP Region Jawa, Jawa Bagian Barat/Oil and gas field of PT Pertamina EP Java Region, West Java	Titik Serah Randegan: 2,5 MMSCFD (1 April 2013 s/d 31 Maret 2015); 2 MMSCFD(1 April 2015 s/d 31 Des 2017);1,5 MMSCFD (2018-2019) Titik Serah Sunyaragi: 1,5 MMSCFD (1 May 2013 s/d 31 Dec 2013) 2 MMSCFD (1 Jan 2014 s/d 31 Dec 2017);2,25 MMSCFD (2018-2019)	4 Apr. 2002	31 Des 2019 ⁶⁾
PT Pertamina EP Asset III	Kesepakatan Bersama Penyaluran Gas Jargas Cirebon/Mutual Agreement of City Gas distribution in Cirebon	Lapangan minyak dan gas bumi PT Pertamina EP Region Jawa, Jawa Bagian Barat/Oil and gas field of PT Pertamina EP Java Region, West Java	Titik Serah Sunyaragi 0,2 MMSCFD	31 Des/Dec 2015	30 Juni 2020 ⁶⁾
PT Pertamina EP Asset II	PJBG Sumatera Selatan-Jawa Barat/GSPA South Sumatra-West Java	DOH Sumatera Selatan/South Sumatra	1,006 TSCF	26 Jun. 2003	31 Dec. 2025 ¹⁾
PT Pertamina EP III	PJBG/GSPA EEJW	Jatirarangan	2,5 BBTUD (19 Oct - 31 Dec 2014)	26 Jul. 2004	31 Dec. 2019 ⁶⁾
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	PJBG/GSPA Batam I	Corridor Block	225 TBTU	9 Jul. 2004	31 Dec. 2021 ¹⁾
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	PJBG Corridor Block - Jawa Barat/GSPA Corridor Block - West Java	Corridor Block	2.310 TBTU	9 Aug. 2004	30 Sept. 2023 ¹⁾
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	PJBG Batam II	Corridor Block	65,8 TBTU	12 Dec. 2004	11 Dec. 2019 ¹⁾
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	Amendment and Restatement to Replace IGSPA to GSPA	Corridor Block	12,5 BBTUD	31 May 2010	20 Dec 2023 ¹⁾
Lapindo Brantas, Inc.	Kesepakatan Bersama Kelanjutan Pasokan Gas	Lapangan Wunut		1 Jan. 2016	Ditandatangani dan berlaku efektifnya amandemen PJBG

38 PERJANJIAN-PERJANJIAN PENTING (Lanjutan)

38 SIGNIFICANT AGREEMENTS (Continued)

Pemasok/Suppliers	Perjanjian/Agreements	Lapangan Gas/Gas Field	Volume/ Tahun /Volume/Year	Jangka waktu/Term	
				Awal/Start	Akhir/End
Lapindo Brantas, Inc.	Perubahan dan pernyataan kembali PJBG Lapindo	Lapangan Wunut	112,580 BSCF (until Dec 31, 2011) As it is (1 Jan 2012-31 Dec 2015) 1 MMSCFD (1 Jan 2016 s/d 24 Juni 2017) 2 MMSCFD (25 Juni s/d 13 Okt 2017) 8 MMSCFD (14 Okt 2017 s/d 22 Apr 2020)	29 Dec. 2003	22 April 2020
PT Pertamina Hulu Energy West Madura Offshore, Kodeco Energy Co. Ltd. Dan PT Mandiri Madura Barat	PJBG PHE WMO	West Madura Offshore	18 BBTUD (2014) 11 BBTUD (2015) sesuai surat permintaan PGN (1 Jan 2016 - 30 Jun 2016) 28 BBTUD (1 Juli 2017 - 27 Jan 2017) 21 BBTUD (28 Jan 2017 - 31 Des 2018) 30 BBTUD (2019-2020) 19 BBTUD (2021-2023)	19 Dec. 2006	31 Dec. 2023 ⁵⁾
PT Pertamina Hulu Energy West Madura Offshore, Kodeco Energy Co. Ltd. Dan PT Mandiri Madura Barat	Kesepakatan Bersama Penyaluran Jaringan Gas Surabaya	West Madura Offshore	0,6 MMSCFD	23 Nov. 2015	31 Dec. 2023 ⁶⁾
Santos (Madura Offshore) Pty. Ltd., PC Madura Ltd., dan PT Petrogas Pantai	GSA Santos Maleo	Maleo Field	351 BCF ⁴⁾	14-Jul-07	13 Jul. 2019
Husky CNOOC Madura Ltd.	GSA Husky	Madura BD field	20 MMSCFD (Gas In - 13 Nov 2017) 60 MMSCFD (mulai 14 Nov 2017)	30 Oct. 2007	26 Jul 2037 ⁹⁾
PT Bayu Buana Gemilang (BBG)	PJBG BBG	Lapangan Terang Sirasun Batur	22,981 TBTU	30 Nov. 2011	31 Dec. 2020
PT Walinusa Energi (WNE)	PJBG WNE	Lapangan Terang Sirasun Batur	40,593 TBTU	12 Jan. 2012	31 Dec. 2020
PT Inti Daya Latu Prima (IDL P)	PJBG IDLP	Blok Jambi - Merang	5 BBTUD ³⁾	7 Feb. 2012	9 Feb. 2019
PT Indogas Kriya Dwiguna (IKD)	PJBG IKD	Lapangan Terang Sirasun Batur	20 BBTUD	17 Feb. 2012	31 Dec. 2020
PT Sadikun Niagamas Raya (SNR)	PJBG SNR	Lapangan Terang Sirasun Batur	40,9 TBTU	11 Apr. 2012	31 Dec. 2020
PT Pertagas Niaga	PJBG PTGN	Gas hasil regasifikasi LNG Arun Regas	2015: 562,73 BBTU 2016: 1.310 BBTU	28 Agt/Aug 2015	27 Aug. 2020
PT Medco E&P Indonesia	Kesepakatan Bersama Penyaluran Gas untuk Jargas Kota Tarakan	Lapangan di Wilayah Kerja Tarakan	0,2 BBTUD	8 Jan. 2016	Sampai dengan tercapainya Total Jumlah Kontrak Gas sebesar 321,48 BBTU ⁶⁾
		Lapangan di Wilayah Kerja South	0,25 BBTUD	25 Sep. 2017	
Petrogas (Basin) Ltd	Kesepakatan Bersama Penyaluran Gas untuk Jargas Kab Sorong	Blok Kepala Burung	0,2 MMSCFD	29 Feb. 2016	28 Feb. 2021 ⁶⁾

38 PERJANJIAN-PERJANJIAN PENTING (Lanjutan)

38 SIGNIFICANT AGREEMENTS (Continued)

Pemasok/Suppliers	Perjanjian/Agreements	Lapangan Gas/Gas Field	Volume/ Tahun /Volume/Year	Jangka waktu/Term	
				Awal/Start	Akhir/End
PT Pertamina EP Asset V	KB Penyaluran Gas untuk Jargas Kab. Tarakan	Lapangan Bunyu	0.3 MMSCFD	01-Aug-17	Sampai adanya ketetapan dari Pemerintah
Husky CNOOC Madura Limited	KB Penyaluran Gas untuk Jargas Kota Mojokerto	Madura BD Field	0.25 MMSCFD	19 Jan. 2018	19 Jul 2027 atau berakhirnya produksi BD Field ⁶⁾
	KB Penyaluran Gas untuk Jargas Kota Probolinggo	Madura BD Field	0.20 MMSCFD	12 Sep 2018	27 April 2028 atau berakhirnya produksi BD Field ⁶⁾
	KB Penyaluran Gas untuk Jargas Kota Pasuruan	Madura BD Field	0.20 MMSCFD		27 April 2028 atau berakhirnya produksi BD Field ⁶⁾
PT PGN LNG Indonesia	Kesepakatan Bersama eks LNG	BP Tangguh/pemasok lainnya	2014: 6.606,52 BBTU; 2015: 3.943,80 BBTU; 2016: 8 kargo LNG	15 Agustus 2014	Sampai dengan ditandatangani dan berlaku efektifnya PJBG ⁶⁾
	PJBG PLI PGN	BP Tangguh/pemasok lainnya	2017; sesuai nota konfirmasi	20-Nov-17	Sampai berakhirnya perjanjian pemanfaatan kapasitas FSRU Lampung
PT Pertamina EP Asset IV	Kesepakatan Bersama Penyaluran Gas untuk Jargas Kota Semarang	Lapangan Gundih	0,2 MMSCFD	09-May-16	8 Sep 2020 ⁶⁾
PT Pertamina EP Asset IV	KB Penyaluran Gas untuk Jargas Kab. Blora	Lapangan Gundih	0,2 MMSCFD	18-Jul-16	8 Sep 2020 ⁶⁾
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	PJBG/GSPA Dumai	Corridor Block	8 BBTUD Start date – Jul 2019 ,19 BBTUD Aug 2019 – Jul 2020 ,25 BBTUD Aug 2020 – Jul 2021 ,37 BBTUD Aug 2021-Dec 2023	17 Mei 2017	31 Des/Dec 2023 ¹⁾
Triangle Pase Inc.	PJBG/GSA	Blok Pase / Block Pase	2017 -2018 = 3 BBTUD 2019 = 5 BBTUD 2020 = 6 BBTUD 2021-2032 = 7	15 Des 2017 / 15 Dec 2017	Sampai dengan berakhirnya PSC TPI / End of TPI's PSC
PT PHE Ogan Komering	Kesepakatan Bersama	Wilayah Kerja Ogan Komering	Nov - Des 2018: 5 MMSCFD 2019: 3,7 MMSCFD 2020: 2,6 MMSCFD 2021: 1,9 MMSCFD 2022: 1,3 MMSCFD	01-Nov-18	31-Dec-22
PT Medco E&P Indonesia dan PT Medco E&P Lematang	Kesepakatan Bersama	Wilayah Kerja South Sumatera dan Wilayah Kerja Lematang	2019: 30 BBTUD 2020: 25 BBTUD 2021: 20 BBTUD	27 Des 2018	31-Dec-21
ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	PJBG/GSPA Batam III	Corridor Block	Nov 2018-Jun 2019 : 20 BBTUD Jul 2019-31 Des 2021 : 33,2 BBTUD 1 Jan 2022-19 Des 2023 : 20 BBTUD	12-Nov-18	19-Dec-23
PT PHE Jambi Merang	Kesepakatan Bersama	Wilayah Kerja Jambi Merang	34.5 BBTUD	10-Feb-19	31 Des 2025 ¹¹⁾
Santos (Madura Offshore) Pty. Ltd.	PJBG	Lapangan Meliwis	Tahun 1-2: 20.3 BBTUD Tahun 3: 18.0 BBTUD Tahun 4: 9.7 BBTUD	19 Feb 2019. estimasi tanggal dimulai di Q1 2020	31 Agustus 2023
PT Pertamina EP Asset II	KB Penyaluran Gas untuk Jargas Kab. Bogor	DOH Sumatera Selatan	0,2 MMSCFD	04-Mar-19	8 Sep 2020 ⁶⁾

38 PERJANJIAN-PERJANJIAN PENTING (Lanjutan)

38 SIGNIFICANT AGREEMENTS (Continued)

Pemasok/Suppliers	Perjanjian/Agreements	Lapangan Gas/Gas Field	Volume/ Tahun /Volume/Year	Jangka waktu/Term	
				Awal/Start	Akhir/End
PT Inti Alasindo	PJBG	Madura BD Field	15 BBTUD	05-Apr-19	04-Apr-25
PT Pertamina EP Asset I	KB penyaluran gas untuk Jargas Kab Deli Serdang	Wilayah Kerja Asset 1	0,2 MMSCFD	01-Jan-19	26-Apr-28
PT Pertamina EP	KB penyaluran gas untuk Jargas Kab Banggai	Wilayah Kerja Senoro-Toili	0,2 MMSCFD	20-Dec-19	20-Dec-29
PT Pertamina Hulu Energi	gas untuk PT PIM dan Industri di Aceh dan Sumatera Utara	Wilayah Kerja NSO dan B	Tahun 2019 : 55 MMSCFD Tahun 2020-2023 : 45 MMSCFD	04-Oct-19	31-Dec-23
PT Pertamina Hulu Energi	KB penyaluran gas untuk Jargas Kab Aceh Utara	Wilayah Kerja NSO dan B	0,2 MMSCFD	03-Nov-19	03-Nov-20
EMP Bentu	KB penyaluran gas untuk Jargas Kota Dumai	Wilayah Kerja Bentu	0,2 MMSCFD	19-Nov-19	19 Nov 2020 ^{a)}

¹⁾ Atau berlaku sampai dengan kuantitas yang diperjanjikan telah tercapai, mana yang terjadi lebih dahulu/Or it is valid until the contracted quantity is delivered, whichever comes

^{b)} Sampai dengan tanggal laporan ini, masih dalam proses pembahasan amandemen PJBG/Up to the date of this report, the amendment of GSA is in process

^{c)} Sampai dengan tanggal laporan ini, tanggal dimulai belum terjadi/ Up to the date of this report, start date has not achieved

^{d)} atau sampai dengan berakhirnya PSC, mana yang lebih dahulu terjadi/ or until the expiry of the PSC, whichever occurs earlier

^{e)} menjadi satu kontrak dengan PEP SSWJ, saat ini masih dalam proses pembahasan perpanjangan

Sampai dengan tanggal 31 Desember 2020, perjanjian-perjanjian tersebut belum jatuh tempo dan belum mencapai jumlah yang diperjanjikan.

Up to the completion date of December 31, 2020, those agreements have not been expired and the contracted quantity is not fully delivered yet.

2 Perjanjian Penyaluran Gas melalui East Java Gas Pipeline System (EJGP)

2 Gas Transportation Agreement through East Java Gas Pipeline System (EJGP)

Pada tanggal 10 Juni 2005, Perusahaan dan PT Pertamina (Persero) menandatangani Perjanjian Penyaluran Gas melalui East Java Gas Pipeline System (EJGP), dimana Pertamina setuju memberikan jasa transportasi gas dari titik hubung antara pipa percabangan Maleo sampai titik penyerahan. Perjanjian ini akan berakhir delapan tahun sejak tanggal mulai yang disepakati atau berakhirnya Perjanjian Penjualan Gas antara Perusahaan dan Madura Offshore PSC Contractors, mana terlebih dahulu.

On June 10, 2005, the Company and PT Pertamina (Persero) (Pertamina), entered into a Gas Transportation Agreement through East Java Gas Pipeline System (EJGP) whereby Pertamina agreed to provide gas transportation from Maleo field to the delivery point. This agreement will be terminated eight years after the agreed starting date or until the termination of the Gas Sales Agreement between the Company and Madura Offshore PSC Contractors, whichever date is earlier.

Pada tanggal 11 Januari 2010, PT Pertamina (Persero) (Pertamina), PT Pertamina Gas (Pertagas) dan Perusahaan menandatangani Perjanjian Novasi atas Perjanjian EJGP dimana hak dan kewajiban Pertamina beralih ke Pertagas.

On January 11, 2010, PT Pertamina (Persero) (Pertamina), PT Pertamina Gas (Pertagas) and the Company entered into a Novation Agreement of EJGP Agreement whereas the rights and obligations of Pertamina will be transferred to Pertagas.

Perjanjian ini telah beberapa kali perubahan, yang terakhir Perusahaan dan Pertagas menandatangani Perubahan dan Pernyataan Kembali Perjanjian Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa pada tanggal 29 Januari 2015, dimana Perusahaan dan Pertagas setuju untuk memperpanjang jangka waktu Perjanjian sampai dengan 13 Juli 2019 atau tanggal lain yang tersebut dalam Economic Termination Notice dari Madura Offshore PSC Contractors, mana yang lebih dahulu.

This agreement has been amended several times, most recently, the Company and Pertagas entered into a Amendment and Restatement Gas Transportation Agreement through Pipeline dated January 29, 2015, whereby the Company and Pertagas agreed to extend the term of the agreement until July 13, 2019 or until the Economic Termination Notice from Madura Offshore PSC Contractors, whichever comes first.

3 Perjanjian Pemanfaatan Pipa Transmisi Pertagas Area Jawa Bagian Barat

3 Pertagas West Java Gas Transportation Pipeline Utilization Agreement

Pada tanggal 22 Desember 2009, Perusahaan dan PT Pertamina Gas ("Pertagas") telah menandatangani Kesepakatan Bersama Pemanfaatan Jaringan Pipa Transmisi Area Jawa bagian Barat Ruas Tegal Gede-Nagrak-Bitung ("Kesepakatan Bersama"), di mana Pertagas setuju memberikan jasa transportasi gas dari titik penerimaan gas pada suction kompressor di Stasiun Pengukuran Gas di Tegal Gede sampai dengan Stasiun Pengukuran Gas di Serpong. Reserved Capacity yang disediakan untuk pengangkutan gas tersebut sebesar 40 mmscf. Perjanjian berlaku untuk 12 bulan sejak tanggal 1 Januari 2010 atau tanggal lain yang disepakati oleh para pihak.

On December 22, 2009, the Company and PT Pertamina Gas (Pertagas), entered into a Gas Transportation Agreement through West Java Tegal Gede-Nagrak-Bitung Gas Pipeline System (WJGP) whereby Pertagas agreed to provide gas transportation from compressor station at Tegal Gede Gas Station to Serpong Gas Station. Reserved capacity to transport the gas amounted 40 mmscf. This agreement is valid for 12 months since January 1, 2010 or such other date as agreed by the parties of the agreements.

Pada tanggal 21 Mei 2010, Perusahaan dan Pertagas menandatangani Kesepakatan Bersama yang menambahkan ruas Citarik-Tegal Gede dan pada tanggal 11 Maret 2011 terkait penambahan titik serah pada ruas Nagrak-Bitung dan

On May 21, 2010, the Company and Pertagas signed an amendment agreement which added Citarik-Tegal Gede sections and on March 11, 2011, related to addition of transfer point of Nagrak - Bitung and Bitung - Cilegon.

Pada tanggal 16 Mei 2014, Perusahaan dan Pertagas menandatangani Perjanjian Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa (untuk Area Jawa Bagian Barat) dengan kapasitas yang disediakan untuk pengangkutan gas tersebut sebesar 3.3 mmscf. Perjanjian berlaku sejak tanggal 1 Mei 2013 sampai dengan 18 Oktober 2014 atau telah terpenuhinya Reserved Capacity, mana yang lebih dahulu terjadi.

On May 16, 2014, the Company and Pertagas signed the a Gas Transportation Agreement (for West Java Area) with the capacity provided for gas transportation amounting to 3.3 mmscf. This agreement is valid from May 2, 2013 until October 18, 2014 or until Reserved Capacity has been fulfilled, whichever comes first.

Perjanjian ini telah beberapa kali perubahan, yang terakhir, Perusahaan dan Pertagas menandatangani Amandemen Kedua atas Perjanjian Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa (untuk Area Jawa Bagian Barat) tanggal 15 Mei 2018, yang memperpanjang jangka waktu perjanjian sampai dengan 31 Maret 2019. Para Pihak saat ini sedang dalam pembahasan untuk perpanjangan sampai dengan tahun 2021.

This agreement has been amended several times, most recently, the Company and Pertagas signed the Second Amendment of Gas Transportation Agreement (for West Java Area) dated May 15, 2018, which extended the maturity date of the agreement until March 31, 2019.

38 PERJANJIAN-PERJANJIAN PENTING (Lanjutan)

38 SIGNIFICANT AGREEMENTS (Continued)

4 Perjanjian Pengangkutan Gas

4 Transportation Gas Agreement

a. Perjanjian Pengangkutan Gas melalui Jaringan Pipa Transmisi Sumatera Selatan - Jawa Bagian Barat

a. Transportation Gas Agreement through South Sumatera - West Java Gas Transportation Pipeline

Pada tanggal 15 Agustus 2011, Perusahaan dan PLN telah menandatangani amandemen dan pernyataan kembali Perjanjian Pengangkutan Gas melalui Jaringan Pipa Transmisi Sumatera Selatan - Jawa Bagian Barat untuk pusat listrik Muara Tawar (sumber gas dari Jambi Merang) dari Grissik ke Muara Bekasi dimana Perusahaan setuju memberikan jasa transportasi gas dari lapangan Pulau Gading dan Lapangan Sungai Kenawang di Grissik sampai dengan Muara Bekasi. Kapasitas interruptible yang disediakan untuk pengangkutan gas tersebut sebesar:

On August 15, 2011, the Company and PLN entered into the amendment and restatement of Transportation Gas Agreement through Gas Transmission Pipeline South Sumatera - West Java for power center in Muara Tawar (source of gas from Jambi Merang) from Grissik to Muara Bekasi whereby the Company agreed to provide gas transportation service from Pulau Gading field and Sungai Kenawang field in Grissik to Muara Bekasi. The interruptible capacity provided for gas transportation amounting to:

Tahun/Year	Periode/Period	Kapasitas/Capacity
2011	Jul-Des	81
2012	Jan-Des	40
2013	Jan-Des	40
2014- 2019	Jan-Des	21

Perjanjian berlaku untuk 9 tahun sejak tanggal dimulainya pengangkutan gas.

This agreement is valid for 9 years, starting from the date of the gas delivered.

b. Perjanjian Pengangkutan Gas Melalui Sistem Jaringan Pipa Transmisi Gas Sumatera Utara

b. Transportation Gas Agreement through North Sumatera Transportation Pipeline System

Pada tanggal 4 Februari 2014, Perusahaan dan PLN telah menandatangani Perjanjian Pengangkutan Gas Melalui Sistem Jaringan Pipa Transmisi Gas Sumatera Utara, dimana Perusahaan setuju memberikan jasa transportasi gas dari Titik Terima sampai dengan Titik Serah. Perjanjian berlaku sejak Tanggal Dimulai sampai dengan 5 tahun atau sampai dengan berakhirnya PJBG antara PLN dengan PT Pertamina EP untuk gas dari sumur Benggala-1.

On February 4, 2014, the Company and PLN has signed Transportation Gas Agreement through North Sumatera Transportation Pipeline System (Agreement) whereby the Company agreed to provide transportation services from Receiving Point into Delivery Point. The agreement is valid from the start date up to 5 years or until the Gas Sales Agreement (GSA) between PLN and PT Pertamina EP (Persero) for gas from Benggala-1 wells ended.

38 PERJANJIAN-PERJANJIAN PENTING (Lanjutan)

5 Perjanjian Joint Venture LNG Liquefaction Plant

Pada tanggal 30 Desember 2013, PLI dan PT Multi Gas Nusantara ("MGN") telah menandatangani Perjanjian Pemegang Saham *Joint Venture LNG Liquefaction Plant* di Gresik, Jawa Timur. *Joint venture* ini didirikan dengan tujuan untuk melaksanakan pembangunan dan pengoperasian LNG Liquefaction Plant termasuk pembelian gas dan pemasarannya dengan nilai kapasitas gas sebesar 20 MMSCFD. Sampai dengan tanggal laporan ini, PLI belum melakukan penyetoran investasi.

6 Perjanjian sewa, operasi dan perawatan dengan Hoegh Lampung

Pada tanggal 25 Januari 2012, Perusahaan dan Hoegh Lampung menandatangani perjanjian sewa, operasi dan pemeliharaan yang berlaku dari tanggal pengiriman dan berakhir 20 tahun setelah tanggal pengiriman.

Pada tanggal 21 Februari 2014, PLI, Perusahaan dan Hoegh Lampung menandatangani Perjanjian Novasi atas *Amended and Restated Lease, Operation and Maintenance Agreement* dimana hak dan kewajiban Perusahaan terkait dengan perjanjian tersebut di atas beralih ke PLI. Melalui perjanjian novasi tersebut Hoegh Lampung akan menyediakan FSRT Lampung dan melakukan proses regasifikasi selama 20 tahun dengan opsi perpanjangan untuk dua periode masing masing 5 tahun.

7 Perjanjian Kerja Sama Operasi dengan PT Citraagung Tirta Jatim ("CTJ")

Pada tanggal 2 April 2004, Perusahaan dan CTJ mengadakan perjanjian kerja sama operasi. Dalam perjanjian ini, Perusahaan akan menyediakan tanah yang terletak di Surabaya untuk dibangun pusat perbelanjaan oleh CTJ dengan nilai sekitar Rp336.245.000.000. CTJ akan diberi hak pengelolaan atas bangunan pusat perbelanjaan tersebut sejak selesainya pembangunan bangunan kompensasi selama 28 tahun hingga 2 April 2032. Pada akhir masa pengelolaan, bangunan pusat perbelanjaan akan menjadi milik Perusahaan.

CTJ berkewajiban untuk memberikan kompensasi kepada Perusahaan berupa pendirian bangunan dengan nilai Rp20.750.000.000, yang terdiri dari gedung kantor dan rumah dinas Perusahaan, serta pembayaran royalti sebesar Rp200.000.000 termasuk pajak penghasilan setiap tahunnya dari tanggal 20 Maret 2010 sampai dengan 20 Maret 2031. Apabila tahap pengelolaan telah berakhir, yaitu pada tanggal 2 April 2032, Perusahaan akan memberikan hak prioritas kepada CTJ untuk

38 SIGNIFICANT AGREEMENTS (Continued)

5 LNG Liquefaction Plant Joint Venture

On December 30, 2013, PLI and PT Multi Gas Nusantara ("MGN") signed the *Shareholders Agreement Establishment for a Joint Venture of LNG Liquefaction Plant in Gresik, East Java*. This joint venture is engaged in development and operational of LNG Liquefaction Plant including the gas purchase and sales with gas capacity amounting to 20 MMSCFD. Up to the date of this report, PLI has not yet made any investments.

6 Lease, operation and maintenance agreement with Hoegh Lampung

On January 25, 2012, the Company and Hoegh Lampung entered into lease, operation and maintenance agreement starting from delivery date until 20 years from the delivery date.

On February 21, 2014, PLI, Company and Hoegh Lampung entered into a *Novation Agreement for the Amended and Restated Lease, Operation and Maintenance Agreement*, where the rights and obligations related to the above agreement of the Company were transferred to PLI. Through the novation agreement, Hoegh Lampung will provide FSRT Lampung and perform FSRT Lampung and perform regasification process for 20 years with two extension period of 5 years each.

7 Joint Operation Agreement with PT Citraagung Tirta Jatim ("CTJ")

On April 2, 2004, the Company entered into a joint operation agreement with CTJ. In this agreement, the Company will provide its land located at Surabaya for CTJ to build a shopping centre with total value of approximately Rp336,245,000,000. CTJ will have the rights to operate the shopping centre from the completion date of the construction of the building until April 2, 2032, or for 28 years period. At the end of the operational period, the shopping centre will be transferred to the Company.

CTJ is obliged to give compensation to the Company in the form of building compensation with total value of Rp20,750,000,000, consisting of the Company's office building and the employee's house and annual royalty payment for Rp200,000,000 including income tax from March 20, 2010 until March 20, 2031. The Company will give priority to CTJ to obtain the right to operate and manage the second operational period for 25 years at the end of the first operational phase which is April 2, 2032.

8 Perjanjian Kerja Sama Operasi dengan PT Winatek Sinergi Mitra Bersama ("Winatek")

Pada tanggal 10 Maret 2005, Perusahaan dan Winatek mengadakan perjanjian kerja sama operasi. Dalam perjanjian ini, Perusahaan akan menyediakan lahan yang terletak di Jakarta Pusat kepada Winatek untuk dibangun pusat perbelanjaan dan perkantoran termasuk fasilitas parkir dan fasilitas pendukungnya, senilai sekitar Rp80.000.000.000 atau sepadan bangunan minimal 20.000 meter persegi. Winatek akan diberi hak pengelolaan atas bangunan pusat perbelanjaan tersebut sejak selesainya pembangunan bangunan kompensasi selama 28 tahun 6 bulan. Pada akhir masa pengelolaan, bangunan pusat perbelanjaan dan perkantoran akan menjadi milik Perusahaan.

Winatek berkewajiban untuk memberikan kompensasi awal sebesar Rp18.935.005.000 kepada Perusahaan, berupa bangunan kompensasi seluas 12.250 meter persegi.

Perjanjian ini telah diamandemen sebanyak 3 kali, dan terakhir kali diamandemen pada tanggal 24 April 2018. Amandemen ini merubah ketentuan periode jangka waktu Perjanjian menjadi 3 yaitu Tahap Pembangunan dan Tahap Pembangunan Kompensasi Akhir dan Tahap Pengelolaan yang pada intinya dikelola oleh Winatek hingga tanggal 23 Juni 2044, serta mengubah ketentuan luas minimal bangunan hotel dan kantor menjadi minimal 18.046 meter persegi dan luasan 68 ruko/rukan seluas minimal 17.977 m persegi atau nilai total bangunan menjadi minimal senilai Rp 124.673.920.277

9 Perjanjian Kerja Sama Operasi dengan Pertagas

Pada tanggal 10 November 2017, Perusahaan dan Pertagas mengadakan perjanjian kerja sama operasi. Dalam perjanjian ini, Perusahaan dan Pertagas akan melaksanakan kerja sama pembangunan, pengoperasian dan pemeliharaan bersama pipa transmisi gas bumi beserta fasilitasnya dari Duri ke Dumai dengan pembagian komposisi partisipasi sebesar 40% untuk Perusahaan dan 60% untuk Pertagas. Nilai anggaran proyek adalah sebesar USD52.276.749. Perjanjian ini berlaku selama 20 tahun terhitung sejak ditandatangani perjanjian.

8 Joint Operation Agreement with PT Winatek Sinergi Mitra Bersama ("Winatek")

On March 10, 2005, the Company entered into a joint operation agreement with Winatek. In this agreement, the Company will provide its land located at Central Jakarta to build a shopping centre and office building including parking area and other facilities with approximately value of Rp80,000,000,000 or equal to the value at a minimum of a 20,000 square meters building. CTJ will have the rights to operate the shopping centre, start from the agreement date until the next 28 years and 6 months period. At the end of the operational period, the shopping centre and office building will be transferred to the Company.

Winatek is obliged to give initial compensation amounted to Rp18,935,005,000 to the Company, in the form of building compensation with an area of 12,250 square meters.

This agreement has been amended three times, and lastly amended on April 24, 2018. This amendment changed the terms of the Agreement period into 3 stages, which are Development Stage, Final Compensation Development Stage, and Management Stage, which were basically managed by Winatek until June 23, 2044, and changed the minimum area criteria for hotel and offices to become 18,046 square meters and area of 68 shop/offices to become minimum 17,977 square meters or total value of the building to be a minimum of Rp 124,673,920,277.

9 Joint Operation Agreement with Pertagas

On November 10, 2017, the Company entered into a joint operation agreement with Pertagas. In this agreement, the Company and Pertagas will develop, operate and maintain natural gas transmission pipeline as well as the facilities from Duri to Dumai with composition of participation of 40% for the Company and 60% for Pertagas. The value of the project budget is USD52,276,749. This agreement is valid for 20 years, from the agreement date signed.

39 IKATAN DAN KONTINJENSI

Pada tanggal 31 Maret 2021 Perusahaan memiliki ikatan dan kontinjensi sebagai berikut:

Deklarasi keadaan kahar dalam Perjanjian pengangkutan Gas Kepodang – Tambak Lorok.

Pada tanggal 28 Agustus 2018, PT Kalimantan Jawa Gas ("KJG") mengajukan gugatan terhadap Petronas Carigali Muriah Ltd ("PCML") di Arbitrase International Chambers of Commerce ("ICC") Hongkong sehubungan dengan belum dilaksanakannya kewajiban Ship Or Pay ("SOP") sebagaimana diatur dalam Gas Transportation Agreement oleh PCML.

Pada tanggal 28 Februari 2020 KJG telah menyampaikan Statement of Claim kepada ICC. Dalam Statement of Claim tersebut KJG meminta kepada PCML untuk memenuhi kewajiban SOP sejak tahun 2016 sampai dengan 13 Desember 2019 serta ganti rugi atas berakhirnya GTA senilai komitmen SOP dalam GTA yaitu sejak tanggal 14 Desember 2019 sampai dengan akhir tahun 2026. Perkiraan nilai gugatan adalah sebesar USD 447 juta.

PCML diberikan kesempatan untuk memberikan jawaban atas Statement Of Claim KJG sampai dengan tanggal 30 Juli 2020.

40 LIABILITAS PEMBONGKARAN ASET DAN RESTORASI AREA DAN PROVISI LAIN-LAIN

Mutasi liabilitas restorasi dan pembongkaran aset adalah sebagai berikut :

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ (Unaudited)
Saldo awal	77.037.174
Penambahan periode berjalan	25.996.010
Revisi estimasi arus kas	-
Pembalikan dari efek diskonto	-
	<hr/>
Saldo akhir	103.033.184
Rekening yang dicadangkan	-
	<hr/>
Saldo akhir, neto	103.033.184

Estimasi terkini untuk biaya pembongkaran aset dan restorasi area yang ditinggalkan tidak dihitung oleh konsultan independen, tetapi dilakukan oleh pihak manajemen. Manajemen berkeyakinan bahwa akumulasi penyisihan pada tanggal laporan posisi keuangan konsolidasian interim telah cukup untuk menutup semua liabilitas yang timbul dari kegiatan restorasi area dan pembongkaran aset.

Rekening yang dicadangkan di atas ditempatkan di PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk mendanai liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area sehubungan dengan operasi minyak dan gas.

39 COMMITMENTS AND CONTINGENCIES

As of March 31, 2021, the Company had contingencies as follows:

Force majeure declaration on Gas Transportation Agreement Kepodang – Tambak Lorok.

On August 28, 2018, PT Kalimantan Jawa Gas ("KJG") filed a lawsuit against Petronas Carigali Muriah Ltd. ("PCML") in the Hongkong Arbitration International Chambers of Commerce ("ICC") in connection with the non performing Ship Or Pay ("SOP") obligation as agreed in the Gas Transportation Agreement by PCML.

On February 28, 2020 KJG has submitted a Statement of Claim to the ICC. In the Statement of Claim, KJG asked PCML to fulfill SOP obligation from 2016 to December 13, 2019 and compensation for the expiration of the GTA in the amount of SOP commitment in the GTA since December 14, 2019 until the end of 2026. Estimated value of the lawsuit is USD 447 million.

PCML has been given the opportunity to provide answers to the Statement Of Claim KJG until July 30, 2020.

40 ASSET ABANDONMENT AND SITE RESTORATION OBLIGATIONS AND OTHER PROVISIONS

The movement in site restoration and abandonment obligations are presented below :

	Beginning balance
	Addition during the period
	<i>The unwinding of the effect of discounting</i>
	Ending balance
	Escrow account
	Ending balance, net

The current estimates for the asset abandonment and site restoration obligations were determined by management, not by an independent consultant. Management believes that the accumulated provisions as of the dates of the interim consolidated statements of financial position are sufficient to meet the environmental obligations resulting from future site restoration and asset abandonment.

The above escrow accounts are placed in PT Bank Mandiri (Persero) Tbk for the funding of abandonment and site restoration obligations relating to oil and gas operations.

41 KEBIJAKAN DAN TUJUAN MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN

MANAJEMEN RISIKO

Liabilitas keuangan utama Grup meliputi pinjaman bank jangka pendek, utang dan lain-lain, liabilitas yang masih harus dibayar, pinjaman jangka panjang dan utang kepada pemegang saham Entitas Anak. Tujuan utama dari liabilitas keuangan ini adalah untuk mengumpulkan dana untuk operasi Grup. Grup juga mempunyai berbagai aset keuangan seperti kas dan setara kas dan piutang, yang dihasilkan langsung dari kegiatannya.

Bisnis Grup mencakup aktivitas pengambilan risiko dengan sasaran tertentu dengan pengelolaan yang profesional. Fungsi utama dari manajemen risiko Grup adalah untuk mengidentifikasi seluruh risiko kunci, mengukur risiko-risiko ini dan mengelola posisi risiko. Grup secara rutin menelaah kebijakan dan sistem manajemen risiko untuk menyesuaikan dengan perubahan di pasar, produk dan praktek pasar terbaik.

Tujuan Grup dalam mengelola risiko keuangan adalah untuk mencapai keseimbangan yang sesuai antara risiko dan tingkat pengembalian dan meminimalisasi potensi efek memburuknya kinerja keuangan Grup.

Grup mendefinisikan risiko keuangan sebagai kemungkinan kerugian atau laba yang hilang, yang disebabkan oleh faktor internal dan eksternal yang berpotensi negatif terhadap pencapaian tujuan Grup.

Direksi menyediakan kebijakan tertulis manajemen risiko secara keseluruhan, termasuk kebijakan tertulis untuk area khusus, seperti risiko nilai tukar mata uang, risiko tingkat bunga, risiko kredit, risiko likuiditas penggunaan instrumen keuangan derivatif dan non-derivatif. Grup mengidentifikasi, mengevaluasi dan melakukan aktivitas lindung nilai secara ekonomis atas risiko keuangan. Masing-masing unit bisnis melaksanakan manajemen risiko berdasarkan kebijakan-kebijakan yang disetujui oleh Direksi. Komite Manajemen Risiko memonitor pelaksanaan manajemen risiko yang dilaksanakan oleh Grup.

41 FINANCIAL RISK MANAGEMENT OBJECTIVES AND POLICIES

RISK MANAGEMENT

The principal financial liabilities of the Group consist of short-term bank loan, trade and other payables, accrued liabilities, long-term loans and due to shareholder of a Subsidiary. The main purpose of these financial liabilities is to raise funds for the operations of the Group. The Group also has various financial assets such as cash and cash equivalents and trade receivables, which arise directly from their operations.

The Group's business involves taking on risks in a targeted manner and managing them professionally. The core functions of the Group's risk management are to identify all key risks for the Group, measure these risks and manage the risk positions. The Group regularly reviews its risk management policies and systems to reflect changes in markets, products and best market practice.

The Group's aim in managing the financial risks is to achieve an appropriate balance between risk and return and minimize potential adverse effects on the Group's financial performance.

The Group defines financial risk as the possibility of losses or profits foregone, which may be caused by internal or external factors which might have negative potential impact to the achievement of the Group's objectives.

The Directors provide written policies for overall risk management, as well as written policies covering specific areas, such as foreign exchange risk, interest rate risk, credit risk, liquidity risk use of derivative financial instruments and non-derivative financial instruments. The Group identifies, evaluates and economically hedges its financial risks. Each business unit carries out the risk management based on the written policies approved by the Directors. Risk Management Committee monitors the risk management carried out by the Group.

41 KEBIJAKAN DAN TUJUAN MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN (Lanjutan)

Manajemen risiko dilaksanakan oleh Komite Manajemen Risiko dengan kebijakan-kebijakan yang disetujui oleh Dewan Direksi. Grup mengidentifikasi, mengevaluasi dan melakukan aktivitas lindung nilai secara ekonomis atas risiko keuangan. Direksi menyediakan kebijakan tertulis manajemen risiko secara keseluruhan, termasuk kebijakan tertulis untuk area khusus, seperti risiko nilai tukar mata uang, risiko tingkat bunga, risiko kredit, penggunaan instrumen keuangan derivatif dan non-derivatif.

Aktivitas Grup rentan terhadap berbagai risiko keuangan, termasuk diantaranya adalah risiko kredit, risiko pasar dan risiko likuiditas.

a. Risiko Kredit

Risiko kredit adalah risiko kerugian keuangan yang timbul jika pelanggan Grup gagal memenuhi kewajiban kontraktualnya kepada Grup. Risiko kredit terutama berasal dari piutang yang diberikan kepada pelanggan dari penjualan gas.

(i) Pengukuran risiko kredit

Estimasi terhadap eksposur kredit adalah proses yang kompleks dan memerlukan penggunaan model, dimana nilai dari suatu produk bervariasi tergantung dengan perubahan pada variabel-variabel pasar, arus kas masa depan dan rentang waktu.

Grup telah mengembangkan model untuk mendukung kuantifikasi dari risiko kredit. Dalam mengukur risiko kredit untuk kredit yang diberikan, Grup mempertimbangkan "Probability of Default" (PD) pelanggan atas kewajiban dan kemungkinan rasio pemulihan atas kewajiban yang telah wanprestasi ("Loss Given Default") (LGD). Model ini ditelaah secara rutin untuk membandingkan dengan hasil aktualnya.

LGD merupakan ekspektasi Grup atas besarnya kerugian dari suatu piutang pada saat wanprestasi terjadi. Hal ini dinyatakan dalam persentase kerugian per unit dari suatu eksposur. LGD biasanya bervariasi sesuai dengan tipe pelanggan.

(ii) Pengendalian batas risiko dan kebijakan mitigasi

Grup menerapkan berbagai kebijakan dan praktik untuk memitigasi risiko kredit. Kebijakan umum Grup untuk meminimalisasi risiko kredit yang mungkin muncul adalah sebagai berikut:

- Meminta jaminan dalam bentuk (kas atau standby L/C senilai dua bulan pemakaian gas);
- Memilih pelanggan yang memiliki kondisi keuangan yang kuat dan reputasi yang baik; dan
- Menerima pelanggan baru dan penjualan disetujui oleh pihak yang berwenang sesuai dengan delegasi kekuasaan Grup.

(iii) Penurunan nilai dan kebijakan pencadangan

Cadangan kerugian penurunan nilai yang diakui pada pelaporan keuangan hanyalah kerugian yang telah terjadi pada tanggal laporan keuangan konsolidasian (berdasarkan bukti obyektif atas penurunan

(iv) Eksposur maksimum risiko kredit tanpa memperhitungkan jaminan

Eksposur risiko kredit terhadap aset pada laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

	Eksposur maksimum/ Maximum exposure
	31 Maret 2021/ March 31, 2021
Piutang - neto	641.246.307
Piutang lain-lain - neto	31.856.171
Piutang lain-lain jangka panjang	72.580.404
	<u>745.682.881</u>

41 FINANCIAL RISK MANAGEMENT OBJECTIVES AND POLICIES (Continued)

Risk management is carried out by Risk Management Committee under policies approved by the Board of Directors. The Group identifies, evaluates and economically hedges financial risks. The Board provides written principles for overall risk management, as well as written policies covering specific areas, such as foreign exchange risk, interest rate risk, credit risk, use of derivative financial instruments and non-derivative financial instruments.

The Group's activities are exposed to a variety of financial risks, which includes credit risk, market risk and liquidity risk.

a. Credit Risk

Credit risk is the risk of suffering financial loss, when the Group's customers fail to fulfill their contractual obligations to the Group. Credit risk arises mainly from trade receivables from the sale of gas to customers.

(i) Credit risk measurement

The estimation of credit exposure is complex and requires the use of models, as the value of a product varies with changes in market variables, expected cash flows and the passage of time.

The Group has developed models to support the quantification of the credit risk. In measuring credit risk of receivable, the Group considers the "Probability of Default" (PD) by the customers on its payment obligations and the likely recovery ratio on the defaulted obligations (the "Loss Given Default") (LGD). The models are reviewed regularly to compare to actual results.

LGD represents the Group's expectation of the extent of loss on a receivable should default occur. It is expressed as percentage loss per unit of exposure. LGD typically varies by the type of customers.

(ii) Risk limit control and mitigation policies

The Group implements a range of policies and practices to mitigate the credit risk. The Group's general policies to minimise the potential credit risk which may arise are as follows:

- Taking of deposits in form of (cash or standby L/C that equivalent to two months' gas usage);
- Selecting customers with a strong financial condition and good reputation; and
- Acceptance of new customers and sales being approved by authorised personnel according to the Group's delegation of authority

(iii) Impairment and provisioning policies

Impairment allowances are recognised for financial reporting purposes only for losses that have been incurred at the date of the consolidated financial statement (based on objective evidence of

(iv) Maximum exposure to credit risk before deposit held

Credit risk exposure relating to assets in the consolidated financial position statement are as follows:

Trade receivables
Other receivables
Other long-term receivables

41 KEBIJAKAN DAN TUJUAN MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN (Lanjutan)

Sehubungan dengan risiko kredit yang timbul dari aset keuangan lainnya yang mencakup kas dan setara kas, risiko kredit yang dihadapi Perusahaan dan Entitas Anak timbul karena wanprestasi dari counterparty. Grup memiliki kebijakan untuk tidak menempatkan investasi pada instrumen yang memiliki risiko kredit tinggi dan hanya menempatkan investasinya pada bank-bank dengan peringkat kredit yang tinggi. Nilai maksimal eksposur adalah sebesar nilai tercatat sebagaimana diungkapkan pada Catatan 7, 8 dan 12.

Konsentrasi risiko aset keuangan dengan eksposur risiko kredit

(a) Sektor geografis

Tabel berikut menggambarkan rincian eksposur kredit Grup pada nilai tercatat yang dikategorikan berdasarkan area geografis pada tanggal 31 Desember 2017. Untuk tabel ini, Grup telah mengalokasikan eksposur area berdasarkan wilayah geografis tempat mereka beroperasi.

	2021	
	Jawa	Sumatera
Piutang - neto	631.712.970	761.788
Piutang lain-lain - neto	12.926.507	27.701.213
Piutang lain-lain jangka panjang	72.580.404	-
	717.219.881	28.463.001

(b) Jenis pelanggan

Tabel berikut ini menggambarkan rincian eksposur kredit Grup pada nilai tercatat (memperhitungkan agunan atau pendukung kredit lainnya), yang dikategorikan berdasarkan operasi utama.

(c) Piutang Usaha

Ikhtisar piutang yang diberikan adalah sebagai berikut:

	2021			
	Tidak mengalami penurunan nilai / Non impaired	Mengalami penurunan nilai / Impaired	Jumlah/ Total	
Piutang Usaha				Trade
Distribusi	281.696.943	(54.393.047)	227.303.896	Distribution
Transmisi	226.356.591	-	226.356.591	Transmission
Minyak dan gas	50.342.854	-	50.342.854	Oil and gas
Operasi lainnya	28.241.172	-	28.241.172	Other operations
Total	586.637.561	(54.393.047)	532.244.514	Total
Dikurangi:				Less:
Cadangan kerugian penurunan nilai	-	(108.764.237)	(108.764.237)	Allowance for impairment losses
Neto	586.637.561	(163.157.284)	423.480.276	Net

Entitas Anak mempunyai konsentrasi risiko kredit atas seluruh penjualan minyak dan gas bumi kepada pembeli tunggal. Penjualan minyak pada umumnya dijual berdasarkan kontrak jangka pendek dan tidak membutuhkan jaminan dari pembeli yang mencerminkan kurang lebih sebesar 62% dari jumlah piutang minyak dan gas bumi. Gas alam dijual berdasarkan perjanjian penjualan gas antara PSC Pangkah kepada pembeli tunggal, dimana mencerminkan kurang lebih 33% dari jumlah piutang minyak dan gas. LPG dijual berdasarkan perjanjian jual beli LPG antara Pangkah PSC kepada pembeli tunggal, yang mencerminkan kurang lebih sebesar 5% dari piutang minyak dan gas.

b. Risiko Pasar

Grup memiliki eksposur terhadap risiko pasar, yaitu risiko suku bunga dan risiko mata uang asing.

Risiko tingkat bunga arus kas adalah risiko dimana arus kas masa depan dari suatu instrumen keuangan berfluktuasi karena perubahan suku bunga pasar.

41 FINANCIAL RISK MANAGEMENT OBJECTIVES AND POLICIES (Continued)

With respect to credit risk arising from the other financial assets, which comprise cash and cash equivalent, the Company's and Subsidiaries' exposure to credit risk arises from default of the counterparty. The Group has a policy not to place investments in instruments that have a high credit risk and only put the investments in banks with a high credit ratings. The maximum exposure equal to the carrying amount as disclosed in Notes 7, 8 and 12.

Concentration of risks of financial assets with credit risk exposure

(a) Geographical sectors

The following table breaks down the Group's credit exposure at their carrying amounts, as categorised by geographical region as of Desember 31, 2017. For this table, the Group has allocated exposures to regions based on the geographical area which activities are undertaken.

	2021	
	Jawa	Sumatera
Trade receivables - net	631.712.970	761.788
Other receivables - net	12.926.507	27.701.213
Other long-term receivables	72.580.404	-
	717.219.881	28.463.001

(b) Customer types

The following table breaks down the Group's credit exposure at carrying amounts (taking into account any collateral held or other credit support), as categorised by the main operations.

(c) Trade receivables

Trade receivables are summarised as follows:

The Subsidiary is subject to concentration of credit risk as all of their crude oil and gas sales are to single counter party. Crude oil sales are generally sold under short-term contracts and generally do not require collateral from the counter party, which represents approximately 62% of total oil and gas trade receivables. Natural gas sales are sold under Gas Sales Agreement between Pangkah PSC to a single counter party, which represent approximately 33% of oil and gas trade receivable. LPG sales are sold under LPG sales and purchase agreement between Pangkah PSC to a single counter party, which represent approximately 5% of oil and gas trade receivable.

b. Market Risk

The Group is exposed to market risk, in particular interest rate risk and foreign currency risk.

Cash flow interest rate risk is the risk that the future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in market interest rates.

41 KEBIJAKAN DAN TUJUAN MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN (Lanj

Grup memiliki pinjaman jangka pendek dan jangka panjang dengan bunga variabel. Grup akan memonitor secara ketat pergerakan suku bunga di pasar dan apabila suku bunga mengalami kenaikan yang signifikan maka Perusahaan akan menegosiasikan suku bunga tersebut dengan para lender.

Grup juga melakukan transaksi swap suku bunga untuk menyesuaikan risiko suku bunga yang terasosiasi dengan efek utang jangka panjang dengan tingkat bunga variabel, akan tetapi tidak memberlakukan akuntansi lindung nilai.

(i) Risiko tingkat bunga

Grup memiliki eksposur terhadap fluktuasi tingkat suku bunga pasar yang berlaku baik atas risiko nilai wajar maupun arus kas.

Tabel di bawah ini mengikhtisarkan eksposur nilai wajar instrumen keuangan Grup terhadap risiko tingkat bunga.

	2021				
	Bunga mengambang/Floating rate				
	Bunga tetap/ Fixed rate	Lebih dari 1 bulan sampai dengan 3 bulan/ Over 1 month up to 3 months	Lebih dari 3 bulan sampai dengan 1 tahun/ Over 3 months up to 1 year	Lebih dari 1 tahun/ Over 1 year	
Liabilitas Keuangan					Financial Liabilities
Pinjaman bank jangka pendek	-		8.921.219	-	Short-term bank loan
Pinjaman jangka panjang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	41.904.096	11.723.134	-	-	Current portion of long-term loans
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam waktu satu tahun	525.895.330	(4.562.355)	-	-	Long-term loans - net of current maturities
Utang obligasi	-	-	-	-	Bonds payable
Total	567.799.426	7.160.779	8.921.219	-	Total

Analisis sensitivitas untuk risiko suku bunga

Pada tanggal 31 Maret 2021, jika tingkat suku bunga pinjaman meningkat/menurun sebesar 50 basis poin dengan semua variabel konstan, laba sebelum pajak untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut lebih rendah/tinggi sebesar USD739,804, terutama sebagai akibat kenaikan/penurunan biaya bunga atas pinjaman dengan tingkat bunga mengambang.

(ii) Risiko mata uang asing

Risiko mata uang asing adalah risiko atas perubahan nilai tukar Dolar Amerika Serikat sebagai mata uang pelaporan terhadap mata uang asing, khususnya Rupiah dan Yen Jepang. Risiko ini muncul disebabkan aset dan kewajiban dan transaksi operasional Grup didominasi oleh mata uang asing sehingga pelemahan Dolar Amerika Serikat terhadap mata uang asing tersebut dapat secara negatif mempengaruhi pendapatan dan kinerja Grup .

Risiko mata uang asing adalah risiko dimana nilai wajar dari arus kas masa depan dari instrumen keuangan akan berfluktuasi yang disebabkan perubahan nilai tukar mata uang asing. Dampak fluktuasi tingkat mata uang asing Grup terutama berasal dari Dolar Amerika Serikat dan Yen Jepang yang didominasi dari piutang , utang dan pinjaman jangka panjang.

Untuk mengatur risiko mata uang asing, Perusahaan melakukan kontrak cross currency swap. Kontrak ini akan dicatat sebagai transaksi bukan lindung nilai, dimana perubahan atas nilai wajar akan masuk dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya konsolidasian interim periode berjalan.

41 FINANCIAL RISK MANAGEMENT OBJECTIVES AND POLICIES (Continued)

The Group's short-term and long-term debt is charged with variable interest rates. Group will strictly monitor the market interest rate fluctuation and if the interest rate significantly increased, they will renegotiate the interest rate to the lenders.

The Group also enters into interest rate swaps to match the interest rate risk associated with the variable-rate long-term debt, however no hedge accounting is applied.

(i) Interest rate risk

The Group takes on exposure to the effects of fluctuations in the prevailing levels of market interest rates on both its fair value and cash flow risks.

The tables below summarise the Group's fair value exposure to interest rate risks.

Sensitivity analysis for interest rate risk

As of March 31, 2021, had the interest rate of the loans been 50 basis points higher/lower with all other variables held constant, income before tax for the year then ended would have been USD739,804 lower/higher, mainly as a result of higher/lower interest expense on loans with floating interest rates.

(ii) Foreign exchange risk

Foreign exchange risk is the risk that arise from the changes of exchange rate of US Dollar as reporting currency against foreign currencies, especially Rupiah and Japanese Yen. Assets, liabilities and operational transactions of the Group are denominated in foreign currencies, therefore, weakening of US Dollar will influence revenue and financial performance of the Group.

Foreign exchange rate risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in foreign exchange rates. The Group's exposure to exchange rate fluctuations results primarily from US Dollar and Japanese Yen which denominated from trade receivables, trade payables and longterm loans.

To manage foreign exchange rate risks, the Company entered into cross currency swap contract. This contract is accounted as transaction not designated as hedge, wherein the changes in the fair value are charged or credited directly to interim consolidated statement of income and other comprehensive income for the current period.

41 **KEBIJAKAN DAN TUJUAN MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN**
(Lanjutan)

Sebagian besar pembelian gas dalam mata uang Dolar Amerika Serikat juga dijual dalam Dolar Amerika Serikat, sehingga lindung nilai atas risiko nilai tukar mata uang asing terjadi secara alami. Saat ini, kewajiban yang timbul dari pembiayaan dalam mata uang asing tidak dilindungi nilai.

Grup mempunyai aset dan liabilitas moneter dalam mata uang asing pada tanggal 31 Maret 2021 disajikan pada Catatan 44.

Analisa sensitivitas untuk risiko mata uang asing

Pada tanggal 31 Maret 2021, jika nilai tukar Dolar Amerika Serikat terhadap mata uang asing meningkat sebanyak 10% dengan semua variabel konstan, laba sebelum manfaat (beban) pajak untuk periode yang berakhir pada tanggal tersebut lebih rendah sebesar USD24,015,780, terutama sebagai akibat kerugian/keuntungan translasi kas dan setara kas dan pinjaman dalam mata uang asing, sedangkan jika nilai tukar Dolar Amerika Serikat terhadap mata uang asing menurun sebanyak 10%, maka laba sebelum manfaat (beban) pajak untuk periode yang berakhir pada tanggal tersebut lebih tinggi sebesar USD29,352,621.

(ii) Risiko harga

Grup mempunyai investasi dalam obligasi yang nilai wajarnya sangat terpengaruh dengan risiko harga pasar. Grup mengelola risiko ini dengan mendiversifikasikan ke beberapa investasi. Dewan Direksi melakukan reviu dan menyetujui setiap keputusan investasi jangka

Analisa sensitivitas untuk risiko harga

Pada tanggal 31 Maret 2021, jika tingkat harga pasar investasi meningkat/menurun sebesar 10% dengan semua variabel konstan, investasi jangka pendek Grup untuk periode yang berakhir pada tanggal tersebut lebih rendah/tinggi sebesar USD 6,502,694.

c. Risiko Likuiditas

Risiko likuiditas adalah risiko dimana Grup tidak bisa memenuhi kewajiban pada saat jatuh tempo. Grup melakukan evaluasi dan pengawasan yang ketat atas arus kas masuk (cash-in) dan kas keluar (cash-out) untuk memastikan tersedianya dana untuk memenuhi kebutuhan pembayaran kewajiban yang jatuh tempo. Secara umum, kebutuhan dana untuk pelunasan kewajiban jangka pendek maupun jangka panjang yang jatuh tempo diperoleh dari pelunasan piutang dari pelanggan yang memiliki jangka waktu kredit satu bulan.

Tabel dibawah merupakan profil liabilitas keuangan Perusahaan berdasarkan kontrak pembayaran.

	2020				Jumlah/ Total
	Sewaktu-waktu dan Dalam Waktu 1 Tahun/ On Demand and	Dalam Waktu 1 sampai dengan 5 Tahun/ Within 1 to 5 Years	Lebih dari 5 Tahun/ More Than 5 Years		
Liabilitas Keuangan					Financial Liabilities
Utang	230.196.030	-	-	230.196.030	Trade payables
Pinjaman bank jangka pendek	8.921.219	-	-	8.921.219	Short-term bank loan
Utang lain-lain	182.540.323	-	-	182.540.323	Other payables
Liabilitas yang masih harus dibayar	515.498.496	-	-	515.498.496	Accrued liabilities
Utang derivatif	-	-	(0)	(0)	derivative payable
Pinjaman jangka panjang	18.447.555	-	319.044.816	337.492.370	Long-term loans
Utang obligasi	-	1.965.064.254	-	1.965.064.254	Bonds payable
Total	955.603.623	1.965.064.254	319.044.815	3.239.712.693	Total

Manajemen Modal

Grup bertujuan mencapai struktur modal yang optimal untuk memenuhi tujuan usaha, diantaranya dengan mempertahankan rasio modal yang sehat dan memaksimalkan nilai pemegang saham.

41 **FINANCIAL RISK MANAGEMENT OBJECTIVES AND POLICIES**
(Continued)

Most purchases of gas in US dollar are also sold in US dollar, thus naturally hedging the related foreign currency exposures. Currently, liabilities denominated in foreign currency arising from financing activities are not hedged.

The Group had monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies as of March 31, 2021 were presented in the Note 44.

Sensitivity analysis for foreign exchange risk

As of March 31, 2021, if the exchange rates of the US Dollar against foreign currencies appreciated by 10% with all other variables held constant, profit before tax benefit (expense) for the period then ended would have been USD24,015,780 lower, mainly as result of foreign exchange losses/gains on the translation of cash and cash equivalents and loans denominated in foreign currencies, while, if the exchange rates of the US Dollar against foreign currencies depreciated by 10%, profit before tax benefit (expense) for the period then ended would have been USD29,352,621 higher.

(ii) Price risk

The Group has investment in bonds which the fair value of these investments are affected by the market price risk. The Group manages this risk through diversification the investments. Board of Directors reviews and approves all short-term investments decision.

Sensitivity analysis for price risk

As of March 31, 2021, if the price rates of the investment have been 10% higher/lower with all other variables held constant, the short-term investments for the period then ended would have been USD6,502,694 lower/higher.

c. Liquidity Risk

Liquidity risk is the risk that the Group is unable to meet its obligations when they fall due. Group evaluate and monitor cash-in flow and cash-out flow to ensure the availability of fund to settle the due obligation. In general, fund needed to settle the current and long-term liabilities is obtained from settlement of trade receivables from the customer with one month credit term.

The table below summarizes the maturity profile of the Company's financial liabilities based on contractual undiscounted payments.

Capital Management

The Group aims to achieve an optimal capital structure in pursuit of their business objectives, which include maintaining healthy capital ratios and maximizing shareholder value.

**41 KEBIJAKAN DAN TUJUAN MANAJEMEN RISIKO KEUANGAN
(Lanjutan)**

Beberapa instrumen utang Grup memiliki rasio keuangan yang mensyaratkan rasio leverage maksimum. Grup telah memenuhi semua persyaratan modal yang ditetapkan oleh pihak luar.

Manajemen memantau modal dengan menggunakan beberapa ukuran leverage keuangan seperti rasio utang terhadap ekuitas dan debt service ratio.

Pada tanggal 31 Maret 2021, akun-akun Grup yang membentuk rasio utang terhadap ekuitas dan debt service ratio adalah sebagai berikut:

	31 Maret 2021/ March 31, 2021 (Tidak Diaudit/ (Unaudited)	
Pinjaman bank jangka pendek	8.921.219	<i>Short-term bank loans</i>
Pinjaman jangka panjang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	18.447.555	<i>Current portion of long-term loans</i>
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam waktu satu tahun	323.115.311	<i>Long-term loans - net of current maturities</i>
Utang obligasi	1.965.064.253	<i>Bond payables</i>
Total utang	2.315.548.338	Total debt
Total ekuitas	3.022.471.249	Total equity
Rasio utang terhadap ekuitas	0,77	Debt to equity ratio

**41 FINANCIAL RISK MANAGEMENT OBJECTIVES AND POLICIES
(Continued)**

Some of the Group's debt instruments contain covenants that impose maximum leverage ratios. The Group have complied with all externally imposed capital requirements.

Management monitors capital using several financial leverage measurements such as debt to equity ratio and debt service ratio.

As of March 31, 2021, the Group's debt to equity ratio and debt service ratio accounts are as follows:

42 INSTRUMEN KEUANGAN

Tabel di bawah ini mengikhtisarkan nilai tercatat dan estimasi nilai wajar instrumen keuangan Grup yang dinyatakan dalam posisi keuangan konsolidasian 31 Maret 2021:

42 FINANCIAL INSTRUMENTS

The tables sets forth the carrying values and estimated fair values of the Group's financial instruments that are carried in the consolidated financial position as of March 31, 2021:

	2021		
	Nilai tercatat/ Carrying Amount	Nilai wajar/ Fair value	
Aset Keuangan			Financial Assets
Kas dan setara kas	1.176.975.582	1.176.975.582	<i>Cash and cash</i>
Investasi jangka pendek	65.026.935	65.026.935	<i>Short-term investment</i>
Piutang usaha - neto	641.246.307	641.246.307	<i>Trade receivables - net</i>
Piutang lain-lain - neto	31.856.171	31.856.171	<i>Other receivables - net</i>
Piutang lain-lain jangka panjang	72.580.404	72.580.404	<i>Other long-term</i>
Total	1.987.685.398	1.987.685.398	Total
Liabilitas Keuangan			Financial Liabilities
Utang usaha	230.196.030	230.196.030	<i>Trade payables</i>
Pinjaman bank jangka pendek	8.921.219	8.921.219	<i>Short-term bank loan</i>
Utang lain-lain	132.766.231	132.766.231	<i>Other payables</i>
Liabilitas yang masih harus dibayar	515.498.496	515.498.496	<i>Accrued liabilities</i>
Pinjaman jangka panjang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	18.447.555	18.447.555	<i>Current portion of long-term loans</i>
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam waktu satu tahun	323.115.311	323.115.311	<i>Long-term loans - net of current maturities</i>
Utang obligasi	1.965.064.253	1.965.064.253	<i>Bonds payable</i>
Total	3.194.009.095	3.194.009.095	Total

42 INSTRUMEN KEUANGAN (Lanjutan)

Metode dan asumsi berikut ini digunakan untuk mengestimasi nilai wajar untuk setiap Grup instrumen keuangan yang praktis untuk memperkirakan nilai tersebut:

- 1 Kas dan setara kas, kas yang dibatasi penggunaannya, piutang usaha dan piutang lain-lain

Nilai tercatat seluruh aset keuangan di atas telah mendekati nilai wajar aset keuangan tersebut.

- 2 Investasi jangka pendek

Aset keuangan di atas diukur pada harga kuotasi yang dipublikasikan dalam pasar aktif.

- 3 Utang usaha, utang lain-lain dan liabilitas yang masih harus dibayar.

Seluruh liabilitas keuangan di atas merupakan liabilitas jangka pendek yang akan jatuh tempo dalam waktu 12 bulan sehingga nilai tercatat liabilitas keuangan tersebut telah mencerminkan nilai wajar.

- 4 Piutang lain-lain jangka panjang, pinjaman bank jangka pendek dan pinjaman jangka panjang.

Seluruh liabilitas keuangan di atas merupakan pinjaman yang memiliki suku bunga variabel dan tetap yang disesuaikan dengan pergerakan suku bunga pasar sehingga nilai tercatat kewajiban keuangan tersebut telah mendekati nilai wajar.

- 5 Utang derivatif

Nilai wajar dari kewajiban keuangan ini diestimasi dengan menggunakan teknik penilaian yang wajar dengan nilai input pasar yang dapat diobservasi.

Hirarki Nilai Wajar

Aset dan liabilitas keuangan diklasifikasikan secara keseluruhan berdasarkan tingkat terendah dari masukan (*inputs*) yang signifikan terhadap pengukuran nilai wajar. Penilaian dampak signifikan dari suatu inputs tertentu terhadap pengukuran nilai wajar membutuhkan pertimbangan dan dapat mempengaruhi penilaian dari aset dan liabilitas yang diukur dan penempatannya dalam hirarki nilai wajar.

Bukti terbaik dari nilai wajar adalah harga yang dikuotasi (*quoted prices*) dalam sebuah pasar yang aktif. Jika pasar untuk sebuah instrumen keuangan tidak aktif, entitas menetapkan nilai wajar dengan menggunakan metode penilaian. Tujuan dari penggunaan metode penilaian adalah untuk menetapkan harga transaksi yang terbentuk pada tanggal pengukuran dalam sebuah transaksi pertukaran yang wajar dengan pertimbangan bisnis normal.

Metode penilaian termasuk penggunaan harga dalam transaksi pasar yang wajar (*arm's length*) terakhir antara pihak-pihak yang memahami dan berkeinginan, jika tersedia, referensi kepada nilai wajar terkini dari instrumen lain yang secara substansial sama, analisa arus kas yang didiskontokan dan model harga opsi (*option pricing models*). Jika terdapat metode penilaian yang biasa digunakan oleh para peserta pasar untuk menentukan harga dari instrumen dan metode tersebut telah didemonstrasikan untuk menyediakan estimasi yang andal atas harga yang diperoleh dari transaksi pasar yang actual, entitas harus menggunakan metode tersebut. Metode penilaian yang dipilih membuat penggunaan maksimum dari input pasar dan bergantung sedikit mungkin atas input yang spesifik untuk entitas (*entity-specific inputs*). Metode tersebut memperhitungkan semua faktor yang akan dipertimbangkan oleh peserta pasar dalam menentukan sebuah harga dan selaras dengan metode ekonomis untuk penilaian sebuah instrumen keuangan.

42 FINANCIAL INSTRUMENTS (Continued)

The following methods and assumptions were used to estimate the fair value of each class of financial instrument for which it is practicable to estimate such value:

- 1 Cash and cash equivalents, trade receivables and other receivables

All of the above financial assets carrying value approximate the fair value of the financial assets.

- 2 Short-term investment

The above financial assets are measured at published quoted market price in active market.

- 3 Trade payables, other payables and accrued liabilities.

All of the above financial liabilities are due within 12 months, thus the carrying value of the financial liabilities approximate their fair value.

- 4 Other long-term receivables, short-term bank loans and long-term loans.

All of the above financial liabilities are liabilities with floating and fixed interest rates which are adjusted in the movements of market interest rates, thus the carrying values of the financial liabilities approximate their fair values.

- 5 Derivative payable

Fair value of this financial liability is estimated using appropriate valuation techniques with market observable inputs.

Fair Value Hierarchy

Financial assets and liabilities are classified in their entirety based on the lowest level of input that is significant to the fair value measurements. The assessment of the significance of a particular input to the fair value measurements requires judgment, and may affect the valuation of the assets and liabilities being measured and their placement within the fair value hierarchy.

The best evidence of fair value is quoted prices in an active market. If the market for a financial instrument is not active, an entity establishes fair value by using a valuation technique. The objective of using a valuation technique is to establish what the transaction price would have been on the measurement date in an arm's length exchange motivated by normal business considerations.

Valuation techniques include using recent arm's length market transactions between knowledgeable, willing parties, if available, reference to the current fair value of another instrument that is substantially the same, discounted cash flow analysis and option pricing models. If there is a valuation technique commonly used by market participants to price the instrument and that technique has been demonstrated to provide reliable estimates of prices obtained in actual market transactions, the entity uses that technique. The chosen valuation technique makes maximum use of market inputs and relies as little as possible on entity-specific inputs. It incorporates all factors that market participants would consider in setting a price and is consistent with accepted economic methodologies for pricing financial instruments.

42 INSTRUMEN KEUANGAN (Lanjutan)

42 FINANCIAL INSTRUMENTS (Continued)

Secara berkala, Perusahaan menelaah metode penilaian dan mengujinya untuk validitas dengan menggunakan harga dari transaksi pasar terkini yang dapat diobservasi untuk instrumen yang sama (yaitu tanpa modifikasi dan pengemasan kembali) atau berdasarkan data pasar yang tersedia dan dapat diobservasi.

Periodically, the Company calibrates the valuation technique and tests it for validity using prices from any observable current market transactions in the same instrument (i.e., without modification or repackaging) or based on any available observable market data.

Hirarki nilai wajar Perusahaan pada tanggal 31 Maret 2021 adalah sebagai berikut:

The Company's fair value hierarchy as of March 31, 2021 is as follows:

	31 Maret 2021 / March 31, 2021			
	Harga pasar yang dikuotasi untuk aset dan liabilitas yang sama (Level 1)/Quoted prices in active markets for identical assets or liabilities (Level 1)	Input yang signifikan dan dapat diobservasi secara langsung maupun tidak langsung (Level 2)/Significant and observable inputs, direct or indirectly	Input yang signifikan tetapi tidak dapat diobservasi (Level 3)/Significant unobservable inputs (Level 3)	
Total/Total				
Aset keuangan lancar/Current financial asset				
Investasi jangka pendek/Short-term investments	65.026.935	65.026.935	-	-
Total/Total	65.026.935	65.026.935	-	-
Liabilitas keuangan jangka panjang/ Non-current financial liability				
Utang derivatif/Derivative payable	(0)	-	(0)	-
Total/Total	(0)	-	(0)	-

43 ASET DAN LIABILITAS DALAM MATA UANG ASING

43 ASSETS AND LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES

Pada tanggal 31 Maret 2021, aset dan liabilitas moneter Perusahaan dalam mata uang asing adalah sebagai berikut:

As of March 31, 2021, the Company's monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are as follows:

		Assets in Rupiah
Aset dalam Rupiah		
Kas dan setara kas	Rp 2.514.486.925.536	Cash and cash equivalents
Investasi jangka pendek	Rp -	Short-term investment
Piutang usaha - neto	Rp 871.565.404.159	Trade receivables-net
Piutang lain-lain - neto	Rp 104.167.495.378	Other receivables-net
Uang muka	Rp 652.721.633.894	Advances
Sub total	Rp 4.142.941.458.967	Sub-total
Aset dalam Yen Jepang		Assets in Japanese Yen
Kas dan setara kas	JPY 701.340	Cash and cash equivalents
Sub total	JPY 701.340	Sub-total
Aset dalam Dolar Singapura		Assets in Singapore Dollar
Kas dan setara kas	SGD 42.450	Cash and cash equivalents
Piutang lain-lain - neto	SGD -	Other receivables-net
Sub total	SGD 42.450	Sub-total
Total Aset	Rp 4.142.941.458.967	Total Assets
	SGD 42.450	
	JPY 701.340	
Ekuivalen Dolar AS	USD 284.346.214	US Dollar equivalents
Liabilitas dalam Rupiah		Liabilities in Rupiah
Utang lain-lain	Rp 371.750.654.920	Other payables
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	Rp 985.008.726.151	Short-term employee's benefits liabilities
Liabilitas yang masih harus dibayar	Rp 4.953.860.277.392	Accrued liabilities
Utang pajak	Rp 821.140.721.205	Taxes payable
Sub total	Rp 7.131.760.379.668	Sub-total

43 ASET DAN LIABILITAS DALAM MATA UANG ASING (Lanjutan)

Liabilitas dalam Yen Jepang			
Liabilitas yang masih harus dibayar	JPY	-	
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam waktu satu tahun	JPY	35.004.595.987	
Sub total	JPY	35.004.595.987	
Total Liabilitas	Rp	7.131.760.379.668	
	JPY	35.004.595.987	
Ekuivalen Dolar AS	USD	805.710.646	

Sebagian besar pembelian gas dalam mata uang Dolar Amerika Serikat juga dijual dalam Dolar Amerika Serikat, sehingga lindung nilai atas risiko nilai tukar mata uang asing terjadi secara alami. Saat ini, liabilitas yang timbul dari pembiayaan dalam mata uang asing tidak dilindung nilai.

44 INFORMASI SEGMENT USAHA

Untuk kepentingan manajemen, Grup digolongkan menjadi unit usaha berdasarkan produk dan jasa dan memiliki empat segmen operasi yang dilaporkan sebagai berikut:

- 1 Segmen niaga gas
Segmen niaga gas melakukan kegiatan usaha utama Perusahaan dalam mendistribusikan gas yang dibeli dari supplier gas dan menyalurkannya kepada pelanggan industri, komersial dan rumah.
- 2 Segmen transmisi gas
Segmen transmisi gas melakukan kegiatan usaha dalam menyalurkan gas untuk pelanggan industri.
- 3 Segmen eksplorasi dan produksi minyak dan gas
Segmen eksplorasi dan produksi minyak dan gas melakukan kegiatan usaha dalam eksplorasi, eksploitasi dan pengembangan usaha di bidang minyak dan gas bumi.
- 4 Segmen operasi lainnya
Segmen operasional lainnya terkait dengan pengolahan *liquefied natural gas*, jasa sewa fiber optik untuk penyediaan jaringan dan jasa konstruksi dan perbaikan kepada pelanggan serta pengelolaan dan penyewaan gedung dan peralatan.

Manajemen memantau hasil operasi dari unit usahanya secara terpisah guna keperluan pengambilan keputusan mengenai alokasi sumber daya dan penilaian kinerja. Kinerja segmen dievaluasi berdasarkan laba segmen dan diukur secara konsisten dengan laba atau rugi operasi pada laporan keuangan konsolidasian interim.

Tabel berikut menyajikan informasi pendapatan dan laba dan aset dan liabilitas tertentu sehubungan dengan segmen operasi Grup Usaha:

43 ASSETS AND LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES (Continued)

Liabilities in Japanese Yen		
Accrued liabilities		
Long-term loans - net of current maturities		
Sub-total		

Total Liabilities

US Dollar equivalents

Most purchases of gas in US Dollar are also sold in US Dollar, thus naturally hedging the related foreign currency exposures. Currently, liabilities denominated in foreign currency arising from financing activities are not hedged.

44 SEGMENT INFORMATION

For management purposes, the Group is organized into business units based on their products and services and has four reportable operating segments as follows:

- 1 Gas commercial segment
Gas commercial segment is mainly involved in gas distribution purchased from gas suppliers and then supplies to the industrial, commercial and household customers.
- 2 Gas transmission segment
Gas transmission segment mainly involved in gas transmission for customers.
- 3 Exploration and production of oil and gas
Exploration and production of oil and gas segment mainly involved in exploration, exploitation and business development in oil and gas.
- 4 Other operations segment
Other operations segment provides processing of liquefied natural gas, fiber optic rental for network services and constructions and maintenance services to the customers and management and leasing buildings and equipment.

Management monitors the operating results of its business units separately for the purpose of making decisions about resource allocation and performance assessment. Segment performance is evaluated based on segment income and is measured consistently with operating profit or loss in the interim consolidated financial

The following table represents revenue and profit, and certain asset and liability information regarding the Group's operating segments:

44 INFORMASI SEGMENT USAHA (Lanjutan)

44 SEGMENT INFORMATION (Continued)

Untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2021

For the period ended March 31, 2021

	Niaga dan Transmisi/ Commercial and Transmission	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas / Exploration and production of oil and gas	Operasi Lainnya/ Other Operations	Eliminasi / Elimination	Konsolidasi/ Consolidation
PENDAPATAN NETO/ NET REVENUES					
Pendapatan Neto	690.613.221	47.093.749	69.210.589	(73.763.417)	733.154.143
Pendapatan/ Revenues	690.613.221	47.093.749	69.210.589	(73.763.417)	733.154.143
Beban Segmen					
Beban Pokok Pendapatan	471.357.687	63.718.804	7.200.620	(10.614.121)	531.662.990
Biaya gaji, upah dan tunjangan	8.736.022	1.091.775	8.958.833	-	18.786.630
Biaya Pemeliharaan	16.752.310	68.145	7.516.996	(8.189.245)	16.148.207
Biaya Penyusutan	34.910.298	(82.601)	971.796	(977.846)	34.821.647
Lain-lain	43.292.697	1.216.200	29.385.441	(43.560.420)	30.333.918
Jumlah beban segmen	575.049.014	66.012.323	54.033.685	(63.341.631)	631.753.392
Laba Segmen	115.564.207	(18.918.574)	15.176.904	(10.421.786)	101.400.751
Beban Perusahaan dan Entitas Anak Yang Tidak Dapat Dialokasikan					17.314.698
Eliminasi biaya lain-lain					(8.638.610)
Pendapatan lain-lain					4.208.064
Beban lain-lain					(1.029.505)
Penurunan nilai properti minyak dan gas					-
Laba Operasi					95.903.223
INFORMASI LAINNYA					
Aset Segmen	3.447.628.491	1.870.244.176	279.148.350	(10.421.649)	5.586.599.368
Aset Perusahaan dan Entitas Anak yang tidak dapat dialokasikan					1.938.019.666
Total Aset yang Dikonsolidasikan					7.524.619.034
Liabilitas Segmen	1.025.603.854	1.396.330.428	249.490.191		2.671.424.473
Liabilitas Perusahaan dan Entitas Anak yang tidak dapat dialokasikan					1.830.723.540
Total Liabilitas yang Dikonsolidasikan					4.502.148.013
Pengeluaran Modal	36.257.960	21.554.964	719.212	-	58.532.136

Untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2020

For the period ended March 31, 2020

	Niaga dan Transmisi/ Commercial and Transmission	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas / Exploration and production of oil and gas	Operasi Lainnya/ Other Operations	Eliminasi / Elimination	Konsolidasi/ Consolidation
PENDAPATAN NETO					
Pendapatan	807.081.116	76.095.067	73.203.080	(82.569.543)	873.809.721
Eliminasi penjualan					-
Pendapatan Neto	807.081.116	76.095.067	73.203.080	(82.569.543)	873.809.721
Beban Segmen					
Beban Pokok Pendapatan	528.084.025	74.618.698	11.487.241	(22.577.717)	591.612.246
Biaya gaji, upah dan tunjangan	9.255.931	1.007.501	7.573.093	-	17.836.525
Biaya Pemeliharaan	18.820.389	55.122	377.847	(12.389.473)	6.863.885
Biaya Penyusutan	43.327.527	-	1.124.777	(16.401.203)	28.051.101
Lain-lain	54.833.490	1.248.674	30.124.874	(35.521.799)	50.685.240
Jumlah beban segmen	654.321.361	76.929.995	50.687.832	(86.890.191)	695.048.997
Laba Segmen	152.759.755	(834.928)	22.515.248	4.320.649	178.760.724
Beban Perusahaan dan Entitas Anak					
Yang Tidak Dapat Dialokasikan					18.856.924
Eliminasi biaya lain-lain					(7.989.041)
Pendapatan lain-lain					16.843.727
Beban lain-lain					(12.545.576)
Penurunan nilai properti minyak dan gas					-
Laba Operasi					172.190.991

Untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Maret 2020

For the period ended March 31, 2020

INFORMASI LAINNYA

Aset Segmen	3.691.699.713	2.300.515.063	276.495.881	4.320.649	6.273.031.305
Aset Perusahaan dan Entitas Anak yang tidak dapat dialokasikan					1.660.551.635
Total Aset yang Dikonsolidasikan					7.933.582.940
Liabilitas Segmen	1.302.385.880	1.639.790.182	242.845.779	-	3.185.021.841
Liabilitas Perusahaan dan Entitas Anak yang tidak dapat dialokasikan					1.477.228.071
Total Liabilitas yang Dikonsolidasikan					4.662.249.912
Pengeluaran Modal	42.322.590	93.623.670	126.217.837	22.279.179	284.443.275