

EP-PETROECUADOR

Compañía Ecuatoriana, Propiedad del Estado del Ecuador

Estados financieros

Al 31 de diciembre de 2020



Detalle de siglas y abreviaturas utilizadas

AE	Auditoría Externa
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
Art.	Artículo
BCE	Banco Central del Ecuador
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CINIIF	Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera
CDB	China Development Bank
CFDD	Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitario
EP PETROECUADOR	Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR
EPNF	Empresas públicas no financieras
FGE	Fiscalía General del Estado
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
ICBC	Industrial and Commercial Bank of China Limited
IESS	Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
IFRIC	Interpretaciones a las Normas Internacionales de Contabilidad
LOEP	Ley Orgánica de Empresas Públicas
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos no Renovables
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
NIA	Normas Internacionales de Auditoría
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
OMS	Organización Mundial de la Salud
PETROAMAZONAS EP	Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP
PGE	Procuraduría General del Estado
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SERCOP	Servicio Nacional de Contratación Pública
SIC	Comité Permanente de Interpretaciones - Standing Interpretations Committee
SPNF	Sector público no financiero
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
UGE	Unidades Generadoras de Efectivo
USD \$	Dólar de los Estados Unidos de América
VPN	Valor presente neto
WACC	Weighted Average Capital Cost-Costo Promedio Ponderado del Capital

Empresa Pública de Hidrocarburos EP PETROECUADOR
Estado de Situación Financiera
Año finalizado al 31 de Diciembre del 2020
(Expresado en miles de dólares)

<u>Activos</u>	<u>Nota</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	318,226,466	400,395,738
Cuentas comerciales por cobrar, netas	5	1,699,409,157	1,371,045,561
Pagos anticipados bienes y servicios	6	87,676,014	11,846,063
Inventarios	7	<u>444,869,828</u>	<u>560,797,802</u>
Total, activos corrientes		<u>2,550,181,465</u>	<u>2,344,085,164</u>
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos, neto	8	2,946,450,295	3,287,102,935
Cuentas y Documentos por Cobrar LP	9	12,424,315	71,759,272
Otros Activos de largo plazo	10	362,858,578	402,433,541
Obras en Curso	11	<u>223,039,267</u>	<u>2,470,793</u>
Total, activos no corrientes		<u>3,544,772,455</u>	<u>3,763,766,541</u>
Total, activos		<u>6,094,953,920</u>	<u>6,107,851,705</u>
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Documentos Por Pagar Corrientes	12	- 97,349,369	- 250,853,282
Anticipo Clientes	13	- 27,722,036	- 30,707,521
Cuentas por Pagar	14	- 762,456,024	- 197,921,831
Provisiones por Pagar	15	- 317,406,383	- 480,684,383
Cuenta Regulatoria Cuentas Por Pagar	16	<u>- 84,690,271</u>	<u>- 70,206,420</u>
Total, pasivos corrientes		<u>- 1,289,624,083</u>	<u>- 1,030,373,437</u>
Pasivos no corrientes			
Documentos Por Pagar LP	17	- 32,880,389	- 90,066,247
Beneficios a empleados	18	- 265,150,209	- 144,084,266
Provisiones Por Desmantelamiento	19	<u>- 15,394,265</u>	<u>- 15,394,265</u>
Total, pasivos no corrientes		<u>- 313,424,863</u>	<u>- 249,544,778</u>

Patrimonio

Capital Social	20	-	3,012,780,154	-	3,012,780,154
Resultados Acumulados - Años Ant	21	-	8,554,613,481	-	6,645,751,886
Entrega de Excedentes	22		7,381,374,558		6,645,194,830
Otras Rentas Ingresas	23		86,215,495		-
Utilidad del Año	24	-	<u>392,101,392</u>	-	<u>1,814,596,280</u>
Total, Patrimonio		-	<u>4,491,904,974</u>	-	<u>4,827,933,490</u>
Total, Pasivo Y Patrimonio		-	<u>6,094,953,920</u>	-	<u>6,107,851,705</u>

Gerente General

Subgerente de Finanzas

Jefe Corporativa de Gestión Contable

Jefe de Contabilidad General

Empresa Pública de Hidrocarburos EP PETROECUADOR
Estado de Resultados Integral
Año finalizado al 31 de Diciembre de 2020
(Expresado en miles de dólares)

	<u>Nota</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Ingresos Ordinarios	25	- 7,832,068,981	- 11,856,111,089
Ingresos No Ordinarios	26	- 27,620,761	- 83,081,480
Costo de Ventas	27	7,377,588,123	9,070,897,711
Costo Por Implementación NIIF	28	<u>35,998,887</u>	<u>---</u>
Ganancia Bruta		- 518,100,506	- 2,868,294,858
 GASTOS ADMINISTRATIVOS			
Gastos De Personal	29		
Remuneraciones Mensuales		13,038,575	16,324,109
Remuneraciones Periodicas		2,416,669	2,753,920
Aportes Y Beneficios Sociales		11,146,827	13,852,857
Indemnizaciones		<u>7,820,162</u>	<u>26,694,504</u>
		34,422,233	59,625,390
Servicios Básicos Y Generales	30		
Viáticos Y Gastos De Viaje		207,249	751,144
Servicios Generales		1,251,140	1,095,690
Energía Eléctrica Comprada		499,236	919,007
Fletes Y Transportes		400,209	561,502
Seguros		570,874	998,493
Publicidad Y Propaganda		22,990	17,703
Arrendamientos		125,181	313,919
Capacitacion		44,088	365,059
Servicios De Operacion Y Complementarios		13,341,636	10,360,176
Servicios De Mantenimiento		<u>3,272,274</u>	<u>4,919,067</u>
		19,734,877	20,301,760

Materiales Y Suministros	31		
Materiales Y Suministros		268,088	175,448
Materiales Y Suministros De Mantenimiento		33,646	51,477
Combustibles Y Lubricantes		845,541	855,516
Bienes De Control		<u>198,456</u>	<u>273,523</u>
		1,345,731	1,355,964
Depreciaciones y Amortizaciones	32		
Depreciaciones		2,256,206	3,259,167
Impuestos y Transferencias	33		
Tasas, Impuesto Y Contribuciones		520,386	462,375
Aportes Y Transferencias		28,552,100	10,641,898
Atención Y Gastos		<u>2,752</u>	<u>17,805</u>
		29,075,238	11,122,078
Gastos Financieros	34		
Otros Gastos		15,765,758	918,072,624
NIIF Otros Gastos Aplicaciones		<u>16,361,895</u>	<u>39,961,595</u>
		<u>32,127,653</u>	<u>958,034,219</u>
Utilidad de actividades ordinarias		- <u>399,138,568</u>	- <u>1,814,596,280</u>
Otros Resultados Integrales			
ORI Por Perdidas y Ganancias ACT	35	<u>7,037,176</u>	<u>-</u>
Utilidad o Pérdida Del Ejercicio		- <u>392,101,392</u>	- <u>1,814,596,280</u>

Gerente General

Subgerente de Finanzas

Jefe Corporativa de Gestión Contable

Jefe de Contabilidad General

Empresa Pública de Hidrocarburos EP PETROECUADOR
Estado de Flujo de Efectivo
Año finalizado al 31 de Diciembre de 2020
(Expresado en miles de dólares)

<u>Detalle</u>	2020	2019
Actividades de operación:		
Resultado neto del período	355,621,776	1,814,596,280
Provisión por deterioro de PPE	---	905,166,318
Depreciación	222,875,475	307,083,152
Intereses	9,263,415	12,723,242
Clientes	-328,363,596	902,765,844
Anticipos corrientes	-2,985,485	76,024,393
Pagos anticipados	-75,829,951	(59,685,343)
Inventarios	115,927,974	117,022,832
Otros activos financieros	98,909,920	9,556,715
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	14,483,851	(52,029,210)
Impuestos por pagar	-208,512,070	70,153
Beneficios empleados de corto plazo	121,065,943	36,949,673
Cambios en el ORI – Actuarial	26,653,342	---
Provisiones	-163,278,000	71,488,225
	185,832,594	2,327,135,993
Intereses pagados	-9,263,415	(12,723,242)
Flujo de efectivo por las actividades de inversión		
	-	-
Intangibles	-459,606	2,035,758
Derechos de uso - Arriendo	-67,079,839	15,076,153
Bajas netas de activos fijos	-17,987,343	(109,043,344)
	-85,526,788	(91,931,433)
Flujo de efectivo por actividades de financiamiento		
Abonos a préstamos y financiamiento	-186,379,839	(833,650,206)
Obligaciones por arriendo	-24,310,230	(15,220,576)
Aportes al MIFIN	37,478,107	---
Otras reservas	---	(3,025,884,371)
	-173,211,962	(3,874,755,153)
Aumento neto en el efectivo		
Disminución neta en el efectivo	-82,169,272	162,322,446
Efectivo al principio del año	400,395,738	238,073,292
Efectivo al final del año	318,226,466	400,395,738

Gerente General

Subgerente de Finanzas

Jefe Corporativa de Gestión Contable

Jefe de Contabilidad General

Empresa Pública de Hidrocarburos EP PETROECUADOR
Estado de Cambios en el Patrimonio
Año finalizado al 31 de Diciembre de 2020

<u>Detalle</u>	<u>Capital</u>	<u>Entrega Excedentes</u>	<u>Ori- Post Empleo</u>	<u>Resultado Año</u>	<u>R. Acumulado</u>	<u>Total</u>
Capital	-3,012,780,154	6,645,194,830	---	-1,814,596,280	-6,645,751,886	-4,827,933,490
Entrega Excedentes	---	736,179,728	---	---	---	736,179,728
Ori- Post Empleo	---	---	86,215,495	---	---	86,215,495
Resultado Año	---	---	---	-392,101,392	---	-392,101,392
Movimiento Neto del Patrimonio	---	---	---	1,814,596,280	---	1,814,596,280
R. Acumulado	---	---	---	---	-1,908,861,594	-1,908,861,594
Saldos 31 de diciembre de 2020	-3,012,780,154	7,381,374,558	86,215,495	-392,101,392	-8,554,613,480	-4,491,904,973

Gerente General

Subgerente de Finanzas

Jefe Corporativa de Gestión Contable

Jefe de Contabilidad General

1. Información general

1.1 Información de la EMPRESA

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR (en adelante EP PETROECUADOR o EMPRESA) es una empresa 100% de propiedad del Estado del Ecuador, tiene su domicilio principal en el Cantón Quito, provincia de Pichincha, y su patrimonio se encuentra constituido por los bienes muebles e inmuebles, activos y derechos de su propiedad y bajo su control; es un ente de derecho público con personería jurídica, patrimonio propio. Los decretos de creación y transformación declaran que está dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, sin embargo, no todos los ingresos por las ventas que factura EP Petroecuador son depositados en sus cuentas bancarias sino en cuentas que son administradas por el Ministerio de Economía y Finanzas (en adelante MEF) a través del Banco Central del Ecuador (BCE); y, de similar manera, existen pagos relacionados con las actividades de importaciones de derivados de hidrocarburos que ejecuta EP PETROECUADOR y que son cancelados a los proveedores por el MEF.

Existen obligaciones financieras registradas en los Estados Financieros de la EP PETROECUADOR que no están relacionadas con las operaciones de la misma y que son administradas (pagadas a través de la EP PETROECUADOR) por el MEF.

El objeto principal de la EP PETROECUADOR es la gestión del sector estratégico de los recursos naturales no renovables para su aprovechamiento sustentable. Actualmente interviene en las fases de transporte, refinación y comercialización internacional y nacional de productos hidrocarburíferos.

Mediante Ley Especial No. 45, publicada en el Registro Oficial No. 283 de 26 de septiembre de 1989, se creó la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR y sus Empresas Filiales: PETROPRODUCCIÓN, PETROINDUSTRIAL y PETROCOMERCIAL (una empresa estatal filial permanente para cada actividad operativa), con personalidad jurídica, autonomía administrativa, operativa, coordinadas y supervisadas por PETROECUADOR.

La Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador, PETROPRODUCCIÓN, tuvo por objeto la exploración de las cuencas sedimentarias y la operación de los campos hidrocarburíferos en el territorio ecuatoriano, incluyendo la explotación y transporte de petróleo crudo, gas, hasta los tanques principales de almacenamiento.

La Empresa Estatal de Comercialización y Transporte de Petróleos del Ecuador PETROCOMERCIAL, tuvo por objeto la comercialización externa de hidrocarburos en su fase operativa y la comercialización y el transporte de hidrocarburos en el territorio nacional.

La Empresa Estatal de Industrialización de Petróleos del Ecuador, PETROINDUSTRIAL, tuvo por objeto la industrialización, incluida la refinación de hidrocarburos en el territorio ecuatoriano.

En el año 2010, los derechos y obligaciones, así como las actividades de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR y sus empresas filiales, pasaron a formar parte de una nueva empresa, la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, creada mediante Decreto Ejecutivo No. 315 publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 171 de 14 de abril del 2010.

Mediante Decreto Ejecutivo No. 1351 A, publicado en el Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 860 de 2 enero de 2013, se reformó el Decreto Ejecutivo No. 315, modificándose el Objeto Principal de la EP PETROECUADOR en el cual se suprimió su intervención en las fases de la actividad hidrocarburífera de exploración y explotación, las cuales fueron asumidas por la empresa pública PETROAMAZONAS EP.

El domicilio de la oficina principal de la EP PETROECUADOR es en la ciudad de Quito, Ecuador, en la calle Alpallana y avenida 6 de diciembre.

1.2 Dirección y administración

La EP PETROECUADOR tiene como órganos de Dirección y Administración de la Empresa al Directorio y a la Gerencia General.

El Directorio se encuentra conformado por:

1. El Titular del Ministerio de Energía y Recursos no Renovables o su delegado permanente, quien lo preside
2. Presidente de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP o su delegado permanente.
3. El Delegado del Presidente de la República

El Gerente General de la empresa actúa como Secretario del Directorio con voz y sin voto.

Las atribuciones del Directorio se encuentran previstas en el artículo 9 de Ley Orgánica de Empresas Públicas y en el Reglamento de Funcionamiento del Directorio de la EP PETROECUADOR.

El Gerente General, es el Administrador de la Empresa pública, y ejerce la representación legal, judicial y extrajudicial de la empresa siendo el responsable de la gestión empresarial, administrativa, económica, financiera, comercial, y operativa. Las atribuciones del Gerente General se encuentran previstas en el artículo 11 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas.

A continuación, se presenta el detalle de los administradores

AÑO	DETALLE	CARGO
2017	Carlos Tejada	Gerente General
2017	Mari Benítez	Subgerente de Finanzas
2017	Marco Taco	Jefe Corporativo de gestión contable
2017	Marlene Calle	Jefe de Contabilidad General
2018	Pablo Flores	Gerente General
2018	Arturo Salvador	Subgerente de Finanzas

2018	Pedro Cruz	Jefe Corporativo de gestión contable
2018	Rocío Calapaqui	Jefe de Contabilidad General
2019	Pablo Flores	Gerente General
2019	Arturo Salvador	Subgerente de Finanzas
2019	Pedro Cruz	Jefe Corporativo de gestión contable
2019	Rocío Calapaqui	Jefe de Contabilidad General
2020	Pablo Flores	Gerente General
2020	Juan Pablo Pozo	Subgerente de Finanzas
2020	Mònica Càceres	Jefe Corporativo de gestión contable
2020	Marco F. Taco	Jefe de Contabilidad General

1.3 Descripción del negocio

1.3.1 La operación de negocio y administración de recursos

El objeto principal de la EP PETROECUADOR es la gestión del sector estratégico de los recursos naturales no renovables para su aprovechamiento sustentable dentro de la industria de hidrocarburos, sus actividades económicas están reguladas por múltiples disposiciones de diferentes entidades del estado, entre otras:

- Decretos Ejecutivos;
- Acuerdos Ministeriales (Ministerios de Energía y Recursos no Renovables, Economía y Finanzas, del Trabajo, del Ambiente y Agua, entre los principales);
- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Para cumplir con su objeto de creación EP Petroecuador interviene en las fases de transporte, refinación y comercialización internacional y nacional de productos hidrocarburíferos, específicamente en:

- El transporte del petróleo crudo (en adelante crudo) a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) desde la región Amazónica hasta la refinería y puertos en la provincia de Esmeraldas, en donde es embarcado para transporte internacional por parte de los compradores del exterior o se realiza

un proceso de refinación para posterior consumo de sus derivados en el territorio nacional.

- Los derivados son transportados a través de poliductos y gasoductos. Así como almacenados en depósitos de productos limpios. EP PETROECUADOR, es propietaria de plantas de envasado de gas licuado del petróleo (GLP) y de gas natural (GN), estaciones de transferencia, estaciones de servicio y depósitos de almacenamiento, terminales marítimas de crudo y productos limpios, en diferentes ubicaciones dentro del territorio nacional, continental y en las Islas Galápagos.

La EP PETROECUADOR factura los productos (hidrocarburos y sus derivados), recibe parcialmente los pagos de los clientes de manera directa o a través del MEF/BCE, la diferencia es parte del presupuesto del Estado

1.3.2 Disposiciones que rigen su operación del negocio y aportes al presupuesto e impuestos

Los decretos de creación y transformación declaran que están dotadas de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. Un resumen de los principales convenios vigentes, se resumen a continuación:

Convenio Sustitutivo Interinstitucional para el Manejo del Financiamiento de las Importaciones de Derivados, el Intercambio de Crudo Productos con Empresas Petroleras Estatales de Otros Países, las Compras Locales de Hidrocarburos y de Productos o Materias Primas Producidas en el País (Carburantes)

Están suscritos los Convenios Sustitutivo Interinstitucional para el Manejo del Financiamiento de las Importaciones de Derivados, el Intercambio de Crudo Productos con Empresas Petroleras Estatales de Otros Países, las Compras Locales de Hidrocarburos y de Productos o Materias Primas Producidas en el País (Carburantes), con fechas 27 de junio de 2013 y 22 de diciembre del 2017, entre la EP

PETROECUADOR, el actual Ministerio de Economía y Finanzas, el Banco Central del Ecuador y Petroamazonas EP, con el objeto de: “establecer los procedimientos y obligaciones para el manejo del financiamiento de: la importación de derivados deficitarios; el intercambio de crudo productos con empresas petroleras estatales de otros países, la compra local de hidrocarburos y de productos o materias primas producidos en el país (carburantes) por parte del Ministerio de Economía y Finanzas, de manera que, EP PETROECUADOR y PETROAMAZONAS EP no tengan afectaciones en su flujo de caja empresarial” y un plazo de carácter indefinido que concluirá cuando el Ministerio de Economía y Finanzas así lo notifique.

La Cláusula Tercera del Convenio estipula que el Ministerio de Economía y Finanzas administrará la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitario (CFDD), y tendrá los siguientes ingresos:

- a) Transferencias de EP PETROECUADOR en concepto de los saldos de ingresos por ventas de derivados, que incluye, producción nacional, trueque, importaciones directas; luego de deducir de los ingresos efectivos por la venta interna de derivados:
 - Los costos de refinación de los derivados de la producción nacional
 - Los costos de comercialización interna de derivados.
 - Los costos de transporte de derivados.
 - Los costos de almacenamiento de derivados
 - Impuesto al valor agregado (IVA)
 - Los Costos de comercialización, transporte, almacenamiento y refinación de crudo y derivados originados en los convenios de intercambio crudo productos
 - Adicionalmente se deducirá:

El impuesto creado en la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico Ley 10/104

Transferencia de EP PETROECUADOR por el monto de la recaudación de la cartera por cobrar por la venta interna de derivados.

Transferencias provenientes de la liquidación de los ingresos por exportaciones de crudo y derivados realizadas por el Banco Central del Ecuador conforme las instrucciones emitidas por el Ministerio de Economía y Finanzas.

Asignaciones o transferencias del Presupuesto General del Estado, que cubran los valores necesarios que demande la importación de los volúmenes de derivados, la compra local de hidrocarburos y de productos o materias primas producidos en el país (carburantes) y que permitan suplir el déficit de la demanda de derivados e hidrocarburos para el mercado doméstico.”

En el Convenio se estipula que los recursos de la CFDD se utilizarán exclusivamente para atender “los siguientes gastos:

Pago de Facturas a proveedores de GLP (nacionales o extranjeros), diésel, nafta, cutter stock o diluyente, productos o materias primas producidos en el país (carburante), cualquier otro derivado de hidrocarburos que, por necesidades operativas, requiera importar o adquirir localmente EP PETROECUADOR.

Otras obligaciones relacionadas con las importaciones de derivados, siempre y cuando dichos valores no estén registrados en otras partidas de gastos del Presupuesto de EP PETROECUADOR.”

Algunas de las obligaciones del Ministerio de Economía y Finanzas, estipuladas en la cláusula cuarta del Convenio, son:

“4.4 Ratificar y efectuar el pago de las cartas de crédito solicitadas por EP PETROECUADOR, a través de una autorización al Banco Central del Ecuador, para que efectúe el débito de la cuenta CFDD.

4.5 Asumir dentro de los límites establecidos en el presente instrumento, la responsabilidad de pago de los contratos que EP PETROECUADOR celebre con

terceros para la importación de derivados, la compra local de hidrocarburos y de productos o materias primas producidos en el país (carburantes), así como de las obligaciones constantes en el literal b) del P. 3.3 de la cláusula tercera del presente convenio.

4.6 Realizar la programación mensual y semanal, a través de la Subsecretaría del Tesoro Nacional para aprovisionar los recursos suficientes destinados al pago oportuno de las importaciones y obligaciones relacionadas con EP PETROECUADOR según lo estipulado en el P. 3.3 de la cláusula tercera del presente convenio.

4.7 Entregar al Banco Central del Ecuador el detalle de los valores que deberán ser cancelados a los proveedores de EP PETROECUADOR en las fechas programadas, por concepto de compromisos de pago por importaciones de derivados, así como de las obligaciones constantes en el literal b) del P. 3.3 de la cláusula tercera del presente convenio.

4.8 Entregar a EP PETROECUADOR la certificación de asignación presupuestaria y fondos disponibles para el pago de las importaciones de derivados, compra local de hidrocarburos y de productos o materias primas producidas en el país (carburantes) que EP PETROECUADOR contrate o adquiera, conforme a lo dispuesto en el art.115 del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas.

4.9 Revisar la liquidación provisional mensual de las ventas de derivados en el mercado interno elaborada por EP PETROECUADOR”.

Disposiciones de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica

El 10 de mayo del 2018, se emitió la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, que fue publicada el 21 de mayo del 2018 en el Suplemento del Registro Oficial No. 245. Esta ley tiene por objeto, regular la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica y su

ordenamiento territorial, observando aspectos sociales, económicos, culturales y ambientales, estableciendo políticas y lineamientos, propiciando un modelo socioeconómico, cultural y ambiental sostenible, basado en los principios de *Sumak Kawsay*, que compense las inequidades existentes y promueva el desarrollo equitativo en la Circunscripción.

Dicha Ley rige para las provincias amazónicas de: Morona Santiago, Napo, Orellana, Pastaza, Sucumbíos, Zamora Chinchipe. Las comunidades, pueblos y nacionalidades. Las instituciones públicas y privadas, personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica.

Las disposiciones legales que contiene la ley descrita en esta nota y que conciernen a la EP PETROECUADOR son las siguientes:

Derecho al empleo preferente: esta disposición se encuentra prevista en el artículo 41 y se refiere a la obligación de contratar a no menos del 70% de residentes de la jurisdicción de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica para la ejecución de actividades, con excepción de aquellas para las que no exista la mano de obra calificada.

Financiamiento del Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico: (Arts.: 60,61,62 y 63), disponen el financiamiento con una asignación equivalente al cuatro por ciento (4%) del precio de venta por cada barril de petróleo que se extraiga en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica y que se comercialice en los mercados interno y externo. Este financiamiento no puede ser inferior a dos dólares de los Estados Unidos de América (USD \$ 2,00), por cada barril de petróleo, y se incrementará conforme lo previsto en la Disposición Transitoria Tercera, que establece: “La asignación correspondiente al Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico se incrementará de forma progresiva: el 2019 se incrementará a dos dólares de los Estados Unidos de América (USD \$ 2,00); y a partir del 2020 será del cuatro por ciento (4%) del precio de venta por cada barril de petróleo que se extraiga en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, y en ningún caso la asignación será inferior a dos dólares de los Estados Unidos de América (USD \$ 2,00), por cada barril de petróleo.”

Los recursos son depositados mensualmente en el Banco Central del Ecuador (BCE) por parte de la EP PETROECUADOR por los cobros por venta interna de derivados, y pagados por los compradores internacionales de crudo entre 30 y 60 días de la fecha de facturación. El BCE informa al Ministerio de Economía y Finanzas el monto por distribuir en cada período, y dentro de los primeros diez (10) días de cada mes, sin necesidad de orden previa, el transfiere directamente los recursos de este fondo a los siguientes beneficiarios:

“a) El veinte y ocho por ciento (28%) para los gobiernos autónomos descentralizados provinciales amazónicos.

b) El cincuenta y ocho por ciento (58%) para los gobiernos autónomos descentralizados municipales amazónicos.

c) El diez por ciento (10%) para los gobiernos autónomos descentralizados parroquiales rurales amazónicos.

d) El cuatro por ciento (4%) para el Fondo Común, que será administrado por la Secretaría Técnica de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica.”

El BCE distribuye los recursos según la información entregada por el ente rector de las finanzas públicas, y según lo previsto en el artículo 62 de dicha ley. El Cálculo de distribución de los porcentajes a favor de los Gobiernos Autónomos Descentralizados de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, se encuentran establecidos en los literales a, b y c, previamente citados, de la siguiente manera:

“a) 40 % en partes iguales;

b) 60 % en proporción a la población de cada jurisdicción, conforme a las cifras oficiales del último censo de población(...)”

Fondo Común para la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, previsto en el artículo 64, que se financiará con las siguientes asignaciones:

“3. El doce por ciento (12%) de las utilidades de la actividad hidrocarburífera generadas en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica de conformidad a la Ley de Hidrocarburos;

4. Los recursos establecidos en el literal d) del Art. 61 de la presente ley;

5. Los Excedentes o parte del superávit o exceso los ingresos sobre los gastos que generen las empresas públicas operadoras de sectores estratégicos en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica y que fueren destinadas de esta forma al Presupuesto General del Estado;

6. Las demás asignaciones que por Ley se establezcan en beneficio de este Fondo.”

Recaudación por patentes y 1.5 por mil sobre los activos totales: El artículo 67, establece la obligatoriedad de los sujetos activos y pasivos de dar cumplimiento al pago del impuesto de patentes para los Gobiernos Autónomos Descentralizados Municipales de dicha Circunscripción, de conformidad con lo previsto en el Código Orgánico de Organización Territorial, Autonomía y Descentralización.

Para el caso de las empresas hidrocarburíferas que realicen actividades en dicha circunscripción territorial, deberán establecer su domicilio tributario en el cantón donde se realice el hecho generador (la explotación hidrocarburífera) y si el hecho generador se encuentra en varios cantones, la tributación se realizará proporcionalmente.

Control de hidrocarburos y fijación de precios de comercialización de derivados en el territorio ecuatoriano

En uso de la potestad del Estado de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), norma, regula, controla y fiscaliza a la industria petrolera en lo concerniente a

prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados.

En el año 2018, la EP PETROECUADOR aplicó lo establecido en el Reglamento para Autorización de Actividades de Comercialización de Derivados del Petróleo y sus mezclas con Biocombustibles, excepto el GLP, expedido por ARCH mediante Resolución No. 004 002 Directorio ARCH 2015, publicada en el suplemento del Registro Oficial 621 de 5 de noviembre del 2015.

Los precios de los derivados de los hidrocarburos se encuentran establecidos en el Decreto No. 338, publicado en el Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 475 de 25 de abril del 2019, mediante el cual se expidió el Reglamento Sustitutivo para la Regulación de los Derivados de los Hidrocarburos. En el artículo 1 del Decreto Ejecutivo, se establecen los siguientes precios de venta en los terminales y depósitos operados por la Gerencia de Comercialización Nacional:

Producto	Precio de terminal (US \$/galón)
Gasolina pesca artesanal	0.7135
Gasolina extra con etanol	1.499107
Gasolina extra comercial	1.1689
Gasolina extra con etanol comercial	1.1689
Diesel 1 (kérex)	0.8042
Diesel 2	0.8042
Diesel premium	0.8042
Fuel oil 4	0.62
Spray oil	1.03
Avgas	2.2
Naftas industriales (bajo octano)	0,6547
Diésel 2 y Diésel Premium (pesquero "otras pesquerías")	0.9042

"En los precios antes indicados se incluyen los costos de refinación, comercialización interna e importación, así como el costo por facturación y despacho a 60 grados Fahrenheit. No se incluye el impuesto al valor agregado.

Se establece en USD \$ 0,4800 /galón, el precio del *Fuel Oil* 4 producido en la Refinería La Libertad, para las centrales de generación termoeléctrica de las empresas en las que el Estado Ecuatoriano tiene participación mayoritaria.

Al precio de venta de Avgas establecido anteriormente, se aplicará un subsidio del treinta por ciento (30%) para la aviación menor, consistente en ambulancias aéreas, taxis aéreos y fumigadores, excepto lo que operen en plantaciones de musácea. La entrega se realizará en forma directa por parte de PETROCOMERCIAL, sin intermediarios, en los aeropuertos del país.

El precio de venta en terminal para los productos GLP para uso comercial e industrial, Diésel 2, Diésel Premium, Gasolinas, Solventes Industriales, Crudo Reducido (Residuo), *Fuel Oil* No. 4 y *Fuel Oil* No. 6, para el sector industrial, será determinado en forma mensual por la EP PETROECUADOR, en base al costo promedio ponderado más los costos de transporte, almacenamiento, comercialización, un margen que podrá definir la indicada empresa pública y los tributos que fueren aplicables.

El precio de venta en terminal para el sector industrial del Diésel 1 y Absorver será el mismo que para el Diésel 2.

El precio de venta en terminal para la Gasolina súper, para el sector automotriz, será determinado en forma mensual por la EP PETROECUADOR, en base al costo promedio ponderado más los costos de transporte, almacenamiento, comercialización, un margen que podrá definir la indicada empresa pública y los tributos que fueren aplicables.

En caso de no contar con precios de importación de los productos descritos en los incisos precedentes, será calculado en base al marcador internacional utilizado para cada producto, más el flete, el seguro y los demás costos que hubiera ocasionado la importación.

Para efectos de lo dispuesto en este Artículo y los demás de este Reglamento, cuando se refieran a costo promedio ponderado y margen, se entenderá por éstos a los obtenidos a partir de las siguientes fórmulas:

Costo Promedio Ponderado: Es el resultado de la ponderación entre el precio del producto importado y el costo del producto de producción nacional. Para calcular el costo de producción nacional, en la materia prima se considerará el costo promedio ponderado del crudo de exportación del mes $N - 2$ (N menos dos), siendo N el mes en el que se fijarán los precios.

El margen será del cero al cien por ciento de la diferencia entre el costo de oportunidad y el costo promedio ponderado más los costos de transporte, almacenamiento y comercialización.

El costo de la materia prima para los productos residuales será determinado mensualmente por la EP Petroecuador en base a la metodología interna definida por la misma.

Entendiéndose como productos residuales al gas licuado de petróleo, *Fuel Oil 4*, *Fuel Oil 6*, crudo reducido, asfalto y azufre.

El costo de oportunidad será el costo de importación a valor CIF más los costos de transporte, almacenamiento y comercialización.”

Con Decreto Ejecutivo No. 490 que entró en vigencia el lunes 27 de agosto del 2018 se reforma el Reglamento Sustitutivo para la Regulación de los Precios de los Derivados de los Hidrocarburos expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 de 02 de agosto de 2005, en los siguientes términos:

“Art. 1. En el artículo 1, inciso primero, sustitúyase la frase: “Gasolina super 1.5000” por lo siguiente: “Gasolina super 2,205357”

Art. 2. Agréguese como artículo enumerado después del artículo 2, el siguiente:

“Art. El precio de venta al público por galón de gasolina súper, que se comercialice en el mercado nacional, será resultante de la suma del precio por galón de este derivado a nivel de terminal y/o depósitos, más el valor correspondiente al impuesto al valor agregado sobre el precio por galón de terminal y/o depósitos, más el margen de comercialización que se aplique a cada galón del derivado mencionado, que será de:

Producto	Margen de comercialización (USD \$/galón)
Gasolina Super	0,510000

El margen de comercialización incluye la tarifa correspondiente al impuesto al valor agregado generado en el proceso de comercialización.”

La Disposición Transitoria del citado Decreto Ejecutivo establece que la comercialización de gasolina super de 90 octanos se realizará hasta la terminación del inventario existente.

El Presidente Constitucional de la República mediante Decreto ejecutivo No. 883 del 1ro. de octubre de 2019, reformó el Reglamento Sustitutivo para la Regulación de los Precios de los Derivados de los Hidrocarburos expedido mediante Decreto Ejecutivo Nro. 338, publicado en el Registro Oficial Nro. 73 de 02 de agosto de 2005, en los siguientes términos:

Se elimina del inciso primero del artículo 1, lo siguiente:

"Gasolina extra comercial	1.1689
Gasolina extra con etanol comercial	1.1689"

Se sustituye el séptimo inciso del artículo 1, por el siguiente texto: "El precio de venta en terminal para la Gasolina Súper, Extra, Extra con Etanol, Diésel Premium y Diésel 2 para el sector automotriz, será determinado en forma mensual por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, con base al costo promedio ponderado más los costos de

transporte almacenamiento, comercialización de la EP PETROECUADOR y los tributos que fueren aplicables. Los costos de las Gasolinas Extra y Extra con Etanol para el sector automotriz, será el resultado de la ponderación de los costos de EP PETROECUADOR de los dos productos. Los costos de Diésel Premium y Diésel 2 para el sector automotriz, será el resultado de la ponderación de los costos de EP PETROECUADOR de los dos productos."

Se reemplaza en el artículo 1 del Decreto Ejecutivo 338 el texto: "Para calcular el costo de producción nacional, en la materia prima se considerará el costo promedio ponderado del crudo de exportación del mes *N* 2 (*N* menos dos), siendo *N* el mes en el que se fijarán los precios", por el siguiente: "Para calcular el costo de producción nacional, en la materia prima se considerará el costo promedio ponderado del crudo de exportación del mes *N* 1 (*N* menos uno), siendo *N* el mes en el que se fijarán los precios."

Se incorpora, a continuación del inciso primero del artículo 2, lo siguiente:

"El margen de comercialización que se aplica a cada galón de los derivados destinados al segmento automotriz se encuentra fijado de acuerdo a la siguiente tabla:"

Producto	Margen de comercialización (USD \$/galón)
Extra	0,231
Extra con Etanol	0,231
Diésel 2	0,197
Diésel Premium	0,197

El Decreto No. 338 ha tenido las siguientes modificaciones y/o alcances:

Documento	Descripción	Periodo de aplicación
Decreto Ejecutivo No. 490	Fijar el precio de venta al público de la gasolina súper en USD 2,98 por galón y el incremento de dos	23 de agosto 2018 al 25 de diciembre 2018
Decreto Ejecutivo No. 500	Incremento el precio de venta del diésel en terminal si IVA por galón, para el sector camaronero, pesquero atunero en 25 centavos y otras pesquerías	14 de septiembre 2018 hasta 26 de diciembre 2018
Decreto Ejecutivo No. 619	Fijar el precio de venta al público de la gasolina extra y gasolina extra con etanol en USD 1.85 por galón, liberación del precio de venta de la gasolina súper, solventes industriales	26 de diciembre 2018 hasta la actualidad

Resolución No. 004001-DIRECTORIO EXTRAOR	Refórmese el instructivo para otorgar autorizaciones para la compra y transporte de derivados del petróleo en cuantías domésticas	26 de diciembre 2018 hasta la actualidad
Acuerdo Interministerial No. 0001-2019	Se establece como mecanismo de compensación un descuento de 70 centavos por galón al precio de venta en terminal sin impuestos para el Diésel 2 y Diésel Premium despachado para los sectores camaronero y pesquero atunero. El precio de venta en terminal sin impuestos no podrá ser inferior a	15 de enero 2019 hasta la actualidad
Decreto Ejecutivo No. 883	Reforma a los precios de venta de gasolina extra, extra con etanol y diésel para el segmento automotriz.	1 de octubre de 2019 (Derogado mediante Decreto Ejecutivo No. 894 de 14 de octubre de 2019)
Decreto Ejecutivo No. 1054	Reforma el Reglamento de Regulación de Precios de Derivado de Petróleo, expedido mediante Decreto Ejecutivo Nro. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 de 02 de agosto de 2005; considerando un nuevo sistema de precios de mercado para combustibles: Diésel 2, Diésel Premium, Gasolina Extra y Extra con Etanol para el segmento automotriz; Gasolina Extra y Extra con Etanol para otras pesquerías; y, Diésel 2 y Diésel Premium para el segmento camaronero, atunero y	19 de mayo de 2020
Decreto Ejecutivo No. 1183	Reformar el Reglamento de Regulación de Precios de Derivados de Petróleo, expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 338 publicado en el Registro Oficial 73 de 2 de agosto de 2005 mediante ajuste del sistema de banda de precios para recoger las fluctuaciones de los mercados internacionales para los combustibles: Diésel 2, Diésel Premium, Gasolina Extra y Extra con Etanol para el segmento automotriz; Gasolina Extra y Extra con Etanol para otras pesquerías; y, Diésel 2 y Diésel Premium para el segmento camaronero, atunero y otras	4 de noviembre de 2020
Registro Oficial No. 309 Suplemento	Decreta: Reformar el Reglamento de regulación de precios de derivados de petróleo, expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 de 02 de agosto de 2005.	14 de septiembre de 2020

Situación de emergencia sanitaria global y baja en el precio del petróleo

El 31 de diciembre de 2019, la oficina de la Organización Mundial de la Salud (OMS) en China fue informada de casos de neumonía de etiología desconocida detectadas en la ciudad de Wuhan, provincia de Hubei - China. El 07 de enero de 2020, en la zona citada, fue detectado un nuevo tipo de coronavirus (SARS-CoV2), que, según hipótesis, está relacionado al consumo humano de animales silvestres en un mercado de Wuhan. El 16 de enero de 2020, la OMS publica la alerta epidemiológica por COVID-19, en razón que hasta esta fecha se habían reportado más de 80 mil casos confirmados a escala global.

Para detener la marcha del brote, los gobiernos de cada estado han tomado diversas medidas, destinadas a reducir o restringir la circulación de las personas; entre otras:

- Se han cerrado temporalmente empresas, en especial aquellas que no son consideradas de servicios esenciales.
- Actividades en universidades, colegios y otros centros de formación se han suspendido, o bien, sobre la marcha, se ha implementado medidas de educación virtual.
- Se han suspendido eventos públicos de asistencia masiva.
- Se han cancelado vuelos internacionales y domésticos, e incluso afectado otras formas de transporte local e internacional.

La suspensión de la mayoría de actividades (declaratorias de toques de queda) en muchos países, tiene como consecuencia la disminución sustancial de todo tipo de productos y servicios. Esto ha provocado una disminución importante en el consumo de petróleo y sus derivados.

El 29 de febrero de 2020, la Ministra de Salud del Ecuador informa a la ciudadanía la presencia de un caso confirmado para COVID-19 en el país, que fue introducido por un paciente con antecedentes de viaje a España.

El 11 de marzo de 2020, la OMS declara que la crisis global del coronavirus como una pandemia, y la mayoría de países prohíben concentraciones masivas, entre otras decisiones.

El 12 de marzo de 2020, el Ministerio de Salud Pública del Ecuador declara la emergencia sanitaria en todo el territorio ecuatoriano (Acuerdo No. 00126-2020), que entre varias medidas establece la restricción de movilización en todo el territorio nacional, excepto a personas con salvoconductos, horarios de toque de queda, restricción de movilización

vehicular de acuerdo al último dígito de placa, cierre de carreteras interprovinciales, entre otras.

El Ministerio de Trabajo Acuerdo con Acuerdo Ministerial No. 076- 2020 del 12 de marzo de 2020, plantea la Aplicación de Teletrabajo Emergente.

El 16 de marzo de 2020, mediante Decreto Ejecutivo No. 1017 se dispone la Declaración de Estado de Excepción por calamidad pública en todo el territorio nacional y la movilización en todo el territorio nacional; en función de la emergencia, se suspendió la jornada laboral presencial para todos los trabajadores del sector público y del sector privado desde el 17 al 24 de marzo de 2020. Asimismo, se dispuso las requisiciones a las que haya lugar para mantener los servicios que garanticen la salud pública, el orden y la seguridad en todo el territorio nacional. Se dispuso también que el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) deberá proveer los recursos suficientes para atender la situación de excepción. La jornada laboral se encuentra suspendida hasta el 13 de abril de 2020, salvo aquellas relacionados con la producción y abastecimiento de alimentos, fármacos, servicios públicos y sectores estratégicos. Están suspendidos los vuelos internacionales, salvo aquellos relacionados con ayudas humanitarias.

Con Resolución No. 00026-2020 de 18 de marzo de 2020 el Ministerio de Salud Pública estableció la Declaratoria del Estado de Emergencia Institucional, en la cual se dispone ejecutar los procesos de contratación por medio del Coordinador General Administrativo Financiero de manera directa o a través de invitaciones, para superar y controlar los efectos producidos por el COVID 19 a nivel nacional.

Mediante Resolución Nro. RE-SERCOP2020-0104 de 19 de marzo de 2020, el Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP) establece que en la declaratoria de emergencia, será obligación de la entidad contratante declarar de forma expresa que existe una imposibilidad de llevar a cabo procedimientos de contratación comunes para superar la situación de emergencia, así como otras disposiciones a tomar en cuenta en la emergencia.

Mediante Decreto Ejecutivo No.1019 del 22 de marzo de 2020, se estableció como zona especial de seguridad toda la provincia del Guayas, definiéndose que la zona especial de seguridad establecida recibirá apoyo prioritario del Gobierno Nacional a través de las máximas autoridades de cada institución que se requiera, en especial de la Autoridad Nacional de Salud.

El viernes 3 de abril de 2019, se suspendieron las actividades en la Refinería de La Libertad, para precautelar la salud y vida de los colaboradores de esta instalación, debido a sospechas de contagio del COVID-19. A la fecha se está realizando la evaluación de las personas potencialmente afectadas para tomar una decisión de reapertura de actividades o mantener la suspensión.

Al 20 de abril de 2020, Ecuador reporta 10,128 casos confirmados para COVID-19.

El domingo 12 de abril de 2020, los Ministros de Economía y Finanzas y Producción y el Secretario de la Administración Pública, en cadena nacional realizaron una presentación de las posibles reformas económicas, laborales y de otra índole que se remitirían en un cuerpo de ley para revisión y aprobación de la Asamblea Nacional.

El 16 de abril de 2020, el MEF, mediante Circular Nro. MEF-VGF-2020-0003-C emite Directrices presupuestarias para el segundo trimestre del ejercicio fiscal 2020, entre la cuales incluye:

- “Las entidades o sectores que no intervengan directamente dentro de la emergencia decretada, deberán abstenerse de planificar, programar, certificar e iniciar procesos de contratación, para gastos permanentes y no permanentes que no tengan el carácter de prioritario para la funcionalidad institucional, así como, adquirir compromisos generados por procesos de contratación a través de régimen especial o en forma directa, para la provisión de bienes o servicios.
- Aquellos contratos de servicios ocasionales y nombramientos provisionales que estuvieron planificados y programados hasta marzo del 2020, serán desvinculados conforme la normativa legal vigente, quedando prohibida la entidad de buscar

reemplazo con un profesional externo, aplicando para esta situación lo dispuesto anteriormente, de delegar las funciones, actividades o responsabilidades a otra persona de la misma unidad y a falta de esta, aplicar cualquier tipo de movimiento administrativo interno que permita cubrir la necesidad correspondiente.

Las entidades que den por terminados los contratos de servicios ocasionales y/o nombramientos provisionales, no podrán contratar o incorporar a ese mismo o nuevo personal con cargo a proyectos de inversión.

- Las instituciones consideradas dentro de la Constitución de la República, como parte del Sector Público, durante el segundo trimestre del presente ejercicio fiscal, no podrán realizar bajo ninguna figura de contratación, procesos de capacitación, de consultorías o prestación de servicios profesionales.
- Las entidades de la Administración Pública, excepto las responsables de atender la emergencia nacional, con el objeto de optimizar los recursos que puedan ser destinados a la emergencia, deberán restringir los gastos que se generan en los ítems detallados en el Anexo 1, adjunto a la presente. La restricción también aplicará a los ítems análogos del grupo de gasto de inversión.

Anexo 1:

Item	Descripción
530240	Edición, impresión, reproducción
530222	Servicios y derechos en producción y programación de radio y televisión
530301	Pasajes al interior
530302	Pasajes al exterior
530303	Viáticos y subsistencias en el interior
530304	Viáticos y subsistencias en el exterior
530305	Mudanzas e instalaciones
530402	Edificios, locales, residencias...
530606	Honorarios por contratos civiles de servicios

530802	Vestuario, lencería.
530807	Materiales de impresión-fotografía.
531403	Mobiliario
530205	Espectáculos culturales y sociales
530210	Servicio de Guardería
530216	Servicios de voluntariado
530247	Servicio de educación en el exterior.
530248	Eventos oficiales
530249	Eventos públicos promocionales
530601	Consultorías, asesorías e investigación especializada
530602	Servicio de auditoría
530605	Estudio y diseño de proyectos
530611	Congresos, seminarios y convenciones
530612	Capacitación a servidores públicos
530613	Capacitación para la ciudadanía en general
530819	Accesorios e insumos químicos y orgánicos
531409	Libros y colecciones
530405	Mantenimiento y reparación de vehículos
530404	Mantenimiento y reparación de maquinaria y equipos
530402	Mantenimiento y reparación de edificios
530403	Mantenimiento y reparación de mobiliario
530307	Atención a delegados extranjeros y nacionales - deportistas - entrenadores y cuerpo técnico que representen al país
530408	Bienes artísticos y culturales
531408	Bienes artísticos- culturales deportivos y símbolos patrios
530803	Combustibles y lubricantes y aditivos en general para vehículos terrestres
530822	Condecoraciones
530207	Difusión, información y publicidad
530202	Fletes y maniobras
530421	Instalación - mantenimiento y reparación de edificios - locales y residencias arrendados a personas naturales - jurídicas o entidades privadas

530420	Instalación-mantenimiento y reparación de edificios-locales y residencias de propiedad de las entidades publicas
530425	Instalación -readecuación-montaje de exposiciones-mantenimiento y reparación de espacios y bienes culturales
Item	Descripción
530824	Insumos, bienes y materiales para la producción de programas de radio y televisión eventos culturales artísticos y entretenimiento en general
530804	Materiales de oficina
530828	Materiales de peluquería
530239	Membrecías
530820	Menaje y accesorios descartables
530836	Muestras de productos para ferias- exposiciones y negociaciones nacionales e internacionales
530308	Recargos por cambios en pasajes al interior y al exterior del país
530608	Registro inscripción y otros gastos previos a ser aceptados en una capacitación en el exterior
530106	Servicio de correo
530241	Servicios de monitoreo de la información en -televisión - radio- prensa - medios on-line y otros
530306	Viáticos por gastos de residencia
530217	Difusión e información
530218	Publicidad y propaganda en medios de comunicación masiva

- El MEF, sobre la base de un análisis caso por caso, y a través del Viceministerio de Finanzas podrá autorizar las excepciones que considere necesarias, siempre y cuando se encuentren alineadas al cumplimiento de la labor misional de la institución solicitante.
- De igual manera, hasta el 24 de abril de 2020, las entidades revisarán y negociararán a la baja aquellos contratos relacionados con servicios de limpieza, de

seguridad y vigilancia privada y transportación, dada las condiciones actuales de trabajo en el sector público.”

El 20 de abril de 2020, el MEF, emite la Circular Nro. MEF-SP-2020-0002, la cual contiene un alcance a la Circular No. MEF-VGF-2020-0003-C de 16 de abril de 2020, cuyo texto, en lo esencial, es el siguiente:

“Egresos en Personal. –

A partir del 16 de abril de 2020, no se podrán hacer ingresos de nuevo personal operativo, excepto en aquellos casos que la UATH justifique la necesidad de este personal y que no se pueda encargar a otro servidor sus actividades, para lo cual se deberá contar con la respectiva autorización del Ministerio de Trabajo.

Las partidas vacantes de los puestos del Nivel Jerárquico Superior que no hayan sido ocupadas consecutivamente en el presente ejercicio fiscal, a partir de la fecha de emisión de esta directriz, no podrán ser llenadas con personal externo de la institución, excepto en aquellos casos de nuevas autoridades nominadoras para lo cual deberán contar con la autorización del Ministerio de Trabajo y del Ministerio de Economía y Finanzas y, de las vacantes que se generen por la separación de sus titulares.

El Ministerio de Economía y Finanzas no asignará recursos adicionales a los presupuestos codificados de las instituciones, en las partidas que financian contratos ocasionales y nombramientos provisionales. Se exceptúan de esta disposición a aquellas partidas que corresponda, previo análisis sobre la procedencia legal para su asignación y autorización de esta Cartera de Estado.

Las entidades no podrán ingresar con cargo a proyectos de inversión, al personal que se desvincula de la institución por la terminación de un contrato de servicios ocasionales o de un nombramiento provisional que hayan estado financiados con gasto corriente. Para el caso de las empresas públicas, no está permitido el aumento en gasto de masa salarial en los grupos presupuestarios 51, 61 y 71; así como en los ítems de gasto relacionados

a contratación de servicios, consultorías o similares. En caso de requerir contrataciones deberán contar con la respectiva aprobación del Ministerio de Trabajo y autorización del Ministerio de Economía y Finanzas.

Por la emergencia sanitaria que vive el país, el MEF, durante el segundo trimestre del año 2020, se abstendrá de autorizar la contratación de personal adicional para aquellas entidades en las cuales se decida conceder comisiones de servicios o licencias sin remuneración a sus servidores, en el caso de que la entidad lo haga, deberá reasignar las funciones entre los servidores del área de la cual sale el funcionario.

Todas las entidades del Sector Público durante el segundo trimestre del año 2020 deberán abstenerse de solicitar la creación de puestos, revisión ascendente a la clasificación y valoración de puestos o cualquier otro tipo de acción o movimiento que genere impacto presupuestario o involucren recursos financieros adicionales para el incremento de remuneraciones o cualquier beneficio adicional.

Para los procesos de Cierre, Fusión, Absorción, etc., dispuestos mediante Decreto Ejecutivo por el señor Presidente de la República, a partir de la emisión de las presentes directrices, las entidades que asumen la competencia correspondiente, deberán iniciar la optimización de los contratos de servicios ocasionales de aquellos puestos o funciones que estén duplicados, así como, con la terminación de la relación contractual de los puestos del nivel jerárquico superior dentro del plazo definido en el decreto correspondiente, ya que en ningún caso estos puestos son susceptibles de traspaso de una entidad a otra. Todos los procesos administrativos relacionados con la incorporación de personal adicional en entidades de reciente creación, queda suspendido durante el segundo trimestre del año 2020.

Personal de otras instituciones, incluidas empresas públicas, podrá apoyar a las instituciones de primera línea en el proceso de atención a la emergencia sanitaria optimizando el uso del personal existente en el sector público, sobre la base de las directrices que para el efecto emita el Ministerio de Trabajo en coordinación con el Ministerio de Economía y Finanzas en un plazo no mayor a 8 días. Se exceptúa de las

restricciones contenidas en el presente documento los egresos en personal para el ingreso de servidores y trabajadores para atender la emergencia sanitaria en el sector salud, por sentencias judiciales; inicio o finalización de licencias y comisiones de servicios con o sin remuneración; miembros activos de Fuerzas Armadas y Policía Nacional; Fiscalía General del Estado; Agentes Penitenciarios y vigilantes de la Comisión de Tránsito del Ecuador. Esta Cartera de Estado analizará excepciones adicionales vinculadas directamente a otras entidades que prestan atención directa a la emergencia decretada y otras que sean necesarias para el efecto.

Otras precisiones. –

Se prohíben las consultorías con gasto corriente, excepto aquellas ligadas a un proyecto de inversión existente, ligadas a proyectos con créditos de multilaterales atados y financiamiento identificado y, otras que excepcionalmente sean autorizadas por el Ministerio de Economía y Finanzas. En el caso de aquellos proyectos de inversión (incluida la obra pública) que cuenten con financiamiento atado de instituciones financieras multilaterales u otro tipo de financiamiento previamente identificado, contratado y por desembolsar; deberán desarrollarse conforme la planificación vigente determinada por las instituciones encargadas de su ejecución con principios de eficiencia, efectividad y calidad del gasto.

Finalmente, el MEF a través del Viceministerio de Finanzas analizará la estructura presupuestaria de cada institución a fin de determinar situaciones excepcionales, sobre la base de las disposiciones contenidas en Circular No. MEF-VGF-2020-0003-C de 16 de abril de 2020 y en el presente documento.”

Las restricciones presupuestarias podrían afectar las operaciones de la empresa y la preparación de la información financiera.

Los mercados financieros y de “commodities” se han visto sustancialmente afectados por la disminución de consumo de muchos productos en todo el mundo. Particularmente, el precio del barril de petróleo ha caído a valores bajo los USD 10.00 en ciertos días del

mes de abril de 2020 y las cotizaciones de los futuros estimados se reportaron en las bolsas con valores negativos.

El Presupuesto General del Estado y el presupuesto de la EP PETROECUADOR se preparó con un precio de barril de petróleo promedio de USD 51.30 para el año 2020.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y los productores aliados a esta organización, ha planteado el recorte de la producción de petróleo en 10 millones de barriles por día (bpd) en mayo y junio de 2020, para impulsar los precios.

No es posible realizar predicciones económicas en la actual situación, debido a la incertidumbre tanto de precios como de demanda; más aun considerando inminentes reformas fiscales que han anunciado diferentes países en el mundo, y potenciales cambios en el comportamiento de los consumidores que no se pueden prever.

Los efectos en la información financiera de la empresa, así como en las operaciones futuras no se pueden estimar y podrían ser importantes.

2. Bases de preparación de los Estados Financieros

2.1. Bases de Preparación

Los estados financieros se prepararon por la administración de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF Completas). Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, estos estados financieros cumplen con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF Completas). Las cuales han sido aplicadas de forma uniforme en los años informados, a menos que se indique lo contrario en sus notas.

2.2. Declaración de cumplimiento normativo

Los estados financieros de EP PETROECUADOR han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y las Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés).

2.3. Negocio en marcha

La administración, al momento de aprobar los estados financieros, evalúa una expectativa razonable de que EP PETROECUADOR dispone de los recursos necesarios para continuar operando en el futuro previsible. Sobre lo cual adoptando la base contable de negocio en marcha a la fecha de preparación de sus estados financieros.

2.4. Uso del costo histórico

Los estados financieros han sido preparados sobre la base del costo histórico.

El costo histórico generalmente se basa en el valor razonable de la contraprestación dada a cambio de bienes y servicios. El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre los participantes del mercado en la fecha de medición, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración.

Al estimar el valor razonable de un activo o pasivo, se toma en cuenta las características del activo o pasivo si los participantes del mercado tuvieran esas características en cuenta al fijar el precio del activo o pasivo en la fecha de medición. Valor razonable para medición y/o revelación para propósitos en estos estados financieros se determinan sobre esa base, excepto para transacciones de arrendamiento que están dentro del alcance de la NIIF 16, y mediciones que tienen algunas similitudes con el valor razonable

pero que no son el valor razonable, como el valor neto realización en la NIC 2 o valor en uso en NIC 36, las excepciones al costo histórico, se explican en notas específicas.

2.5. Uso de estimados contables

Los estados financieros preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF Completas) y las Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), requirieron de evaluaciones y el establecimiento de estimados claves, por los cuales la administración usó su juicio en el proceso de aplicación consistente de sus políticas contables. Los componentes que involucran un mayor grado de juicio o complejidad, o aquellos donde los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros, se describen en la Nota 3.

2.6. Normatividad aplicada

2.6.01. Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas a las políticas contables

En resumen, de la aplicación de nuevas normas, interpretaciones y enmiendas vigentes por primera vez a partir del 1 de enero de 2020, consideradas por EP PETROECUADOR en la preparación de sus estados financieros, se describen a continuación:

- Enmiendas NIIF 3: Definición de un negocio: Modifica el Apéndice A "Términos definidos", la guía de aplicación y los ejemplos ilustrativos de la NIIF 3.
- Enmiendas NIC 1 y 8: Definición de materialidad: Aclara la definición de "material" y alinea la definición utilizada en el Marco Conceptual y las normas.
- Marco conceptual para la información financiera revisado: Brinda referencia entre otros sobre los objetivos de la información financiera de propósito general y las características cualitativas de la información financiera útil.

- Enmiendas a las NIIF 7, 9 y NIC 39 (Fase I): Reforma a las tasas de interés de referencia: Modifica algunos requisitos específicos de contabilidad de cobertura para aliviar los efectos potenciales de la incertidumbre causada por la reforma de la tasa interbancaria ofrecida. Además, las modificaciones requieren que las entidades proporcionen información adicional sobre sus relaciones de cobertura que se ven directamente afectadas por estas incertidumbres.

Las políticas contables se han ajustado en consecuencia, y el impacto de las políticas se revela, si es relevante y material para EP PETROECUADOR en notas. El impacto de estas normas no ha sido significativo y los períodos anteriores no han sido reexpresados.

También se espera que cualquier impacto actual o futuro sea mínimo.

Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas que no son obligatorias al 31 de diciembre de 2020 y que no han sido adoptadas anticipadamente por EP PETROECUADOR.

La evaluación de la administración es que dichas publicaciones no tengan un impacto material en los estados financieros. Consecuentemente, no se aplicaron adopciones anticipadas. Un resumen de estas publicaciones, se presentan a continuación:

- Modificaciones a la NIIF 16 “Arrendamientos”, concesiones en arriendos relacionadas al COVID: Permite a los arrendatarios contabilizar las concesiones de alquiler, que ocurren como consecuencia directa de la pandemia de COVID-19 y cumplen condiciones específicas, como si no fueran modificaciones del arrendamiento. Sin embargo, la enmienda es aplicable para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020.
- NIIF 17 Contratos de seguros: Establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los contratos de seguro emitidos. También requiere que se apliquen principios similares a los contratos de reaseguro mantenidos y a los contratos de inversión con características de participación discrecional

emitidas. La NIIF 17 es efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023.

- Enmiendas a la NIC 1 Presentación de estados financieros: Clarifica los requisitos para la presentación de pasivos en el estado de situación financiera como corrientes o no corrientes. También se aclara el significado de liquidación de un pasivo. Las modificaciones son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023.
- Enmiendas a la NIC 16 Propiedad, planta y equipos: Requiere que una entidad reconozca los ingresos por ventas de la venta de artículos producidos mientras construye e instala las propiedades, planta y equipo para su uso previsto y los costos relacionados en resultados, en lugar de deducir los importes recibidos del costo del activo. Las modificaciones son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022.
- Enmiendas a la NIIF 3 Combinaciones de negocios: Actualiza la referencia al Marco Conceptual para la información financiera, sin cambiar los requisitos contables para las combinaciones de negocios. Las modificaciones son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022.
- Enmiendas a la NIC 37 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes: especificar los costos que una entidad debe incluir al evaluar si un contrato generará pérdidas. Las modificaciones son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022.

Mejoras del ciclo anual 2018-2020:

- NIIF 1 Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera: Simplifica la aplicación de la NIIF 1 por una subsidiaria que se convierte en adoptante por primera vez después de su matriz en relación con la medición de las diferencias de conversión acumuladas;

- NIIF 9 Instrumentos financieros: Aclara los honorarios que incluye una entidad al evaluar si los términos de un pasivo financiero nuevo o modificado son sustancialmente diferentes de los términos del pasivo financiero original.
- NIC 41 Agricultura: Elimina el requerimiento de excluir los flujos de efectivo de impuestos al medir el valor razonable, alineando así los requerimientos de medición del valor razonable de la NIC 41 con los de otras normas contables.

Las enmiendas son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022.

NIIF 10 Estados financieros consolidados y la NIC 28 Inversiones en asociadas: Clarifica el tratamiento contable de las ventas o la contribución de activos entre un inversor y sus asociadas o negocios conjuntos. Cuando los activos no monetarios constituyan un negocio, el inversor reconocerá la ganancia o pérdida total en la venta o contribución de activos. De lo contrario, la ganancia o pérdida es reconocida por el inversionista solo en la medida de las participaciones del otro inversionista en la asociada o negocio conjunto. Las mejoras son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022.

Modificaciones a las NIIF 4, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 16 y NIC 39 - Reforma de la tasa de interés de referencia - Fase 2: Como resultado de estas modificaciones, entre otros asuntos, una entidad:

- No tendrá que dar de baja en cuentas o ajustar el valor en libros de los instrumentos financieros para los cambios requeridos por la enmienda, sino que actualizará la tasa de interés efectiva para reflejar el cambio a la tasa de referencia alternativa;

- No tendrá que discontinuar su contabilidad de coberturas únicamente porque realiza los cambios requeridos por la enmienda, si la cobertura cumple con otros criterios de contabilidad de coberturas; y
- Deberá divulgar información sobre los nuevos riesgos derivados de la enmienda y cómo gestiona la transición a tipos de referencia alternativos.

Las enmiendas son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021.

2.6.02 Retiros de efectivo de las cuentas bancarias operativas de la EP PETROECUADOR

A partir del 28 de febrero de 2020, el Ministerio de Economía y Finanzas efectuó débitos (retiros) de las cuentas bancarias de la EP PETROECUADOR, sustentando dichos retiros: “«señalando que el Ministerio de Economía y Finanzas, como ente rector de las finanzas públicas, y ante el profundo deterioro del escenario macroeconómico nacional e internacional, vio la necesidad de realizar un manejo integrado de liquidez del sector público, sobre la base de la normativa legal que dispone el artículo 182 del Reglamento General del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas que establece:

“El Ministerio de Finanzas en coordinación con el Banco Central del Ecuador, emitirán las políticas para el manejo integrado de la liquidez del sector público y las acciones que se deben adoptar sobre los excedentes de liquidez de las cuentas que conforman el Sistema Único de Cuentas, asegurando el óptimo manejo de los recursos financieros”, y sobre la base de esa normativa, el 7 de diciembre del año 2015, las máximas autoridades del Banco Central del Ecuador y Ministerio de Finanzas hoy Ministerio de Economía y Finanzas, suscriben la Resolución Interinstitucional No. 0001, mediante la cual se expide la “POLÍTICA PARA EL MANEJO INTEGRADO DE LA LIQUIDEZ DEL SECTOR PÚBLICO””.

Dicha comunicación se remitió con Oficio Nro. MEF-VGF-2020-0162-O del 18 de marzo de 2020, con Asunto: DÉBITOS ORDENADOS POR EL MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS, dirigida al Señor Máster Pablo Antonio Flores Cueva, Gerente General de la EP PETROECUADOR, en contestación al oficio No. MEF-STN-2020-0718-O de 6 de marzo de 2020, en el cual la EP PETROECUADOR demostró el impacto en la operatividad de la empresa de dichos retiros de efectivo.

En el Oficio Nro. MEF-VGF-2020-0162-O suscrito por el Sr. Fabián Aníbal Carrillo Jaramillo, el MEF adicionó: "Cabe indicar que, de requerir valores para el cumplimiento de obligaciones inmediatas, agradeceré que su empresa presente los respectivos justificativos a este Despacho para, de ser el caso, proceder con la devolución programada de los mismos de acuerdo con las disponibilidades de la Caja Fiscal."

⊕ Los montos debitados (retirados) de las cuentas de la EP PETROECUADOR fueron:

N° Cuenta	Nombre Cuenta	28/02/2020	06/03/2020	23/03/2020 OF	26/03/2020 OF	13/04/2020 OF	Total	Total	Pendiente por
		OF MEF- STN- 2020- 633-O		MEF- STN-2020- 0899-O	MEF- STN-2020- 0945-O	MEF- STN-2020- 1109-O			
1310101	EP PEC Ingresos	80,000	55,186		2,000	500	137,686		137,686
2310063	EP PEC Guayaquil			1,301			1,301		1,301
37310007	EP PEC Esmeraldas			1,674			1,674		1,674
1310064	EP PEC Gas Natural- Esmeraldas			1,342			1,342		1,342
1310074	EP PEC Venta Interna Estaciones de Frontera			2,449		300	2,749		2,749
1310129	EP PEC Provisión Pago ICBC Escazu			1,241			1,241	1,241	0
TOTAL		80,000	55,186	8,008	2,000	800	145,994	1,241	144,753

El retiro de los USD 144,7 millones ha afectado el normal pago a proveedores y otros beneficiarios de la EP PETROECUADOR. Mediante los siguientes oficios, la EP PETROECUADOR informó del efecto de estos retiros de liquidez y la necesidad de restitución o devolución de fondos:

Oficio	Fecha	Dirigido a:			
		Nombre	Cargo	Institución	Asunto
N° 05498-FIN-2020	20 de marzo de 2020	Doctora Johana Pesántez Benítez	Secretaria General de la Presidencia, Encargada	Presidencia de la República	Débitos Ordenados por el Ministerio de Economía y Finanzas
		Señor Ingeniero René Ortiz Durán	Ministro de Energía y Recursos Naturales no Renovables	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	
Oficio	Fecha	Dirigido a:			
		Nombre	Cargo	Institución	Asunto
		Señor Economista Richard Martínez Alvarado	Ministro de Economía y Finanzas	Ministerio de Economía y Finanzas	
N° 05892-FIN-2020	13 de marzo de 2020	Señor Hugo Javier Orellana Constante	Gerente General, Subrogante	Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP	Detalle de Saldos de Todas las Cuentas y Programación de Fondos

2.6.03 Panorama económico del COVID 19 y su impacto sobre los estados financieros

El brote del Covid-19 fue informado por primera vez a finales de 2020 en China, posteriormente, teniendo en cuenta el nivel de expansión, el 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote como una pandemia, la cual se mantiene en la actualidad.

Esta situación ha tenido un impacto significativo en la economía mundial y por consiguiente en la industria petrolera. Las prohibiciones de viajes impuestas por varios países y las medidas de cuarentena establecidas han reducido los niveles de demanda de petróleo y sus derivados en 2020.

La pandemia del Covid-19 también ha provocado una volatilidad significativa en los mercados financieros y de materias primas de todo el mundo. Los gobiernos han anunciado ayudas a las personas más afectadas y han tomado medidas de orden macroeconómico para afrontar la crisis.

Producto de las medidas tomadas, del monitoreo constante a la situación de pandemia, de los programas de vacunación en curso y de la evolución de los resultados de la Compañía, no se espera que el Covid-19 tenga un impacto significativo sobre la entidad en el futuro.

Así mismo, EP PETROECUADOR continuará monitoreando la evolución de la pandemia y del mercado para determinar la necesidad de poner en marcha etapas subsecuentes del plan de intervención. De igual forma, estará revisando indicadores de Deterioro sobre los activos de larga duración y sobre las inversiones en compañías.

Es importante mencionar para este aspecto un evento relevante sobre FUSIÓN EP PETROECUADOR Y PETROAMAZONAS EP, mediante Decreto Ejecutivo No. 723 de 24 de abril del 2020, el Presidente de la República del Ecuador, dispuso dar inicio al proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP, proceso que debería estar completado hasta el 31 de diciembre

del 2020, de tal forma que a partir del 1ro. de enero de 2021, las actividades de las dos empresas serían realizadas por una sola empresa pública integrada. Por lo tanto, para la EP PETROECUADOR no se cumpliría la hipótesis de negocio en marcha, que se debe considerar al elaborar los estados financieros, la administración debe evaluar la capacidad que tiene una entidad para continuar en funcionamiento. Una entidad elaborará los estados financieros bajo la hipótesis de negocio en marcha, a menos que la administración pretenda liquidar la entidad o cesar en su actividad, o bien no exista otra alternativa más realista que proceder de una de estas formas. Cuando la administración, al realizar esta evaluación, sea consciente de la existencia de incertidumbres importantes, relativas a eventos o condiciones que puedan aportar dudas significativas sobre la posibilidad de que la entidad siga funcionando normalmente, procederá a revelarlas en los estados financieros. Cuando una entidad no prepare los estados financieros bajo la hipótesis de negocio en marcha, revelará ese hecho, junto con las hipótesis sobre las que han sido elaborados y las razones por las que la entidad no se considera como un negocio en marcha y la preparación de la información financiera no debería necesariamente prepararse bajo normas NIIF, sin embargo, la administración de la Empresa ha decidido la presentación de la información financiera del año 2020, bajo dichas normas, en cumplimiento de la LOEP.

2.6.04 Rotura de oleoductos y poliducto el 7 de abril de 2020

El 7 de abril de 2020, se produjo un hundimiento de tierra en el sector de San Rafael, en el límite provincial entre las provincias de Napo y Sucumbíos, lo que provocó la rotura de las tuberías del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), del Oleoducto privado de Crudos Pesados (OCP) Ecuador y del Poliducto Shushufindi - Quito, en consecuencia, el transporte de petróleo extraído en la región amazónica hacia los depósitos de almacenamiento en Balao (Esmeraldas), están suspendidos.

El 11 de abril de 2020, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables declaró Fuerza Mayor para las operadoras de exploración y explotación de hidrocarburos. La Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP para precautelar el funcionamiento de las instalaciones

petroleras procedió con el apagado gradual de pozos en los bloques 43, 31, 12, 15, 60, 61, 55, 7, 21, 44, 18, 56, 57, 58, 59 y 49, dentro de los 6 bloques que están bajo su operación con ello comenzará a suspender la producción en la mayoría de sus bloques de manera gradual, como parte de un plan de contingencia por la rotura de dos oleoductos, y bajará sus niveles de extracción a unos 65.000 barriles diarios (bpd).

Las operaciones del oleoducto y poliducto se reanudarían una vez completados los trabajos técnicos que aseguren la operatividad. En dichas semanas, acogiéndose a la cláusula de fuerza mayor en los contratos de exportación de petróleo, no generarían sanciones y costos adicionales a la EP PETROECUADOR, salvo los demorajes por los buques contratados, por lo tanto, las cargas (entregas por ventas-exportación) se han reprogramado para el mes de mayo de 2020. Debido a la suspensión de actividades de la mayoría de sectores productivos en el país, no se registrará desabastecimiento de combustibles durante el período de reparación del poliducto.

La EP PETROECUADOR mantiene contratada una póliza de seguros de Todo Riesgo Petrolero, Responsabilidad Civil (Marítima y no Marítima), cuyas indemnizaciones disminuirán el impacto de los costos de reparaciones y otros relacionadas con este tipo de eventos.

2.6.05 Fusión EP PETROECUADOR y PETROAMAZONAS EP

Mediante Decreto Ejecutivo No. 723 de 24 de abril del 2020, el Presidente de la República del Ecuador, dispuso dar inicio al proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP, proceso que debería estar completando hasta el 31 de diciembre del 2020, de tal forma que a partir del 1 de enero de 2021, las actividades de las dos empresas serían realizadas por una sola empresa pública integrada o una nueva empresa.

El proceso de fusión de ambas empresas está dirigido por la Unidad Temporal de Fusión, que reporta directamente al Ministerio de Energía y Recursos no Renovables y contaría

con el apoyo de una consultoría contratada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para este proyecto. La Unidad Temporal de Fusión se encontró en funciones hasta el 31 de diciembre de 2020.

Mediante Decreto Ejecutivo No. 1221 de 07 de enero de 2021, el Presidente de la República del Ecuador, dispuso a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, asuma todos los derechos y obligaciones patronales frente al recurso humano de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP, con lo cual paso a formar parte de su nómina en función de sus requerimientos estructurales y orgánicos.

Todas las actividades, derechos y obligaciones generados en virtud de licencias, permisos, autorizaciones, concesiones, contratos y demás actos que se encuentren en vigor, en trámite o en ejecución por parte de las áreas administrativas y operativas de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP, serán asumidos y subrogados por la EP PETROECUADOR.

Dentro de sus disposiciones transitorias se encuentra garantizar la continuidad de las operaciones y la apropiada ejecución de los procesos técnicos, operativos y administrativos vinculados a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; y, sus procesos se regularán bajo la normativa interna de la EP PETROECUADOR. De existir procesos que no estén regulados bajo dicha normativa interna, se observará y aplicará la normativa interna de PETROAMAZONAS EP.

Hasta el 31 de enero de 2021 la nueva Empresa, deberá tener gestionado la estructura orgánica de los procesos de PETROAMAZONAS EP y hasta el 20 de mayo de 2021 deberá emitir la nueva normativa interna adecuada a su estructura, políticas, manuales y procedimientos, incorporando los procesos vinculados a las actividades de la cadena de valor del sector hidrocarburos.

MACROPROCESO	RESPONSABLE DEL MACROPROCESO / PROCESO
Planificación y Control Empresarial	Gerente General o su Delegado: para los procesos relacionados con la "Gobernanza Corporativa" Subgerencia de Planificación Control del Gestión: Planificación Estratégica, Controlar y Evaluar la Gestión Empresarial, Dirección de Proyectos, Gestión de Procesos
Exploración y Explotación de Hidrocarburos	Gerente de Exploración y Producción
Transporte de Hidrocarburos	Gerente de Transporte
Refinación de Hidrocarburos	Gerente de Refinación
Comercialización Nacional de Hidrocarburos	Gerente de Comercialización Nacional
Comercialización Internacional de Hidrocarburos	Gerente de Comercio Internacional
Seguridad, Salud, Ambiente y Responsabilidad Social	Subgerente de Seguridad, Salud y Ambiente
Asesoría*	Procurador: Gestión de Asuntos Jurídico Jefe de Imagen y Comunicación: Comunicación Empresarial, Gestión de Imagen y Relaciones Públicas Jefe de Seguridad Física: Gestión de Seguridad Operativa Jefe Corporativo de Programación y Coordinación de Operaciones: Coordinación Operativa, Gestión Calidad Sugereente de Planificación y Control de Gestión: Gestión del cambio
Gestión del Mantenimiento	Presidente del Subcomité de Gestión del Mantenimiento
Gestión de Logística y Abastecimiento	Subgerente de Logística y Abastecimiento
Gestión del Talento Humano	Subgerente de Talento Humano
Gestión de Tecnologías de la Información y Comunicación	Subgerente de Tecnologías de la Información y Comunicación
Gestión Financiera	Subgerente de Finanzas
* Macroprocesos que incluyen procesos de diferentes responsables y diferentes ámbitos de acción	

- Mediante Resolución PGG No. 2020283, el Gerente General, Subrogante dispone designar como responsables de los macro procesos y procesos a los siguientes cargos

Mediante Decreto Ejecutivo No. 1221 de 07 de enero de 2021, el Señor Presidente de la República del Ecuador, decreta a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR:

CONSIDERANDO:

Que el artículo 141 de la Constitución de la República del Ecuador dispone que el Presidente de la República ejerce la Función Ejecutiva, es el Jefe de Estado y de Gobierno y responsable de la administración pública;

Que el numeral 5 del artículo 147 de la Constitución de la República del Ecuador establece como atribución del Presidente de la República, la de dirigir la administración pública en forma desconcentrada y expedir los decretos necesarios para su integración, organización, regulación y control;

Que el artículo 227 de la Constitución de la República del Ecuador dispone que la Administración Pública, constituye un servicio a la colectividad que se rige por los principios de eficacia, eficiencia, calidad, jerarquía, desconcentración, descentralización, coordinación, participación, planificación, transparencia y evaluación;

Que los numerales 11 y 12 del artículo 261 de la Constitución de la República del Ecuador señalan que el Estado central, tendrá competencias exclusivas sobre los recursos energéticos, minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales; y, sobre el control y administración de las empresas públicas nacionales;

Que el segundo inciso del artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador señala que: "Los sectores estratégicos. de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social.";

Que el inciso primero del artículo 408 de la Constitución de la República del Ecuador, establece que: "Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado

los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos, substancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, incluso los que se encuentren en las áreas cubiertas por las aguas del mar territorial y las zonas marítimas; así como la biodiversidad y su patrimonio genético y el espectro radioeléctrico. Estos bienes sólo podrán ser explotados en estricto cumplimiento de los principios ambientales establecidos en la Constitución.";

Que el artículo 4 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas dispone que las empresas públicas son entidades que pertenecen al Estado en los términos que establece la Constitución de la República, personas jurídicas de derecho público, con patrimonio propio, dotadas de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. Estarán destinadas a la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y en general al desarrollo de actividades económicas que corresponden al Estado;

Que el numeral 12 del artículo 9 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas enlista como una de las atribuciones de los Directorios de Empresas Públicas, resolver y aprobar la fusión de la empresa pública;

Que el artículo 48 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas determina: "La fusión de las empresas públicas se produce: 1. Cuando dos o más empresas públicas se unen para formar una nueva que las sucede en sus derechos y obligaciones; y, 2. Cuando una o más empresas públicas son absorbidas por otra que continúa subsistiendo. Para la fusión de cualquier empresa pública con otra en una nueva se acordará primero la disolución sin liquidación y luego se procederá al traspaso total de los respectivos patrimonios sociales a la nueva empresa. Si la fusión resultare de la absorción de una o más empresas públicas por otra empresa existente, ésta adquirirá en la misma forma los patrimonios de la o de las empresas absorbidas. La empresa absorbente se hará cargo de pagar el pasivo de la absorbida y asumirá por este hecho las responsabilidades propias de un liquidador respecto a los acreedores de ésta. La fusión será resuelta y aprobada por los directorios de las empresas públicas que se vayan a fusionar y requerirá de forma previa el informe favorable del organismo nacional de planificación o de la unidad de planificación del gobierno autónomo descentralizado, según corresponda. La

o las empresas fusionadas asumirán las obligaciones laborales frente al recurso humano de las empresas que se fusionan y que pasen a formar parte de su nómina.";

Que el último inciso del artículo 45 del Código Orgánico Administrativo, señala que, en ejercicio de la potestad de organización, la o el Presidente de la República "crear, reformar o suprimir los órganos o entidades de la administración pública central, cualquiera sea su origen, mediante decreto ejecutivo en el que se determinará su adscripción o dependencia";

Que mediante Decreto Ejecutivo No. 314 del 6 de abril del 2010, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 171 del 14 de abril de 2010, se creó la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos "PETROAMAZONAS EP", como una persona jurídica de derecho público, con patrimonio propio, autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión; con domicilio principal en la ciudad de Quito;

Que mediante Decreto Ejecutivo No. 315 del 6 de abril del 2010, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 171 de 14 de abril de 2010, se creó la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, como una persona de derecho público con personalidad jurídica, patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, con domicilio principal en el cantón Quito, provincia de Pichincha;

Que mediante Decreto Ejecutivo No. 1351-A, publicado en el Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 860 de 2 de enero del 2013, se excluyó del objeto principal de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, su intervención en las fases de exploración y explotación;

Que el Decreto Ejecutivo No. 462 suscrito el 1 de agosto del 2018, dispone que los Directorios de las Empresas Públicas creadas por la Función Ejecutiva estarán integrados por: La o el titular del Ministerio del ramo correspondiente, o su delegada o delegado permanente, quien lo presidirá; la o el Presidente del directorio de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas, o su delegada o delegado permanente; y, una o un delegado de la Presidenta o Presidente de la República;

Que a través del Decreto Ejecutivo No. 723 publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 483 de 8 de mayo del 2020, se dispuso dar inicio al proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP, en una empresa pública; se dispuso la creación de una Unidad Temporal de Fusión para gerenciar el proyecto de fusión de ambas empresas y, se fijó como plazo para el proceso de fusión de ambas empresas públicas hasta el 31 de diciembre de 2020, instruyéndose al Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables, en su calidad de líder del proceso de fusión, remitir a la Presidencia de la República, los informes técnicos pertinentes, incluidos aquellos que hubieren sido elaborados por la Unidad Temporal de Fusión;

Que el Directorio de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, mediante Resolución No. DIR-EPP-11-2020-08-28 de 28 de agosto de 2020, resolvió conocer y aprobar el informe "EP PETROECUADOR y PETROAMAZONAS EP: OPERATIVIDAD DE LA FUSION", presentado por el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables en su calidad de Presidente del Directorio de EP PETROECUADOR, de fecha 27 de agosto de 2020, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Decreto Ejecutivo Nro. 723 de 24 de abril de 2020. Sobre la base de las recomendaciones y conclusiones de dicho informe respecto de la fusión por absorción, el Directorio resolvió que "PETROECUADOR EP sea la empresa que absorba a PETROAMAZONAS EP": de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP mediante Resolución No. DIR-PAM-EP-013 2020-08-28, resolvió conocer y aprobar el informe "EP PETROECUADOR y PETROAMAZONAS EP: OPERATIVIDAD DE LA FUSION", presentado por el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables en su calidad de Presidente del Directorio de EP PETROECUADOR, de fecha 27 de agosto de 2020, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Decreto Ejecutivo Nro. 723 de 24 de abril de 2020. Sobre la base de las recomendaciones y conclusiones de dicho informe respecto de la fusión por absorción, el Directorio resolvió que "PETROECUADOR EP sea la empresa que absorba a PETROAMAZONAS EP";

Que mediante Oficio No. EMCOEP-EMCOEP-2020-0085-0 de 9 de julio de 2020, el Presidente del Directorio de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP

se pronunció respecto de la fusión de las referidas empresas públicas, y; que mediante Oficio No. EMCOEP-GRGN-2020-0738-0 de 4 de diciembre de 2020, el Gerente General de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP, de acuerdo a lo previsto en el artículo 48 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas y Decreto Ejecutivo.

En el Registro Oficial Suplemento 496 de 28 de mayo de 2020, remitió al Ministro de Energía y Recursos Naturales los informes correspondientes para que "los Directorios de la EP PETROECUADOR y de PETROAMAZONAS EP, conozcan y resuelvan lo pertinente, dentro del ámbito de sus atribuciones, sobre la aprobación del proceso de fusión por absorción de las dos empresas petroleras";

Que mediante Resolución No. DIR-EPP-23-2020-12-10 de 10 de diciembre del 2020, el Directorio de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, resolvió en lo pertinente: "Art. 2 Dar por conocido y acoger las recomendaciones planteadas en el informe favorable respecto del análisis de pertinencia del proceso de fusión en el marco del Decreto Ejecutivo nro. 723 de 24 de abril de 2020, presentado por el Gerente General de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP, contenido en el Oficio EMCOEP-GRGN-2020-0738-0 de 4 de diciembre de 2020, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y en el Decreto Ejecutivo Nro. 723 de 24 de abril de 2020. (...); Art. 3. Dar por conocido y acoger las recomendaciones planteadas en el "Informe para Directorios de PETROAMAZONAS EP y EP PETROECUADOR – Fusión por absorción", presentado por el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Presidente del Directorio de la EP PETROECUADOR, contenido en el Oficio Nro. MERNNR-MERNNR-2020-1195-OF de 08 de diciembre de 2020, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y en el Decreto Ejecutivo Nro. 723 de 24 de abril de 2020. (...);

Que mediante Resolución No. DIR-PAM-EP-024-2020-12-10 de 10 de diciembre del 2020, el Directorio de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP de 10 de diciembre del 2020, resolvió en lo pertinente: "Art. 1 Dar por conocido y acoger las recomendaciones planteadas en el informe favorable respecto del análisis de pertinencia del proceso de fusión en el marco del Decreto

Ejecutivo nro. 723, de 24 de abril de 2020, presentado por el Gerente General de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP, contenido en el Oficio EMCOEP-GRGN-2020-0738-0, de + de diciembre de 2020, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y en el Decreto Ejecutivo Nro. 723 de 24 de abril de 2020. (...); Art. 2. Dar por conocido y acoger las recomendaciones planteadas en el "Informe para Directorios de PETROAMAZONAS EP v EP PETROECUADOR - Fusión por absorción", presentado por el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Presidente del Directorio de la EP PETROECUADOR, contenido en el oficio Nro. MERNNR-MERNNR-2020-1195-OF de 08 de diciembre de 2020, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y en el Decreto Ejecutivo Nro. 723 de 24 de abril de 2020. (...);

Que mediante Oficio No. MERNNR- MERNNR-2020-1212-OF de 11 de diciembre de 2020 y Oficio No. MERNNR-MERNNR-2020-1264-OF de 28 de diciembre de 2020, el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables, solicitó a la Presidencia de la República la emisión del decreto ejecutivo correspondiente para lo cual remitió tal propuesta junto con los informes técnicos pertinentes, incluidos los elaborados por la Unidad Temporal de Fusión;

Que mediante Oficio No. MEF-VGF-2020-1330-0 de 28 de diciembre de 2020, el Ministerio de Economía y Finanzas, emitió dictamen favorable respecto de la propuesta de decreto ejecutivo para el perfeccionamiento de la fusión de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP, de conformidad con el numeral 15 del artículo 74 del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas;

Que a fin de unificar la cadena de valor de los hidrocarburos entre las dos empresas públicas es necesario perfeccionar su fusión, la que exige, además, ampliar el objeto de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, de forma que se encuentre habilitada y autorizada para gestionar las áreas de exploración y explotación de Hidrocarburos; y,

En ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 5 del artículo 147 de la Constitución de la República del Ecuador, el último inciso del artículo 45 Código

Orgánico Administrativo y las letras f) y h) del artículo 11 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva.

DECRETA:

Artículo 1.- Fusiónesse por absorción la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Petroamazonas EP, a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR.

Artículo 2.- La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, es una persona de derecho público con personalidad jurídica, patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, con domicilio principal en el cantón Quito, provincia de Pichincha.

Artículo 3.- La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, tendrá por objeto principal la gestión del sector estratégico de los recursos naturales no renovables, para su aprovechamiento sustentable, conforme a la Ley Orgánica de Empresas Públicas y la Ley de Hidrocarburos, para lo cual intervendrá en todas las fases de la actividad hidrocarburífera, bajo condiciones de preservación ambiental y de respeto de los derechos de los pueblos.

Para el cumplimiento de su objeto podrá, constituir filiales, subsidiarias, unidades de negocio, o celebrar convenios de asociación, uniones transitorias, alianzas estratégicas, consorcios, empresas de coordinación u otras de naturaleza similar, con alcance nacional e internacional, y en general, celebrar todo acto o contrato permitido por las leyes ecuatorianas, que directa o indirectamente se relacionen con su objeto, con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas.

Artículo 4.- La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, podrá desarrollar sus actividades en el ámbito local, cantonal, provincial, regional, nacional e internacional.

Artículo 5.- El Directorio de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, estará integrado por:

1. La o el Ministro de Energía, Recursos Naturales No Renovables o su delegado o delegada permanente, quien la presidirá; 2. La o el Presidente del directorio de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas, o su delegada o delegado permanente; y, 3. Una o un delegado de la Presidenta o Presidente de la República. Esas del Ecuador, EP PETROECUADOR, se encuentra constituido por todas las acciones, participaciones, títulos habilitantes, bienes tangibles e intangibles, y demás bienes activos y pasivos que actualmente son de propiedad de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR; y, de los que actualmente se encuentren bajo propiedad, operación, administración y custodia de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP.

Artículo 7.- Los sistemas de contratación de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, se someterán a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, con excepción de las diversas fases de la actividad hidrocarburífera que se regirán por la normativa prevista en la Ley de Hidrocarburos, su reglamentación y demás disposiciones aplicables en esta materia que se declaran vigentes y de plena eficacia. Tales sistemas de contratación también se podrán regir por la normativa que expida en lo futuro la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, facultándose a su directorio a realizar las reformas que considere pertinentes a los reglamentos vigentes.

Artículo 8- En todo lo no previsto en este decreto ejecutivo, se estará a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y su reglamento y las demás disposiciones vigentes.

DISPOSICIONES GENERALES

Primera.- Los organismos pertinentes garantizarán, en el ámbito de sus competencias, la continuidad en la gestión del sector estratégico y provisión de servicios públicos por parte la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR.

Segunda.- La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, asumirá todos los derechos y obligaciones patronales frente al recurso humano de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP, que pase a formar parte de su nómina en función de sus requerimientos estructurales y orgánicos.

Tercera.- Todas las actividades, derechos y obligaciones generados en virtud de licencias, permisos, autorizaciones, concesiones, contratos y demás actos que se encuentren en vigor, en trámite o en ejecución por parte de las áreas administrativas y operativas de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP, serán asumidos y subrogados por la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR.

Respecto de las licencias y permisos ambientales que, asuma EP PETROECUADOR por la operación de PETROAMAZONAS EP, al tratarse de un cambio de titular por fusión por absorción, no se requerirá la presentación y/o aprobación de una auditoría de cambio de operador.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- Para garantizar la continuidad de las operaciones y la apropiada ejecución de los procesos técnicos, operativos y administrativos vinculados a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, los procesos administrativos y operativos se regularán bajo la normativa interna de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR. En el caso de que se identifiquen procesos que no estén regulados bajo dicha normativa interna, la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, de ser pertinente, observará y aplicará la normativa interna emitida por la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP, para la ejecución de dichos procesos.

Sin perjuicio de lo antes señalado, hasta el 20 de mayo del 2021 la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, emitirá la normativa interna necesaria para la regulación de los procesos antes mencionados. Adicionalmente,

adecuará su estructura, políticas, manuales y procedimientos, incorporando los procesos vinculados a las actividades de la cadena de valor del sector hidrocarburos.

Segunda.- El presupuesto de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, para el año 2021, se elaborará de conformidad a la normativa vigente y a las directrices que emita el Ministerio de Economía y Finanzas.

Tercera.- Hasta el 31 de enero de 2021, la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, deberá efectuar las gestiones y trámites correspondientes con el objeto de incluir en su estructura orgánica, los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos; así como, las gestiones y trámites correspondientes para asumir al personal; y, demás derechos y obligaciones de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP.

DISPOSICIONES FINALES

Primera.- De la ejecución del presente Decreto Ejecutivo que, entrará en vigencia a partir de su suscripción, encárguese el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables; Ministerio de Economía y Finanzas; Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP; Secretaría Técnica de Planificación y Desarrollo; y, a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR.

Segunda.- Una vez que se cumpla el plazo previsto en la Disposición Transitoria Tercera del presente Decreto Ejecutivo, deróguense el Decreto Ejecutivo No. 314 del 6 de abril del 2010, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 171 del 14 de abril de 2010; el Decreto Ejecutivo No. 315 del 6 de abril del 2010 publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 171 de 14 de abril de 2010; y, todas sus reformas.

Tercera.- Deróguense cualquier disposición de igual o menor jerarquía contraria a lo establecido en el presente Decreto Ejecutivo.

Dado en el Palacio Nacional, en Quito, a 7 de enero de 2021.

2.6.06 Situación de emergencia sanitaria global y baja en el precio del petróleo

El 31 de diciembre de 2019, la oficina de la Organización Mundial de la Salud (OMS) en China fue informada de casos de neumonía de etiología desconocida detectadas en la ciudad de Wuhan, provincia de Hubei - China. El 07 de enero de 2020, en la zona citada, fue detectado un nuevo tipo de coronavirus (SARS-CoV2), que, según hipótesis, está relacionado al consumo humano de animales silvestres en un mercado de Wuhan. El 16 de enero de 2020, la OMS publica la alerta epidemiológica por COVID-19, en razón que hasta esta fecha se habían reportado más de 80 mil casos confirmados a escala global. Para detener la marcha del brote, los gobiernos de cada estado han tomado diversas medidas, destinadas a reducir o restringir la circulación de las personas; entre otras:

- Se han cerrado temporalmente empresas, en especial aquellas que no son consideradas de servicios esenciales
- Actividades en universidades, colegios y otros centros de formación se han suspendido, o bien, sobre la marcha, se ha implementado medidas de educación virtual.
- Se han suspendido eventos públicos de asistencia masiva.
- Se han cancelado vuelos internacionales y domésticos, e incluso afectado otras formas de transporte local e internacional.

La suspensión de la mayoría de actividades (declaratorias de toques de queda) en muchos países, tiene como consecuencia la disminución sustancial de todo tipo de productos y servicios. Esto ha provocado una disminución importante en el consumo de petróleo y sus derivados.

El 29 de febrero de 2020, la Ministra de Salud del Ecuador informa a la ciudadanía la presencia de un caso confirmado para COVID-19 en el país, que fue introducido por un paciente con antecedentes de viaje a España.

El 11 de marzo de 2020, la OMS declara que la crisis global del coronavirus como una pandemia, y la mayoría de países prohíben concentraciones masivas, entre otras decisiones.

El 12 de marzo de 2020, el Ministerio de Salud Pública del Ecuador declara la emergencia sanitaria en todo el territorio ecuatoriano (Acuerdo No. 00126-2020), que entre varias medidas establece la restricción de movilización en todo el territorio nacional, excepto a personas con salvoconductos, horarios de toque de queda, restricción de movilización vehicular de acuerdo al último dígito de placa, cierre de carreteras interprovinciales, entre otras.

El Ministerio de Trabajo Acuerdo con Acuerdo Ministerial No. 076- 2020 del 12 de marzo de 2020, plantea la Aplicación de Teletrabajo Emergente.

El 16 de marzo de 2020, mediante Decreto Ejecutivo No. 1017 se dispone la Declaración de Estado de Excepción por calamidad pública en todo el territorio nacional y la movilización en todo el territorio nacional; en función de la emergencia, se suspendió la jornada laboral presencial para todos los trabajadores del sector público y del sector privado desde el 17 al 24 de marzo de 2020. Asimismo, se dispuso las requisiciones a las que haya lugar para mantener los servicios que garanticen la salud pública, el orden y la seguridad en todo el territorio nacional. Se dispuso también que el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) deberá proveer los recursos suficientes para atender la situación de excepción.

La jornada laboral se encuentra suspendida hasta el 13 de abril de 2020, salvo aquellas relacionados con la producción y abastecimiento de alimentos, fármacos, servicios públicos y sectores estratégicos. Están suspendidos los vuelos internacionales, salvo aquellos relacionados con ayudas humanitarias.

Con Resolución No. 00026-2020 de 18 de marzo de 2020 el Ministerio de Salud Pública estableció la Declaratoria del Estado de Emergencia Institucional, en la cual se dispone ejecutar los procesos de contratación por medio del Coordinador General Administrativo

Financiero de manera directa o a través de invitaciones, para superar y controlar los efectos producidos por el COVID 19 a nivel nacional.

Mediante Resolución Nro. RE-SERCOP2020-0104 de 19 de marzo de 2020, el Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP) establece que en la declaratoria de emergencia, será obligación de la entidad contratante declarar de forma expresa que existe una imposibilidad de llevar a cabo procedimientos de contratación comunes para superar la situación de emergencia, así como otras disposiciones a tomar en cuenta en la emergencia.

Mediante Decreto Ejecutivo No.1019 del 22 de marzo de 2020, se estableció como zona especial de seguridad toda la provincia del Guayas, definiéndose que la zona especial de seguridad establecida recibirá apoyo prioritario del Gobierno Nacional a través de las máximas autoridades de cada institución que se requiera, en especial de la Autoridad Nacional de Salud.

El viernes 3 de abril de 2020, se suspendieron las actividades en la Refinería de La Libertad, para precautelar la salud y vida de los colaboradores de esta instalación, debido a sospechas de contagio del COVID-19. A la fecha se está realizando la evaluación de las personas potencialmente afectadas para tomar una decisión de reapertura de actividades o mantener la suspensión.

Al 20 de abril de 2020, Ecuador reporta 10,128 casos confirmados para COVID-19.

El domingo 12 de abril de 2020, los Ministros de Economía y Finanzas y Producción y el Secretario de la Administración Pública, en cadena nacional realizaron una presentación de las posibles reformas económicas, laborales y de otra índole que se remitirían en un cuerpo de ley para revisión y aprobación de la Asamblea Nacional.

El 16 de abril de 2020, el MEF, mediante Circular Nro. MEF-VGF-2020-0003-C emite Directrices presupuestarias para el segundo trimestre del ejercicio fiscal 2020, entre la cuales incluye:

- “Las entidades o sectores que no intervengan directamente dentro de la emergencia decretada, deberán abstenerse de planificar, programar, certificar e iniciar procesos de contratación, para gastos permanentes y no permanentes que no tengan el carácter de prioritario para la funcionalidad institucional, así como, adquirir compromisos generados por procesos de contratación a través de régimen especial o en forma directa, para la provisión de bienes o servicios.
- Aquellos contratos de servicios ocasionales y nombramientos provisionales que estuvieron planificados y programados hasta marzo del 2020, serán desvinculados conforme la normativa legal vigente, quedando prohibida la entidad de buscar reemplazo con un profesional externo, aplicando para esta situación lo dispuesto anteriormente, de delegar las funciones, actividades o responsabilidades a otra persona de la misma unidad y a falta de esta, aplicar cualquier tipo de movimiento administrativo interno que permita cubrir la necesidad correspondiente.
- Las entidades que den por terminados los contratos de servicios ocasionales y/o nombramientos provisionales, no podrán contratar o incorporar a ese mismo o nuevo personal con cargo a proyectos de inversión.
- Las instituciones consideradas dentro de la Constitución de la República, como parte del Sector Público, durante el segundo trimestre del presente ejercicio fiscal, no podrán realizar bajo ninguna figura de contratación, procesos de capacitación, de consultorías o prestación de servicios profesionales.
- Las entidades de la Administración Pública, excepto las responsables de atender la emergencia nacional, con el objeto de optimizar los recursos que puedan ser destinados a la emergencia, deberán restringir los gastos que se generan en los ítems detallados en el Anexo 1, adjunto a la presente. La restricción también aplicará a los ítems análogos del grupo de gasto de inversión.

Anexo 1:

Item	Descripción
530240	Edición, impresión, reproducción
530222	Servicios y derechos en producción y programación de radio y televisión
530301	Pasajes al interior
530302	Pasajes al exterior
530303	Viáticos y subsistencias en el interior
530304	Viáticos y subsistencias en el exterior
530305	Mudanzas e instalaciones
530402	Edificios, locales, residencias...
530606	Honorarios por contratos civiles de servicios
530802	Vestuario, lencería.
530807	Materiales de impresión-fotografía.
531403	Mobiliario
530205	Espectáculos culturales y sociales
530210	Servicio de Guardería
530216	Servicios de voluntariado
530247	Servicio de educación en el exterior.
530248	Eventos oficiales
530249	Eventos públicos promocionales
530601	Consultorías, asesorías e investigación especializada
530602	Servicio de auditoría
530605	Estudio y diseño de proyectos
530611	Congresos, seminarios y convenciones
530612	Capacitación a servidores públicos
530613	Capacitación para la ciudadanía en general
530819	Accesorios e insumos químicos y orgánicos
531409	Libros y colecciones
530405	Mantenimiento y reparación de vehículos
530404	Mantenimiento y reparación de maquinaria y equipos
530402	Mantenimiento y reparación de edificios
530403	Mantenimiento y reparación de mobiliario
530307	Atención a delegados extranjeros y nacionales - deportistas - entrenadores y
530408	Bienes artísticos y culturales
531408	Bienes artísticos- culturales deportivos y símbolos patrios
530803	Combustibles y lubricantes y aditivos en general para vehículos terrestres
530822	Condecoraciones
530207	Difusión, información y publicidad
530202	Fletes y maniobras
530421	Instalación - mantenimiento y reparación de edificios - locales y residencias
530420	Instalación-mantenimiento y reparación de edificios-locales y residencias de propiedad de las entidades públicas

530425	Instalación-readecuación-montaje de exposiciones-mantenimiento y reparación de espacios y bienes culturales
530824	Insumos, bienes y materiales para la producción de programas de radio y televisión eventos culturales artísticos y entretenimiento en general
530804	Materiales de oficina
530828	Materiales de peluquería
530239	Membrecías
530820	Menaje y accesorios descartables
530836	Muestras de productos para ferias- exposiciones y negociaciones nacionales e internacionales
530308	Recargos por cambios en pasajes al interior y al exterior del país
530608	Registro inscripción y otros gastos previos a ser aceptados en una capacitación en el exterior
530106	Servicio de correo
530241	Servicios de monitoreo de la información en -televisión - radio- prensa - medios on-line y otros
530306	Viáticos por gastos de residencia
530217	Difusión e información
530218	Publicidad y propaganda en medios de comunicación masiva

- El MEF, sobre la base de un análisis caso por caso, y a través del Viceministerio de Finanzas podrá autorizar las excepciones que considere necesarias, siempre y cuando se encuentren alineadas al cumplimiento de la labor misional de la institución solicitante.
- De igual manera, hasta el 24 de abril de 2020, las entidades revisarán y negociarán a la baja aquellos contratos relacionados con servicios de limpieza, de seguridad y vigilancia privada y transportación, dada las condiciones actuales de trabajo en el sector público.”

El 20 de abril de 2020, el MEF, emite la Circular Nro. MEF-SP-2020-0002, la cual contiene un alcance a la Circular No. MEF-VGF-2020-0003-C de 16 de abril de 2020, cuyo texto, en lo esencial, es el siguiente:

55.5 Egresos en Personal. –

A partir del 16 de abril de 2020, no se podrán hacer ingresos de nuevo personal operativo, excepto en aquellos casos que la UATH justifique la necesidad de este personal y que no se pueda encargar a otro servidor sus actividades, para lo cual se deberá contar con la respectiva autorización del Ministerio de Trabajo.

Las partidas vacantes de los puestos del Nivel Jerárquico Superior que no hayan sido ocupadas consecutivamente en el presente ejercicio fiscal, a partir de la fecha de emisión de esta directriz, no podrán ser llenadas con personal externo de la institución, excepto en aquellos casos de nuevas autoridades nominadoras para lo cual deberán contar con la autorización del Ministerio de Trabajo y del Ministerio de Economía y Finanzas y, de las vacantes que se generen por la separación de sus titulares.

El Ministerio de Economía y Finanzas no asignará recursos adicionales a los presupuestos codificados de las instituciones, en las partidas que financian contratos ocasionales y nombramientos provisionales. Se exceptúan de esta disposición a aquellas partidas que corresponda, previo análisis sobre la procedencia legal para su asignación y autorización de esta Cartera de Estado.

Las entidades no podrán ingresar con cargo a proyectos de inversión, al personal que se desvincula de la institución por la terminación de un contrato de servicios ocasionales o de un nombramiento provisional que hayan estado financiados con gasto corriente. Para el caso de las empresas públicas, no está permitido el aumento en gasto de masa salarial en los grupos presupuestarios 51, 61 y 71; así como en los ítems de gasto relacionados a contratación de servicios, consultorías o similares. En caso de requerir contrataciones deberán contar con la respectiva aprobación del Ministerio de Trabajo y autorización del Ministerio de Economía y Finanzas.

Por la emergencia sanitaria que vive el país, el MEF, durante el segundo trimestre del año 2020, se abstendrá de autorizar la contratación de personal adicional para aquellas entidades en las cuales se decida conceder comisiones de servicios o licencias sin remuneración a sus servidores, en el caso de que la entidad lo haga, deberá reasignar las funciones entre los servidores del área de la cual sale el funcionario.

Todas las entidades del Sector Público durante el segundo trimestre del año 2020 deberán abstenerse de solicitar la creación de puestos, revisión ascendente a la clasificación y valoración de puestos o cualquier otro tipo de acción o movimiento que genere impacto presupuestario o involucren recursos financieros adicionales para el incremento de remuneraciones o cualquier beneficio adicional.

Para los procesos de Cierre, Fusión, Absorción, etc., dispuestos mediante Decreto Ejecutivo por el señor Presidente de la República, a partir de la emisión de las presentes directrices, las entidades que asumen la competencia correspondiente, deberán iniciar la optimización de los contratos de servicios ocasionales de aquellos puestos o funciones que estén duplicados, así como, con la terminación de la relación contractual de los puestos del nivel jerárquico superior dentro del plazo definido en el decreto correspondiente, ya que en ningún caso estos puestos son susceptibles de traspaso de una entidad a otra. Todos los procesos administrativos relacionados con la incorporación de personal adicional en entidades de reciente creación, queda suspendido durante el segundo trimestre del año 2020.

Personal de otras instituciones, incluidas empresas públicas, podrá apoyar a las instituciones de primera línea en el proceso de atención a la emergencia sanitaria optimizando el uso del personal existente en el sector público, sobre la base de las directrices que para el efecto emita el Ministerio de Trabajo en coordinación con el Ministerio de Economía y Finanzas en un plazo no mayor a 8 días. Se exceptúa de las restricciones contenidas en el presente documento los egresos en personal para el ingreso de servidores y trabajadores para atender la emergencia sanitaria en el sector salud, por sentencias judiciales; inicio o finalización de licencias y comisiones de servicios con o sin remuneración; miembros activos de Fuerzas Armadas y Policía Nacional; Fiscalía General del Estado; Agentes Penitenciarios y vigilantes de la Comisión de Tránsito del Ecuador. Esta Cartera de Estado analizará excepcionalidades adicionales vinculadas directamente a otras entidades que prestan atención directa a la emergencia decretada y otras que sean necesarias para el efecto.

55.6 Otras precisiones. –

Se prohíben las consultorías con gasto corriente, excepto aquellas ligadas a un proyecto de inversión existente, ligadas a proyectos con créditos de multilaterales atados y financiamiento identificado y, otras que excepcionalmente sean autorizadas por el Ministerio de Economía y Finanzas. En el caso de aquellos proyectos de inversión (incluida la obra pública) que cuenten con financiamiento atado de instituciones financieras multilaterales u otro tipo de financiamiento previamente identificado, contratado y por desembolsar; deberán desarrollarse conforme la planificación vigente determinada por las instituciones encargadas de su ejecución con principios de eficiencia, efectividad y calidad del gasto.

Finalmente, el MEF a través del Viceministerio de Finanzas analizará la estructura presupuestaria de cada institución a fin de determinar situaciones excepcionales, sobre la base de las disposiciones contenidas en Circular No. MEF-VGF-2020-0003-C de 16 de abril de 2020 y en el presente documento.”

Las restricciones presupuestarias podrían afectar las operaciones de la empresa y la preparación de la información financiera.

Los mercados financieros y de “commodities” se han visto sustancialmente afectados por la disminución de consumo de muchos productos en todo el mundo. Particularmente, el precio del barril de petróleo ha caído a valores bajo los USD 10.00 en ciertos días del mes de abril de 2020 y las cotizaciones de los futuros estimados se reportaron en las bolsas con valores negativos.

El Presupuesto General del Estado y el presupuesto de la EP PETROECUADOR se preparó con un precio de barril de petróleo promedio de USD 51.30 para el año 2020.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y los productores aliados a esta organización, ha planteado el recorte de la producción de petróleo en 10 millones de barriles por día (bpd) en mayo y junio de 2020, para impulsar los precios.

No es posible realizar predicciones económicas en la actual situación, debido a la incertidumbre tanto de precios como de demanda; más aun considerando inminentes reformas fiscales que han anunciado diferentes países en el mundo, y potenciales cambios en el comportamiento de los consumidores que no se pueden prever.

Los efectos en la información financiera de la empresa, así como en las operaciones futuras no se pueden estimar y podrían ser importantes.

3 Resumen de principales políticas contables aplicadas

3.1. Normas contables aplicadas

Los presentes estados financieros, se presentan en dólares de los Estados Unidos de América (USD \$) y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador. Los estados financieros de EP PPETROECUADOR por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 fueron estructurados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF Completas), emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés).

La Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP), publicada en el Suplemento del Registro Oficial 48 del 16 de octubre de 2009, establece en la Disposiciones Generales Quinta: “Sistema contable y de administración de cuentas de recursos financieros. Las empresas públicas, sus subsidiarias y filiales no están obligadas a llevar su contabilidad aplicando normas de contabilidad gubernamental, tampoco están obligadas a gestionar sus recursos financieros a través de la Cuenta Única del Tesoro Nacional ni a través del Sistema Integrado de Gestión Financiera ESIGEF. La contabilidad que lleven las empresas públicas estará basada en los principios de contabilidad de general aceptación y normas internacionales de contabilidad, generando toda la información financiera necesaria para medir su gestión tanto administrativa y financiera.”

Sin embargo, de lo establecido en la LOEP, existen otras disposiciones legales y comunicados de entidades que disponen normas y criterios contables que difieren de las NIIF y cuya aplicación no ha permitido a la EP PETROECUADOR el preparar la información financiera bajo NIIF sin reservas, tal cual debe hacerse para las empresas que deciden o están obligadas a su aplicación. Las disposiciones vigentes que se han interpretado como aplicables a la preparación de la información financiera de la EP PETROECUADOR y que, en la parte en que se contrapongan a las NIIF, limitarían la aplicación de las mismas para la EMPRESA, están contenidas principalmente contenidas en:

- Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas
- Ley de Hidrocarburos
- Normas de Control Interno de la Contraloría General del Estado
- Reglamento General del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas
- Reglamentos de Operaciones Hidrocarburíferas
- Reglamentos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
- Instructivos del Ministerio de Economía y Finanzas para registro contable de los ingresos de preventa petrolera y sus amortizaciones
- Oficios emitidos por el Ministerio de Economía y Finanzas en materia contable

El artículo 315 de la Constitución de la República del Ecuador, faculta al Estado a constituir empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos y establece en su parte pertinente que: *“Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión(...)”*

Bajo este mandato constitucional, y como se citó previamente, mediante Decreto Ejecutivo No. 315 publicado en el segundo Suplemento del Registro Oficial No. 860, de 14 de abril del 2010, se crea la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, como una persona de derecho público con personalidad jurídica, patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica,

administrativa y de gestión, con domicilio principal en el cantón Quito, provincia de Pichincha.

La Disposición General, del Decreto Ejecutivo No. 315, establece que: *“En todo lo no previsto en el presente decreto ejecutivo, sobre la organización, administración y gestión de EP PETROECUADOR, se estará a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y su reglamento y las demás disposiciones que expidan el Directorio y el Gerente General de EP PETROECUADOR.”*

La LOEP regula la constitución, organización, funcionamiento, fusión, escisión y liquidación de las empresas públicas que no pertenezcan al sector financiero y que actúen en el ámbito internacional, nacional, regional, provincial o local, estableciendo los mecanismos de control económico, administrativo, financiero y de gestión que se ejercerán sobre ellas, de acuerdo a lo dispuesto por la Constitución de la República.

El P.3 del artículo 2 de la LOEP, tiene como uno de sus objetivos: *“Regular la autonomía económica, financiera, administrativa y de gestión de las empresas públicas, con sujeción a los principios y normativa previstos en la Constitución de la República, en ésta y en las demás leyes, en lo que fueren aplicables”*.

Por otra parte, el Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, somete dentro de su ámbito a todas las entidades, instituciones y organismos comprendidos en los artículos 225, 297 y 315 de la Constitución de la República (La EP PETROECUADOR se encuentra dentro de dicho ámbito) y establece en la parte pertinente del artículo 4 que se respetará la facultad de gestión autónoma, de orden político, administrativo, económico, financiero y presupuestario que la Constitución de la República o las leyes establece.

El artículo 148 ibídem, dispone en su parte pertinente que: *“(…) Las empresas públicas podrán tener sus propios sistemas de contabilidad de conformidad a la ley y el reglamento del presente Código. Para fines de consolidación de la contabilidad y demás información fiscal del Sector Público no Financiero estarán obligadas a realizar y enviar*

reportes contables en los plazos y formatos que emita el ente rector de las finanzas públicas para el efecto.”

El Reglamento General del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, hace una clasificación para efectos de análisis al sector público, categorizándolo, en Sector Público no Financiero (SPNF) (la EP PETROECUADOR se enmarca en dicha clasificación) y Sector Público Financiero (SPF).

En relación a este punto, el artículo 62 de dicho Reglamento establece que el Sector Público no Financiero (SPNF) comprende todas las instituciones que pertenecen al Sector Gobierno General, entidades de seguridad social y las Empresas Públicas no Financieras (EPNF) que son todas las entidades jurídicas públicas o de economía mixta creadas con el fin de producir bienes y/o prestar servicios públicos en todos los niveles de gobierno, de conformidad con la LOEP.

El Reglamento General del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas establece en su artículo 160 que las máximas autoridades de las empresas públicas enviarán mensualmente, al ente rector de las finanzas públicas, dentro de los treinta días del mes siguiente, la información financiera y contable y los estados financieros y reportes contables detallados en el artículo 162 de este Reglamento, de acuerdo con las normas técnicas expedidas para el efecto.

Respecto a los Estados Financieros y reportes contables, el artículo 162 del Reglamento General del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas dispone que: “Todas las entidades del Sector Público deberán generar los siguientes estados financieros: Estado de Situación Financiera, Estado de Rendimiento Financiero (Resultados), Estado de Flujo de Efectivo, Estado de Cambios en el Patrimonio y de Ejecución Presupuestaria, con las notas que comprenden el resumen de las políticas de contabilidad importantes y otras notas explicativas y el Balance de Comprobación; así como los análisis y reportes adicionales que les sean solicitados por el ente rector de las finanzas públicas, que ayuden a evaluar el desempeño de las mismas y la administración de sus activos; así como a tomar y evaluar decisiones sobre la asignación de recursos. Esta información adicional puede incluir detalles sobre la producción y resultados de la entidad, bajo la

forma de indicadores de medios y logros, revisión de programas y otros informes de gestión sobre los resultados alcanzados por la entidad durante el ejercicio presentado. Los estados financieros y reportes contables serán debidamente suscritos para su legalización por el Contador, Director Financiero y la máxima autoridad de la entidad o su delegado. El ente rector de las finanzas públicas implementará los mecanismos y normativa técnica para su cumplimiento.”

El Art. 164 del citado Reglamento, dispone que, en la formulación de la normativa contable gubernamental, el Ministerio de Finanzas considerará las Normas Internacionales de Contabilidad para el sector público y será de cumplimiento obligatorio para: “las entidades del Presupuesto General del Estado y gobiernos autónomos descentralizados. Para las empresas, banca pública y seguridad social deberán considerarse obligatoriamente los esquemas definidos para la consolidación de cuentas que emita el Ministerio de Finanzas.”

En este contexto se debe entender que la EP PETROECUADOR como empresa pública goza de autonomía presupuestaria financiera, económica, administrativa y de Gestión. Así lo dispone, su decreto de creación, la LOEP que la rige y el Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas.

La EP PETROECUADOR, se encuentra dentro del ámbito de aplicación del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas y su Reglamento General. Dichos cuerpos normativos la catalogan como una empresa pública no financiera que pertenece al sector público no financiero (SPNF) y expresamente señalan el respeto a su facultad de gestión autónoma.

Las empresas públicas podrán tener sus propios sistemas de contabilidad de conformidad a lo previsto en la ley Orgánica de Planificación y Finanzas Públicas y su Reglamento General.

Ambos cuerpos normativos, coinciden en que la contabilidad que lleven las empresas públicas estará basada en los principios de contabilidad de general aceptación y normas internacionales de contabilidad. Lo cual guarda concordancia con lo previsto en la LOEP.

Bajo este contexto, queda claro que la contabilidad que debe preparar la EP PETROECUADOR es con base en lo establecido en las NIIF, sin excepciones ni limitaciones.

El ente rector de las finanzas públicas como se señala tanto en el Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas como en su reglamento general, claramente establece la facultad privativa que tiene para expedir, actualizar y difundir los principios, normas técnicas, manuales, procedimientos, instructivos y más disposiciones contables, de cumplimiento obligatorio por parte de las entidades y organismos del Sector Público; sin embargo, esto se refiere a la información financiera y contable y a los estados financieros y reportes contables detallados en el artículo 162 de su Reglamento, los cuales deben ser enviados al ente rector, de acuerdo con las normas técnicas expedidas para el efecto, y en general a la información que requiera el Ministerio de Finanzas, más no se contrapone con la elaboración de los estados financieros y el manejo de la contabilidad gubernamental ya que ésta se basa en los principios de contabilidad de general aceptación y normas internacionales de contabilidad, los cuales no pueden ser emitidos por el Ministerio de Economía y Finanzas, ya que como se señaló anteriormente dichas normas son emitidas y publicadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).

En consecuencia, no existe un conflicto normativo o contradicción normativa, se debe entender el espíritu de los cuerpos normativos de forma integral y las normas antes citadas no se prestan a interpretación. Los enunciados se pueden confrontar en cuestión con la realidad. En dicho sentido, partiendo de la facultad de autonomía que tiene la empresa para su accionar en el ámbito financiero y económico. El MEF no puede vulnerar dicha facultad y tampoco emitir normas internacionales de contabilidad, o políticas o directrices que se contrapongan con las normas jerárquicamente superiores.

En caso de duda en aplicación de las normas del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, o de considerar que existe conflicto normativo, se puede observar la Garantía de prevalencia prevista en la disposición General Décima Octava de dicho Código, que establece: “Las normas del presente código podrán ser derogadas o reformadas mediante disposiciones expresas de otras leyes de igual jerarquía, en concordancia con el Art. 425, de la Constitución de la República”, el cual dispone: “El orden jerárquico de aplicación de las normas será el siguiente: La Constitución; los tratados y convenios internacionales; las leyes orgánicas; las leyes ordinarias; las normas regionales y las ordenanzas distritales; los decretos y reglamentos; las ordenanzas; los acuerdos y las resoluciones; y los demás actos y decisiones de los poderes públicos.

En caso de conflicto entre normas de distinta jerarquía, la Corte Constitucional, las juezas y jueces, autoridades administrativas y servidoras y servidores públicos, lo resolverán mediante la aplicación de la norma jerárquica superior (...)

De igual modo se puede requerir el pronunciamiento Oficial del Procurador General del Estado, conforme lo prevé el literal e) del artículo 2 de la Ley Orgánica de la Procuraduría General del Estado, que dispone: “Absolver consultas y asesorar a los organismos y entidades del sector público, así como a las personas jurídicas de derecho privado con finalidad social o pública, sobre la inteligencia o aplicación de las normas constitucionales, legales o de otro orden jurídico. El pronunciamiento será obligatorio para la Administración Pública, sobre la materia consultada, en los términos que se indican en esta ley”.

La preparación de los presentes estados financieros requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, y que, como se cita previamente se encuentran en proceso de depuración para el año 2019. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones, salvo lo aplicado en función de las normas antes mencionadas.

El 3 de marzo de 2020, mediante oficio No. 04579 FIN 2020, la EP PETROECUADOR consultó al MEF, MERNNR, EMCO y Contraloría General del Estado sobre el marco legal, financiero y las políticas contables aplicables, considerando las operaciones de gestión que ejecuta la empresa. La EMCO contestó mediante Oficio MEF VGF 2020 0162 O del 18 de marzo de 2020, indicando en el último párrafo lo siguiente: “*Por lo expuesto se le recuerda a PETROECUADOR EP la obligatoriedad del cumplimiento a la normativa legal vigente respecto a la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF*”.

3.2. Moneda funcional y de presentación

Los Estados Financieros se presentan en dólares de los Estados Unidos de América, la cual es la moneda funcional de EP PETROECUADOR, así como la de uso corriente en el Ecuador.

3.3. Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente reconocidas por EP PETROECUADOR en la respectiva moneda funcional al tipo de cambio vigente de la fecha en que se realiza la transacción. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes en la fecha de cierre y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de préstamos y financiaciones designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas consolidado como parte del resultado de la operación. Las partidas no monetarias registradas al valor razonable que están denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de

partidas no monetarias medidas a valor razonable se trata en línea con el reconocimiento de la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

3.4. Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

EP PETROECUADOR presenta activos y pasivos en la situación financiera con base en la clasificación corriente o no corriente.

Un activo o un pasivo es clasificado como corriente cuando:

- Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación
- Se mantiene principalmente con el propósito de negociar
- Se espera que se realice dentro de los doce meses posteriores al período de reporte
- Es efectivo o equivalente a menos que se restrinja el intercambio o se use para liquidar un pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte
- En el caso de un pasivo no existe el derecho incondicional de diferir la liquidación del pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte
- Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

P.7.9 La clasificación se aplica a la unidad de cuenta seleccionada para un activo o pasivo (véanse los párrafos 4.48 a 4.55). Sin embargo, puede ser, en ocasiones, apropiado separar un activo o un pasivo en componentes que tengan diferentes características y clasificar dichos componentes por separado. Eso sería apropiado cuando la clasificación de los componentes por separado mejore la utilidad de la información financiera resultante. Por ejemplo, podría ser apropiado separar un activo o pasivo en componentes corrientes y no corrientes, procediendo a clasificar dichos componentes por separado.

P. 7.10 La compensación ocurre cuando una entidad, reconoce y mide un activo y un

pasivo como dos unidades de cuenta separadas, pero los agrupa en el estado de situación financiera por un importe neto único. La compensación clasifica partidas diferentes juntas y, por ello, generalmente no es apropiada.

P. 7.11 La compensación de activos y pasivos difiere de tratar un conjunto de derechos y obligaciones como una unidad de cuenta (véase los párrafos 4.48 a 4.55).

3.5. Estimaciones y Juicios Contables significativos

La preparación de los Estados Financieros requiere que la Administración EP PETROECUADOR realice juicios, estimaciones y suposiciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los Estados Financieros y sus revelaciones. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la gerencia y otros factores en la fecha de preparación de los Estados Financieros. La incertidumbre sobre los supuestos y las estimaciones podrían resultar en cambios materiales futuros que afecten el valor de activos o pasivos. Los cambios a estas estimaciones son reconocidos prospectivamente en el periodo en el cual la estimación es revisada.

En el proceso de aplicación de las políticas contables de EP PETROECUADOR, la Administración ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido el efecto más significativo en los montos reconocidos en los Estados Financieros:

P.39 La entidad revelará la naturaleza e importe de cualquier cambio en una estimación contable que haya producido efectos en el periodo corriente, o que se espere vaya a producirlos en periodos futuros, exceptuándose de lo anterior la revelación de información del efecto sobre periodos futuros, en el caso de que fuera impracticable estimar ese efecto.

P.40 Si no se revela el importe del efecto en periodos futuros debido a que la estimación es impracticable, la entidad revelará este hecho.

P.42 Con sujeción a lo establecido en el párrafo 43, la entidad corregirá los errores materiales de periodos anteriores, de forma retroactiva, en los primeros Estados Financieros formulados después de haberlos descubierto:

- (a) reexpresando la información comparativa para el periodo o periodos anteriores en los que se originó el error; o
- (b) si el error ocurrió con anterioridad al periodo más antiguo para el que se presenta información, reexpresando los saldos iniciales de activos, pasivos y patrimonio para dicho periodo.

P.43 El error correspondiente a un periodo anterior se corregirá mediante la reexpresión retroactiva, salvo que sea impracticable determinar los efectos en cada periodo específico o el efecto acumulado del error.

P.48 La corrección de errores puede distinguirse con facilidad de los cambios en las estimaciones contables. Las estimaciones contables son, por su naturaleza, aproximaciones que pueden necesitar revisión cuando se tenga conocimiento de información adicional. Por ejemplo, las pérdidas o ganancias reconocidas como resultado del desenlace de una contingencia no constituyen corrección de un error.

P.51 Con frecuencia es necesario efectuar estimaciones al aplicar una política contable a los elementos de los Estados Financieros reconocidos o revelados que hacen referencia a determinadas transacciones, otros sucesos y condiciones. La estimación es subjetiva en sí misma, y podría haberse realizado después del periodo sobre el que se informa. El desarrollo de estimaciones puede ser todavía más difícil cuando se aplica retroactivamente una política contable, o cuando se efectúa una reexpresión retroactiva para corregir un error de periodos anteriores, debido al dilatado periodo de tiempo que podría haber transcurrido desde que se produjo la transacción afectada u ocurrió el otro suceso o condición objeto de la reexpresión. Sin embargo, el objetivo de una estimación, que se refiere a periodos anteriores, es el mismo que para las estimaciones realizadas en el periodo corriente, esto es, una y otra han de reflejar las circunstancias existentes cuando la transacción, suceso o condición haya ocurrido.

P.52 En consecuencia, la aplicación retroactiva de una nueva política contable o la corrección de un error de un periodo anterior exigen diferenciar la información que:

- (a) suministra evidencia de las circunstancias existentes en la fecha o fechas en las que la transacción, otro suceso o condición hayan ocurrido, y
- (b) hubiera estado disponible cuando los Estados Financieros de los periodos anteriores fueron formulados de otro tipo de información. Para algunos tipos de estimaciones (por ejemplo, una medición del valor razonable que utiliza datos de entrada no observables significativos), es impracticable distinguir estos tipos de información. Cuando la aplicación retroactiva o la reexpresión retroactiva exijan efectuar estimaciones significativas, para las que sea imposible distinguir aquellos dos tipos de información, resultará impracticable aplicar la nueva política contable o corregir el error del periodo previo de forma retroactiva.

P.53 Cuando se esté aplicando una nueva política contable o se corrijan importes de un periodo anterior, no debe utilizarse el razonamiento en retrospectiva, ya consista en suposiciones acerca de las intenciones que hubiera tenido la gerencia en un periodo previo o en estimaciones de los importes que se hubieran reconocido, medido o revelado en tal periodo anterior. Por ejemplo, cuando una entidad corrija un error de un periodo anterior en el cálculo de sus pasivos a favor de los empleados por ausencias acumuladas en caso de enfermedad de acuerdo con la NIC 19 Beneficios a los Empleados, no considerará la información sobre una epidemia grave de gripe estacional que haya aparecido en el siguiente periodo, si este dato sólo pudo conocerse después de que los Estados Financieros para el periodo anterior fueran autorizados para su emisión. El hecho de frecuentemente se exija efectuar estimaciones significativas cuando se modifica la información comparativa presentada para periodos anteriores no impide ajustar o corregir razonablemente dicha información comparativa.

3.5.01. Deterioro (o recuperación) del valor de los activos

La Administración de EP PETROECUADOR utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de pérdidas (recuperación) por deterioro con base en factores internos y externos.

Cuando exista un indicador de deterioro o recuperación de un deterioro de períodos anteriores, EP PETROECUADOR estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo (UGE), el cual corresponde al mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

La evaluación requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen:

- (1) vida útil de los activos,
- (2) posibilidad de recuperación de inversiones en otras empresas,
- (3) precios futuros,
- (4) tasa de descuento, la cual debe ser revisada anualmente, y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) – la cual de no ser determinable dadas la información financiera presentada por la EMPRESA hasta el año anterior, debe utilizar comparables regionales,
- (5) cambios en la regulación ambiental, entre los principales.

El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo para determinar si el activo es sujeto de reconocimiento de deterioro o si debe recuperarse algún deterioro de periodos anteriores.

Una pérdida por deterioro reconocida previamente se revierte sólo si ha habido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de los activos o UGE desde que se reconoció la última pérdida por deterioro. La reversión está limitada de modo que el valor en libros de un activo o UGE, diferente al *goodwill*, no exceda su importe recuperable, o el valor en libros que se hubiera determinado (neto de amortización o depreciación) si no se hubiera reconocido una pérdida en periodos anteriores.

P. 126 La entidad revelará, para cada clase de activos, la siguiente información:

- (a) El importe de las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el resultado del periodo, así como la partida o partidas del estado del resultado integral en las que tales pérdidas por deterioro del valor estén incluidas.

- (b) El importe de las reversiones de pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el resultado del periodo, así como la partida o partidas del estado del resultado integral en que tales reversiones estén incluidas.
- (c) El importe de las pérdidas por deterioro del valor de activos revaluados reconocidas directamente en otro resultado integral durante el periodo.
- (d) El importe de las reversiones de pérdidas por deterioro del valor de activos revaluados reconocido en otro resultado integral durante el período.

P. 127 Una clase de activos es un grupo de activos que tienen similar naturaleza y utilización en las operaciones de la entidad.

P. 129 Una entidad que presente información segmentada de acuerdo con la NIIF 8 revelará lo siguiente para cada uno de los segmentos sobre los que debe informar:

- (a) El importe de las pérdidas por deterioro del valor reconocidas, tanto en el resultado del periodo como en otro resultado integral durante el periodo.
- (b) el importe de las reversiones de pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el resultado y en otro resultado integral durante el periodo.

P. 130 Una entidad revelará la siguiente información, para un activo individual (incluyendo la plusvalía) o una unidad generadora de efectivo, para la cual se ha reconocido o revertido una pérdida por deterioro del valor durante el periodo:

- (a) Los eventos y circunstancias que han llevado al reconocimiento o a la reversión de la pérdida por deterioro del valor.
- (b) El importe de la pérdida por deterioro del valor reconocida o revertida.
- (c) Para cada activo individual:
 - (i) la naturaleza del activo; y
 - (ii) si la entidad presentase información segmentada de acuerdo con la NIIF 8, el segmento principal al que pertenece el activo
- (d) Para cada unidad generadora de efectivo:

- (i) una descripción de la unidad generadora de efectivo (por ejemplo, si se trata de una línea de productos, una fábrica, una operación de negocios, un área geográfica, o un segmento de información de la entidad, según se definen en la NIIF 8);
 - (ii) el importe de la pérdida por deterioro del valor reconocida o revertida en el periodo, por cada clase de activos y, si la entidad presenta información segmentada de acuerdo con la NIIF 8, por cada segmento sobre el que se debe informar; y
 - (iii) si la agregación de los activos, para identificar la unidad generadora de efectivo, ha cambiado desde la anterior estimación del importe recuperable de la unidad generadora de efectivo (si lo hubiera), una descripción de la forma anterior y actual de llevar a cabo la agrupación, así como las razones para modificar el modo de identificar la unidad en cuestión.
- (e) El importe recuperable del activo (unidad generadora de efectivo) y si el importe recuperable del activo (unidad generadora de efectivo) es el valor razonable menos los costos de disposición o su valor en uso.
- (f) Si el importe recuperable es el valor razonable menos los costos disposición, la entidad revelará la información siguiente:
- (i) el nivel de la jerarquía del valor razonable (véase la NIIF 13) dentro de la cual se clasifica en su totalidad la medición del valor del valor razonable del activo (unidad generadora de efectivo) (sin considerar si son observables los “costos de disposición”);
 - (ii) para las mediciones del valor razonable clasificadas dentro del Nivel 2 y Nivel 3 de la jerarquía del valor razonable, una descripción de las técnicas de valoración utilizadas en la medición del valor razonable menos los costos de disposición. Si hubiera habido un cambio en la técnica de valoración, la entidad revelará dicho cambio y las razones para realizarlo; y
 - (iii) para las mediciones del valor razonable clasificadas dentro del Nivel 2 y Nivel 3 de la jerarquía del valor razonable, cada suposición clave en que la gerencia ha basado su determinación del valor razonable menos los costos de disposición. Las suposiciones clave son aquellas a las que el importe recuperable del activo (unidad generadora de efectivo) es más sensible.

utilizadas en la medición actual y la medición anterior si el valor razonable menos los costos de disposición se mide utilizando una técnica de valor presente.

- (g) En el caso de que el importe recuperable sea el valor en uso, la tasa o tasas de descuento utilizadas en las estimaciones actuales y en las efectuadas anteriormente (si las hubiera) del valor en uso.

P. 134 (d) Si el importe recuperable de la unidad (o grupo de unidades) estuviera basado en el valor en uso:

- (i) Cada hipótesis clave sobre la cual la gerencia ha basado sus proyecciones de flujos de efectivo para el periodo cubierto por los presupuestos o pronósticos más recientes. Hipótesis clave son aquellas a las que el importe recuperable de las unidades (o grupos de unidades) es más sensible.
- (ii) Una descripción del enfoque utilizado por la gerencia para determinar el valor o valores asignados a cada hipótesis clave; así como si dichos valores reflejan la experiencia pasada o, en su caso, si son uniformes con las fuentes de información externas y, si no lo fueran, cómo y porqué difieren de la experiencia pasada o de las fuentes de información externas.
- (iii) El periodo sobre el cual la gerencia ha proyectado los flujos de efectivo basados en presupuestos o previsiones aprobados por la gerencia y, cuando se utilice un periodo superior a cinco años para una unidad generadora de efectivo (o grupo de unidades), una explicación de las causas que justifican ese periodo más largo.
- (iv) La tasa de crecimiento empleada para extrapolar las proyecciones de flujos de efectivo más allá del periodo cubierto por los presupuestos o previsiones más recientes, así como la justificación pertinente si se hubiera utilizado una tasa de crecimiento que exceda la tasa promedio de crecimiento a largo plazo para los productos, industrias, opera el país o países en los cuales opere la entidad, o para el mercado al que la unidad (o grupo de unidades) se dedica.

- (v) La tasa o tasas de descuento aplicadas a las proyecciones de flujos de efectivo.
- (e) Si el importe recuperable de la unidad (o grupo de unidades) estuviera basado en el valor razonable menos los costos de disposición, la técnica de valoración empleada para medir el valor razonable menos los costos de disposición. No se requiere que una entidad proporcione la información a revelar requerida por la NIIF 13. Si el valor razonable menos los costos de disposición no se miden utilizando un precio cotizado para una unidad idéntica (grupo de unidades), una entidad revelará la siguiente información:

- (i) Cada hipótesis clave sobre la cual la gerencia haya basado su determinación del valor razonable menos los costos de disposición. Hipótesis clave son aquellas a las que el importe recuperable de las unidades (o grupos de unidades) es más sensible.
- (ii) Una descripción del enfoque utilizado por la gerencia para determinar el valor o valores asignados a cada hipótesis clave, si dichos valores reflejan la experiencia pasada o, si procede, si son coherentes con las fuentes de información externas y, si no lo fueran, cómo y por qué difieren de la experiencia pasada o de las fuentes de información externas.
 - (iiA) el nivel de la jerarquía del valor razonable (véase la NIIF 13 dentro de la cual se clasifica en su totalidad la medición del valor razonable (sin considerar la observabilidad de los “costos de disposición”).
 - (iiB) Si se hubiera producido un cambio en la técnica de valoración, NIIF 13]la entidad revelará la naturaleza de ese cambio y las razones para haberlo realizado.

Si el valor razonable menos los costos de disposición se miden utilizando las proyecciones de los flujos de efectivo descontados, una entidad revelará la siguiente información:

- (iii) El periodo en el que la gerencia ha proyectado los flujos de efectivo.

- (iv) La tasa de crecimiento utilizada para extrapolar las proyecciones de flujo de efectivo.
- (v) La tasa o tasas de descuento aplicadas a las proyecciones de flujos de efectivo.
- (f) Si un cambio razonablemente posible en una hipótesis clave, sobre la cual la gerencia haya basado su determinación del importe recuperable de la unidad (o grupo de unidades), supusiera que el importe en libras de la unidad (o grupo de unidades) excediera a su importe recuperable:
 - (i) la cantidad por la cual el importe recuperable de la unidad (o grupo de unidades) excede su importe en libras.
 - (ii) el valor asignado a la o las hipótesis clave.
 - (iv) el importe por el que debe cambiar el valor o valores asignados a la hipótesis clave para que, tras incorporar al valor recuperable, todos los efectos que sean consecuencia de ese cambio sobre otras variables usadas para medir el importe recuperable, se iguale dicho importe recuperable de la unidad (o grupo de unidades) a su importe en libras.

3.5.02. Los precios futuros se estiman bajo las condiciones actuales del mercado.

Estas estimaciones y supuestos están sujetos a riesgo e incertidumbre. Por tanto, existe la posibilidad que cambios en las circunstancias afecten estas proyecciones, que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGE, así como también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por deterioro o la reversión del deterioro del período anterior.

3.5.03. Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE)

La asignación de activos en UGE requiere juicio significativo, así como también las interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas

y la forma en la que la Administración monitorea las operaciones. Considerar análisis y determinación de deterioros.

P. 130 Una entidad revelará la siguiente información, para un activo individual (incluyendo la plusvalía) o una unidad generadora de efectivo, para la cual se ha reconocido o revertido una pérdida por deterioro del valor durante el periodo:

- (a) Los eventos y circunstancias que han llevado al reconocimiento o a la reversión de la pérdida por deterioro del valor.
- (b) El importe de la pérdida por deterioro del valor reconocida o revertida.
- (c) Para cada activo individual:
 - (i) la naturaleza del activo; y
 - (ii) si la entidad presentase información segmentada de acuerdo con la NIIF 8, el segmento principal al que pertenece el activo
- (d) Para cada unidad generadora de efectivo:
 - (i) una descripción de la unidad generadora de efectivo (por ejemplo, si se trata de una línea de productos, una fábrica, una operación de negocios, un área geográfica, o un segmento de información de la entidad, según se definen en la NIIF 8);
 - (ii) el importe de la pérdida por deterioro del valor reconocida o revertida en el periodo, por cada clase de activos, si la entidad presenta información segmentada de acuerdo con la NIIF 8, por cada segmento sobre el que se debe informar; y
 - (iii) si la agregación de los activos, para identificar la unidad generadora de efectivo, ha cambiado desde la anterior estimación del importe recuperable de la unidad generadora de efectivo (si lo hubiera), una descripción de la forma anterior y actual de llevar a cabo la agrupación, así como las razones para modificar el modo de identificar la unidad en cuestión.
- (e) El importe recuperable del activo (unidad generadora de efectivo) y si el importe recuperable del activo (unidad generadora de efectivo) es el valor razonable menos los costos de disposición o su valor en uso.
- (f) Si el importe recuperable es el valor razonable menos los costos de disposición, la entidad revelará la información siguiente:

- (i) el nivel de la jerarquía del valor razonable (véase la NIIF 13) dentro de la cual se clasifica en su totalidad la medición del valor del valor razonable del activo (unidad generadora de efectivo) (sin considerar si son observables los “costos de disposición”);
- (ii) para las mediciones del valor razonable clasificadas dentro del Nivel 2 y Nivel 3 de la jerarquía del valor razonable, una descripción de las técnicas de valoración utilizadas en la medición del valor razonable menos los costos de disposición. Si hubiera habido un cambio en la técnica de valoración, la entidad revelará dicho cambio y las razones para realizarlo; y
- (iii) para las mediciones del valor razonable clasificadas dentro del Nivel 2 y Nivel 3 de la jerarquía del valor razonable, cada suposición clave en que la gerencia ha basado su determinación del valor razonable menos los costos de disposición. Las suposiciones clave son aquellas a las que el importe recuperable del activo (unidad generadora de efectivo) es más sensible. La entidad también revelará la tasa o tasas de descuento utilizadas en la medición actual y la medición anterior si el valor razonable menos los costos de disposición se miden utilizando una técnica de valor presente.
- (g) En el caso de que el importe recuperable sea el valor en uso, la tasa o tasas de descuento utilizadas en las estimaciones actuales y en las efectuadas anteriormente (si las hubiera) del valor en uso.

3.5.04. Abandono y desmantelamiento de factibilidades

Según lo establecido en la legislación relacionada con la reglamentación ambiental y de petróleos, EP PETROECUADOR debe asumir los costos por el abandono de instalaciones de distribución y transporte de petróleo y sus derivados, los cuales incluyen el costo de desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

Los costos de abandono y desmantelamiento son registrados cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas relacionadas con el desmantelamiento de componentes de pozos, ductos, inmuebles y equipo y deben ser revisados anualmente.

Los cálculos para estas estimaciones son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Administración. Los costos finales de desmantelamiento son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción y transporte. El tiempo esperado, la extensión y el monto del gasto también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a cambios en las proyecciones de costos internos, cambios en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. EP PETROECUADOR se encuentra en la etapa de determinación de los costos de abandono y desmantelamiento para presentar valores razonables sobre dichos pasivos ambientales, según la experiencia de EP PETROECUADOR, valoradores externos y las condiciones del mercado, los valores se determinarán para el año 2019, y a futuro podrían presentarse variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de las estimaciones, la cuales podrían impactar significativamente los montos registrados en los Estados Financieros.

AÑO 2019	Listado			Estados Financieros			Movimiento		
	<u>Adquisición</u>	<u>Dep acumula</u>	<u>Neto</u>	<u>Adquisición</u>	<u>Dep acumulada</u>	<u>Neto</u>	<u>Adquisición</u>	<u>Dep acumulada</u>	
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y ELECTRÓNICOS	11,470	1,144	10,326	39,729,013	- 35,916,809	3,812,205	- 39,717,543	- 35,915,665	
EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES	10,238	10,238	-	639,423,468	- 345,565,414	293,858,055	- 639,413,230	- 345,555,176	
FLOTAS Y TRANSPORTES	143,500	46,313	97,187	78,977,055	- 54,168,217	24,808,838	- 78,833,555	- 54,121,904	
HERRAMIENTAS	12,791	126	12,665	13,424,842	- 6,489,523	6,935,319	- 13,412,051	- 6,489,397	
INTANGIBLES (INCLUYE LICENCIAS Y PAQUETES INFORMATICOS)	12,653	3,598	9,055	7,374,244	- 5,278,062	2,096,182	- 7,361,592	- 5,274,464	
INSTALACIONES Y PLANTAS INDUSTRIALES	18,796	301	18,495	6,033,862,709	- 4,660,042,696	1,373,820,013	- 6,033,843,913	- 4,660,042,395	
MUEBLES Y ENSERES	10,089	10,089	-	21,159,949	- 4,539,049	16,620,901	- 21,149,860	- 4,528,960	
MAQUINARIA Y EQUIPO	10,530	306	10,224	180,311,026	- 104,296,761	76,014,265	- 180,300,496	- 104,296,455	
TERRENOS	855,590		855,590	189,702,893			- 188,847,303		
	<u>1,085,657</u>	<u>72,116</u>	<u>1,013,542</u>	<u>7,203,965,202</u>	<u>- 5,216,296,530</u>	<u>1,797,965,778</u>	<u>- 12,419,103,959</u>	<u>Resultado del año</u>	

P.16 La estimación inicial de los costos de desmantelamiento y retiro del elemento, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta, la obligación en que incurre una entidad cuando adquiere el elemento o como consecuencia de haber utilizado dicho elemento durante un determinado periodo, con propósitos distintos al de producción de inventarios durante tal periodo.

P.18 La entidad aplicará la NIC 2 *Inventarios* para contabilizar los costos derivados de las obligaciones por desmantelamiento, retiro y rehabilitación del lugar sobre el que se asienta el elemento en los que se haya incurrido durante un determinado periodo como consecuencia de haber utilizado dicho elemento para producir inventarios. Las obligaciones por los costos contabilizados de acuerdo con la NIC 2 o la NIC 16 se reconocerán y medirán de acuerdo con la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes.

P. 59 Si el costo de un terreno incluye los costos de desmantelamiento, traslado y rehabilitación, la porción que corresponda a la rehabilitación del terreno se depreciará a lo largo del periodo en el que se obtengan los beneficios por haber incurrido en esos costos. En algunos casos, el terreno en sí mismo puede tener una vida útil limitada, en cuyo caso se depreciará de forma que refleje los beneficios que se van a derivar del mismo.

P. 76 De acuerdo con la NIC 8, la entidad ha de informar acerca de la naturaleza y del efecto del cambio en una estimación contable, siempre que tenga una incidencia significativa en el periodo actual o que vaya a tenerla en periodos siguientes. Tal información puede aparecer, en las propiedades, planta y equipo, respecto a los cambios en las estimaciones referentes a:

- (a) valores residuales;
- (b) costos estimados de desmantelamiento, retiro o rehabilitación de
- (c) vidas útiles; y
- (d) métodos de depreciación elementos de propiedades, planta y equipo;

3.5.05. Plan de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la Administración utilice el juicio en la aplicación de los supuestos actuariales utilizados en el cálculo actuarial. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Debido a la complejidad de la valoración de estas variables, así como su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en las mismas.

EP PETROECUADOR realizó por primera vez el cálculo actuarial de los planes de pensiones y otros beneficios de sus empleados en el año 2018, sus efectos acumulados han sido registrados en los Estados Financieros por el período económico terminado el 31 de diciembre de 2018 por US\$ 181 millones; los efectos acumulados al 31 de diciembre de 2017 fueron registrados en el Patrimonio.

Los supuestos deben revisarse anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, cambios en la regulación, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas.

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la Administración utilice el juicio en la aplicación de los supuestos actuariales que incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo. Ver Nota 21.

P. 138 Una entidad evaluará si toda o parte de la información a revelar debe desagregarse para distinguir planes o grupos de planes con riesgos diferentes de forma significativa. Por ejemplo, una entidad puede desagregar información a revelar sobre planes mostrando una o más de las siguientes características:

- (a) Localizaciones geográficas diferentes.
- (b) Características diferentes tales como planes de pensiones de cuantía fija, planes de pensiones calculados según el salario final o planes de atención médica post-empleo.
- (c) Entornos de regulación diferentes.
- (d) Diferentes segmentos de información.
- (e) Diferente acuerdo de financiación (por ejemplo, no financiados totalmente, totalmente o parcialmente financiados).

3.5.06. Litigios y contingencias

EP PETROECUADOR está sujeta a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La Administración evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que estos se materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en Estados Financieros.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra de EP PETROECUADOR y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando EP PETROECUADOR tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

EP PETROECUADOR está sujeta a reclamaciones por obligaciones contractuales, regulatorios, de arbitraje, y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de su actividad económica. La Administración evalúa estas situaciones con base en la naturaleza, la probabilidad de que estos se materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en Estados Financieros.

Un resumen de la jerarquía de niveles para la evaluación por parte de la administración de sus valores razonables se presenta a continuación:

Nivel 1: Precios de mercado cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.

Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. Las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables en los mismos términos contractuales.

Nivel 3: Si uno o más datos significativos no está basado en datos en mercados observables, el activo o pasivo es incluido en este nivel y considera técnicas de valoración.

P. 84 Para cada tipo de provisión, la entidad debe informar acerca de:

- (a) el importe en libros al principio y al final del periodo;
- (b) las dotaciones efectuadas en el periodo, incluyendo también los incrementos en las provisiones existentes;
- (c) los importes utilizados (esto es, aplicados o cargados contra la provisión) en el transcurso del periodo;
- (d) los importes no utilizados que han sido objeto de liquidación o reversión en el periodo; y
- (e) el incremento durante el periodo en el importe descontado que surge del paso del tiempo y el efecto de cualquier cambio en la tasa de descuento.
- (f) No se requiere información comparativa

P. 85 La entidad revelará la siguiente información para cada clase de provisión:

- (a) una breve descripción de la naturaleza de la obligación contraída, así como el calendario esperado de las salidas de beneficios económicos, producidos por la misma;

(b) una indicación acerca de las incertidumbres relativas al importe o al calendario de las salidas de esos recursos. En los casos en que sea necesario para suministrar la información adecuada, la entidad debe revelar la información correspondiente a las principales hipótesis realizadas sobre los sucesos futuros a los que se refiere

(c) el importe de cualquier eventual reembolso, informando además de la cuantía de los activos que hayan sido reconocidos para recoger los eventuales reembolsos esperados.

P. 86 A menos que la posibilidad de una eventual salida de recursos para liquidarla sea remota, la entidad debe dar, para cada tipo 7 de pasivo contingente al final del periodo sobre el que se informa, una breve descripción de la naturaleza del mismo y, cuando fuese posible:

(a) una estimación de sus efectos financieros, medidos según lo establecido en los párrafos 36 a 52;

(b) una indicación de las incertidumbres relacionadas con el importe o el calendario de las salidas de recursos correspondientes; y

(c) la posibilidad de cualquier reembolso.

P.87 Para determinar qué provisiones o qué pasivos contingentes pueden agregarse en cada uno de los tipos o clases, es necesario considerar si la naturaleza de las partidas es lo suficientemente similar como para admitir una información común que las abarque todas, para cumplir con los requisitos establecidos en los párrafos 85(a) y (b) y 86(a) y (b). De esta forma, puede resultar apropiado considerar como un solo tipo de provisión, las partidas relativas a las garantías de los diferentes productos, pero podría no resultar apropiado agrupar en un solo tipo de provisión los importes relativos a las garantías comunes y las referidas a procesos legales.

P. 88 Cuando nacen, de un mismo conjunto de circunstancias, una provisión y un pasivo contingente, la entidad revelará información complementaria exigida por los párrafos 84 a 86, de manera que se muestren la relación existente entre una y otro

P. 89 En el caso de que sea probable la entrada de beneficios económicos, la entidad revelará en las notas una breve descripción de la naturaleza de los activos contingentes

correspondientes, existentes al final del periodo sobre el que se informa y, cuando ello sea posible, una estimación de sus efectos financieros, medidos utilizando los principios establecidos para las provisiones en los párrafos 36 a 52.

P. 90 Es muy importante que la información que se suministre sobre los activos de carácter contingente evite las indicaciones que puedan confundir respecto a la posibilidad de la obtención de los ingresos correspondientes.

P. 91 En aquellos casos en los que no se revele la información exigida por los párrafos 86 y 89, porque no sea posible hacerlo, este hecho debe ser revelado en las notas correspondientes.

P. 92 En casos extremadamente excepcionales, puede esperarse que revelar la información, total o parcial, requerida por los párrafos 84 a 89 perjudique seriamente la posición de la entidad, en disputas con terceros sobre las situaciones que contemplan las provisiones, los pasivos o los activos contingentes. En estos casos, una entidad no necesita revelar el hecho de que la información no se ha revelado y las razones por las que han llevado a tomar tal decisión.

3.5.07. Impuesto a las ganancias

Las empresas públicas en el Ecuador se encuentran exentas del pago del impuesto a la renta, por lo tanto, no se realiza el análisis y cálculo de impuestos diferidos

P. 80. Los componentes del gasto (ingreso) por el impuesto a las ganancias pueden incluir:

- (a) gasto (ingreso) por impuesto corriente;
- (b) cualesquiera ajustes reconocidos en el periodo para el impuesto corriente de periodos anteriores;
- (c) el importe del gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias;
- (d) el importe del gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la aparición de nuevos impuestos;
- (e) el importe de los beneficios de carácter fiscal procedentes de pérdidas

- fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias, no reconocidos en periodos anteriores, que se han utilizado para reducir el gasto por impuestos del presente periodo;
- (f) el importe de los beneficios de carácter fiscal procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias, no reconocidos en periodos anteriores, que se han utilizado para reducir el gasto por impuestos diferidos;
 - (g) el impuesto diferido surgido de la baja, o la reversión de bajas anteriores, de saldos de activos por impuestos diferidos, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 56; y
 - (h) el importe del gasto (ingreso) por el impuesto, relacionado con los cambios en las políticas contables y los errores que se han incluido en la determinación del resultado del periodo, de acuerdo con la NIC 8, porque no ha podido ser contabilizado de forma retroactiva.

P. 81 La siguiente información deberá también revelarse, por separado:

- (a) el importe agregado de los impuestos, corrientes y diferidos, relacionados con las partidas cargadas o acreditadas directamente a patrimonio (véase el párrafo 62A);
- (ab) el importe del ingreso por impuestos relativo a cada componente del otro resultado integral [véase el párrafo 62 y la NIC 1 (revisada en 2007)];
- (b) [eliminado]
- (c) una explicación de la relación entre el gasto (ingreso) por impuesto y la ganancia contable, en una de las siguientes formas, o en ambas a la vez:
 - (i) una conciliación numérica entre el gasto (ingreso) del impuesto y el resultado de multiplicar la ganancia contable por la tasa o tasas impositivas aplicables, especificando también la manera de computar las tasas aplicables utilizadas; o
 - (ii) una conciliación numérica entre la tasa promedio efectiva y la tasa impositiva aplicable, especificando también la manera de computar la tasa aplicable utilizada;
- (d) una explicación de los cambios habidos en la tasa o tasas impositivas aplicables, en comparación con las del periodo anterior;

- (e) el importe (y fecha de validez, si la tuvieran) de las diferencias temporarias deducibles, pérdidas o créditos fiscales no utilizados para los cuales no se hayan reconocido activos por impuestos diferidos en el estado de situación financiera;
- (f) la cantidad total de diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas, o con participaciones en acuerdos conjuntos, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos (véase el párrafo 39);
- (g) con respecto a cada tipo de diferencia temporaria, y con respecto a cada tipo de pérdidas o créditos fiscales no utilizados:
 - (i) el importe de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el estado de situación financiera, para cada periodo presentado;
 - (ii) el importe de los gastos o ingresos por impuestos diferidos reconocidos en el resultado del periodo, si esta información no resulta evidente al considerar los cambios en los importes reconocidos en el estado de situación financiera;
- (h) con respecto a las operaciones discontinuadas, el gasto por impuestos relativo a:
 - (i) la ganancia o pérdida derivada de la discontinuación; y
 - (ii) la ganancia o pérdida del período por las actividades ordinarias de la operación discontinuada, junto con los importes correspondientes para cada uno de los periodos anteriores presentados;
- (i) el importe de las consecuencias en el impuesto sobre las ganancias de los dividendos para los accionistas de la entidad que hayan sido propuestos o declarados antes de que los Estados Financieros hayan sido autorizados para su emisión, pero no reconocidos como pasivos en los Estados Financieros;
- (j) si una combinación de negocios en la que la entidad es la adquirente produce un cambio en el importe reconocido de su activo por impuestos diferidos anterior a la adquisición (véase el párrafo 67), el importe de ese cambio; y

- (k) si los beneficios por impuestos diferidos adquiridos en una combinación de negocios no están reconocidos en la fecha de la adquisición pero lo hayan sido tras dicha fecha (véase el párrafo 68), una descripción del suceso o del cambio en las circunstancias que dieron lugar al reconocimiento de beneficios por impuestos diferidos.

P.82 Una entidad debe revelar el importe del activo por impuestos diferidos, así como de la naturaleza de la evidencia que apoya su reconocimiento, cuando:

- (a) la realización del activo por impuestos diferidos depende de ganancias fiscales futuras por encima de las ganancias surgidas de la reversión de las diferencias temporarias imponibles actuales; y
- (b) la entidad ha experimentado una pérdida, ya sea en el periodo actual o en el precedente, en el país con el que se relaciona el activo por impuestos diferidos.

82^a En las circunstancias descritas en el párrafo 52A, la entidad debe revelar la naturaleza de las consecuencias potenciales que podrían producirse, en el impuesto a las ganancias en el caso de que se pagaran dividendos a sus accionistas. Además, la entidad revelará la cuantía de las consecuencias potenciales, que sea practicable determinar, en el impuesto a las ganancias, así como si hay otras consecuencias potenciales que no es practicable determinar.

3.5.08. Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende fondos en caja, inversiones financieras altamente líquidas, depósitos bancarios y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo a cambios significativos de su valor.

P. 69 Las entradas de efectivo son entradas de efectivo y equivalentes al efectivo, recibidos de partes externas a la entidad. Para identificar si las entradas de efectivo procedentes de un activo (o grupo de activos) son en buena medida independientes de las entradas de efectivo procedentes de otros activos (o grupos de activos), la entidad

considerará diferentes factores, incluyendo cómo la gerencia controla las operaciones de la entidad (por ejemplo, por líneas de producto, negocios, localizaciones individuales, distritos o áreas regionales), o cómo la gerencia adopta las decisiones de continuar o disponer de los activos y operaciones de la entidad.

P. 45 Una entidad revelará los componentes del efectivo y equivalentes al efectivo, y presentará una conciliación de los importes de su estado de flujos de efectivo con las partidas equivalentes sobre las que se informa en el estado de situación financiera.

P. 46 Las entidades revelarán los criterios adoptados para determinar la composición de la partida en efectivo y equivalentes al efectivo, por causa de la variedad de prácticas de gestión de efectivo y de servicios bancarios relacionados con ella en todos los países del mundo, y además para dar cumplimiento a lo previsto en la NIC 1 Presentación de Estados Financieros.

P. 47 El resultado de cualquier cambio en las políticas de determinación del efectivo y equivalentes al efectivo, por ejemplo, un cambio en la clasificación de instrumentos financieros que antes se consideraban parte de la cartera de inversión, se presentará en los Estados Financieros de la entidad, de acuerdo con la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores.

P. 48 La entidad debe revelar en sus Estados Financieros, acompañado de un comentario por parte de la gerencia, cualquier importe significativo de sus saldos de efectivo y equivalentes al efectivo que no esté disponible para ser utilizado por ella misma o por el grupo al que pertenece.

P. 49 Existen diversas circunstancias en las que los saldos de efectivo y equivalentes al efectivo mantenidos por la entidad no están disponibles para su uso por parte del grupo. Un ejemplo de tal situación son los saldos de efectivo y equivalentes al efectivo de una subsidiaria que opera en un país donde existen controles de cambio u otras restricciones legales, de manera que los citados saldos no están disponibles para uso de la controladora o de las demás subsidiarias.

P. 50 Puede ser relevante, para los usuarios, conocer determinadas informaciones adicionales sobre la entidad que les ayuden a comprender su posición financiera y liquidez. Por tanto, se aconseja a las entidades que publiquen, junto con un comentario de la gerencia, informaciones tales como las siguientes:

- (a) el importe de los préstamos no dispuestos que pueden estar disponibles para actividades de operación o para el pago de operaciones de inversión o financiación, indicando las restricciones sobre el uso de tales medios financieros;
- (b) [eliminado]
- (c) el importe acumulado de flujos de efectivo que representen incrementos en la capacidad de operación, separado de aquéllos otros que se requieran para mantener la capacidad de operación de la entidad; y
- (d) el importe de los flujos de efectivo por actividades de operación, de inversión y de financiación, que procedan de cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse

P. 51 La información, por separado, de los flujos de efectivo que incrementan la capacidad operativa, distinguiéndolos de aquellos otros que sirven para mantenerla, es útil por permitir a los usuarios juzgar acerca de si la entidad está invirtiendo adecuadamente para mantener su capacidad operativa. Toda entidad que no esté invirtiendo adecuadamente en el mantenimiento de su capacidad operativa puede estar perjudicando su rendimiento futuro a cambio de mejorar la liquidez presente y las distribuciones de ganancias a los propietarios.

P. 52 La presentación de flujos de efectivo por segmentos permitirá a los usuarios obtener una mejor comprensión de las relaciones entre los flujos de efectivo de la entidad en su conjunto y los de cada una de sus partes integrantes, así como de la variabilidad y disponibilidad de los flujos de los segmentos considerados.

3.5.09. Activos financieros

EP PETROECUADOR clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re medición son reconocidas en el resultado del periodo.

Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral
Son instrumentos de patrimonio de otras Compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la Administración de EP PETROECUADOR no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas ganancias no realizadas se reconocen en el otro resultado integral, se acredita la reserva hasta que la inversión se dé de baja, momento en el cual, las ganancias o pérdidas acumuladas se reconocen en los resultados; cuando se determina que la inversión está deteriorada, la pérdida acumulada se reclasifica del patrimonio a los resultados.

3.5.10 Préstamos, cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar que son medidas inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo, menos deterioro.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo. Esta diferencia inicial se reconoce como beneficio a empleados.

P. 86 A menos que la posibilidad de una eventual salida de recursos para liquidarla sea remota, la entidad debe dar, para cada tipo 7 de pasivo contingente al final del periodo sobre el que se informa, una breve descripción de la naturaleza del mismo y, cuando fuese posible:

- (a) una estimación de sus efectos financieros, medidos según lo establecido en los párrafos 36 a 52;
- (b) una indicación de las incertidumbres relacionadas con el importe o el calendario de las salidas de recursos correspondientes; y
- (c) la posibilidad de cualquier reembolso

P.87 Para determinar qué provisiones o qué pasivos contingentes pueden agregarse en cada uno de los tipos o clases, es necesario considerar si la naturaleza de las partidas es lo suficientemente similar como para admitir una información común que las abarque todas, para cumplir con los requisitos establecidos en los párrafos 85(a) y (b) y 86(a) y (b). De esta forma, puede resultar apropiado considerar como un solo tipo de provisión, las partidas relativas a las garantías de los diferentes productos, pero podría no resultar apropiado agrupar en un solo tipo de provisión los importes relativos a las garantías comunes y las referidas a procesos legales.

P.88 Cuando nacen, de un mismo conjunto de circunstancias, una provisión y un pasivo contingente, la entidad revelará información complementaria exigida por los párrafos 84 a 86, de manera que se muestren la relación existente entre una y otro.

P.89 En el caso de que sea probable la entrada de beneficios económicos, la entidad revelará en las notas una breve descripción de la naturaleza de los activos contingentes correspondientes, existentes al final del periodo sobre el que se informa y, cuando ello sea posible, una estimación de sus efectos financieros, medidos utilizando los principios establecidos para las provisiones en los párrafos 36 a 52.

P.90 Es muy importante que la información que se suministre sobre los activos de carácter contingente evite las indicaciones que puedan confundir respecto a la posibilidad de la obtención de los ingresos correspondientes.

P.92 En casos extremadamente excepcionales, puede esperarse que revelar la información, total, o parcial, requerida por los párrafos 84 a 89 perjudique seriamente la posición de la entidad, en disputas con terceros sobre las situaciones que contemplan las provisiones, los pasivos contingentes o los activos contingentes. En estos casos, una entidad no necesita revelar la información, pero revelará la naturaleza genérica de la disputa, junto con el hecho de que la información no se ha revelado y las razones por las que han llevado a tomar tal decisión.

P.21 B5 (aa) Para activos financieros designados como medidos al valor razonable con cambios en resultados:

- (i) la naturaleza de los activos financieros que la entidad haya designado como medidos al valor razonable con cambios en resultados; y
- (ii) la forma en que la entidad ha satisfecho los criterios del párrafo 4.1.5 de la NIIF 9 para esta designación.
- (b) [eliminado]
- (c) Si las compras y ventas convencionales de activos financieros se contabilizan aplicando la fecha de contratación o la fecha de liquidación (véase el párrafo 3.1.2 de la NIIF 9).

Información a revelar sobre información cuantitativa para activos financieros reconocidos y pasivos financieros reconocidos dentro del alcance del párrafo 13A (párrafo 13C) B42 Los instrumentos financieros revelados de acuerdo con el párrafo 13C pueden estar sujetos a requerimientos de medición diferentes (por ejemplo, una cuenta por pagar relacionada con un acuerdo de recompra puede medirse al costo amortizado, mientras que un derivado se medirá a valor razonable). Una entidad incluirá instrumentos por sus importes reconocidos y describirá las diferencias de medición resultantes en la información a revelar relacionada.

Información a revelar sobre los importes brutos de los activos financieros reconocidos y pasivos financieros reconocidos dentro del alcance del párrafo 13A [párrafo 13C(a)] b 43 Los importes requeridos por el párrafo 13C(a) relacionados con los instrumentos financieros reconocidos que se compensan de acuerdo con el párrafo 42 de la NIC 32. Los importes requeridos por el párrafo 13C(a) también se relacionan con los instrumentos

financieros reconocidos que están sujetos a un acuerdo maestro de compensación exigible o acuerdo similar independientemente de si cumplen los criterios de compensación. Sin embargo, la información a revelar requerida por el párrafo 13C(a) no se relaciona con los importes reconocidos como consecuencia de acuerdos de garantía colateral que no cumplen los criterios de compensación del párrafo 42 de la NIC 32. En su lugar, se requiere que estos importes se revelen de acuerdo con el párrafo 13C(d).

3.5.11 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual EP PETROECUADOR ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto

Bajo el método de participación las inversiones se reconocen inicialmente a su costo, y se ajusta posteriormente para reconocer los efectos de la participación en el resultado y del otro resultado integral. Los dividendos declarados y recibidos por EP PETROECUADOR son reconocidos en el momento que se perciben como una reducción al saldo de la inversión en asociada reconocido en los Estados Financieros

Un resumen de las inversiones en asociadas, se presenta a continuación:

<u>Nombre de la Compañía</u>	<u>Clasificación</u>	<u>Invertido EP PETROECUADOR</u>	<u>Patrimonio de la asociada</u>	<u>Participación</u>
Compañía de Economía Mixta LOJAGAS	Asociada	<u>USD \$ 9,858,205</u>	<u>USD \$ 4,875,560</u>	<u>7.422%</u>
Compañía de Economía Mixta AUSTROGAS (a)	Asociada	<u>USD \$ 601,612,01</u>	<u>USD \$ 6,241,531</u>	<u>70.64%</u>

(a) La administración ha evaluado y concluido que no mantiene el control sobre esta Compañía, debido a las regulaciones respectivas detalladas a continuación:

En el ámbito comercial, los planes de expansión de mercado de Austrogas se ven restringidos a la asignación mensual de GLP asignado por el ente de control (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero – ARCH) a las comercializadoras a nivel nacional.

Amparados en Ley de Hidrocarburos (Decreto Supremo No. 2967)

Atribuciones

Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a) Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, Explotación; Industrialización: Refinación; transporte; comercialización de hidrocarburos;
- b) Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;
- c) Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas
- d) Auditor las actividades hidrocarburíferas por sí misma o a través de empresas especializadas;
- e) Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- f) Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;
- g) Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- h) Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;
- i) Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;
- j) Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y,
- k) Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto.

Consecuentemente, se clasifica como una inversión en asociada.

P. 15 Una entidad aplicará todas las NIIF que correspondan cuando proporcione información a revelar en sus Estados Financieros separados, incluyendo los requerimientos de los párrafos 16 y 17.

P. 16 Cuando una controladora, de acuerdo con el párrafo 4(a) de la NIIF 10, opte por no elaborar Estados Financieros consolidados y en su lugar prepare estados financieros separados, revelará en esos Estados Financieros separados

(a) el hecho de que los Estados Financieros son Estados Financieros separados; que se ha usado la exención que permite no consolidar; el nombre y domicilio principal donde desarrolle sus actividades (y país donde está constituida, si fuera diferente) la entidad que elaboró y produjo los Estados Financieros consolidados para uso público, que cumplen con las Normas Internacionales de Información Financiera; y la dirección donde se pueden obtener esos Estados Financieros consolidados.

(b) una lista de inversiones significativas en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas, incluyendo:

(i) el nombre de las participadas.

(ii) el domicilio principal donde realizan sus actividades las participadas (y país donde están constituidas, si fuera diferente).

(iii) su proporción de participación mantenida en la propiedad de las participadas (y su proporción en los derechos de voto, si fuera diferente).

(c) una descripción del método utilizado para contabilizar las inversiones incluidas en la lista en el apartado

3.5.12. Inventarios

Los inventarios se registran al más bajo entre el costo o valor neto realizable.

Los inventarios comprenden principalmente crudo, derivados (combustibles) y productos petroquímicos e inventarios de bienes de consumo (repuestos y suministros), así como otros materiales y repuestos propios de la actividad hidrocarburífera.

El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluido el costo de transporte.

El costo requerido para poner en funcionamiento los oleoductos hace parte del costo del oleoducto relacionado.

El costo de otros inventarios se determina según el método del promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (descuentos comerciales, reembolsos y otros similares), transformación y otros costos incurridos para llevar el inventario a su ubicación y condición actual, como los costos de transporte y de comercialización.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) se reconocen como inventario y luego se registran como gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que dichos inventarios se consuman.

EP PETROECUADOR debe estimar el valor neto realizable de los inventarios al final de cada período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existen, o cuando se presenta una clara evidencia de un aumento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, el monto de la rebaja de valor se revierte. La reversión no puede ser mayor que el monto de la rebaja de valor registrada originalmente, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado. Esta valoración no se realizó en el año 2018, es parte de la implementación de NIIF en el año 2019.

P. 36 En los Estados Financieros se revelará la siguiente información:

- (a) las políticas contables adoptadas para la medición de los inventarios, incluyendo la fórmula del costo que se haya utilizado;
- (b) el importe total en libros de los inventarios, y los importes parciales según la clasificación apropiada para la entidad;
- (c) el importe en libros de los inventarios que se llevan al valor razonable menos los costos de venta;
- (d) el importe de los inventarios reconocido como gasto durante el periodo;

Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas, aquellas en las cuales una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). La Empresa, dadas las condiciones, no tiene definido las partes relacionadas, que podrían ser consideradas, entre otras, la Empresa extractora de crudo, las vendedoras de gas en las cuales tiene participación accionaria y algunas transacciones relevantes celebradas con otras entidades del Gobierno Ecuatoriano (MEF principalmente), y otras empresas públicas, como por ejemplo Petroamazonas EP, Empresa Pública Flota Petrolera Ecuatoriana EP FLOPEC, EP TAME y empresas del sector hidroeléctrico.

4.4. Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual la Empresa ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto.

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión en una asociada se reconoce inicialmente al costo, posteriormente la inversión es ajustada para reconocer la participación de la Empresa en los activos netos de la asociada desde la fecha de adquisición. El goodwill relacionado se incluye en el importe en libros de la inversión y no se evalúa su deterioro de forma separada.

La participación de la Empresa en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado consolidado de pérdidas y ganancias. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra en el otro resultado integral de la Empresa.

Después de la aplicación del método de participación, la Empresa determina si es necesario reconocer una pérdida por deterioro de su inversión en su asociada, en cada

fecha de presentación, la Empresa determina si existe evidencia objetiva de que la inversión está deteriorada. Si existe tal evidencia, se calcula el monto del deterioro como la diferencia entre el monto recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado consolidado de pérdidas y ganancias.

Cuando es necesario, la Empresa realiza ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las políticas adoptadas por la Empresa. Adicionalmente, el método de participación de estas Compañías se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.5. Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes que ejercen control conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta solo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que las inversiones en asociadas.

3.5.13. Propiedad, planta y equipos

3.5.13.001 Reconocimiento y medición.

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por deterioro. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

3.5.13.002 Costo histórico

Incluye su precio de compra o costo de construcción y cualquier costo directamente atribuible a la puesta en operación del activo, costos de beneficios a los empleados que surjan directamente de la construcción o adquisición y construcción de activos

calificables. Cualquier ganancia o pérdida por el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del periodo en que se incurren.

3.5.13.003 Erogaciones o desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación, se capitalizan.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se incurren. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

3.5.13.004 Capitalización de intereses

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen a EP PETROECUADOR y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que la EMPRESA tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por préstamos.

3.5.13.005 Depreciación

La propiedad, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, las vidas útiles técnicas se evalúan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a

partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre el uso del activo.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Edificios y construcciones	10 – 63 años
Instalaciones y plantas industriales	2 – 60 años
Maquinaria y equipo	3 – 44 años
Flotas y transportes	4 – 36 años
Herramientas	2 – 44 años
Intangibles	5 – 26 años
Equipos de computación y electrónicos	1 – 43 años
Muebles y enseres	1 – 29 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por tanto no son objeto de depreciación.

P. 37 Una clase de elementos pertenecientes a propiedades, planta y equipo es un conjunto de activos de similar naturaleza y uso en las operaciones de una entidad. Los siguientes son ejemplos de clases separadas:

- (a) terrenos;
- (b) terrenos y edificios;
- (c) maquinaria;
- (d) buques;
- (e) aeronaves;
- (f) vehículos de motor;
- (g) mobiliario y enseres;
- (h) equipo de oficina; y

P.73 En los estados financieros se revelará, con respecto a cada una de las clases de propiedades, planta y equipo, la siguiente información:

- (a) Las bases de medición utilizadas para determinar el importe en libros bruto;
- (b) Los métodos de depreciación utilizados;

- (c) Las vidas útiles o las tasas de depreciación utilizadas;
- (d) el importe en libros bruto y la depreciación acumulada (junto con el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor), tanto al principio como al final de cada periodo; y
- (e) una conciliación entre los valores en libros al principio y al final del periodo, mostrando:
 - (i) las adiciones;
 - (ii) los activos clasificados como mantenidos para la venta o incluidos en un grupo de activos para su disposición que haya sido clasificado como mantenido para la venta, de acuerdo con la NIIF, así como otras disposiciones;
 - (iii) las adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios;
 - (iv) los incrementos o disminuciones resultantes de las revaluaciones, de acuerdo con los párrafos 31, 39 y 40, así como de las pérdidas por deterioro del valor reconocidas o revertidas en otro resultado integral, en función de lo establecido en la NIC 36;
 - (v) las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el resultado del periodo aplicando la NIC 36;
 - (vi) las pérdidas por deterioro de valor que hayan revertido, y hayan sido reconocidas en el resultado del periodo, de acuerdo con la NIC 36;
 - (vii) La depreciación
 - (viii) las diferencias netas de cambio surgidas en la conversión de estados financieros desde la moneda funcional a una moneda de presentación diferente, incluyendo también las diferencias de conversión de un operación en el extranjero a la moneda de presentación de la entidad que informa; y
 - (ix) otros cambios.

P. 77 Cuando los elementos de propiedades, planta y equipo se contabilicen por sus valores revaluados, se revelará la siguiente información, además de la información a revelar requerida por la NIIF 13:

- (a) la fecha efectiva de la revaluación;
- (b) si se han utilizado los servicios de un tasador independiente;

- (c)–(d) [eliminado]
- (e) para cada clase de propiedades, planta y equipo que se haya revaluado, el importe en libros al que se habría reconocido si se hubieran contabilizado según el modelo del costos; y
- (A) el superávit de revaluación, indicando los movimientos del periodo, así como cualquier restricción sobre la distribución de su saldo a los accionistas

4.8. Capitalización por préstamos

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen a la Empresa y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que la Empresa tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por préstamos.

En las notas 1.11 y 1.12 se detallan los financiamientos registrados en la información financiera de la empresa. Como se describe en dichas notas, los flujos de efectivos de dichos no estuvieron relacionados directamente con proyectos de inversión de la empresa, y, por lo tanto, no se capitalizaron los intereses

3.5.14. Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son inicialmente registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por deterioro. La amortización es reconocida bajo el método de línea recta, de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados anualmente; cualquier cambio en la estimación es registrada de forma prospectiva.

P. 118 La entidad revelará la siguiente información para cada una de las clases de activos intangibles, distinguiendo entre los activos intangibles que se hayan generado internamente y los demás:

- (a) si las vidas útiles son indefinidas o finitas y, en este caso, las vidas útiles o los porcentajes de amortización utilizados;
- (b) los métodos de amortización utilizados para los activos intangibles con vidas útiles finitas;
- (c) el importe en libros bruto y la amortización acumulada (junto con el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor), tanto al principio como al final de cada periodo;
- (d) la partida o partidas del estado de resultado integral en las que está incluida la amortización de los activos intangibles;
- (e) una conciliación entre los valores en libros al principio y al final del periodo, mostrando:
 - (h) los incrementos, con indicación separada de los que procedan de desarrollos internos, aquellos adquiridos por separado y los adquiridos en combinaciones de negocios;
 - (ii) los activos clasificados como mantenidos para la venta o incluidos en un grupo de activos para su disposición que haya sido clasificado como mantenido para la venta, de acuerdo con la NIIF 5, así como otras disposiciones;
 - (iii) los incrementos y decrementos, durante el periodo, procedentes de revaluaciones efectuadas según se indica en los párrafos 75, 85 y 86, así como de pérdidas por deterioro del valor reconocidas o revertidas en otro resultado integral siguiendo las reglas de la NIC 36 (si las hubiere);
 - (iv) las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el resultado del periodo aplicando la NIC 36 (si las hubiere);
 - (v) las reversiones de anteriores pérdidas por deterioro del valor, a lo largo del periodo, de acuerdo con la NIC 36 (si las hubiere);
 - (vi) el importe de la amortización reconocida durante el periodo;
 - (vii) las diferencias netas de cambio derivadas de la conversión de estados financieros a la moneda de presentación, y de la conversión de una operación en el extranjero a la moneda de presentación de la entidad; y
 - (viii) otros cambios habidos en el importe en libros durante el periodo.

P.119 Una entidad revelará también:

- (a) En el caso de un activo intangible con vida útil indefinida, el importe en libros de dicho activo y las razones sobre las que se apoya la estimación de una vida útil indefinida. Al aportar estas razones, la entidad describirá el factor o los factores que han jugado un papel significativo al determinar que el activo tiene una vida útil indefinida.
- (b) Una descripción, el importe en libros y del periodo restante de amortización de cualquier activo intangible individual que sea significativo en los estados financieros de la entidad.
- (c) Para los activos intangibles adquiridos mediante una subvención del gobierno y reconocidos inicialmente por su valor razonable (véase el párrafo 44):
 - (i) el valor razonable por el que se han registrado inicialmente tales activos;
 - (ii) su importe en libros; y
 - (iii) si la medición posterior al reconocimiento inicial se realiza utilizando el modelo del costo o el modelo de revaluación.
- (d) La existencia y el importe en libros de los activos intangibles cuya titularidad tiene alguna restricción, así como el importe en libros de los activos intangibles que sirven como garantías de deudas.
- (e) El importe de los compromisos contractuales para la adquisición de activos intangibles.

P. 122 Una entidad revelará también:

- (a) En el caso de un activo intangible con vida útil indefinida, el importe en libros de dicho activo y las razones sobre las que se apoya la estimación de una vida útil indefinida. Al aportar estas razones, la entidad describirá el factor o los factores que han jugado un papel significativo al determinar que el activo tiene una vida útil indefinida.
- (b) Una descripción, el importe en libros y del periodo restante de amortización de cualquier activo intangible individual que sea significativo en los estados financieros de la entidad.

- (c) Para los activos intangibles adquiridos mediante una subvención del gobierno y reconocidos inicialmente por su valor razonable (véase el párrafo 44):
 - (i) el valor razonable por el que se han registrado inicialmente tales activos;
 - (ii) su importe en libros; y
 - (iii) si la medición posterior al reconocimiento inicial se realiza utilizando el modelo del costo o el modelo de revaluación.
- (d) La existencia y el importe en libros de los activos intangibles cuya titularidad tiene alguna restricción, así como el importe en libros de los activos intangibles que sirven como garantías de deudas.
- (e) El importe de los compromisos contractuales para la adquisición de activos intangibles.

P. 124 En el caso de activos intangibles contabilizados por sus valores revaluados, la entidad revelará la siguiente información:

- (a) por clase de activos intangibles:
 - (i) la fecha efectiva de la revaluación;
 - (ii) El importe en libros de los activos intangibles revaluados; y
 - (iii) el importe en libros que se habría reconocido si los activos intangibles se hubieran medido posteriormente utilizando el modelo del costo del párrafo 74; y
- (b) el importe del superávit de revaluación, tanto al principio como al final del periodo, que proceda de los activos intangibles, indicando los cambios habidos durante el periodo, así como cualquier restricción para la distribución de su saldo entre los accionistas.

4.10. Deterioro del valor de los activos

Con el fin de evaluar la recuperabilidad de los activos tangibles e intangibles, la Empresa compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos en cada fecha de cierre del periodo, en caso de identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de deterioro, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros

activos o UGEs. La agrupación de los activos en diferentes UGE, implica la realización de juicio profesional y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio. En el caso del segmento Refinación, las UGE corresponden a cada una de las refinerías de la Empresa y para el segmento de Transporte cada línea es tomada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en los resultados consolidados del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición son usualmente mayores que el valor en uso para el segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de caja futuros, como son: a) futuras inversiones de capital que mejoren el desempeño de la UGE que puedan resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) partidas que reflejan riesgos de negocio específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento.

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros utilizados en la evaluación del deterioro de los activos se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos.

Una vez que se ha registrado una pérdida por deterioro, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por deterioro solo pueden revertirse si la recuperación está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida. Estas reversiones no deberán exceder el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que se habrían determinado si el deterioro nunca se hubiera registrado.

4.11. Activos contingentes

Los activos contingentes se definen como un activo de naturaleza posible, pues dependen de la ocurrencia o no de un suceso para ser reconocidos en los estados financieros. Mientras no suceda el hecho, no pueden ser incluidos como activos en los Estados Financieros de la EMPRESA, solo deben ser revelados.

4.12. Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando la Empresa tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos.

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y la Empresa usa toda la información disponible determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a la revelación en las notas explicativas cuando es posible la salida de recursos, incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos, cuando

corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión producto del paso del tiempo se reconoce como costos financieros en el estado de otros resultados integrales consolidado.

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el abandono y desmantelamiento de ductos, inmuebles y equipo.

La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación fiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan suficiente información disponible para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de otros resultados integrales consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero

3.5.15. Préstamos por pagar

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por EP PETROECUADOR a través de créditos bancarios y ventas anticipadas de crudo, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los créditos bancarios y ventas anticipadas de crudo se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Después del reconocimiento inicial, los créditos y ventas anticipadas que devengan intereses se miden según las instrucciones del MEF y no como disponen las NIIF, posteriormente a costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Las cuentas por pagar a proveedores y acreedores son pasivos financieros a corto plazo registrados por su valor nominal, toda vez que no difieren significativamente de su valor razonable.

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en correspondiente contrato sea pagada o vencida. Cuando un pasivo financiero existente haya sido reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia entre los importes en libros respectivos se reconoce en el estado consolidado de ganancias o pérdidas.

P.18 Para los préstamos por pagar reconocidos al final del periodo sobre el que se informa, una entidad revelará:

- (a) detalles de los incumplimientos durante el período que se refieran al principal, a los intereses, a los fondos de amortización para cancelación de deudas o a las condiciones de rescate relativas a esos préstamos por pagar;
- (b) el importe en libros de los préstamos por pagar que estén impagados al final del periodo sobre el que se informa; y
- (c) si el incumplimiento ha sido corregido o si se han renegociado las condiciones de los préstamos por pagar antes de la fecha de autorización para emisión de los estados financieros

3.5.16. Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar

Los saldos de cuentas por pagar representan obligaciones sobre condiciones normales de operación y no devengan intereses. Las cuentas por pagar se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden a su costo amortizado, utilizando el método de interés de tasa efectiva, debido a la naturaleza de corto plazo, se considera que su valor en libros es el mismo que su valor razonable.

3.5.17. Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales EP PETROECUADOR, recibió recursos monetarios de clientes para efectuar la posteriormente transferencia de los bienes y servicios. Si las ventas se ejecutarán en un plazo menor de 12 meses estos anticipos no se ajustan, si el plazo es mayor, se miden al costo amortizado y su efecto se llevan al resultado del período en el que se ejecutan.

3.5.18. Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de la EP PETROECUADOR se rige por el Código del Trabajo para el personal catalogado como obreros y por la Ley Orgánica de Empresas Públicas para los servidores públicos, las Normas Internas de Administración del Talento Humano de la EP PETROECUADOR y el Contrato Colectivo entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR. Además de las prestaciones legales, los empleados de la EP PETROECUADOR tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como de la remuneración mensual unificada.

P. 158 Aunque esta Norma no requiere la presentación de información a revelar específica sobre los beneficios a los empleados a corto plazo, otras NIIF pueden hacerlo. Por ejemplo, la NIC 24 requiere información a revelar sobre los beneficios a los empleados del personal clave de la gerencia. La NIC 1 *Presentación de Estados Financieros* obliga a revelar información sobre los gastos por beneficios a los empleados.

P. 171 Aunque esta Norma no requiere información a revelar específica sobre los beneficios por terminación, otras NIIF pueden hacerlo. Por ejemplo, la NIC 24 requiere información a revelar sobre los beneficios a los empleados del personal clave de la gerencia. La NIC 1 requiere información a revelar sobre el gasto por beneficios a los empleados.

3.5.19. Beneficios a empleados de corto plazo

Estas obligaciones incluyen salarios, vacaciones y décimo tercer y cuarto salario que representan obligaciones a pagarse a los empleados en un período no mayor de 12 meses, y que se originan de la prestación de servicios del empleado en el período normal de operaciones.

P. 25 Aunque esta Norma no requiere la presentación de información a revelar específica sobre los beneficios a los empleados a corto plazo, otras NIIF pueden hacerlo. Por ejemplo, la NIC 24 requiere información a revelar sobre los beneficios a los empleados del personal clave de la gerencia. La NIC 1 Presentación de Estados Financieros obliga a revelar información sobre los gastos por beneficios a los empleados.

P. 178 El detalle suministrado en las subclasificaciones dependerá de los requerimientos de las NIIF, así como del tamaño, la naturaleza y la función de los importes afectados. Para decidir los criterios de subclasificación, una entidad utilizará también los factores descritos en el párrafo 58. El nivel de información suministrada variará para cada partida, por ejemplo:

- (a) las partidas de propiedades, planta y equipo se desagregarán por clases, de acuerdo con la NIC 16;
- (b) las cuentas por cobrar se desagregarán en importes por cobrar de clientes comerciales, de partes relacionadas, anticipos y otros importes;
- (c) los inventarios se desagregarán, de acuerdo con la NIC 2 Inventarios, en clasificaciones tales como mercaderías, materias primas, materiales, productos en curso y productos terminados.

3.5.20. Beneficios a empleados de largo plazo

Estas obligaciones incluyen los beneficios a empleados post empleo, como son jubilación patronal, desahucio y retiro voluntario. Estas obligaciones se reconocen y miden sobre la base de cálculos actuariales, estimados por un perito independiente, inscrito y calificado en el Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros, aplicando el método de la unidad de crédito proyectada para determinar el valor presente de la obligación futura.

La tasa utilizada para descontar las obligaciones de beneficios post empleo (tanto financiadas como no) se determinará utilizando como referencia los rendimientos del mercado, al final del período sobre el que se informa, correspondientes a las emisiones de bonos u obligaciones empresariales de alta calidad. En ambientes para las cuales no exista un amplio mercado para bonos empresariales de alta calidad, se utilizarán los rendimientos de mercado (al final del período de presentación) de los bonos gubernamentales denominados en esa moneda.

El costo de los servicios presentes o pasados y costo financiero, son reconocidos en los resultados del período en el que se incurren; las nuevas mediciones del pasivo por beneficios definidos se denominan ganancias y pérdidas actuariales y son reconocidos en los Otros Resultados Integrales.

P. 25 Aunque esta Norma no requiere información a revelar específica sobre los otros beneficios a los empleados a largo plazo, otras NIIF pueden requerir información a revelar. Por ejemplo, la NIC 24 requiere información a revelar sobre los beneficios a los empleados del personal clave de la gerencia La NIC 1 requiere información a revelar sobre el gasto por beneficios a los empleados

3.5.21. Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando EP PETROECUADOR tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser

medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos. Cuando el reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental, EP PETROECUADOR usa toda la información disponible para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión producto del paso del tiempo se reconoce como costos financieros en los resultados del año en que se incurren.

3.5.22. Obligaciones por desmantelamiento o retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen, cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el abandono y desmantelamiento de ductos, inmuebles y equipos.

La obligación generalmente surge cuando los activos son instalados o la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo similar riesgo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación fiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan suficiente información disponible para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y en su correspondiente elemento de la propiedad, planta y equipo. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en los resultados del período. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

P. 86 A menos que la posibilidad de una eventual salida de recursos para liquidarla sea remota, la entidad debe dar, para cada tipo 7 de pasivo contingente al final del periodo sobre el que se informa, una breve descripción de la naturaleza del mismo y, cuando fuese posible:

- (a) una estimación de sus efectos financieros, medidos según lo establecido en los párrafos 36 a 52;
- (b) una indicación de las incertidumbres relacionadas con el importe o el calendario de las salidas de recursos correspondientes; y
- (c) la posibilidad de cualquier reembolso

P.87 Para determinar qué provisiones o qué pasivos contingentes pueden agregarse en cada uno de los tipos o clases, es necesario considerar si la naturaleza de las partidas es lo suficientemente similar como para admitir una información común que las abarque todas, para cumplir con los requisitos establecidos en los párrafos 85(a) y (b) y 86(a) y (b). De esta forma, puede resultar apropiado considerar como un solo tipo de provisión, las partidas relativas a las garantías de los diferentes productos, pero podría no resultar apropiado agrupar en un solo tipo de provisión los importes relativos a las garantías comunes y las referidas a procesos legales.

P.88 Cuando nacen, de un mismo conjunto de circunstancias, una provisión y un pasivo contingente, la entidad revelará información complementaria exigida por los párrafos 84 a 86, de manera que se muestren la relación existente entre una y otro.

P.89 En el caso de que sea probable la entrada de beneficios económicos, la entidad revelará en las notas una breve descripción de la naturaleza de los activos contingentes correspondientes, existentes al final del periodo sobre el que se informa y, cuando ello sea posible, una estimación de sus efectos financieros, medidos utilizando los principios establecidos para las provisiones en los párrafos 36 a 52.

P.90 Es muy importante que la información que se suministre sobre los activos de carácter contingente evite las indicaciones que puedan confundir respecto a la posibilidad de la obtención de los ingresos correspondientes.

P.92 En casos extremadamente excepcionales, puede esperarse que revelar la información, total, o parcial, requerida por los párrafos 84 a 89 perjudique seriamente la posición de la entidad, en disputas con terceros sobre las situaciones que contemplan las provisiones, los pasivos contingentes o los activos contingentes. En estos casos, una entidad no necesita revelar la información, pero revelará la naturaleza genérica de la disputa, junto con el hecho de que la información no se ha revelado y las razones por las que han llevado a tomar tal decisión.

4.15. Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes

Los ingresos son reconocidos por la Empresa, considerando el precio establecido en la transacción para el cumplimiento de cada una de las obligaciones de desempeño. La Empresa reconoce el ingreso cuando se ha dado cumplimiento a las obligaciones de desempeño para la transferencia al cliente de los bienes y servicios comprometidos.

El negocio de la EP PETROECUADOR se fundamenta en tres fuentes principales de ingreso con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios asociados al transporte de hidrocarburos y 3) venta de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas fuentes de ingresos obedecen a modalidades de contratos tales como suministro de productos, nominaciones y órdenes de venta. El ingreso generado es reconocido cuando el control de los bienes y servicios es transferido al cliente en un valor que refleje la contraprestación que la Empresa espera recibir a cambio de tales productos y servicios.

A continuación, se describen las principales actividades por cada segmento de negocio, a partir del cual la Empresa genera sus principales ingresos.

Segmento de venta de crudo

Los ingresos por las ventas de petróleo (crudo), se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, considerados sus riesgos y beneficios, cumpliendo así con la obligación de desempeño que tiene la Empresa con sus clientes. Esto ocurre cuando el cliente obtiene el control de los bienes vendidos o suministrados, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de petróleo se realizan generalmente al amparo de contratos anuales o contratos de venta "spot", los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, el cálculo del precio de venta usualmente se basa en bases de precios internacionales; descuentos asociados a la calidad del producto o "bonos"; programación de entrega; multas en caso de incumplimientos). El momento en que un cliente obtiene el control es cuando los productos son entregados en el lugar indicado, de acuerdo con las condiciones pactadas, en las ventas por medio de ductos se produce con la entrega en la unidad de medición, y en el caso de terminales marítimas con la desconexión de la manguera de carga, en todos los casos inspectores certifican la entrega. No hay componentes financieros significativos, salvo en el caso de los contratos de ventas anticipadas citadas en la nota 1.8 de estas notas.

Segmentos de ventas de productos refinados

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, GLP y propanos y gasolinas entre otros, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería a los depósitos de almacenaje y distribución, desde los cuales se realizan las respectivas facturaciones. Los precios se encuentran regulados y establecidos según disposiciones de decretos presidenciales.

En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago, producto de haber cumplido con las obligaciones con los clientes.

Los precios de los derivados de hidrocarburos en el Ecuador son establecidos mediante Decreto Ejecutivo.

Según los análisis y perfiles de riesgo, la Empresa maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

Servicios asociados al transporte de hidrocarburos

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen en la medida en que se presta el servicio al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso.

Componente financiero significativo

Generalmente el cumplimiento de las obligaciones de desempeño y los pagos recibidos de clientes se ejecutan en un corto plazo, por lo cual no existen operaciones que contengan un componente financiero significativo que requiera de algún ajuste de la contraprestación a su valor presente.

Consideraciones variables

Al momento cumplir con las obligaciones establecidas en los contratos con clientes, vía la entrega del producto o la prestación del servicio, pueden existir componentes variables del precio de la transacción tales como el tipo de cambio en las exportaciones de crudo o la fluctuación de precios internacionales. En estos casos, la Empresa efectúa la mejor estimación del precio de la transacción que refleje los bienes y servicios transferidos a los clientes.

En cuanto a las cláusulas de los contratos firmados con clientes, no se contemplan consideraciones variables asociadas a derechos de reembolso, rebajas o descuentos que requieran de una estimación.

Consideraciones no monetarias

La Empresa establece dentro de sus contratos con clientes que la contraprestación será monetaria en todos sus casos, por lo cual no hay consideraciones asociadas a pagos en especie.

Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales la Empresa recibió recursos monetarios de clientes para efectuar posteriormente la transferencia de los bienes y servicios. Estos anticipos realizados por los clientes hacen parte de las políticas y evaluación de riesgo definidas por la Empresa.

Otros ingresos operacionales:

- i) Ingresos por dividendos: Los dividendos son reconocidos por la Empresa, cuando el derecho a recibir el pago queda establecido.
- ii) Ingresos por intereses: Los intereses se reconocen usando el método de tasa de interés efectiva.

3.5.23. Ingresos por venta de crudo

Los ingresos por las ventas de petróleo (crudo), se reconocen en el momento de la transferencia del control o dominio al comprador, considerados sus riesgos y beneficios, usualmente cuando se produce la entrega, cumpliendo así con la obligación de desempeño que tiene EP PETROECUADOR con sus clientes.

Estas ventas se realizan a través de contratos anuales o contratos de venta “*spot*”, los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, el cálculo del precio de venta usualmente se basa en bases de precios internacionales; descuentos asociados a la calidad del producto o “bonos”; programación de entrega; multas en caso de incumplimientos). La entrega se produce, de acuerdo con las condiciones pactadas: En las ventas por medio de ductos, se produce con la entrega en la unidad de medición; En el caso de terminales marítimas, con la desconexión de la manguera de carga. En todos los casos inspectores certifican la entrega.

3.5.23.001. Ventas de productos refinados

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, GLP y propanos y gasolinas entre otros, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería a los depósitos de almacenaje y distribución, desde los cuales se realizan las respectivas facturaciones. Los precios se encuentran regulados y establecidos según disposiciones de decretos presidenciales.

Los precios de los derivados de hidrocarburos en el Ecuador son establecidos mediante Decreto Ejecutivo.

Según los análisis y perfiles de riesgo, EP PETROECUADOR maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

3.5.23.002. Servicios asociados al transporte de hidrocarburos

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen en la medida en que se presta el servicio al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso.

P. 118 Una entidad proporcionará una explicación de los cambios significativos en los saldos del activo del contrato y del pasivo del contrato durante el periodo de presentación. La explicación incluirá información cuantitativa y cualitativa. Ejemplos de cambios en los saldos de los activos del contrato y pasivos del contrato de la entidad son los siguientes:

- (a) cambios debidos a combinaciones de negocios;
- (b) ajustes de recuperación acumulados en ingresos de actividades ordinarias que afectan al correspondiente activo del contrato o pasivo del contrato, incluidos los ajustes que surgen de un cambio en la medición del avance, un cambio en una estimación del precio de la transacción (incluidos los cambios en la evaluación de si una estimación de una contraprestación variable está restringida) o una modificación del contrato;
- (c) deterioro de un activo del contrato;

- (d) un cambio en el marco temporal de un derecho a contraprestación que pasa a ser incondicional (es decir, por un activo del contrato que se reclasifica a una cuenta por cobrar); y
- (e) un cambio en el marco temporal de una obligación de desempeño a satisfacer (es decir, para el reconocimiento de un ingreso de actividades ordinarias que surge de un pasivo del contrato).

3.5.24. Arrendamientos

Como se explica en la nota 2.1.5 anterior, EP PETROECUADOR adoptó la política contable de arrendamientos en la cual es el arrendatario y que se describe en la Nota 37, aplicando un enfoque retroactivo desde el año 2018.

Para cualquier contrato nuevo celebrado a partir del 1 de enero de 2019, EP PETROECUADOR considera si un contrato es o contiene un arrendamiento. Un arrendamiento se define como: un contrato, o parte de un contrato, que transfiere el derecho a usar un activo por un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

Para aplicar esta definición, EP PETROECUADOR evalúa si el contrato cumple con las siguientes condiciones:

- El contrato contiene un activo identificado, que se identifica explícitamente en el contrato o especificado implícitamente al ser identificado en el momento en que el activo se pone a disposición de EP PETROECUADOR.
- EP PETROECUADOR tiene derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos del uso del activo identificado a lo largo del período de uso, considerando sus derechos dentro del alcance definido en el contrato.
- EP PETROECUADOR tiene derecho de disponer del uso del activo identificado durante todo el período de uso. EP PETROECUADOR evalúa si tiene derecho a disponer de un activo, cuando puede determinar el propósito y la manera en que se utiliza el activo durante todo el período de uso.

En la fecha de inicio del arrendamiento, EP PETROECUADOR reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en el balance general. El activo por derecho de uso se mide al costo, que se compone el importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento, cualquier costo directo inicial incurrido por EP PETROECUADOR, una estimación de cualquier costo para dismantelar y eliminar el activo al final del arrendamiento, y cualquier pago de arrendamiento realizado en anticipo de la fecha de inicio del arrendamiento (neto de cualquier incentivo recibido).

EP PETROECUADOR deprecia los activos por derecho de uso de forma lineal desde la fecha de inicio del arrendamiento hasta la fecha final de la vida útil del activo por derecho de uso o al final del plazo del arrendamiento, el que sea menor. EP PETROECUADOR también evalúa el deterioro del activo por derecho de uso cuando existe algún indicio.

Después de la fecha de inicio, EP PETROECUADOR reconoce el importe de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso. Sin embargo, si el importe en libros del activo por derecho de uso se reduce a cero y se produce una reducción adicional en la medición del pasivo por arrendamiento, el importe restante de la nueva medición se reconoce en el resultado del período.

P. 37 El interés de un pasivo por arrendamiento en cada periodo durante el plazo del arrendamiento será el importe que produce una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo por arrendamiento. La tasa periódica de interés es la tasa de descuento descrita en el párrafo 26, o, si es aplicable, la tasa de descuento modificada descrita en el párrafo 41, el párrafo 43 o el párrafo 45(c).

P. 47 Un arrendatario presentará en el estado de situación financiera o en las notas

- (a) Los activos por derecho de uso por separado de otros activos. Si un arrendatario no presenta los activos por derecho de uso por separado en el estado de situación financiera, el arrendatario:
 - (i) incluirá los activos por derecho de uso dentro de la misma partida de los estados financieros que le hubiera correspondido a los activos subyacentes de haber sido de su propiedad;
 - (ii) revelará qué partidas del estado de situación financiera incluyen esos activos de derechos de uso.

- (b) los pasivos por arrendamiento por separado de otros pasivos. Si el arrendatario no presenta pasivos por arrendamiento de forma separada en el estado de situación financiera, el arrendatario revelará que partidas del estado de situación financiera incluyen esos pasivos.

P. 53 Un arrendatario revelará los siguientes importes para el periodo sobre que se informa:

- (a) cargo por depreciación de los activos por derecho de uso por clase de activo subyacente;
- (b) gasto por intereses por los pasivos por arrendamiento;
- (c) el gasto relacionado con arrendamientos a corto plazo contabilizados aplicando el párrafo 6. Este gasto no necesita incluir el gasto relacionado con arrendamientos de duración igual o inferior a un mes;
- (d) el gasto relacionado con arrendamientos de activos de bajo valor contabilizados aplicando el párrafo 6.

Este gasto no incluirá el relativo a arrendamientos a corto plazo de activos de bajo valor incluidos en el párrafo 53(c);

- (e) el gasto relativo a pagos por arrendamiento variables no incluidos en la medición de los pasivos por arrendamiento;
- (f) ingresos por subarrendamientos de los derechos de uso de activos;
- (g) salidas de efectivo totales por arrendamientos;
- (h) incorporaciones de activos por derecho de uso;
- (i) ganancias o pérdidas que surgen de transacciones de venta con arrendamiento posterior; y
- (j) el importe en libros de los activos por derecho de uso al final del periodo sobre el que se informa por clase del activo subyacente.

P. 57 Si un arrendatario mide los activos por derecho de uso a importes revaluados aplicando la NIC 16, el arrendatario revelará la información requerida por el párrafo 77 de la NIC 16 para esos activos por derecho de uso.

P.59 Además, de la información a revelar requerida por los párrafos 53 a 58, un arrendatario revelará información cualitativa y cuantitativa adicional sobre sus actividades de arrendamiento necesaria para cumplir el objetivo de información a revelar

del párrafo 51 (como se describe en el párrafo B48). Esta información adicional puede incluir, pero no limitarse a, información que ayude a los usuarios de los estados financieros a evaluar:

- (a) la naturaleza de las actividades por arrendamiento del arrendatario;
- (b) salidas de efectivo futuras a las que el arrendatario está potencialmente expuesto y no están reflejadas en la medición de los pasivos por arrendamiento. Esto incluye la exposición que surge de:
 - (i) pagos por arrendamiento variables (como se describe en el párrafo B49);
 - (ii) opciones de ampliación y opciones de terminación (como se describe en el párrafo B50);
 - (iii) garantías de valor residual (como se describe en el párrafo B51); y
 - (iv) arrendamientos todavía no comenzados a los que se compromete el arrendatario.
- (c) restricciones o pactos impuestos por los arrendamientos; y
- (d) transacciones de venta con arrendamiento posterior (como se describe en el párrafo B52).

3.5.25. Gastos financieros

Los gastos financieros corresponden a los intereses de préstamos y financiaciones que no pueden ser atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, y los efectos de instrumentos financieros a valor razonable utilizando el método de tasa de interés efectiva, en el resultado del período.

P.26 Una entidad revelará:

- (a) el importe de los costos por préstamos capitalizados durante el periodo; y
- (b) la tasa de capitalización utilizada para determinar el importe de los costos por préstamos susceptibles de capitalización.

3.5.26. Impuestos y gravámenes

3.5.26.001. Impuestos a las ganancias

Las empresas públicas en el Ecuador se encuentran exentas del pago del impuesto a las ganancias (Impuesto a la Renta), por lo tanto, la administración no realiza ningún análisis de impuestos corrientes e impuestos diferidos.

3.5.26.002. Gravámenes

EP PETROECUADOR reconoce en el resultado del periodo costos y gastos por otros tributos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como la contribución mensual a la Contraloría General del Estado, impuestos y tasas municipales en todos los cantones en los que tiene propiedades que gravan los ingresos obtenidos en los municipios por el desarrollo de actividades comerciales, industriales y de servicios.

3.5.27. Activos y pasivos financieros no derivados

3.5.27.001. Activos financieros

Los préstamos y cuentas por cobrar se reconocen inicialmente al costo de la fecha en que se originan y posteriormente al costo amortizado bajo el método de tasa de interés efectiva. Todos los otros activos financieros, se reconocen inicialmente a la fecha de la transacción en la que EP Petroecuador, se hace parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

EP Petroecuador da de baja un activo financiero cuando los derechos contractuales a los flujos de efectivo derivados del activo expiran o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales del activo financiero en una transacción en la que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y derechos relacionados con la propiedad del activo. Los activos financieros no derivados de EP PETROECUADOR incluyen el efectivo y equivalentes de efectivo, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

La pérdida por deterioro de un activo financiero es registrada en los resultados del período. Los criterios de evidencia objetiva evaluados para determinar si un activo está deteriorado son:

- Mora o incumplimiento por parte de un deudor
- EP PETROECUADOR ha agotado todas las instancias del cobro de la deuda en un período de tiempo razonable.
- La reestructuración de un monto adeudado a EP PETROECUADOR en términos y condiciones diferentes a las cuales la EP PETROECUADOR desarrolla sus operaciones normales.
- Información financiera que indican la existencia de un descenso medible en los flujos de efectivo esperados del activo

3.5.27.002. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente al costo de la fecha en que se originan y posteriormente al costo amortizado bajo el método de tasa de interés efectiva. Todos los otros pasivos financieros, se reconocen inicialmente a la fecha de la transacción en la que EP PETROECUADOR hace parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

EP PETROECUADOR da de baja al pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales se cancelan o expiran. Los pasivos financieros no derivados de la EMPRESA que se llevan bajo esta política corresponden a los préstamos y obligaciones, títulos de deuda, sobregiros bancarios, acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.

Los activos y pasivos financieros pueden ser compensados y el monto neto presentado en el estado de situación financiera, cuando y solo cuando, EP PETROECUADOR cuenta con un derecho legal para compensar montos y tiene el propósito de liquidar por el importe neto o de realizar el activo y el pasivo simultáneamente.

P. 39 Una entidad revelará:

(a) Un análisis de vencimientos para pasivos financieros no derivados (incluyendo contratos de garantía financiera emitidos) que muestre los vencimientos contractuales remanentes.

(b) Un análisis de vencimientos para pasivos financieros derivados. El análisis de vencimientos incluirá los vencimientos contractuales remanentes para aquellos pasivos financieros derivados en los que dichos vencimientos contractuales sean esenciales para comprender el calendario de los flujos de efectivo (véase el párrafo B11B).

(c) Una descripción de cómo gestiona el riesgo de liquidez inherente en (a) y (b).

3.5.28. Deterioro de activos no financieros

Los activos sujetos de depreciación y amortización son evaluados a la fecha del estado de situación financiera, para determinar cualquier indicio de deterioro. Si existen tales indicios, entonces se estima y compara el importe recuperable con su valor en libros. Si el importe recuperable estimado es menor, el valor en libros es ajustado y una pérdida por deterioro de valor es reconocida en los resultados.

Detalle de la diferencia acontecimientos relevantes considerados:

En mayo de 2013, la NIC 36 fue modificada por Información a Revelar sobre el Importe Recuperable de Activos no Financieros (Modificaciones a la NIC 36). Las modificaciones requerían revelar información sobre el importe recuperable de activos con deterioro de valor, si ese importe se basa en el valor razonable menos los costos de disposición y revelar información adicional sobre la medición del valor razonable.

A6. Sin embargo, el enfoque tradicional puede no resultar adecuado para tratar algunos problemas complejos de medición, tales como la medición de activos no financieros, en los que no exista mercado ni para la partida ni para otros elementos comparables. La correcta búsqueda de la “tasa que corresponde al riesgo” exige analizar, al menos, dos elementos: el activo que se puede encontrar en el mercado y tiene una tasa de interés

observable y el activo que está siendo medido. La tasa de descuento adecuada para los flujos de efectivo que están siendo medidos, debe inferirse de la tasa de interés observable en ese otro activo.

3.5.28.001 Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP Compañía de Economía Mixta

EP PETROECUADOR con el 51% y PDVSA ECUADOR S.A con el 49%, son accionistas de la compañía Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP Compañía de Economía Mixta (RDP – CEM) cuyo capital total es de USD \$ 464 000 000. La EP PETROECUADOR ha invertido como capital en la compañía el valor de USD \$ 236 640 000.

Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP Compañía de Economía Mixta (RDP – CEM) fue constituida el 24 de julio del 2008, se encuentra domiciliada en la ciudad de Manta en la Provincia de Manabí. Su objeto social es: “Realizar actividades de diseño, construcción, operación y mantenimiento de refinerías, de módulos de mejoramiento para crudos pesados y extra pesados, de producción de fracciones petroquímicas como propileno, etileno, BTX y gasóleos para lubricantes y de almacenamiento de crudos y de derivados y de sus terminales terrestres y marítimos respectivos, de oleoductos, poliductos y gasoductos para el transporte de crudo y de sus varios tipos de mezclas y también de combustible”.

El Intendente de Compañías de Portoviejo de la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros, declaró a la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP - Compañía de Economía Mixta (RDP – CEM), inactiva el 24 de julio del 2018 y actualmente se encuentra en proceso de liquidación por disolución de pleno derecho, inscrita en el Registro Mercantil el 12 de marzo del 2019, en virtud de la causal prevista en el P. 6 del artículo 360 de la Ley de Compañías.

3.5.28.002 Proyecto de evaluación técnica con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) a cinco proyectos emblemáticos ejecutados por EP PETROECUADOR

El 22 de diciembre de 2017, el Ministerio de Hidrocarburos (actualmente Ministerio de Energía y Recursos no Renovables), la EP PETROECUADOR y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) suscribieron el “Proyecto de Evaluación técnica de proyectos gestionados por la Empresa Pública de Hidrocarburos de Ecuador – EP PETROECUADOR”, Número de Proyecto 00107601, con fecha de inicio enero de 2018 y fecha de finalización julio de 2018.

El objeto del proyecto fue solicitar la cooperación del PNUD, a fin de llevar adelante la contratación ágil, competitiva y transparente de una evaluación técnica conducida por empresas internacionales especializadas.

Los proyectos objeto de la evaluación técnica internacional fueron: la Refinería Estatal de Esmeraldas, al Refinería del Pacífico, la Planta de gas natural licuado de Bajo Alto, el Terminal Marítimo de Monteverde y el Poliducto Pascuales Cuenca.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados de los proyectos evaluados, su presupuesto inicial y costo final estimado:

Referencia	Nombre del Proyecto	Costo inicial USD \$ (millones)	Costo final estimado USD \$ (millones)
2.8.1	Refinería Estatal de Esmeraldas	754	2,230
2.8.2	Refinería del Pacífico	1,245	1,531
2.8.3	Terminal Marítimo de Monteverde	210	371
2.8.4	Proyecto Poliducto Pascuales Cuenca	250	623
2.8.5	Planta de Licuefacción de Gas Natural en Bajo Alto	76	112
TOTAL		2,535	4,867

El proyecto de la Refinería del Pacífico no fue administrado por la EP PETROECUADOR, estuvo y está bajo la administración de la empresa Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP Compañía de Economía Mixta (RDP – CEM) en liquidación.

Mediante Oficio No. PETRO PGG 2019 0213 O de 19 de marzo de 2019, la EP PETROECUADOR, en respuesta al Oficio No. 19S 00149 P/00107601/G de 27 de febrero del 2019, ratificó al Representante del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, su interés en contar con el aporte del PNUD y su acuerdo en aprobar una enmienda para extender el proyecto por 12 meses adicionales, para estructurar de mejor manera los siguientes proyectos actualmente considerados en el campo petrolero:

- Análisis del parque refinador y proyectos de nuevas refinerías en el Ecuador;
- Estudio sobre diversificación de la matriz energética del Ecuador con la inclusión de Gas Natural:
- Optimización de importación de derivados para demanda de la Zona Sur y almacenamiento en Monteverde;
- Electrificación de SOTE
- La extensión del proyecto incluye la solicitud de contratación de empresas internacionales de probada experiencia en el “*downstream*”, para un trabajo conjunto con PNUD y la EP PETROECUADOR.

3.5.28.003 Refinería de Esmeraldas

La Refinería Estatal de Esmeraldas es el principal centro refinador del Ecuador con una capacidad de producción de 110,000 barriles por día (BPD).

En noviembre del 2007 mediante Decreto Ejecutivo No. 766, la REE fue declarada en emergencia e inició el denominado proyecto de rehabilitación de la Refinería.

El proyecto de Rehabilitación contó en el año 2011 con un presupuesto de USD \$ 755 millones, pero debido a la falta de planificación del proyecto, el inadecuado gerenciamiento y las modalidades de contratación utilizadas (Régimen Especial Giro específico del Negocio, Emergencia y Contratos Complementarios) se presentaron sobrepresos y el proyecto habría costado el valor estimado de USD \$ 1 223 millones, conforme se puede apreciar en el cuadro que consta a continuación y que fue presentados por el consorcio Español I.C.C Ingenieros S.A TECNATOM (contratados

por el PNUD) en el informe de la razonabilidad de los costos efectuados durante la rehabilitación y repotenciación de la Refinería de Esmeraldas en diciembre del 2018:

Comparación presupuestada vs contratado por proyecto del Programa de Rehabilitación de REE

Fase	Proyecto	Presupuesto 2011 US\$	Total contratado US\$	Desviación	
				US\$	%
Fase de sostenimiento	1	4,493,084	4,493,084	0	0%
	2	3,654,552	3,649,619	4,933	0%
	3	9,740,110	9,336,771	403,339	4%
	4	7,181,650	10,089,850	2,908,200	40%
	5	60,000,000	77,415,746	17,415,746	29%
	6	9,545,218	54,409,511	44,864,293	470%
	7	5,595,294	47,993,404	42,398,110	758%
	8	4,723,921	36,422,066	31,698,145	671%
	9	5,040,000	63,281,196	58,241,196	1156%
	10	10,956,778	24,166,130	13,209,353	121%
	11	53,777,165	87,168,991	33,391,826	62%
Fase I	12	230,897,614	489,764,910	258,867,296	112%
Fase II	13	349,304,300	315,349,909	33,954,391	10%
Total		754,909,686	1,223,541,188	468,631,503	62%

El proyecto fue entregado el 17 de diciembre del 2015 y según los estudios técnicos presenta daños, por lo que requiere mantenimiento en muchas de sus unidades para su adecuado funcionamiento, lo que implica un paro programado para realizar nuevas contrataciones, que se realizaron en el año 2019.

3.5.28.004 Refinería del Pacífico

El 24 de Julio del 2008 se constituyó la compañía Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP Compañía de Economía Mixta (RDP – CEM) (véase información societaria de la compañía en el P. 2.7) a fin de ejecutar el proyecto de construcción de una Refinería en la comunidad “El Aromo” provincia de Manabí

El proyecto estaba previsto para entrar en funcionamiento en el año 2013, y permitiría satisfacer la demanda de combustibles del mercado ecuatoriano (gasolinas, diesel, jet fuel) y exportar sus excedentes a mercados estratégicos. Sería capaz de procesar 300.000 (BPD) y productos Petroquímicos para consumo interno y de exportación.

El DNASD SD 2019 0000206.

La Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP Compañía de Economía Mixta (RDP - CEM) entró en liquidación conforme oficio No. SCVS-SG-2019-00016117-0 del 13 de marzo de 2019 de la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros, mediante Resolución N° SCVS-INC-DNASD-SD-2019-0000206.

3.5.28.005 Terminal Marítimo de Monteverde

El 25 de julio del 2007, la EP PETROECUADOR y la Empresa Pública Flota Petrolera Ecuatoriana EP FLOPEC (de aquí en adelante EP FLOPEC) suscribieron el Convenio de Alianza Estratégica No. 2007207 con el objeto de ejecutar la “Construcción del Sistema de Almacenamiento de GLP en tierra en Monteverde y obras complementarias”. Para el efecto, el 29 de diciembre de 2009, EP FLOPEC en calidad de Prestatario, el Banco del Estado en calidad de Prestamista y el Banco Central del Ecuador en calidad de Agente Fiduciario, suscribieron un contrato de Préstamo y Fideicomiso por el monto de USD \$ 100.000.000, destinados a cofinanciar la construcción del terminal marítimo y planta de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en la comuna de Monteverde, provincia de Santa Elena.

El 9 de noviembre del 2012, EP FLOPEC y EP PETROECUADOR suscribieron el Convenio Modificadorio al Convenio de Alianza Estratégica No. 2012037, en el que se conviene la transferencia de dominio de los activos a título gratuito y pasivos del Terminal Marítimo y Terminal de Almacenamiento de GLP en Monteverde por parte de EP FLOPEC a favor de EP PETROECUADOR.

El 3 de junio del 2016, EP PETROECUADOR y EP FLOPEC suscribieron el Acta de Entrega Recepción Total y Definitiva del Terminal de Monteverde, en la que se establece que EP PETROECUADOR asumirá el saldo de la Deuda de EP FLOPEC con el Banco del Estado. Subsecuentemente, se suscribe entre las partes el Convenio Interinstitucional para el cumplimiento de la Obligación de Pago del Contrato de Préstamo suscrito el 29 de diciembre del 2009, en el que se determina que el saldo del crédito es de USD \$ 51 592 710, a dicha fecha, consecuente, la EP PETROECUADOR se obliga a

transferir los fondos de cada cuota o dividendo a EP FLOPEC, de manera trimestral, hasta noviembre de 2019 cuando se completa el pago.

En el informe técnico presentado por el consorcio Español I.C.C Ingenieros S.A TECNATOM (contratado por la PNUD) se señala que el proyecto terminal marítimo Monteverde pasó de un costo de USD \$ 210 millones a USD \$ 371 millones.

3.5.28.006 Poliducto Pascuales Cuenca

El 17 de octubre de 2013, la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, a través de la Gerencia de Transporte y Almacenamiento, suscribió con la Constructora Norberto Odebrecht, el Contrato No. TGER 2013299, con el objeto de: “ejecutar, terminar y entregar a entera satisfacción de la CONTRATANTE la construcción del Poliducto Pascuales Cuenca y sus estaciones”, por un valor de USD \$ 369.976.791 y un plazo de 700 días calendario.

El Poliducto Pascuales Cuenca, se desarrolló en las provincias de Guayas, Cañar y Azuay, con una longitud de 215 Km, en dos tramos. El primer tramo inicia en la ciudad de Guayaquil en la Terminal Pascuales, continúa en la estación El Chorrillo, hasta la Terminal La Troncal. El Segundo Tramo va desde la Terminal La Troncal, Estaciones La Delicia, Ducur y Charcay y concluye en la Terminal Cuenca. En las Terminales La Troncal y Cuenca se realiza el almacenamiento, bombeo y distribución de gasolina, diésel y gas licuado de Petróleo.

Según el informe técnico presentado por ABS Group (contratado por el PNUD), existe una inadecuada planificación para el desarrollo y ejecución del Poliducto Pascuales Cuenca, que no se encuentra enmarcado dentro de los estándares internacionales para este tipo de proyectos, actualmente se presentan problemas técnicos, deficiencias en el diseño fallas mecánicas y problemas de operatividad. También existe preocupación por la Estabilidad de los tanques de almacenamiento ya que la terminal se encuentra al pie de una montaña, y afectaciones al medio ambiente.

En el informe técnico presentado por ABS Group en el mes de diciembre del 2018, se señala que la obra tuvo un sobreprecio del 150% pasó de costar USD \$ 250 millones a USD \$ 623 millones.

3.5.28.007 Planta de Licuefacción de Gas Natural de Bajo Alto

EP PETROECUADOR y la compañía Ros Roca Indox Cryo Energy, celebraron el contrato para la provisión, instalación y puesta en marcha de una planta de licuefacción de gas natural, ubicada en el sector de Bajo Alto, cantón El Guabo, provincia de El Oro, con una capacidad de 200 toneladas métricas por día (TMD), provenientes del campo Amistad. El costo inicial de esta obra fue de USD \$ 55 millones, sin embargo, hasta la fecha ha superado los USD \$ 60 millones, debido a gastos adicionales de reparación y fiscalización.

Por otro lado, se ha reportado que existen costos indirectos relacionados con este proyecto, tales como los USD \$ 10 millones en pérdidas por subutilización de la planta; USD \$ 80 millones de indemnización que Ecuador pagó a la multinacional Energy Development Company (EDC), por la infraestructura del bloque Amistad y la generadora térmica Machala Power.

En febrero del 2015, la compañía Ros Roca Indox Cryo Energy abandonó las instalaciones de la Planta de Licuefacción, mientras se encontraba en trámite la terminación unilateral del contrato, paralizando las actividades de producción de gas natural licuado de la Planta de Bajo Alto, provocando que se suspenda la provisión de este combustible a las industrias durante dos meses.

Dentro de este caso, EP PETROECUADOR mantiene dos procesos en contra de la compañía Ros Roca Indox Cryo Energy por el delito de paralización de un servicio público, conforme al artículo 346 del Código Integral Penal, y por daños y perjuicios ocasionados en la ejecución del contrato.

La Planta de Licuefacción de Gas Bajo Alto se está hundiendo debido a fallas de diseño y construcción deficientes. Por lo que se requiere la ejecución de obras adicionales para subsanar estos problemas, su costo inicial estimado fue de USD \$ 36 millones, pero se

estima un costo total de USD \$ 76 millones. Los motores de generación eléctrica, reconvertidos de diésel a gas, no funcionan, lo cual representaría una pérdida anual estimada de USD \$ 1,8 millones.

3.5.28.008 Cooperación Interinstitucional entre el Ministerio de Finanzas y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR

El 3 de diciembre del 2014, se celebró el Convenio No. 2014133 de Cooperación Interinstitucional entre el Ministerio de Finanzas y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, con el siguiente objeto:

“4.1. Podrán participar de manera coordinada para la obtención de cualquier tipo de financiamiento, líneas de crédito y demás figuras similares, para el cumplimiento de objetivos prioritarios del Gobierno Nacional.

4.2. EP PETROECUADOR podrá gestionar la obtención de Líneas de Crédito que requiera el Ministerio de Finanzas para el financiamiento de programas y/o proyectos estratégicos y/o prioritarios que contribuyan al desarrollo humano y buen vivir de la población ecuatoriana; a su vez el Ministerio de Finanzas podrá gestionar la obtención de Líneas de Crédito que requiera la EP PETROECUADOR para el financiamiento de sus proyectos o programas de inversión.”

En la Cláusula Quinta se estipulan las obligaciones de las partes, siendo las de EP PETROECUADOR, las siguientes:

“5.1.1. Gestionar ante entidades financieras o empresas la obtención de créditos internacionales para el financiamiento de programas y/o proyectos estratégicos y/o prioritarios para el Estado, cuya ejecución se coordinará con el ente rector de las finanzas públicas.

5.1.2. EP PETROECUADOR intervendrá en el contrato de endeudamiento público en calidad de prestatario, por requerimiento del Ministerio de Finanzas conforme a las competencias que se le asignan a este instrumento.

5.1.3. Los recursos, producto de las operaciones de crédito instruidas por el Ministerio de Finanzas, en los casos que corresponda serán gestionados de conformidad con las instrucciones del ente rector de las finanzas públicas.

5.1.4. EP PETROECUADOR, en coordinación con las unidades competentes del Ministerio de Finanzas, requerirán del Comité de Deuda y Financiamiento, las autorizaciones debidas, de conformidad con los procedimientos establecidos en el ordenamiento jurídico.”

En el informe DNA3 0007 2018, mediante el cual la Contraloría General del Estado realiza el Examen especial a la legalidad, fuentes y usos de la deuda pública interna y externa en el Ministerio de Economía y Finanzas, Banco Central del Ecuador, Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo y demás entidades relacionadas con la contratación y uso de los recursos públicos provenientes de la deuda interna y externa, por el período comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 24 de mayo de 2017, se efectúa la siguiente recomendación en relación al Convenio Interinstitucional antes descrito:

A la Ministra de Economía y Finanzas y el Gerente General de EP
Petroecuador

13. Coordinarán las acciones legales y técnicas que permitan mediante Resolución motivada, dejar insubsistente el Convenio de Cooperación Interinstitucional 2014133, considerando que el responsable del componente de endeudamiento público y por lo tanto de gestionar créditos, y/o líneas de financiamiento para la caja fiscal es el Ministerio de Economía y Finanzas y en ningún caso Petroecuador que deberá limitar tales actividades a las que, de ser el caso, sean estrictamente requeridas para el financiamiento de sus operaciones, previo al cumplimiento de los requisitos legales previstos para el efecto, entre ellos, la suscripción de un convenio de restitución de valores.”

Bajo este contexto con fecha 27 de diciembre del 2018, la EP PETROECUADOR y el Ministerio de Finanzas, suscriben el Convenio No. 2018362 de Terminación por Mutuo

Acuerdo del Convenio de Cooperación Interinstitucional No. 2014133, estipulando en la Cláusula Cuarta: Terminación, lo siguiente:

“De mutuo acuerdo, las Partes convienen dar por terminado y dejar sin efecto las cláusulas y obligaciones derivadas del Convenio de Cooperación Interinstitucional No. 2014133 de 3 de diciembre de 2014, manteniendo la obligación contenida en la Cláusula 5.2.6 que continuará vigente hasta que se extingan las obligaciones derivadas del Convenio de Préstamo suscrito entre la EP PETROECUADOR y el Industrial and Commercial Bank of China Limited (ICBC), el 22 de enero de 2016 y de este modo las entidades públicas del Ecuador puedan cumplir sus compromisos asumidos internacionalmente.”

3.5.28.009 Contratos de financiamiento

EP PETROECUADOR ha suscrito contratos de financiamiento que han sido objetados por la Contraloría General del Estado, la cual realizó el “Examen especial a la legalidad, fuentes y usos de la deuda pública interna y externa en el Ministerio de Economía y Finanzas, Banco Central del Ecuador, Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo y demás entidades relacionadas con la contratación y uso de los recursos públicos provenientes de la deuda interna y externa” (Informe DNA3 0007 2018), por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 24 de mayo de 2017. En el informe aprobado el 6 de abril de 2018, emitió la siguiente recomendación al Ministerio de Economía y Finanzas y a EP PETROECUADOR:

“Coordinarán las acciones legales y técnicas que permitan mediante Resolución motivada, dejar insubsistente el Convenio de Cooperación Interinstitucional 2014133, considerando que el responsable del componente de endeudamiento público y por lo tanto de gestionar créditos, y/o líneas de financiamiento para la caja fiscal es el Ministerio de Economía y Finanzas y en ningún caso Petroecuador que deberá limitar tales actividades a las que, de ser el caso, sean estrictamente requeridas para el financiamiento de sus operaciones, previo al cumplimiento de los requisitos legales previstos para el efecto, entre ellos, la suscripción de un convenio de restitución de valores.”

Además, el Informe incluye la información relevante:

“Los recursos naturales no renovables y entre ellos, el petróleo, son de propiedad del Estado, gestionados por EP PETROECUADOR”, y más adelante se aclara: “La propiedad del crudo como recurso natural no renovable le pertenece al Estado y no a la empresa pública EP PETROECUADOR”.

Indica también: “Petroecuador no puede gestionar la obtención de financiamiento para el Presupuesto General del Estado, pues, se trata de una actividad legalmente encomendada al Ministerio de Economía y Finanzas y, en este sentido, Petroecuador únicamente puede intervenir en operaciones de crédito que se destinen para uso de la estatal petrolera, en proyectos de inversión y programas afines con su objeto y misión, mas no para la obtención de liquidez para la caja fiscal. La participación de Petroecuador en una operación de financiamiento a cargo del Ministerio de Economía y Finanzas está, entonces, especialmente limitada”.

3.5.28.010 Crédito con el Industrial and Commercial Bank of China Limited (ICBC)

EL 22 de enero del 2016, EP PETROECUADOR suscribió un Convenio de Línea de Crédito con el Industrial and Commercial Bank of China Limited “ICBC”, Shanghai Pilot Free Trade Zone Branch, The Export Import Bank of China, China Minsheng Banking Corp., Deutsche Bank y Sociéte Générale, por un monto de hasta USD \$ 970 millones.

En el referido Convenio de Línea de Crédito se estipuló que EP PETROECUADOR podía acceder de acuerdo al cronograma de desembolsos aprobado, a un compromiso adicional por el monto de USD \$ 150 millones. En tal virtud, el Ministerio de Economía y Finanzas a través del Subsecretario de Financiamiento Público, informó el 12 de julio del 2017 a la EP PETROECUADOR, que en su calidad de ente rector de las finanzas públicas ha realizado las gestiones necesarias para acceder al segundo desembolso, que corresponde a un valor de USD \$ 150 millones. Solicitando a la EP PETROECUADOR la suscripción de un Convenio Modificatorio al Convenio de Crédito suscrito el 22 de enero del 2016 con el Industrial and Commercial Bank of China Limited, Shanghai Pilot Free Trade Zone Branch, para la obtención de dichos recursos.

El 22 de diciembre del 2017, la EP PETROECUADOR y los Agentes, Industrial and Commercial Bank of China Limited y Shanghai Pilot Free Trade Zone Branch, suscriben el Convenio Modificatorio al Convenio de Línea de Crédito por el valor de USD \$ 150 millones.

A continuación, se presenta el detalle de pago de capital intereses de los dos desembolsos y proyección de las cuotas restantes que concluirían para el segundo tramo el 22 de febrero del 2021.

Período	Primer Tramo		Segundo Tramo		Valor Total	Fecha de transferencia
	Capital	Intereses	Capital	Intereses		
1	41,000	14,011			55,011	18/5/2016
2	41,000	13,670			54,670	17/8/2016
3	41,000	13,538			54,538	17/11/2016
4	41,000	12,160			53,160	15/2/2017
5	41,000	11,764			52,764	17/5/2017
6	41,000	11,618			52,618	22/8/2017
7	41,000	11,027			52,027	24/11/2017
8	41,000	10,664	11,500	1,581	64,745	22/2/2018
9	41,000	10,127	11,500	2,851	65,478	18/5/2018
10	41,000	9,712	11,500	2,735	64,947	20/8/2018
11	41,000	8,821	11,500	2,485	63,806	19/11/2018
12	41,000	8,383	11,500	2,363	63,246	21/2/2019
13	41,000	7,254	11,500	2,046	61,800	22/5/2019
14	41,000	6,327	11,500	1,786	60,613	20/8/2019
Subtotal	574,000	149,076	80,500	15,847	819,423	
15	41,000	5 238	11,500	1,480	53,980	19/11/2019
16	41,000	4 365	11,500	1,235	53,735	21/2/2020
17	41,000	3 492	11,500	990	53,490	22/5/2020
18	41,000	2 619	11,500	745	53,245	20/8/2020
19	41,000	1 746	11,500	500	53,000	19/11/2020
20	41,000	873	11,500	256	53,629	21/2/2021
Subtotal	246,000	873	69,000	5,206	321,079	
TOTAL	820,000	149,949	149,500	21,053	1,140,502	

En el informe DNA3 0007 2018 se efectúa la siguiente recomendación en relación al: “Convenio de crédito suscrito entre EP Petroecuador y el Industrial and Comercial Bank of China Limited (ICBC), gestionado por la Estatal Petrolera y sin Convenio de Restitución”, lo siguiente:

“A la ministra de Economía y Finanzas y el Gerente General de EP PETROECUADOR coordinarán las acciones legales que permitan suscribir el convenio de restitución de valores correspondiente al contrato de crédito con el ICBC por USD \$ 970.000.000”

Es así que, el 30 de mayo del 2018, el Estado Ecuatoriano representado por el Subsecretario de Financiamiento Público y la EP PETROECUADOR, suscribieron el Convenio para Restitución de Valores al Estado Ecuatoriano, signado con el número 2018230, con el objeto de establecer los términos y condiciones financieras en los que

la EP PETROECUADOR, en calidad de prestataria, se obliga a restituir al "ESTADO", los valores que éste llegare a pagar en su condición de garante, a los prestamistas constantes en el Convenio de Línea de Crédito suscrito con el Industrial and Commercial Bank of China Limited "ICBC", Shanghai Pilot Free Trade Zone Branch, The Export Import Bank of China, China Minsheng Banking Corp., Deutsche Bank y Société Générale, por un monto de hasta USD \$ 970 millones, además de los costos financieros respectivos, costos y gastos de cobranza.

Las obligaciones pagadas por el "ESTADO" por la ejecución de la garantía, automáticamente serán consideradas de plazo vencido y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, quedará constituida en mora del pago de aquellas, sin necesidad de requerimiento de pago ante autoridad alguna, lo cual acepta en forma expresa EP PETROECUADOR.

Para afianzar el pago de las obligaciones contraídas por la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, con los prestamistas ICBC Shanghai Pilot Free Trade Zone Branch, Industrial and Commercial Bank of China Limited (ICBC), el Export-Import Bank of China y China Minsheng Banking Corp. Ltd., Deutsche Bank AG y otra entidad financiera, así como para la restitución estipulada en esta cláusula, la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, se obliga con el "ESTADO", a suscribir luego de la firma de éste convenio, el Contrato de Agencia Fiscal con el Banco Central del Ecuador y el Estado ecuatoriano, representado por el Ministerio de Economía y Finanzas, mediante el cual autorizará en forma expresa e irrevocable al Banco Central del Ecuador, la retención en las proporciones debidas de los recursos de

la cuenta o cuentas que posea o poseyere en dicha entidad, así como también, de rentas que posea o que le fueren asignadas en el futuro a través del Banco Central del Ecuador, para realizar el pago de los dividendos, intereses y comisiones que se estipulan en los documentos de garantía anteriormente mencionados, así como también, para la restitución de los valores que llegare a pagar el "ESTADO" por la ejecución de tal garantía, inclusive los costos financieros, las costas y gastos de cobranza, conforme a lo estipulado en el párrafo primero de esta cláusula.

Si por cualquier razón, el Banco Central del Ecuador, no pudiere cumplir con sus obligaciones de Agente Fiscal que se establecieron en el respectivo Contrato de Agencia Fiscal a celebrarse, PETROECUADOR- EP, autoriza al "ESTADO", a través del Ministerio de Economía y Finanzas, para que se haga el pago de los valores cancelados por la ejecución de la garantía especificada en el párrafo primero, además de las respectivas costas y gastos de cobranza: (i) con aplicación a cualquiera de los recursos que éste debe transferir, directa o indirectamente a la Empresa PETROECUADOR-EP, en concepto de asignaciones establecidas por la ley o por el Presupuesto General del Estado; y, (ii) con cargo a los recursos de la cuenta o cuentas que mantenga PETROECUADOR- EP en cualquier institución financiera pública, conforme a lo previsto en el segundo inciso del artículo 147 del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas.

En los casos en los que el "ESTADO" se hiciere pago de valores adeudados, de conformidad con cualquiera de los mecanismos previstos en el párrafo que precede, el Ministerio de Economía y Finanzas comunicará para los fines consiguientes, al Banco Central del Ecuador y a PETROECUADOR-EP, sobre el cobro o cobros efectuados.

Sin perjuicio de lo acordado en los párrafos anteriores, de no haber recursos de PETROECUADOR-EP, para la restitución de valores al "ESTADO" bajo los mecanismos indicados en esta cláusula, el "ESTADO" queda facultado para iniciar la acción o acciones legales, judiciales y extrajudiciales que faculte la Ley, para el cobro de las obligaciones adeudadas por PETROECUADOR- EP.

En caso de cobro a través de la vía judicial, serán de cuenta de PETROECUADOR-EP, las costas y gastos de cobranza, inclusive el honorario del o los abogados patrocinadores del acreedor.”

En la cláusula Quinta del Convenio, se establece que el plazo rige desde su fecha de suscripción hasta la cancelación total de los valores adeudados por la EP PETROECUADOR a los prestamistas; y/o, hasta la fecha en que EP PETROECUADOR cancele al "ESTADO" la totalidad de los valores que éste hubiere llegado a pagar en calidad de garante a los prestamistas, con los costos financieros previstos en dicho Convenio y con las costas y gastos de cobranza especificados en la Cláusula Séptima.

La Cláusula Sexta de Restitución de Valores, textualmente estipula:

“En el evento de que el "ESTADO" en su calidad de garante, llegare a pagar cualquiera de las obligaciones contraídas por la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador PETROECUADOR EP, a los prestamistas, a los que se refiere la cláusula Cuarta del presente instrumento, la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, se obliga a restituir al "ESTADO" el monto pagado por éste, más los intereses que se generen entre la fecha de pago y la de cancelación de la o las obligaciones respectivas, que serán calculados a la tasa activa referencial establecida en base a las normas que regulan las tasas de interés, emitidas por la autoridad competente en el Ecuador y vigente a la fecha del incumplimiento. Este interés se calculará de acuerdo con las tasas de interés aplicables a cada período trimestral que dura la mora, por cada mes de retraso, sin lugar a liquidaciones diarias; la fracción de mes se liquidará como mes completo. Además la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, se obliga a pagar al "ESTADO" los costos y gastos de cobranza que se produjeren, a cuyo efecto bastará la determinación que al respecto realice el "ESTADO" y comunique a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR; así también, deberá reembolsar al Estado, los gastos que se llegaren a ocasionar por la conclusión o ejecución de los instrumentos de garantías referidos que sean cancelados por el "ESTADO".

Las obligaciones pagadas por el "ESTADO" por la ejecución de la garantía, automáticamente serán consideradas de plazo vencido y la Empresa Pública de

Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, quedará constituida en mora del pago de aquellas, sin necesidad de requerimiento de pago ante autoridad alguna, lo cual acepta en forma expresa EP PETROECUADOR.

Para afianzar el pago de las obligaciones contraídas por la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, con los prestamistas los prestamistas ICBC Shanghai Pilot Free Trade Zone Branch, Industrial and Commercial Bank of China Limited (ICBC), el Export Import Bank of China y China Minsheng Banking Corp. Ltd., Deutsche Bank AG y otra entidad financiera, así como para la restitución estipulada en esta cláusula, la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, se obliga con el "ESTADO", a suscribir luego de la firma de éste convenio, el Contrato de Agencia Fiscal con el Banco Central del Ecuador y el Estado ecuatoriano, representado por el Ministerio de Economía y Finanzas, mediante el cual autorizará en forma expresa e irrevocable al Banco Central del Ecuador, la retención en las proporciones debidas de los recursos de la cuenta o cuentas que posea o poseyere en dicha entidad, así como también, de rentas que posea o que le fueren asignadas en el futuro a través del Banco Central del Ecuador, para realizar el pago de los dividendos, intereses y comisiones que se estipulan en los documentos de garantía anteriormente mencionados, así como también, para la restitución de los valores que llegare a pagar el "ESTADO" por la ejecución de tal garantía, inclusive los costos financieros, los costos y gastos de cobranza, conforme a lo estipulado en el párrafo primero de esta cláusula.

Si por cualquier razón, el Banco Central del Ecuador, no pudiere cumplir con sus obligaciones de Agente Fiscal que se establecieron en el respectivo Contrato de Agencia Fiscal a celebrarse, PETROECUADOR EP, autoriza al "ESTADO", a través del Ministerio de Economía y Finanzas, para que se haga el pago de los valores cancelados por la ejecución de la garantía especificada en el párrafo primero, además de los respectivos costos y gastos de cobranza:

- (i) con aplicación a cualquiera de los recursos que éste debe transferir, directa o indirectamente a EP PETROECUADOR, en concepto de asignaciones establecidas por la ley o por el Presupuesto General del Estado; y,
- (ii) con cargo a los recursos de la cuenta o cuentas que mantenga PETROECUADOR EP en cualquier institución financiera pública, conforme a lo

previsto en el segundo inciso del artículo 147 del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas.

En los casos en los que el "ESTADO" se hiciera pago de valores adeudados, de conformidad con cualquiera de los mecanismos previstos en el párrafo que precede, el Ministerio de Economía y Finanzas comunicará para los fines consiguientes, al Banco Central del Ecuador y a PETROECUADOR EP, sobre el cobro o cobros efectuados.

Sin perjuicio de lo acordado en los párrafos anteriores, de no haber recursos de PETROECUADOR EP, para la restitución de valores al "ESTADO" bajo los mecanismos indicados en esta cláusula, el "ESTADO" queda facultado para iniciar la acción o acciones legales, judiciales y extrajudiciales que faculte la Ley, para el cobro de las obligaciones adeudadas por PETROECUADOR EP.

En caso de cobro a través de la vía judicial, serán de cuenta de PETROECUADOR EP, las costos y gastos de cobranza, inclusive el honorario del o los abogados patrocinadores del acreedor.”

3.5.29. Contratos de venta anticipada de crudo

EP PETROECUADOR ha suscrito contratos de preventa petrolera que han sido objetados por la Contraloría General del Estado, la cual realizó el: “Examen especial al ingreso, registro y utilización de los recursos provenientes de contratos de preventa petrolera en el Ministerio de Finanzas, actual Ministerio de Economía y Finanzas, Banco Central del Ecuador y entidades relacionadas, por el período comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017.” En el informe aprobado el 2 de mayo de 2018, se emitieron las siguientes recomendaciones:

“Al Subgerente de Finanzas de la EP PETROECUADOR

2. Dispondrá al Jefe Corporativo de Gestión Contable y al Contador General, para que a base de la información disponible en las tablas de amortización de los contratos de preventa petrolera que aún se encuentren vigentes, coordinen oportunamente con el Gerente de Comercio Internacional, la emisión de las facturas provisionales relacionadas

con la acreditación de los desembolsos pertinentes, a fin de contar con la documentación de respaldo que permitan registrar en el momento de su ocurrencia.

3. Dispondrá al Jefe Corporativo de Gestión Contable y al Contador General, controlen y verifiquen, que los registros contables correspondientes a los recursos provenientes de contratos de preventa petrolera, guarden conformidad con las tablas de amortización y los valores efectivamente ingresados, esto permitirá el registro real de los recursos recibidos.

4. Dispondrá al Jefe Corporativo de Gestión Contable y al Contador General que los registros de los recursos provenientes de contratos de preventa petrolera, se realicen contando para el efecto con los documentos de respaldo que exijan los instrumentos legales que generaron las operaciones de ventas anticipadas de petróleo y las cuentas contables se utilicen en función de su realización y naturaleza.”

Al Ministerio de Economía y Finanzas y a EP PETROECUADOR:

7. Coordinaran de manera conjunta el procedimiento adecuado para manejar el ingreso y las transferencias de los recursos provenientes de los contratos de preventa petrolera, estandarizando un proceso uniforme que norme la intervención de cada una de las entidades.”

Las conclusiones del Informe de Contraloría se refieren a:

La falta de verificación, control y directrices por parte del Ministerio de Economía y Finanzas: “con respecto a que los valores correspondientes a los desembolsos por concepto de las ventas anticipadas de petróleo se encuentren publicados como parte de la estadística de deuda pública, aspecto que no fue registrado, monitoreado, controlado, validado o reportado por el Subsecretario de Financiamiento Público y los Directores Nacionales de Seguimiento y Evaluación de Financiamiento Público, en sus correspondientes períodos de actuación, ocasionando que la publicación y difusión de las estadísticas de endeudamiento público no se realicen en función de la normativa vigente”.

Registros extemporáneos e inexactos en la contabilidad de la EP PETROECUADOR durante el periodo sujeto a examen especial, ya que: “no efectuaron los registros correspondientes de manera oportuna al momento en que las empresas extranjeras desembolsaron los recursos producto de operaciones de venta anticipada de petróleo y no reportaron dichas situaciones a fin de tomar las medidas necesarias que permitan efectuar los registros contables al momento de la ocurrencia de los hechos económicos; ocasionando que los registros de las operaciones financieras generadas por concepto de ingresos por venta anticipada de petróleo, no reflejen las condiciones económicas oportunas y reales de E.P. Petroecuador.”; “no se evidenció documentos o disposiciones en los que en su momento observaron el registro correspondiente al desembolso del contrato 2013169, en el que la Asistente de Gestión Contable no registró el valor real de los recursos recibidos, considerando en su lugar, un valor desembolsado más un recargo adicional el cual debía ser registrado al momento de su amortización, ocasionando que el registro y reportes financieros generados en E.P. Petroecuador no revelen con exactitud, los recursos recibidos por concepto de la venta anticipada de petróleo, ya que los registros contables no detallaron tanto el capital desembolsado, como los recargos que conllevan dichas operaciones, incrementando el saldo de la cuenta 6.1.5.310.200 "Exportaciones de Crudo".

Falta de Políticas o lineamientos para que los registros correspondientes a los desembolsos por venta anticipada de petróleo, se efectúen de conformidad con la normativa contable y los principios de contabilidad generalmente aceptados: “ya que los citados registros reflejaron la utilización de una cuenta por cobrar cuya naturaleza no se justificó con documentación de respaldo, puesto a que(...), efectuó los registros utilizando un circuito contable que contemplaba la afectación de una Cuenta por Cobrar al Ministerio de Finanzas, sin contar con la documentación que le permita registrar la totalidad de los recursos provenientes de dichas operaciones en una cuenta de dicha naturaleza, considerando que E.P. Petroecuador no recibiría la totalidad de los mencionados recursos; situación que ocasionó que los registros contables no revelen los valores efectivos a los que tenía derecho la Empresa Pública.”

Falta de Directrices, Normativa y Base legal por parte del Ministerio de Economía y Finanzas y falta de coordinación entre el Ente Rector de las Finanzas Públicas y la EP Petroecuador, respecto a: “la regulación de los procedimientos de recepción y

transferencia de los recursos recibidos por el Estado ecuatoriano como resultado de los contratos de venta anticipada de petróleo; y, la Subsecretaria del Tesoro Nacional no emitió, controló ni supervisó que los procedimientos correspondientes al ingreso y recepción de los desembolsos por preventa petrolera se manejen de manera estandarizada con el objeto de optimizar la gestión de los recursos públicos; además, la Subsecretaria del Tesoro Nacional, el Director Nacional de los Presupuestos del Tesoro y el Gerente de Finanzas de E.P. Petroecuador, emitieron respectivamente instrucciones referentes a las transferencias de los recursos provenientes de contratos de preventa petrolera, sin considerar la falta de normativa y uniformidad de los procesos ni elevar a conocimiento de las autoridades dichos aspectos, articulando las transferencias a través de correos electrónicos, los cuales no contaron con firma electrónica, situación que no fue advertida, observada o reportada por los Directores de Servicios Bancarios Internacionales y Directores Nacionales de Sistemas de Pago del Banco Central del Ecuador, en sus correspondientes periodos de actuación, previo a ejecutar las transferencias, ocasionando que no se cuente con un marco normativo que sustente y controle las operaciones derivadas de los contratos de preventa petrolera una vez que los recursos fueron recibidos en el país.”

3.5.29.001 PetroChina Company, Limited

Contrato No. 2013084

El 3 de agosto de 2013, la EP PETROECUADOR en calidad de Vendedor y Petrochina International Company Limited en calidad de Comprador, celebraron el Contrato de Compraventa de Petróleo Crudo No. 2013084, bajo las condiciones estipuladas en el Anexo 1 (Condiciones Generales) y demás anexos de dicho Contrato. El precio final FOB del Contrato por cada barril de Petróleo Crudo Napo y/o Petróleo Crudo Oriente se estableció bajo la siguiente fórmula, $PF = WTI + DIFERENCIAL + PREMIO$.

En la cláusula “SEXTA. PREPAGO” del Contrato, se estipula lo siguiente:

“Para la compra del Petróleo Crudo, el Comprador prepagará al Vendedor, la cantidad de dos mil millones de dólares (USD \$ 2.000.000.000 (el “Prepago”), el cual será liquidado mensualmente mediante la entrega de Petróleo Crudo de conformidad con la

Tabla de Liquidación Mensual de Prepago durante el Plazo. El comprador pagará el Prepago a nombre del Comprador en tres (3) Tramos distintos, según se establece en los P. es 6.2, 6.3 y 6.4 a continuación:

6.2 El pago del primer Tramo del Prepago ("Tramo A") será por un monto no menor de mil doscientos millones de Dólares (USD \$ 1.200.000.000,00) y se efectuará en la fecha que sea más tarde entre las fechas que correspondan a: (a) diez (10) Días Laborables después de que este contrato haya sido celebrado o (b) dentro de los tres (3) Días Laborables siguientes sujeto al recibo por el Comprador de los siguientes documentos, los cuales se entregarán a la Dirección del Comprador en el Ecuador indicada en el P. 15.1: (...)

6.3 El pago del segundo tramo del Prepago ("Tramo B") será por un monto de cuatrocientos millones de Dólares (USD \$400.000.000,00) y se efectuará en la fecha del primer aniversario del pago del Tramo A, salvo que tal fecha no sea un Día Laborable, en cuyo caso se efectuará en el {Ultimo Día laborable previo a tal fecha.

6.4 El pago del tercer tramo del Prepago (el "Tramo C") será por un monto de cuatrocientos millones de Dólares (USD \$400.000.000,00) y se efectuará en la fecha del Segundo Aniversario del pago del Tramo A, salvo que tal fecha no sea un Día Laborable, en cuyo caso se efectuará en el Último Día laborable previo a tal fecha.

6.5 No obstante lo dispuesto en el P. 6.3 y el P. 6.4, el pago del Tramo B o el Tramo C se hará solamente cuando estén presentes todas las siguientes circunstancias:

El Vendedor se mantiene como una entidad controlada o cuyo propietario directo o indirecto es la Republica del Ecuador;

El Vendedor no se encuentra en incumplimiento sustancial del Contrato;

No existe evento o circunstancia alguna conforme a la cual el Contrato fuera declarado ilegal o inexigible por una autoridad competente de última instancia y el Vendedor no hubiese suspendido o disminuido la entrega de Petróleo Crudo previo a la decisión de la autoridad competente de última instancia.

Sin perjuicio de lo anterior, si se presenta cualquiera de las circunstancias descritas arriba, las Partes acuerdan a reunirse y discutir de buena fe las medidas que puedan ser tomadas para remediar la circunstancia a la satisfacción del comprador, con mira a preservar el pago del Tramo B y el Tramo C a la mayor brevedad razonablemente practicable.”

Enmienda al Contrato No. 2013084

El 27 de junio del 2014 se suscribe una enmienda al Contrato No. 2013084, con vigencia partir del 1 de julio del 2014, en el que se fijaron nuevas condiciones en relación a la fijación del precio WTI; el precio FOB quedó modificado con la siguiente Fórmula $PFO=WTI+DIFERENCIAL+PREMIO$; se aumentó una cláusula nueva Precio y la constante en el Contrato fue reenumerada; se modificaron las cláusulas de Pago y Formas de Pago de los Embarques.

3.5.29.002 China International United Petroleum & Chemicals Co., Ltda. (UNIPPEC)

Contrato No. 2013169

El 2 de diciembre del 2013, la EP PETROECUADOR en calidad de Vendedor y UNIPPEC ASIA Co. Ltd. En calidad de Comprador, celebraron el Contrato de Compraventa de Petróleo Crudo, No. 2013169, bajo las condiciones estipuladas en el Anexo 1 (Condiciones Generales) y demás anexos de dicho Contrato. El precio final FOB del Contrato por cada barril de Petróleo Crudo Napo y/o Petróleo Crudo Oriente se estableció bajo la siguiente formula, $PF= WTI+ DIFERENCIAL + PREMIO$.

En la cláusula “SEXTA. PREPAGO” del Contrato, se estipula lo siguiente:

“Para la compra del Petróleo Crudo, el Comprador prepagará al Vendedor, por transferencia bancaria a la cuenta bancaria del vendedor, la cantidad de Setecientos millones de dólares (USD \$ 700.000.000) (el “Prepago”), el cual será liquidado mensualmente (junto con el Recargo) mediante la entrega de Petróleo Crudo de conformidad con la Tabla de Liquidación Mensual de Prepago durante el Plazo. El

comprador pagará el Prepago al Vendedor en dos (2) tramos distintos, según lo establecido en el P. 6.2 y 6.3.

6.2 El pago del primer Tramo del Prepago("Tramo A") será por un monto de quinientos millones de dólares (USD \$ 500.000.000) y se efectuará antes(y exclusive) del 13 de diciembre de 2013, sujeto al recibo por el Comprador de los siguientes documentos, los cuales se entregarán a la Dirección del Comprador indicada en el P. 15.1: (i) copia certificada de la Resolución del Directorio del Vendedor reconociendo sin objeción la celebración de este Contrato; y (ii) copia original firmada de la Carta de Conformidad emitida por el Ministerio de Finanzas, en términos sustancialmente consistentes con el Anexo 8(Formato de Carta de Conformidad).

6.3 El pago del segundo tramo del Prepago ("Tramo B") será por un monto de doscientos millones de Dólares (USD \$200.000.000) y se efectuará a no más tardar del 27 de diciembre del 2013, sujeto a que el tramo A haya sido efectuado a nombre del vendedor de conformidad con el P. 6.2.

6.4 A fin de evitar dudas el Recargo será calculado sobre cualquier saldo pendiente del Prepago a la tasa establecida en el P. 3.7., y será liquidado de conformidad con el Anexo 7, salvo que el recargo seguirá siendo calculado sobre cualquier Monto Insatisfecho hasta que tales Montos Insatisfechos sean cancelados de conformidad con el P. 3.7."

3.5.29.003 PTT International Trading (Petrotailandia)

Contrato No. 2015148

El 26 de junio del 2015, la EP PETROECUADOR y la compañía PTT International Trading PTE LTD subsidiaria de propiedad de PTT Public Company Limited, suscribieron el Contrato No. 2015148, de Compraventa de Petróleo Crudo de conformidad con las estipulaciones establecidas en las Condiciones Generales y demás anexos del Contrato.

La cláusula Quinta "Precio", estipula que: "por cada cargamento conforme al P. 3.1 (Volumen; Recargo), y sujeto a los ajustes dispuestos en el Anexo 1 (Condiciones Generales), el precio final FOB por barril ("Precio Final" o "PF") de Petróleo Crudo Oriente

("PFO") y el Precio Final de Petróleo Crudo Napo ("PFN") será determinado de acuerdo a la siguiente formula de precio:

$$PF = WTI + DIFERENCIAL + PREMIO$$

La cláusula Sexta "Prepago" estipula:

"6.1 El Comprador prepagará al Vendedor la cantidad de dos mil quinientos millones de Dólares (USD \$2.500.000) (el "Prepago") del Precio Final de Petróleo Crudo. El Prepago y el Recargo acumulado serán liquidados mensualmente durante el Plazo de las cantidades pagaderas por el Comprador al Vendedor por concepto de la entrega de Petróleo Crudo, de conformidad con la Tabla de Liquidación Mensual del Prepago. El Comprador realizará el Prepago al Vendedor en (9) tramos distintos, de la siguiente manera:

el primer tramo del Prepago (el "Tramo A") será por un monto de quinientos millones de Dólares (USD \$ 500'000.000), y el Comprador empleará sus mejores esfuerzos para efectuarlo lo antes posible tras la suscripción de este Contrato y en todo caso a no más tardar de cuatro (4) Días después de la Fecha Efectiva (con un período de gracia de (2) Días por hasta un monto de cien millones de Dólares (USD \$ 100'000.000) del Tramo A, sujeto al recibo del Comprador..." de varios documentos.

el segundo tramo del Prepago (el "Tramo B") deberá ser desembolsado a no más tardar el 20 de diciembre del 2015, por un monto de (i) de ciento treinta y cinco millones de Dólares (USD \$ 135.000.000), más (ii) sesenta y cinco millones de Dólares (USD \$ 65.000.000) sujeto a una reducción solamente en la medida requerida para que el monto pendiente total del Prepago inmediatamente siguiente al desembolso del Tramo B no exceda cuatrocientos millones de Dólares (USD \$ 400.000.000);

el tercer tramo del Prepago (el "Tramo C") será por un monto de trescientos veinticinco millones de Dólares (USD \$325.000.000), y se desembolsará a no más tardar el 20 de octubre del 2016;

el cuarto tramo de Prepago (el “Tramo D”) será por un monto de cuatrocientos millones de Dólares (USD \$400.000.000), y se desembolsará a no más tardar el 20 de junio de 2017;

el quinto tramo de Prepago (el “Tramo E”) será por un monto de cuatrocientos millones de Dólares (USD \$ 400.000.000), y se desembolsará a no más tardar el 22 de enero de 2018;

el sexto tramo de Prepago (el “Tramo F”) será por un monto de doscientos noventa y cinco millones de Dólares (USD \$ 295.000.000) y, se desembolsará a no más tardar el 20 de septiembre de 2018;

el séptimo tramo de Prepago (el “Tramo G”) será por un monto de doscientos millones de dólares (USD \$ 200.000.000), y se desembolsará a no más tardar el 22 de julio de 2019;

el octavo tramo de Prepago (el “Tramo H”) será por un monto de ciento ochenta millones de dólares (USD \$ 180.000.000), y se desembolsará a no más tardar el 22 de julio de 2019; y

el noveno tramo de Prepago (el “Tramo I”) se desembolsará a no más tardar el 20 de septiembre del 2019, por un monto de hasta sesenta y cinco millones de Dólares (USD \$ 65.000.000), siempre y cuando (i) el monto del Tramo I sea reducido correspondientemente por el monto por el cual el Tramo B excede ciento treinta y cinco millones de Dólares (USD \$ 135.000.000) y (ii) la Tabla de Liquidación Mensual se ajuste acordemente.”

“6.2 El vendedor puede solicitar tramos de prepago adicionales (“Prepagos Adicionales”), y el Comprador, puede, a su exclusiva discreción y sujeto a sus aprobaciones internas, elegir hacer esos Prepagos Adicionales dentro de treinta (30) días luego del recibo de la solicitud por parte del Vendedor...”

3.5.29.004 Contrato 2016916

El 1 de diciembre del 2016, la EP PETROECUADOR y la compañía PTT International Trading PTE LTD subsidiaria de propiedad de PTT Public Company Limited, suscribieron el Contrato No. 2016916, de Compraventa de Petróleo Crudo de conformidad con las estipulaciones establecidas en las Condiciones Generales y demás anexos del Contrato.

La Cláusula Quinta “Precio”, estipula que:

“5.1 Como contraprestación a la entrega del Petróleo Crudo conforme lo dispuesto en el presente Contrato, el Comprador está obligado a pagar al Vendedor el precio especificado en la Cláusula Quinta, por cada Barril Neto de Petróleo Crudo Oriente y por cada Barril Neto de Petróleo Crudo Napo, el precio será calculado de acuerdo con lo estipulado en el siguiente P. 5.2.

5.2 por cada cargamento conforme al P. 3.1 (Volumen), y sujeto a los ajustes dispuestos en el Anexo 1 (Condiciones Generales), el precio final FOB por barril (“Precio Final” o “PF”) de Petróleo Crudo Oriente (“PFO”) y el Precio Final de Petróleo Crudo Napo (“PFN”) será determinado de acuerdo con la siguiente fórmula de precio:

$PF = WTI + DIFERENCIAL + PREMIO$

La Cláusula Sexta Prepago estipula:

“6.1 El Comprador prepagará al Vendedor una suma de seiscientos millones de Dólares (USD \$ 600.000,000) (el “Prepago”) del Precio Final de Petróleo Crudo. El Prepago y el Recargo devengado deberán ser liquidados mensualmente durante el Plazo, de acuerdo con la Tabla de liquidación mensual establecida en el Anexo 7 (Tabla de Liquidación Mensual del Prepago), por deducción de las sumas pagaderas por el Comprador al VENDEDOR por la entrega del Petróleo Crudo de acuerdo con el presente Contrato. Por razones operativas, el Comprador realizará el Prepago al Vendedor en cuatro (4) tramos separados, no más tarde que el veintiuno (2) de diciembre de 2016, de acuerdo con lo siguiente:

- un tramo de ciento veinte millones de Dólares (USD \$ 120.000.000);
- un tramo de doscientos millones de Dólares (USD \$ 200.000.000);
- un tramo de doscientos treinta millones de Dólares (USD \$ 230.000.000); y
- un tramo de cincuenta millones de Dólares (USD \$50.000.000)”

3.5.29.005 Contrato No. 2018277

En el mes de Julio del 2018, la EP PETROECUADOR y la compañía PTT International Trading PTE LTD subsidiaria de propiedad de PTT Public Company Limited, suscribieron el Primer Contrato Modificadorio al Contrato de Compraventa de Petróleo Crudo celebrado el 1 de diciembre del 2016, en el que se modificaron ciertos términos contractuales, algunos de estas modificaciones incluyen reemplazaren el P. 3.1 de la Cláusula Tercera Volumen, las estipulaciones de los literales, (b),(c),(d), (e) y (f), e incluir un literal (g). También se modificó la Cláusula Cuarta Plazo, hasta el 31 de diciembre de 2022; se cambió el componente “PREMIO” de la Cláusula Quinta Precio al valor de USD \$ 90 por barril en favor de la EP PETROECUADOR.

3.5.29.006 Oman Trading International

Contrato No. 2016949

El 6 de diciembre del 2016, la EP PETROECUADOR y OMAN TRADING INTERNATIONAL LIMITED, empresa de propiedad estatal del Sultanato de Omán, suscribieron el Contrato No. 2016949, para la Compraventa de Fuel Oil No.6.

La Cláusula Séptima. “PRECIO” estipula:

“7.1 El Comprador le pagará al Vendedor por el volumen de Fuel Oil No. 6 correspondiente CFR, Balboa, Panamá.

7.2 El precio de factura por barril (“PF” o “Precio Final”) de Fuel Oil No. 6 por cada lote de carga será determinado por la siguiente fórmula de precios.

PF = PLATTS +/- DIFERENCIAL”

La Cláusula Octava. “PREPAGO; RECARGO”, estipula:

“8.1 El Comprador pagará por adelantado al Vendedor la cantidad de trescientos millones de dólares (USD \$300.000.000) (el "Prepago"), como un pago avanzado por Fuel Oil No. 6 por ser proporcionado por el Vendedor de conformidad con el presente Contrato. El Prepago será hecho entre los cinco (5) Días Laborables después de la Fecha de Vigencia ("Día de Prepago").

8.2 El Vendedor está obligado a suministrar Fuel Oil No. 6 como se establece en el P. 3.1 (Volumen) para cubrir el monto total del Prepago y un recargo fijo por el pago por adelantado, a una tasa anual de seis puntos ochenta y cinco por ciento (6.85%) (el "Recargo").

8.3 Respecto de cada mes durante el Plazo, el Comprador pagará al Vendedor el Monto (el "Pago Mensual") de acuerdo con la Sección 9.1 (Pagos) calculados de la siguiente manera: el mayor de (x) cero; y (y) una suma igual a (i) el Precio Final multiplicado por el número de barriles de Fuel Oil No. 6 cargados en el mes anterior; menos (ii) la suma de la porción del Prepago y el Recargo debida y exigible en dicho mes de acuerdo con el Anexo 4 (Tabla de Liquidación Mensual del Prepago) (la "Tabla de Liquidación Mensual del Prepago").

8.4 Si por cualquier razón diferente a la falta de suministro de Fuel Oil No. 6 por parte del Vendedor, incluido pero no limitado a un descenso del precio del Fuel Oil No. 6, el valor real del Fuel Oil No. 6 del Precio Final entregado en un mes dado es menor que la suma de la parte del Prepago y el Recargo debido y exigible en dicho mes de acuerdo con la Tabla de Liquidación Mensual del Prepago, el Vendedor deberá entregar un volumen adicional de Fuel Oil No. 6 al Comprador en la siguiente oportunidad disponible para la nominación de la entrega de lotes, de tal manera que el Precio Final del volumen suministrado sea suficiente para cumplir con la parte correspondiente del Prepago y Recargo debido y exigible en el período respectivo. Si el Vendedor no tiene disponibilidad para la entrega de tal volumen adicional en la siguiente oportunidad disponible para la nominación y entrega de lotes, el Vendedor tendrá que pagar dichas cantidades no

satisfechas del Prepago y del Recargo al Comprador en la próxima Fecha de Vencimiento de Pago.”

3.5.29.007 Convenios y acuerdos suscritos entre EP PETROECUADOR y Oleoductos de Crudos Pesados (OCP)

Convenio Marco para la Colaboración entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Compañía Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A. en Materia de Interconexión

El Presidente de la República, sobre la base de un informe presentado por el Ministro de Energía y Minas expidió el Decreto de Autorización para la celebración del: “Contrato para la Construcción y Operación del Oleoducto de Crudos Pesados y Prestación del Servicio Público de Transporte de Hidrocarburos”, que fue firmado el 15 de febrero del 2001, al amparo de lo previsto en el artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos, con la comparecencia del Estado Ecuatoriano, representado por el Ministro de Energía y Minas, ingeniero Pablo Terán Ribadeneira, debidamente autorizado por el señor Presidente de la República, por una parte, y por otra, la compañía Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.; Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd., y exclusivamente para los efectos previstos en la Cláusula 5.1 f, los socios de Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd: AEC OCP Holdings Ltd., Kerr McGee Ecuador Holdings Ltd., Occidental del Ecuador, Inc., Repsol YPF Ecuador S.A., Agip International B.V., y Techint International Construction Corp.

El P. 12.1 de la Cláusula 12 del citado contrato estipula: “Transferencia al Estado”: “A la fecha de terminación de este Contrato de conformidad con la Cláusula catorce (14) (la “Fecha de Transferencia”), la Compañía Matriz o sus sucesores transferirá y entregará al Estado o a la Persona que el Estado indique la totalidad de las acciones emitidas por la Compañía, sin costo alguno para el Estado. Esta transferencia no está sujeta a impuesto o costo alguno a cargo de la Compañía o la Compañía Matriz como cedente ni del Estado como cesionario, según las Leyes Aplicables. La transferencia de las acciones y bienes de la Compañía, del Oleoducto y de los demás bienes afectos a éste, se hará libre de gravámenes, excepto los comprendidos en los Pasivos Transferibles.”.

Para perfeccionar la Cooperación de estas cuatro áreas de colaboración es necesario la suscripción de convenios específicos para cada caso.

El 9 de septiembre del 2011 la EP PETROECUADOR y la Compañía Oleoducto de Crudos Pesados OCP ECUADOR S.A, suscribieron el Convenio Marco PGER No. 2011067, en materia de interconexión, con el objeto de cooperar en estas 4 áreas de colaboración:

Interconexión de la Estación Amazonas del OCP con el Oleoducto Lago Agrio San Miguel de EP PETROECUADOR.

Interconexiones en el KP 4.5 del SOTE (Lago Agrio) y en la Estación Sardinas del OCP (Borja).

Convenio Específico No. 2012028 suscrito el 28 de junio del año 2012, desde la fecha de Vigencia hasta la terminación del Contrato de Autorización.

Apoyo mutuo en operación normal y en emergencias entre las instalaciones de EP PETROECUADOR y del OCP (Convenio Específico No. 2012027, suscrito el 28 de junio del año 2012, con un plazo de 1 año a partir de la fecha de vigencia y con renovación automática salvo comunicación de voluntad de la otra parte de no renovación).

Tarifa básica de transporte por el Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)

El 6 de junio de 2019, EL Mgs. Raúl Darío Baldeón López, Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, resolvió:

Art. 1. – Fijar la tarifa de transporte por el Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), para los usuarios desde la Estación Nro. 1 en Lago Agrio hasta el Terminal de Exportación de Balao en Esmeraldas, para cada barril de petróleo crudo en USD. 2.5317, para un petróleo crudo de 27.8 grados API 23.2 CST DE VISCOSIDAD A 80°F y 0.83% en peso de contenido de azufre.

Art. 2.- La tarifa de transporte se ajustará en función de las características y volúmenes de petróleo crudo a transportarse, así como en función del incremento de las inversiones, costos y gastos, de acuerdo a los siguientes factores:

Por distancia, USD\$ 0.003243 por barril, por cada kilómetro de distancia desde Lago Agrio al punto de entrega de petróleo crudo en el SOTE.

Por gravedad API, USD\$ 0.0459 por barril, por cada grado API inferior a 27.8 grados API del petróleo crudo fiscalizado de los usuarios.

Por contenido de azufre, USD\$ 0.006372 por barril, por cada 1% en peso de azufre del crudo fiscalizado de los usuarios.

Por el precio del Petróleo Crudo Marcador WTI, el pago adicional por crudo combustible debe ser a partir de US\$ 50 por cuanto para precios menores, la tarifa básica sí contempla el valor del crudo combustible; la fórmula para la determinación del valor adicional es la siguiente:

Si $PWTI \leq US\$ 50,00$; entonces $Fcc = 0$

Si $PWTI > US\$ 50,00$; entonces $Fcc = [(PWTI-50)*0,006]$

En donde:

PWTI= Precio del Petróleo Crudo Marcador WTI correspondiente al promedio del mes (Obtenidos de publicaciones internacionales especializadas de reconocido prestigio, tales como PLATTS, NYMEX o similares); y,

Fcc= Valor del incremento en la tarifa (US\$/Barril transportado) por concepto de incremento sobre US\$ 50,0 del precio internacional del petróleo usado como combustible en las estaciones de bombeo del SOTE.

El valor 0,006 resulta de considerar que en los 30 días de operación del Oleoducto transportado 360.000 BPD se consumen 60.000 Barriles de crudo combustible $[60.000/(360.000*30)]=0,005555$ barriles, que por aproximación se determina 0,006.

Art. 3. – Esta Resolución entrará en vigencia una vez derogado el Acuerdo Ministerial No. 029, Publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 41 de 22 de marzo de 2000, y de su aplicación encárguese a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR.

Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables

El 07 de junio de 2019 el Ing. Carlos Enrique Pérez García, Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables, acuerda:

Artículo 1. - Derogar el Acuerdo Ministerial 29 en el Registro Oficial Suplemento 41 de 22 de marzo del 2000 que fija la tarifa básica de transporte de cada barril de petróleo crudo por el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano, SOTE.

Artículo 2. – De conformidad con lo dispuesto por el artículo 62 de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero fijar las tarifas que se cobrarán a los usuarios de los sistemas de oleoducto, poliductos y gasoductos.

Artículo 3. – El presente Acuerdo Ministerial entrará en vigencia a partir de la fecha de suscripción (07.06.2019), sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

3.6. Gestión de riesgos

En el curso normal de su negocio EP PETROECUADOR está expuesta a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar el valor económico de sus flujos, activos y sus resultados,

A continuación, se presenta una definición de los principales riesgos que enfrenta EP PETROECUADOR, así como una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de EP PETROECUADOR, si es el caso.

Los riesgos que surgen de los instrumentos financieros, la naturaleza local de las operaciones que EP PETROECUADOR lleva a cabo la expone – básicamente – a los riesgos propios del entorno macroeconómico ecuatoriano, con riesgos de mercado (incluyendo los efectos de las variaciones de tasas de interés)

El Directorio supervisa la gestión de estos riesgos, identificándolos y evaluándolos en coordinación estrecha con las necesidades de las unidades operativas.

Las actividades de toma de riesgo financiero se encuentran reguladas por procedimientos apropiados y los riesgos financieros se identifican, miden y gestionan de acuerdo con las políticas de EP PETROECUADOR y sus preferencias con contraer riesgos.

3.6.01 Riesgo de crédito

El riesgo de que una de las partes de un instrumento financiero causa una pérdida financiera a la otra parte por incumplir una obligación.

En el caso de EP PETROECUADOR está vinculado – principalmente – a los créditos por venta. EP PETROECUADOR monitorea activamente la confiabilidad crediticia de sus instrumentos de tesorería. Para la celebración de acuerdos de depósitos en los bancos e instituciones financieras se aceptan únicamente bancos e instituciones calificadas como primera línea.

La concentración de riesgo crediticio en clientes se minimiza por el tipo de cliente y las características de los contratos de arrendamiento.

En consecuencia, el riesgo de crédito no se considera relevante para EP PETROECUADOR.

3.6.02 Deudores comerciales.

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera que enfrenta la Compañía, si un cliente o contraparte en un instrumento financiero no cumplen con sus obligaciones contractuales y se origina principalmente de las cuentas de deudores comerciales.

Con relación a los créditos, debido a que no hay una calificación independiente, la administración evalúa la calidad crediticia del cliente, tomando en consideración principalmente la experiencia pasada que ha tenido la Compañía con estos clientes, la frecuencia de pagos, ubicación geográfica, el tipo de industria, antigüedad del saldo y existencia de dificultades para su recuperación. La Compañía efectúa un monitoreo

periódico de los límites de créditos individuales de clientes considerando la experiencia pasada e histórica de compras por cliente.

Los pagos son efectuados por los deudores comerciales principalmente en efectivo a través de depósitos en las cuentas bancarias de la Empresa. La Empresa no requiere garantías para el caso de los saldos por cobrar a deudores comerciales.

3.6.03 Efectivo

Los saldos en bancos se manejan en instituciones financieras que son entidades reguladas por el órgano supervisor del país. Están representadas, registradas en dólares por lo cual no se considera que existen exposiciones significativas de riesgos de tipos de cambios asociados a estas.

3.6.04 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Compañía tenga dificultades para cumplir con sus obligaciones asociadas con sus pasivos financieros que son liquidados mediante la entrega de efectivo o de otros activos financieros. El enfoque de la Compañía para administrar la liquidez es asegurar, en la mayor medida posible, que siempre contará con liquidez suficiente para cumplir con obligaciones cuando vencen.

EP PETROECUADOR cuenta con un área de tesorería que monitorea y analiza las entradas y salidas de efectivo reales y proyectadas de acuerdo con los términos de vencimiento de sus activos y pasivos. Para mantener los niveles de disponibilidad la Compañía, cuenta con adecuados de líneas de créditos contratadas con acreedores financieros (nota 4).

A través del gobierno central, el Ministerio de Finanzas de Ecuador, vigila y monitorea la administración y gestión de recursos financieros (Tesorería) de la Compañía.

3.6.05 Riesgo de mercado.

Es el riesgo de que los cambios en los precios de mercado, por ejemplo, tasas de cambio, tasas de interés o precios internacionales del crudo y sus derivados, afecten los ingresos de EP PETROECUADOR o el valor de los instrumentos financieros que mantiene. El objetivo de la gestión del riesgo de mercado es administrar y controlar las exposiciones a este riesgo dentro de parámetros razonables y al mismo tiempo optimizar la rentabilidad.

3.6.06 Riesgo de moneda

EP PETROECUADOR está radicado en Ecuador donde se mantiene una economía dolarizada, sus cuentas en el exterior y precios de internacionales son pactados en dólares.

La administración de EP PETROECUADOR constantemente evalúa cambios en el entorno de su operación que la expongan a efectos de conversión de monedas tales como la exigibilidad de pagos de una obligación por compra de bienes o servicios en otros tipos de moneda, la capacidad de mantener reservas en las monedas en las cuales es exigible el pago de sus obligaciones, así como la capacidad de EP PETROECUADOR para generar recursos en los tipos de moneda requeridos.

Un resumen de los factores evaluados por la administración, se presentan a continuación:

- ✓ Los inventarios se financian fundamentalmente en dólares de los Estados Unidos de América.
- ✓ Las cuentas por cobrar y por pagar de las actividades ordinarias son en dólares de los Estados Unidos de América.
- ✓ Los financiamientos (préstamos con bancos y documentos por pagar), se establecen en dólares de los Estados Unidos de América.

- ✓ Los precios de venta están denominados y son reembolsados en dólares de los Estados Unidos de América, o al tipo valor de referencia del dólar respecto con otras monedas en jurisdicciones donde la Compañía pueda realizar estas operaciones producto de la exportación de crudo, convertibles a su moneda funcional a través de la banca comercial.

Los costos operativos tales como salarios, servicios y otros están denominados y están pactados en dólares de los Estados Unidos de América.

Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, combustibles, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, la Empresa puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La Gerencia para mitigar los efectos de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo de la Empresa.

La Empresa debe realizar un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, el cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir los deterioros que haya a lugar. La Empresa lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de intereses de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

La Empresa se encuentra evaluando concentraciones significativas de riesgo de crédito, así como el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora para definir la política de deterioro de estas cuentas, si correspondiere.

- f) Sistema de Gestión Anti soborno que cumple con los requisitos de la norma ISO 37001:2016

En el año 2019, la EP PETROECUADOR suscribió el contrato de Consultoría para el Diagnóstico, Diseño, Desarrollo, Implementación y Auditoría de un Sistema de Gestión Anti soborno que cumpla con los Requisitos de la Norma ISO 37001:2016, en los Procesos de Contratación de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, con la consultora ANDEANECUADOR CONSULTORES ESTRATÉGICOS C.L.

El objeto del contrato fue el de realizar el análisis de contexto y comprensión de la organización y brechas identificadas en relación al Sistema de Gestión Anti soborno en los procesos de contratación (conforme las fases: preparatoria, precontractual y de ejecución) de la Empresa. La CONTRATISTA elaboró la Matriz de identificación y evaluación de riesgos Anti soborno a los que se encuentra proclive la EP PETROECUADOR y entregó el informe de la estructura organizativa para la gestión Anti soborno (Liderazgo, Planificación y Apoyo); así mismo, colaboró con la elaboración de la Política Anti soborno y la emisión de un nuevo Código de Ética, las cuales fueron publicada en el último semestre del año 2019 y la capacitación virtual para todos los colaboradores de la empresa, está en ejecución.

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Un resumen de la integración del efectivo y equivalente al efectivo se presenta a continuación:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Caja	<u>725,616</u>	<u>1,040,121</u>
Bancos		
Bancos Nacionales	31,711,223	230,862,069
Bancos Internacionales	285,717,304	168,394,966
Banco Fondo Rotativo	11,625	4,769
Bancos Movimientos Virtuales Configuración	53	497
Cuenta Puente Bancos	<u>60,645</u>	<u>93,316</u>
	<u>318,226,466</u>	<u>400,395,738</u>

5. Cuentas comerciales por cobrar, netas

Un resumen de la integración de las cuentas por cobrar se presenta a continuación:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Cuentas Por Cobrar	615,630,974	98,566,703
Cuenta Puente Cuentas Por Cobrar (1)	1,276,597,405	1,566,944,690
(-) Deterioro de Cuentas Por Cobrar	<u>-192,819,222</u>	<u>-294,465,832</u>
	<u>1,699,409,157</u>	<u>1,371,045,561</u>

(1) Detalle de la cuenta Puente Cuentas Por Cobrar:

CUENTA PUENTE CUENTAS POR COBRAR	-	-7
CUENTA PUENTE POR COBRAR FUNCIONARIOS	2,502	2,463
CUENTA PUENTE RECLAMOS	153,568	30,111
CUENTA PUENTE POR COBRAR EBS/CG	331	-2
CUENTA PUENTE POR COBRAR FUNCIONARIO (BODEGAS)	7,171	7,171
CUENTA PUENTE COMPENSACIÓN GLP	244,959	-100,392
S.I. CUENTAS POR COBRAR COACTIVAS	65,101,013	64,427,052
S.I. CUENTAS POR COBRAR FUNCIONARIOS	5,970,752	7,224,339
S.I. CUENTAS POR COBRAR PEC	1,205,117,108	1,495,353,956
TOTAL	1,276,597,405	1,566,944,690

Para determinar el deterioro de cuentas por cobrar se aplicó el método que detallamos a continuación.

El Método General de la Norma Internacional de Información Financiera 9 (NIIF 9) se aplica para el reconocimiento, la medición y la presentación de los instrumentos financieros. A continuación, se presentan los pasos generales que se deben seguir para aplicar el método general de la NIIF 9:

Identificación de los instrumentos financieros: El primer paso es identificar todos los instrumentos financieros que la entidad posee o emite, incluyendo los préstamos y cuentas por cobrar, los valores negociables, las acciones preferentes y comunes, y los contratos de opciones, entre otros.

Clasificación: El segundo paso es clasificar los instrumentos financieros identificados según la intención de la entidad al poseerlos o emitirlos. Los instrumentos financieros se clasifican en tres categorías:

Instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados: se refiere a aquellos instrumentos financieros que se mantienen con la finalidad de ser negociados en el corto plazo y cuyo valor se mide a valor razonable en la fecha de cierre del balance. Los cambios en el valor se registran en el estado de resultados.

Instrumentos financieros a costo amortizado: se refiere a aquellos instrumentos financieros que se mantienen con la finalidad de cobrar los flujos de efectivo contractuales y cuyo valor se mide al costo amortizado. Este método requiere de un cálculo de la tasa de interés efectiva.

Instrumentos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral: se refiere a aquellos instrumentos financieros que se mantienen con la finalidad de ser valorados a valor razonable, pero cuyos cambios en valor se reconocen en otro resultado integral en lugar de en el estado de resultados.

Medición inicial: Una vez clasificados los instrumentos financieros, se procede a la medición inicial de los mismos. Para los instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se mide su valor razonable en la fecha de adquisición. Para los instrumentos financieros a costo amortizado, se mide su valor al costo. Y para los instrumentos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral, se mide su valor razonable en la fecha de adquisición.

Medición posterior: Después de la medición inicial, los instrumentos financieros deben medirse periódicamente. Los instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados y a valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden a su valor razonable en cada fecha de cierre del balance. Los instrumentos financieros a costo amortizado se miden al costo amortizado utilizando la tasa de interés efectiva.

Reconocimiento: El reconocimiento se realiza en el momento en que la entidad se convierte en parte obligada por los términos contractuales del instrumento financiero. En ese momento, el instrumento financiero debe ser reconocido en el balance de la entidad.

Deterioro: La NIIF 9 requiere que la entidad evalúe si hay alguna evidencia de deterioro de los instrumentos financieros a costo amortizado y los instrumentos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Si se determina que hay evidencia de deterioro, se debe realizar una provisión para pérdidas crediticias esperadas.

Presentación: Finalmente

A continuación, se presenta un resumen del deterioro de Cuentas Por Cobrar:

Este es el cuadro con su respectivo detalle de aplicación y el archivo se entrega oportunamente como parte del trabajo realizado.

SEGMENTOS	CÓDIGOS DE CUENTAS	SALDO 2018	AJUSTES APLICACIÓN NIIF 2018		SALDO NIIF 2018	SALDO 2020	AJUSTES APLICACIÓN NIIF 2019 + 2020		SALDO NIIF 2020	
			DB	CR			DB	CR		
A. EXPORTACIONES	1138101	504,471,782.30		3,667,165.56	9	500,804,616.74	592,958,046.75	2,531,498.42	1	590,426,548.33
B. VENTA INTERNA	1138102	673,388,486.97		4,476,841.98	7	668,911,644.99	911,954,049.39	3,318,935.59	2	908,635,113.80
C. MISCELANEOS	1138105	965,398,243.31		956,083,193.48	5	9,315,049.83	112,002,218.62	112,002,218.62	3	0.00
D. FUNCIONARIOS	1138103	8,265,896.74		860,023.98	3	7,405,872.76	4,235,157.38	43,168.41	4	4,191,988.97
E. COACTIVAS	1138104	61,277,310.37		61,277,310.37	1	-	65,101,013.09	3,823,702.72	5	-
F. OTROS MISCELANEOS	1138105						213,251,041.10	818,356.10	6	212,432,685.00
CUENTA REGULATORIA	3541101		1,026,364,535.37			-1,026,364,535.37		122,537,879.86	1, 2, 3, 4, 5, 6	
TOTAL		2,212,801,719.69	1,026,364,535.37	1,026,364,535.37		160,072,648.95	1,899,501,526.33	122,537,879.86		1,715,686,336.10

SALDO DE DETERIORO DE CUENTAS POR COBRAR AL 2020

192,819,221.75

6. Pagos Anticipados Bienes Y Servicios

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Fondos A Rendir Cuentas	3,762	3,762
Anticipos	(1) 82,302,738	10,905,407
Cuenta Puente Anticipados	8,294,153	3,791,110
Deterioro Anticipo	-2,854,216	-2,854,216
NIIF Regulación Anticipos Y Otros	-70,423	---
	<u>87,676,014</u>	<u>11,846,063</u>

A continuación, se presenta un detalle de la cuenta Anticipos:

ANTICIPO CONTRATISTAS PROVEEDORES	83,381,355	11,339,676
ANTICIPO VIATICOS Y SUBSISTENCIAS EN EL PAÍS	2,088	15,759
GASTOS ANTICIPADOS FLETES	2,854,216	2,854,216
ANTICIPO VIATICOS EN EL EXTERIOR	-	3,807
OTROS GASTOS ANTICIPADOS	227,413	854,284
S.I. OTROS GASTOS ANTICIPADOS	-	-
S.I. ANTICIPO CONTRATISTAS PROVEEDORES	15,769	15,769
S.I. ANTICIPO ENFERMEDADES CATASTRÓFICAS	-4,180,941	-4,180,941
S.I. ANTICIPO ENFERMEDADES CATASTRÓFICAS	2,837	2,837
TOTAL	82,302,738	10,905,408

7. Inventarios

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Inventario de Producto	---	---
Inventario de Materiales Y Suministros	186,673,380	203,582,745
Puente Inventario en Inspección	250,588,147	340,040,437
Importación en Tránsito Bienes	81,544,461	84,540,085
Deterioro Importación en Tránsito	-67,365,465	-67,365,465
NIIF Regulación Inventarios	-6,570,695	---
	<u>444,869,828</u>	<u>560,797,802</u>

Dentro de Inventarios se aplicó el estudio del VNR:

La elaboración de un Informe sobre el Cumplimiento y Aplicación de la Norma (VNR, por sus siglas en inglés) para la Norma Internacional de Contabilidad 2 (NIC 2) sobre Inventarios, puede ser útil para asegurar que la entidad cumple con los requerimientos de la norma y que se están aplicando de manera efectiva.

A continuación, se presentan algunos pasos que se pueden seguir para elaborar un VNR para la NIC 2 de Inventarios:

Identificación de la norma: El primer paso es identificar la NIC 2 sobre Inventarios y asegurarse de que la entidad está aplicando la versión más reciente de la norma.

Análisis de la norma: Se debe hacer un análisis detallado de la norma y entender los requerimientos de la misma. Es importante prestar atención a las definiciones clave, como la definición de inventarios y los diferentes métodos de valuación permitidos.

Evaluación del cumplimiento: Se debe evaluar si la entidad cumple con los requerimientos de la norma en cuanto a la valuación y presentación de los inventarios. Por ejemplo, se debe verificar si los inventarios se están valuando al costo o al valor neto realizable, y si se están presentando adecuadamente en el balance y en el estado de resultados.

Evaluación de la aplicación: Además de evaluar el cumplimiento, también es importante evaluar cómo se está aplicando la norma en la entidad. Esto implica revisar los procesos y controles internos relacionados con la valuación y presentación de los inventarios, y asegurarse de que están funcionando adecuadamente.

Identificación de mejoras: En caso de que se encuentren áreas en las que la entidad no esté cumpliendo con la norma o en las que se pueda mejorar la aplicación de la misma, se deben identificar las acciones necesarias para corregir estas situaciones. Esto podría implicar capacitaciones para el personal o mejoras en los procesos y controles internos.

Documentación: Es importante documentar todo el proceso de evaluación y análisis de la norma, así como las acciones tomadas para mejorar la aplicación de la misma. Esto servirá como evidencia del cumplimiento y como guía para futuras revisiones.

En resumen, un VNR para la NIC 2 de Inventarios puede ayudar a la entidad a asegurarse de que está cumpliendo con los requerimientos de la norma y que está aplicando efectivamente los principios de valuación y presentación de los inventarios

La aplicación del VNR es como detallo a continuación:



EP PETROECUADOR
STOCK CRUDO Y DERIVADOS
AÑO 2020
 Cifras en barriles

PRODUCTO		Unidad de Conversión a Barriles	Volumen Comparable	VOLUMEN BLS	VALOR	Costo Unitario	PRODUCTO	Precio 2020.12	Deterioro
Absorver	GALÓN	42.00	11,928.00	284	5,391.16	0.451975	Absorver	1.237256	-
Asfalto	KILOGRAMO	161.59	9,240,082.41	57,181	894,561.29	0.096813	Asfalto**	0.266500	-
Azufre	KILOGRAMO	317.97	243,024.83	764	8,787.91	0.036161	Azufre	0.032407	-
Diesel 1	GALÓN	42.00	1,787,869.86	42,568	556,538.66	0.311286	Diesel 1	1.237256	-
Diesel 2	GALÓN	42.00	17,688,118.98	421,146	8,438,625.12	0.477079	Diesel 2	1.237256	-
Diesel Premium	GALÓN	42.00	28,375,144.56	675,599	16,788,587.00	0.591665	Diesel Premium	1.399438	-
Fuel Oil 6 consumo nacional	GALÓN	42.00	553,057.26	13,168	199,492.81	0.360709	Fuel Oil 6 consu	0.746603	-
Fuel Oil 6 exportación	GALÓN	42.00	21,958,433.70	522,820	8,301,774.12	0.286987	Fuel Oil 6 exportación**		-
Fuel Oil 4	GALÓN	42.00	14,118,986.28	336,166	4,426,039.23	0.313481	Fuel Oil 4	0.736211	-
Gasolina Extra	GALÓN	42.00	15,553,527.78	370,322	15,496,310.84	0.996321	Gasolina Extra	1.370385	-
Gasolina Súper	GALÓN	42.00	10,655,061.48	253,692	12,880,752.35	1.208886	Gasolina Súper	1.448955	-
Gas Licuado Natural	MILLÓN DE BTUs	3.35	-	-	-	-			-
Jet Fuel	GALÓN	42.00	11,635,029.00	277,025	7,263,392.43	0.624269	Jet Fuel	1.320142	-
L.P.G	KILOGRAMO	85.84	21,977,802.58	256,041	8,859,194.13	0.403097	L.P.G	0.605992	-
Mineral Turpentine	GALÓN	42.00	62,826.54	1,496	25,511.36	0.406060	Mineral Turpenti	1.224712	-
Pesca Artesanal	GALÓN	42.00	340,535.58	8,108	148,334.46	0.435592	Pesca Artesana	0.713500	-
Crudo Reducido	GALÓN	42.00	1,589,322.00	37,841	402,304.56	0.253130	Crudo Reducido	0.533950	-
Rubber Solvent	GALÓN	42.00	79,220.40	1,886	29,877.10	0.377139	Rubber Solvent	1.243922	-
Crudo*	BARRIL	1.00	7361298.58	7,361,299	156,518,079	21.262292	Crudo*		-
Total				10,637,405	239,243,554		Total		

Fuente: Sistema de Costos y Presupuestos

8. Propiedad Planta Y Equipo

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Propiedad Planta Y Equipo	3,247,697,599	3,088,000,192
Depreciación Y Amortización Acumulada	-570,042,169	---
Propiedad Planta Y Equipo No Dep	199,102,743	199,102,743
Propiedad Planta Y Equipo Amortizable	379,522	---
Cuenta Puente Activo Fijo	<u>69,312,600</u>	
	<u>2,946,450,295</u>	<u>3,287,102,935</u>

	Saldo al 21.12.2019	Adiciones	Gastos Depreciación	Adiciones Tránsito	Bajas	Cambio Política	Reclasificaciones	Saldo al 31.12.2020
					- 164			
Instalaciones y Plantas Industriales	8 422 100	181 321			577	- 8		8 438 836
Edificios y Construcciones	641 078	16 210			- 15 327			641 961
Terrenos	189 703	9 151			- 11 295			187 558
Maquinaria y Equipo	213 265	18 846			- 9 676	- 604	6 540	228 372
Equipo de computación y electrónico	35 455	14 736			- 10 502	- 779	1 028	39 939
Flota Transporte	77 221	4 911			- 4 433	- 8		77 691
Muebles y Enseres	3 899	1 482			- 1 352	- 131	- 200	3 698
Licencias y Paquetes Informáticos	14 922							14 922
Herramientas	6 878	885			- 483	- 288	-112.40	6 879
Intangibles	14 634	460						15 093
Proyectos en curso	222 513						- 73	222 440
					- 217			
	9 841 668	248 001			646	- 1 817	7 183	9 877 389
Adiciones en Tránsito	- 3 485			2 653				- 832
(-) Depreciación y Amortización Acumulada	-5 614 806		- 159 123			5 557	- 97 352	-5 865 724
					- 217			
Valor Neto	4 223 376	248 001	- 159 123		646	3 740	- 90 170	4 010 832

Edificio y Construcciones

	<u>Monto</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2020	
Costo	
1213102 EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES	350,183,440
Listado detallado	349,300,342
Ajuste	883,098
Depreciación	
1213402 EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES	-
1221102 DEPRECIACION EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES	12,706,406
1221302 NIIF DEPRECIACION EDIFICIOS Y C	-
	<hr/>
	- 12,706,406
Listado detallado	13,361,609
Ajuste	655,204

Instalaciones y Plantas Industriales

	<u>Monto</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2020	
Costo	
1213103 INSTALACIONES Y PLANTAS INDUSTRIALES	2,652,221,875
Listado detallado	2,636,318,382
Ajuste	15,903,493
Depreciación	
1221103 DEPRECIACION INSTALACIONES Y PLANTAS	-
1221103 DEPRECIACION INSTALACIONES Y PLANTAS	124,818,170
1213403 NIIF INSTALACIONES Y PLANTAS I	-
	<hr/>
	- 124,818,170

Muebles y Enseres

	<u>Monto</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2020	
Costo	
1213104 MAQUINARIA Y EQUIPO	35,386,134
Listado detallado	33,203,213
Ajuste	2,182,921
Depreciación	
1213404 NIIF MAQUINARIA Y EQUIPO	-
1221104 DEPRECIACION MAQUINARIAS Y EQUIPOS	9,794,142
1221304 NIIF DEPRECIACION MAQUINARIAS Y EQUIPOS	-
	<hr/>
	- 9,794,142
Listado detallado	3,682,900

Equipos de Computación Y Electrónicos

	<u>Monto</u>
<i>Saldos al 31 de diciembre de 2020</i>	
Costo	
1213105 EQUIPO DE COMPUTACION Y ELECTRONICO	12,284,475
Listado detallado	8,227,175
Ajuste	4,057,300
Depreciación	
1213405 NIIF EQUIPO DE COMPUTACION Y EL	
1221105 DEPRECIACION EQUIPO DE COMPUTACION Y ELECTR -	4,909,635
1221305 NIIF DEPRECIACION EQUIPO DE COM	
	- 4,909,635
Listado detallado	3,528,259

Intangibles

	<u>Monto</u>
<i>Saldos al 31 de diciembre de 2020</i>	
Costo	
1213106 LICENCIAS Y PAQUETES INFORMATICOS	-
Listado detallado	459,606
Ajuste	459,606
Depreciación	
1213406 NIIF LICENCIAS Y PAQUETES INFOR	-
1221106 DEPRECIACION LICENCIAS Y PAQUETES -	637,109
1221306 NIIF DEPRECIACION LICENCIAS Y P	-
1252102 AMORTIZACION INTANGIBLES	- 574,487
1252202 AMORTIZACIÓN DE PROYECTOS	
1252302 NIIF AMORTIZACION INTANGIBLES I	-
	- 1,211,596
Listado detallado	80,085

Flota y Transporte

	<u>Monto</u>
<i>Saldos al 31 de diciembre de 2020</i>	
Costo	
1213107 FLOTA TRANSPORTE	25,204,508
Listado detallado	24,824,500
Ajuste	380,008
Depreciación	
1213407 NIIF FLOTA TRANSPORTE	-
1221107 DEPRECIACION FLOTA DE TRANSPORTE	- 3,451,960
1221307 NIIF DEPRECIACION FLOTA DE TRAN	-
	- 3,451,960
Listado detallado	4,228,139

Muebles y Enseres

	<u>Monto</u>
<i>Saldos al 31 de diciembre de 2020</i>	
Costo	
1213108 MUEBLES Y ENSERES	2,231,805
Listado detallado	2,102,000
Ajuste	129,805
Depreciación	
1213408 NIIF MUEBLES Y ENSERES	-
1221108 DEPRECIACION MUEBLES Y ENSERES	- 1,188,567
1221308 NIIF DEPRECIACION MUEBLES Y ENS	-
	<u>- 1,188,567</u>
Listado detallado	202,098

Herramientas

	<u>Monto</u>
<i>Saldos al 31 de diciembre de 2020</i>	
Costo	
1213109 HERRAMIENTAS	401,960
Listado detallado	122,251
Ajuste	279,709
Depreciación	
1213409 NIIF HERRAMIENTAS	-
1221109 DEPRECIACION HERRAMIENTAS	12,594
1221309 NIIF DEPRECIACION HERRAMIENTAS	-
	<u>12,594</u>
Listado detallado	- 1,042,517

9. Cuentas Y Documentos Por Cobrar LP

Se encuentra compuesta por:

		<u>2020</u>	<u>2019</u>
Inversiones Largo Plazo	(1)	252,839,735	252,125,031
Deterioro Inversiones de Largo plazo		-242,379,919	-242,284,919
Anticipo Contratistas Proveedor		---	61,919,160
Otros Activos de Largo plazo		<u>1,964,499</u>	<u>---</u>
		<u>12,424,315</u>	<u>71,759,272</u>

(1) Dentro de este rubro constan las inversiones que mantenemos en AUSTROGAS Y LOJAGAS

AUSTROGAS

COMPANIA DE ECONOMIA MIXTA AUSTROGAS								
AUSTROGAS								
Patrimonio	2017	VPP	2018	VPP	2019	VPP	2020	VPP
Capital	5,124,308	-	5,665,329	-	5,665,329	-	6,241,531	-
Capital Adicional			1,339,482		1,339,482		1,339,482	
Capital y Aportes	5,124,308		7,004,811		7,004,811		7,581,013	
Reservas	2,581,603		1,382,095		1,471,578		1,570,658	
Resultados NIIF	-288,490		-288,490		-288,490		-288,490	
Reexpresión Monetaria	3,625,008		3,676,314		3,677,655		3,664,737	
Reservas + ORI + Adop. NIIF	5,918,121		4,769,919		4,860,744		4,946,906	
Resultados acumulados	503,240		366,026		987,991		445,718	
Resultado del ejercicio	1,207,355		1,314,728		1,065,958		980,536	
Total Patrimonio	12,753,025		13,455,483.81		13,919,503.77		13,954,173.03	
Participación vs. Patrimonio Total		9,009,629		9,505,896		9,833,712		9,858,205
Registro en Petro		3,620,185		4,002,403		4,002,403		4,002,403
Diferencia Reconocimiento		5,389,444		496,266		327,816		24,493

LOJAGAS

COMPANIA DE ECONOMIA MIXTA LOJAGAS								
LOJAGAS								
Patrimonio	2017	VPP	2018	VPP	2019	VPP	2020	VPP
Capital	2,537,780.00	-	2,537,780.00	-	2,537,780.00	-	2,537,780.00	-
Capital y Aportes	2,537,780.00		2,537,780.00		2,537,780.00		2,537,780.00	
Reservas	559,798.00		584,969.00		608,276.00		631,751.18	
Resultados NIIF	8,789.00		737,838.00		737,838.00		737,838.26	
Otros resultados integrales	3,348,808.00		2,394,972.00		2,451,763.00		2,479,306.50	
Reservas + ORI + Adop. NIIF	3,917,395.00		3,717,778.00		3,797,877.00		3,848,895.94	
Resultados acumulados	1,580,548.00		1,408,776.00		1,404,021.00		1,404,034.90	
Resultado del ejercicio	251,706.00		233,069.00		234,898.00		315,082.86	
Total Patrimonio	8,287,430.00		7,897,403.00		7,974,576.00		8,105,793.70	
Participación vs. Patrimonio Total		615,093		586,145		591,873		601,612.01
Registro en Petro		188,364		188,364		188,364		188,364
Diferencia Reconocimiento		426,729		-28,948		5,728		9,739

10. Otros Activos de Largo plazo

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Fondos Restringidos LP	<u>362,858,578</u>	<u>402,433,541</u>
	<u>362,858,578</u>	<u>402,433,541</u>

11. Obras En Curso

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Proyectos	2,622,302,503	2,622,375,780
Importación Para Proyectos en Transito	599,536	599,536
Regulación de Proyectos	-2,399,862,772	-2,399,862,771
Regulación de Cierre	---	-220,641,752
	<u>223,039,267</u>	<u>2,470,793</u>

12. Documentos Por Pagar Corrientes

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Obligaciones Financieras	-78,000,000	-235,000,000
Arriendo Corto Plazo	(1) -19,349,369	-15,853,282
	<u>-97,349,369</u>	<u>-250,853,282</u>

(1) El detalle de Arriendo con el respectivo detalle de los buques:

FECHA DE INICIO	FECHA FINAL	TIEMPO DE ARRIENDO (en días)	VALOR ARRIENDO X DIA	Buque / Área	CONTRATO CON
7/1/2020 8:12	22/3/2021 8:12	440.00	11,500.00	BT MARÍA DEL CARMEN V	OCEANBAT
22/3/2021 8:12	7/1/2024 8:12	1021.00	11,170.00	BT MARÍA DEL CARMEN V	OCEANBAT
25/1/2020 9:06	22/3/2021 9:06	422.00	11,400.00	BT MARÍA DEL CARMEN III	OCEANBAT
22/3/2021 9:06	7/1/2024 9:06	1021.00	11,070.00	BT MARÍA DEL CARMEN III	OCEANBAT
4/2/2020 17:30	21/5/2022 17:30	837.00	4,719.00	BT JAMBELI	FLUVIMAR
21/1/2020 0:01	21/1/2023 0:01	1096.00	18,145.00	MARIA DEL CARMEN IX	EP FLOPEC
31/7/2020 9:55	27/1/2021 23:36	180.57	17,300.00	BOSPOROS	EP FLOPEC
26/8/2020 2:00	22/2/2021 2:00	180.00	17,300.00	BYZANTION	EP FLOPEC
21/1/2020 16:06	24/2/2020 0:01	33.33	11,100.00	ALFA 007	EP FLOPEC
9/1/2020 17:30	1/3/2020 15:00	51.90	29,750.00	AZTEC	EP FLOPEC
6/3/2020 0:00	18/11/2020 9:00	257.38	18,500.00	AZTEC	EP FLOPEC
13/7/2020 8:06	11/2/2023 8:06	943.00	9,000.00	BT ISLA PUNÁ	TRANNAVE
20/12/2019 0:00	20/2/2021 0:00	428.00	5,460.00	BARCAZA/GABARRA ORCA	OPEANSA
			4,914.00	BARCAZA/GABARRA ORCA	
			6,848.81	BARCAZA/GABARRA ORCA	
			10,224.23	BARCAZA/GABARRA ORCA	

13. Anticipo Clientes

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Prepagos Venta Productos (NC)	-27,722,036	-30,707,521
	<u>-27,722,036</u>	<u>-30,707,521</u>

14. Cuentas Por Pagar

Se encuentra compuesta por:

		<u>2020</u>	<u>2019</u>
Cuentas Por Pagar	(1)	-762,447,514	-197,920,524
Depósitos No Identificados		-8,510	-1,307
		<u>-762,456,024</u>	<u>-197,921,831</u>

(1) Cuentas Por Pagar:

14. CUENTAS POR PAGAR	2,020	2,019
2334102 CUENTAS POR PAGAR BIENES Y SERVICIOS	-144,325,470	-100,920,754
2334103 CUENTAS POR PAGAR FUNCIONARIOS	-2,416,501	-10,213,193
2334104 CUENTAS POR PAGAR IMPUESTO A LA RENTA	-168,082	-412,935
2334104 CUENTAS POR PAGAR IMPUESTO A LA RENTA	-1,512,008	-1,330,684
2334104 CUENTAS POR PAGAR IMPUESTO A LA RENTA	-80,291	-80,291
2334105 CUENTAS POR PAGAR IMPUESTO AL VALOR AGREGADO	-	914,290
2334105 CUENTAS POR PAGAR IMPUESTO AL VALOR AGREGADO	-2,128,323	-2,156,369
2334105 CUENTAS POR PAGAR IMPUESTO AL VALOR AGREGADO	-34,190,763	-34,207,592
2334105 CUENTAS POR PAGAR IMPUESTO AL VALOR AGREGADO	-42,314,265	-43,228,555
2334106 CUENTAS POR PAGAR RETENCIONES	-	-6,984
2334106 CUENTAS POR PAGAR RETENCIONES	0	0
2334106 CUENTAS POR PAGAR RETENCIONES	-133	-133
2334106 CUENTAS POR PAGAR RETENCIONES	-42,964	-42,964
2334109 CUENTAS POR PAGAR MINISTERIO DE FINANZAS	-500,561,605	-747,866,060
2334109 CUENTAS POR PAGAR MINISTERIO DE FINANZAS	-12,654,426	-14,967,009
2334109 CUENTAS POR PAGAR MINISTERIO DE FINANZAS	-	-2,368,491
2334110 CUENTAS POR PAGAR VARIOS	-9,927,483	-9,928,744
2334110 CUENTAS POR PAGAR VARIOS	-15,670	-15,670
2334198 S.I. CUENTAS POR PAGAR IMPORTACIONES MIN.FINANZAS	-46,574,872	-
2334199 S.I. CUENTAS POR PAGAR	-7,929,212	-6,503,139
2334203 NIIF REGULACION CUENTAS POR PAGAR FUNCIONARIOS	-	10,213,193
2334209 NIIF REGULACION CUENTAS POR PAGAR MINISTERIO DE FI	-	765,201,560
2334210 REGULATORIO DE IMPUESTOS	42,394,555	-
2334302 DEPOSITOS NO IDENTIFICADOS	-8,510	-1,307
	-762,456,024	-197,921,831

15. Provisiones Por pagar

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Provisiones Por Pagar	(1) <u>-317,406,383</u>	<u>-480,684,383</u>
	<u>-317,406,383</u>	<u>-480,684,383</u>

(1) Esta cuenta se compone como a continuación se detalla

	2020	2019
PROVISIONES POR PAGAR	-12.625.409	-12.624.889
PROVISION DECIMO TERCER SUELDO POR PAGAR	-1.478.598	-1.417.590
PROVISION DECIMO CUARTO SUELDO POR PAGAR	-1.230.977	-1.234.047
PROVISION PAGO IESS	-3.138.129	-3.432.693
PROVISION IMPORTACION EN TRANSITO	-26.022	-
PROVISION CONSUMO INTERNO DERIVADOS	-1.298.430	-1.206.890
PROVISION GARANTIAS POR PAGAR	-29.610	-29.610
PROVISION VACACIONES	-22.879.784	-20.868.941
PROVISION REMUNERACION VARIABLE	-12.413.061	-12.413.061
PROVISION INGRESOS NO TRIBUTABLES NOMINA	-1.009	-
PROVISION INDEMNIZACIONES POR SENTENCIAS LABORAL	-30.255.886	-22.246.614
PROVISIONES IMPORTACIONES HIDROCARBUROS POR PAGAR	-180.643.337	-321.401.858
PROVISIÓN DE BIENES Y SERVICIOS	-51.386.130	-37.233.319
S.I. PROVISION IMPORTACIONES HIDROCARBUROS	-	-223.781.485
REGULACION PROVISION	-	177.206.613
TOTAL	-317.406.383	-480.684.383

16. Cuenta Regulatoria de Cuentas Por Pagar

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Cuenta Regulatoria de Cuentas Por pagar	<u>-84.690,271</u>	<u>-70.206,420</u>
	<u>-84.690,271</u>	<u>-70.206,420</u>

A continuación, se presenta un detalle:

	2020	2019
CUENTA PUENTE AP	-1.920.418	-1.885.198
CUENTA PUENTE PROVISION AP PENDIENTES PARA GASTOS	-58.670.483	-34.731.395
CUENTA PUENTE PAGO NOMINA	-	-62.728
CUENTA PUENTE RETENCIONES NOMINA	-850	-850
CUENTA PUENTE - OTRAS OBLIGACIONES POR PAGAR EBS/C	-24.093.797	-24.614.110
CUENTA PUENTE PRESTAMOS FUNCIONARIOS GL-AP	-12	-3.600
CUENTA PUENTE RETENCION LIQUIDACION DE HABERES	-8.636	-17.044
CUENTA PUENTE TERCEROS	8.425	8.432
CUENTA PUENTE CREDITOS EXTERNOS (AS-400 CTA 339711)	-	-8.895.927
DEVOLUCION GARANTIAS IMPORTAC./CONTENEDORES CTA	-4.500	-4.000
TOTAL	-84.690.271	-70.206.421

17. Documentos Por Pagar LP

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Obligaciones Por Pagar	---	-78,000,000
Arrendos Largo Plazo	<u>-32,880,389</u>	<u>-12,066,247</u>
	<u>-32,880,389</u>	<u>-90,066,247</u>

FECHA DE INICIO	FECHA FINAL	TIEMPO DE ARRIENDO (en días)	VALOR ARRIENDO X DIA	Buque / Área	CONTRATO CON
7/1/2020 8:12	22/3/2021 8:12	440.00	11,500.00	BT MARÍA DEL CARMEN V	OCEANBAT
22/3/2021 8:12	7/1/2024 8:12	1021.00	11,170.00	BT MARÍA DEL CARMEN V	OCEANBAT
25/1/2020 9:06	22/3/2021 9:06	422.00	11,400.00	BT MARÍA DEL CARMEN III	OCEANBAT
22/3/2021 9:06	7/1/2024 9:06	1021.00	11,070.00	BT MARÍA DEL CARMEN III	OCEANBAT
4/2/2020 17:30	21/5/2022 17:30	837.00	4,719.00	BT JAMBELI	FLUVIMAR
21/1/2020 0:01	21/1/2023 0:01	1096.00	18,145.00	MARIA DEL CARMEN IX	EP FLOPEC
31/7/2020 9:55	27/1/2021 23:36	180.57	17,300.00	BOSPOROS	EP FLOPEC
26/8/2020 2:00	22/2/2021 2:00	180.00	17,300.00	BYZANTION	EP FLOPEC
21/1/2020 16:06	24/2/2020 0:01	33.33	11,100.00	ALFA 007	EP FLOPEC
9/1/2020 17:30	1/3/2020 15:00	51.90	29,750.00	AZTEC	EP FLOPEC
6/3/2020 0:00	18/11/2020 9:00	257.38	18,500.00	AZTEC	EP FLOPEC
13/7/2020 8:06	11/2/2023 8:06	943.00	9,000.00	BT ISLA PUNÁ	TRANSNAVE
20/12/2019 0:00	20/2/2021 0:00	428.00	5,460.00	BARCAZA/GABARRA ORCA	OPEANSA
			4,914.00	BARCAZA/GABARRA ORCA	
			6,848.81	BARCAZA/GABARRA ORCA	
			10,224.23	BARCAZA/GABARRA ORCA	

18. Provisiones Beneficios Empleados

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Provisiones Beneficios a Empleados	<u>-265,150,209</u>	<u>-144,084,266</u>
	<u>-265,150,209</u>	<u>-144,084,266</u>

EMPRESA PÚBLICA PETROECUADOR - NIC 19**Jubilación Patronal****8.1.1 Resumen de Resultados**

a. Pasivo al 31 de diciembre de 2019 Estado de Situación Financiera	149.343.842,80
b. Costo por Servicios o laboral 2020 Estado de Resultados	2.241.721,28
c. Costo por Intereses 2020 Estado de Resultados	4.025.886,67
d. (Ganancia)/Pérdida actuarial durante el 2020 Otro Resultado Integral (NIIF Completas)	8.230.013,38
e. Pagos realizados durante el 2020 Estado de Flujos de Efectivo	(9.378.340,46)
f. Costo por Servicios Pasados - Modificación pensión 2020 (Por cambio de pensión mensual de trabajadores actualmente jubilados) Estado de Resultados	13.873.419,13
g. Costo por Servicios Pasados - Inclusión Personal 2020 (Por inclusión de personal activo y pensionistas no considerados en el 2019) Estado de Resultados	15.265.180,09
h. Obligación al 31 de diciembre de 2020 (a. + b. + c. + d. + e. + f. + g.) Estado de Situación Financiera	183.601.722,89

EMPRESA PÚBLICA PETROECUADOR - NIC 19**Jubilación Patronal**

8.1.2 Gasto reconocido via resultados	2020
Costo del servicio corriente o laboral	2.241.721,28
Costo de servicios pasados	29.138.599,22
Ganancia/Pérdida por liquidación	-
Interés neto sobre el pasivo (activo) por beneficios definidos	4.025.886,67
Otros ajustes	-
Gasto/(Ingreso) total reconocido via resultados	35.406.207,17
8.1.3 Nuevas Mediciones Otro Resultado Integral	2020
(Ganancias)/Pérdidas actuariales por experiencia	4.433.322,66
(Ganancias)/Pérdidas actuariales por supuestos financieros	3.796.690,72
(Ganancias)/Pérdidas actuariales por supuestos demograficos	-
Rendimiento de los activos del plan	-
Cambio en el efecto del techo del activo	-
Nuevas mediciones del pasivo via ORI	8.230.013,38

EMPRESA PÚBLICA PETROECUADOR - NIC 19**Jubilación Patronal**

8.1.4 Desarrollo del (Pasivo)/Activo por beneficio definido	31/12/2020
Obligación por beneficio definido	183.601.722,89
Valor corriente de los activos del plan	-
Status de Fondo	(183.601.722,89)
Efecto del techo del activo	-
(Pasivo)/Activo por beneficio definido al final del período reportado	(183.601.722,89)

8.1.5 Conciliación del (Pasivo)/Activo por beneficio definido	31/12/2020
(Pasivo)/Activo por beneficio definido al final del anterior período reportado	(149.343.842,80)
Gasto reconocido via Resultados	(35.406.207,17)
Contribuciones del empleador	-
Beneficios pagados directamente por la Compañía	9.378.340,46
Nuevas mediciones del pasivo/activo reconocido via ORI	(8.230.013,38)
Otros ajustes via Resultados	-
(Pasivo)/Activo por beneficio definido al final del período reportado	(183.601.722,89)

Supuestos utilizados

Tasa de descuento	2,91%
Tasa de inflación de largo plazo	1,00%
Incremento salarial de largo plazo	1,50%
Tabla de mortalidad	IESS2002
Fecha de censo	31/12/2020

EMPRESA PÚBLICA PETROECUADOR - NIC 19**Jubilación Patronal**

8.1.6 Conciliación en la obligación por beneficio definido	31/12/2020
Obligación por beneficio definido al final del período anterior	149.343.842,80
Costo del servicio corriente	2.241.721,28
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	4.025.886,67
(Ganancia)/Pérdida actuarial	8.230.013,38
Tasa de cambio	-
Contribuciones efectuadas por los participantes	-
Beneficios pagados directamente por la Compañía	(9.378.340,46)
Beneficios pagados desde el fondo de activos	-
Combinaciones de negocios	-
Costo por servicio pasado - Reducción	29.138.599,22
Liquidaciones	-
Otros ajustes	-
Obligación por beneficio definido al final del período	183.601.722,89

3. Resumen de los resultados

	Reserva Acumulada al 31 de diciembre de 2020
a. Jubilación Patronal	183.601.723
b. Desahucio	7.841.886
c. Retiro Voluntario (Código de Trabajo)	37.976.509
d. Retiro Voluntario - LOEP	21.510.562
e. Transferencia Solidaria	14.219.529
f. Total	265.150.208

- El pasivo por Jubilación Patronal al 31 de diciembre de 2020 para Empresa Pública Petroecuador es de \$183.601.723.
- El pasivo por Desahucio al 31 de diciembre de 2020 para Empresa Pública Petroecuador es de \$ 7.841.886.
- El pasivo por Retiro Voluntario al 31 de diciembre de 2020 para el personal bajo Código de Trabajo de la Empresa Pública Petroecuador es de \$ 37.976.509.
- El pasivo por Retiro Voluntario al 31 de diciembre de 2019 para el personal bajo la Ley Orgánica de las Empresas Públicas de la Empresa Pública Petroecuador es de \$21.510.562.
- El pasivo por el beneficio de Transferencias Solidarias al 31 de diciembre de 2020 para Empresa Pública Petroecuador es de \$14.219.529.

RESUMEN ESTADÍSTICO

Beneficio	Clasificación	Número de personal	Reserva acumulada al 31 de diciembre de 2020
Jubilación Patronal	Personal Bajo Código de Trabajo	2.140	41.765.037
	LOEP – Acuerdo 225	195	19.920.737
	Jubilados	1.297	121.915.948
Desahucio	Personal Activo	2.119	7.841.886
Transferencia Solidaria	Jubilados Decreto 172	520	14.219.529
Retiro Voluntario	Personal Bajo Código de Trabajo	2.140	37.976.509
	Personal Bajo LOEP	1.446	21.510.562

OBSERVACIONES

- Se ha calculado el beneficio de Jubilación Patronal de acuerdo al Artículo 216 del Código de Trabajo, para personal con Contrato Indefinido, Obreros, y servidores públicos que cumplan con los requisitos del acuerdo 225.
- Para el beneficio de Desahucio se considera el Artículo 185 del Código de Trabajo, para personal obrero.
- El beneficio de Retiro Voluntario fue calculado para el personal bajo Código de Trabajo (Personal con Contrato Indefinido y Obreros) y para el personal bajo LOEP (Nombramiento Permanente y Servidores Públicos). La información es presentada de manera separada.
- Para los servidores bajo LOEP, se ha calculado el beneficio de jubilación patronal bajo lo estipulado en el Código de Trabajo, y debido al Decreto Ejecutivo 225 publicado en el Registro Oficial 123 de 4 de febrero del 2010, detalla que los trabajadores "mantendrán los derechos que hubieren adquirido en la contratación colectiva en lo que referente a remuneraciones, retiro y jubilación patronal, está última siempre que hubieren laborado al menos 13 años en la misma institución", por lo cual para el cálculo de Jubilación Patronal se ha tomado en cuenta a 195 servidores públicos amparados bajo el Decreto 225.
- Las provisiones que se muestran en este informe, toman en cuenta la metodología según la NIC 19, la cual está alineada al Marco Conceptual de las Normas Internacionales de Información Financiera, la misma que determina que los estados financieros se elaboran bajo una hipótesis de negocio en marcha. Por lo tanto, el valor de las provisiones no debe tomarse como una referencia en caso de que la compañía liquide a todos los trabajadores.
- A petición de la compañía, se ha utilizado la tasa de descuento con base a los bonos corporativos de alta calidad de EE.UU. a diciembre 2020 para el desarrollo de los cálculos actuariales de los beneficios de jubilación patronal, desahucio, retiro voluntario y transferencia solidaria.
- Por confirmación de la institución, existe un cambio en el valor de la pensión mensual de trabajadores actualmente jubilados y adicionalmente se ha incluido en el cálculo actuarial de jubilación patronal a personal activo y pensionistas que no fueron informados en el año 2019; el efecto de los puntos mencionados se ha incluido como Costo por servicios pasados en la conciliación bajo NIC19.

5. Supuestos y métodos actuariales

Con base al entorno general para determinar las mejores estimaciones de los supuestos, la compañía debería considerar las expectativas del mercado al final del período sobre el que se informa. Además, la información histórica de la compañía y de la industria podría ser utilizada para determinar ciertos supuestos.

Es importante también considerar los siguientes párrafos de la norma IAS 19 cuando se establecen los supuestos:

Párrafo 75: Las suposiciones actuariales serán insesgadas y compatibles entre sí.

Párrafo 76: Las suposiciones actuariales constituyen las mejores estimaciones de la entidad sobre las variables que determinarán el costo final de proporcionar los beneficios post-empleo.

Párrafo 77: Las suposiciones actuariales se considerarán insesgadas si no resultan ni imprudentes ni excesivamente conservadoras.

Párrafo 78: Las suposiciones actuariales serán compatibles entre sí cuando reflejen las relaciones económicas existentes entre factores tales como la inflación, tasas de aumento de los salarios y tasas de descuento. Por ejemplo, todas las suposiciones que dependan de un nivel determinado de inflación en un período futuro (como es el caso de las relacionadas con las tasas de interés e incrementos de salarios y beneficios), suponen el mismo nivel de inflación en ese período.

Entre las hipótesis y supuestos más relevantes, se encuentran:

Hipótesis Actuariales	2020
Tasa de descuento	2,91%
Tasa de inflación de largo plazo	1,00%
Tasa de incremento salarial de largo plazo	1,50%
Incremento salario mínimo	1,00%
Salario mínimo	400,00
Tasa descuento Fondo Global	6,26%
Porcentaje elección Pensión Mensual	100,00%
Rotación Promedio	8,10%
Tiempo de servicio para jubilación Código de Trabajo	25
Tabla de mortalidad pre y post retiro	IESS2002

19. Provisiones Por Desmantelamiento

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Provisiones Por Desmantelamiento	-15,394,265	-15,394,265
	<u>-15,394,265</u>	<u>-15,394,265</u>

A continuación, se presenta un detalle de la cuenta Provisiones Por Desmantelamiento, que corresponde a un cálculo histórico

INFRAESTRUCTURA	EP PETROECUADOR			DUFF&PHELPS		
	VALOR ADQUISICIÓN	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	VALOR EN LIBROS	RCN	DRCN	VR
REFINERÍAS	4,335,982,042.50	2,536,595,339.35	1,799,386,703.15	3,537,059,000.00	2,003,824,000.00	713,365,000.00
OLEODUCTOS	1,860,149,579.49	1,561,838,719.73	298,310,859.76	1,483,536,000.00	692,990,000.00	692,990,000.00
POLIDUCTOS	1,904,336,472.70	925,734,052.18	978,602,420.52	1,103,283,000.00	751,287,000.00	751,287,000.00
TERMINALES DE COMBUSTIBLE Y GLP	415,128,636.63	208,643,347.85	206,485,288.78	674,736,000.00	460,089,000.00	460,089,000.00
DEPÓSITOS DE COMBUSTIBLES Y GAS	19,336,728.40	10,600,326.16	8,736,402.24	22,673,000.00	15,150,000.00	15,150,000.00
TERMINALES MARÍTIMOS	381,689,597.05	105,774,371.09	275,915,225.96	637,594,000.00	421,834,000.00	421,834,000.00
PLANTAS DE LICUEFACCIÓN	77,966,753.42	19,519,103.90	58,447,649.52	62,804,000.00	22,273,000.00	22,273,000.00
Total	8,994,589,810.19	5,368,705,260.26	3,625,884,549.93	7,521,685,000.00	4,367,447,000.00	3,076,988,000.00

Acurio Fase 1


\$ 50,158,384.78

Acurio Fase 2

\$133,752,488.99

Total Valor Razonable y Reposición

\$ 3,260,898,873.77

 Acurio & Asociados Expertos en valor		EP PETROECUADOR		
		Resumen de valoración de Estaciones de Servicio y Depósitos de Pesca Artesanal		
Cifras expresadas en US Dólares				
No.	Nombre de la Estación o Depósito	Valor desmantelamiento (bienes físicos)	Años de Vida útil técnica	Años de Vida útil remanente
1	ESTACIÓN DE SERVICIO 6 DE OCTUBRE	\$ 237,423.78	60.00	60.00
2	ESTACIÓN DE SERVICIO ARENILLAS	\$ 188,470.50	60.00	52.40
3	ESTACIÓN DE SERVICIO HUAQUILLAS	\$ 272,166.02	60.00	51.86
4	ESTACIÓN DE SERVICIO 11 DE NOVIEMBRE	\$ 226,812.04	60.00	52.21
5	ESTACIÓN DE SERVICIO PUERTO JELY	\$ 64,872.05	60.00	52.34
6	ESTACIÓN DE SERVICIO EL ORO	\$ 139,801.04	60.00	52.80
7	ESTACIÓN DE SERVICIO LA AVANZADA	\$ 187,010.72	60.00	50.12
8	ESTACIÓN DE SERVICIO JAMBELÍ	\$ 139,619.28	60.00	55.28
9	ESTACIÓN DE SERVICIO MACARÁ	\$ 167,610.68	60.00	55.02
10	ESTACIÓN DE SERVICIO CELICA	\$ 192,997.80	60.00	60.00
11	ESTACIÓN DE SERVICIO SOZORANGA	\$ 164,325.25	60.00	54.79
12	ESTACIÓN DE SERVICIO PUYANGO	\$ 209,774.57	60.00	57.65
13	ESTACIÓN DE SERVICIO PINDAL	\$ 117,869.79	60.00	42.97
14	ESTACIÓN DE SERVICIO CARIAMANGA	\$ 183,226.69	60.00	54.23
15	ESTACIÓN DE SERVICIO ZAPOTILLO	\$ 189,579.37	15.00	15.00
16	ESTACIÓN DE SERVICIO YANTZAZA	\$ 168,187.99	60.00	54.85
17	ESTACIÓN DE SERVICIO ZUMBA	\$ 141,506.01	60.00	54.00
18	ESTACIÓN DE SERVICIO EL PANGUI	\$ 147,792.82	60.00	54.00
19	ESTACIÓN DE SERVICIO ZUMBI	\$ 281,068.63	60.00	54.55
20	ESTACIÓN DE SERVICIO 11 DE ABRIL	\$ 328,512.21	60.00	54.00
21	ESTACIÓN DE SERVICIO CARCHI	\$ 144,178.87	60.00	53.75
22	ESTACIÓN DE SERVICIO LITA	\$ 344,601.76	60.00	60.00
23	ESTACIÓN DE SERVICIO PUTUMAYO	\$ 147,718.80	60.00	54.85
24	ESTACIÓN DE SERVICIO LUMBAQUI	\$ 267,282.03	60.00	54.94
25	ESTACIÓN DE SERVICIO NUEVA LOJA	\$ 509,447.31	60.00	54.85



No.	Nombre de la Estación o Depósito	Valor desmantelamiento (bienes físicos)	Años de Vida útil técnica	Años de Vida útil remanente
26	ESTACIÓN DE SERVICIO LAGO AGRIO	\$ 207,416.20	60.00	56.06
27	ESTACIÓN DE SERVICIO CUYABENO	\$ 201,925.91	60.00	56.14
28	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL SANTA MARIANITA	\$ 128,232.72	60.00	51.12
29	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL PUERTO CAYO	\$ 69,516.74	60.00	43.12
30	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL JARAMIJÓ	\$ 59,502.71	15.00	11.92
31	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL SAN MATEO	\$ 66,464.23	15.00	11.75
32	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL ANCONCITO	\$ 80,651.40	60.00	54.14
33	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL SANTA ELENA	\$ 44,978.23	20.00	15.81
34	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL SAN PEDRO	\$ 46,219.01	20.00	15.56
35	ESTACIÓN DE SERVICIO SAN CRISTÓBAL	\$ 305,907.17	60.00	53.70
36	ESTACIÓN DE SERVICIO PUERTO AYORA	\$ 776,316.56	60.00	53.36
37	ESTACIÓN DE SERVICIO ISABELA	\$ 355,106.66	60.00	55.11
38	ESTACIÓN DE SERVICIO SANTA ROSA	\$ 347,125.73	60.00	53.19
39	ESTACIÓN DE SERVICIO LAS LAJAS	\$ 152,497.56	15.00	15.00
40	ESTACIÓN DE SERVICIO BALSAS	\$ 186,875.99	15.00	15.00
41	ESTACIÓN DE SERVICIO GONZANAMÁ	\$ 51,823.10	20.00	13.68
42	ESTACIÓN DE SERVICIO ESMERALDAS	\$ 354,830.72	60.00	56.99
43	ESTACIÓN DE SERVICIO SAN LORENZO	\$ 201,189.42	60.00	55.66
44	ESTACIÓN DE SERVICIO EL PAILÓN	\$ 180,691.86	60.00	56.00
45	ESTACIÓN DE SERVICIO MIRA	\$ 76,799.85	60.00	52.37
46	ESTACIÓN DE SERVICIO SAN PEDRO	\$ 368,432.49	60.00	52.33
47	ESTACIÓN DE SERVICIO TULCÁN	\$ 330,487.88	60.00	60.00
48	ESTACIÓN DE SERVICIO EL ÁNGEL	\$ 135,130.65	60.00	53.16
49	ESTACIÓN DE SERVICIO MONTÚFAR	\$ 342,931.99	60.00	54.00
50	ESTACIÓN DE SERVICIO ESPEJO	\$ 125,654.13	60.00	51.85
51	ESTACIÓN DE SERVICIO CENTINELA DEL NORTE	\$ 214,498.89	60.00	52.75
52	ESTACIÓN DE SERVICIO SAN GABRIEL	\$ 207,159.14	60.00	54.78
53	ESTACIÓN DE SERVICIO SUCUMBOS	\$ 349,495.32	60.00	55.32
54	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL CRUCITA	\$ 41,468.33	60.00	50.37
55	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL COJIMÍES	\$ 54,959.78	20.00	16.87
56	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL LIMONES	\$ 52,687.12	60.00	44.56
57	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL ROCAFUERTE	\$ 61,195.29	60.00	50.89
58	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL TONCHIGUE	\$ 82,316.86	20.00	15.25
59	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL CHAMANGA	\$ 95,872.85	60.00	59.92
60	DEPÓSITO DE PESCA ARTESANAL SALINAS	\$ 88,138.83	60.00	48.68
TOTAL		\$ 11,606,357.33		
	Desmantelamiento Fase 2	\$ 3,787,907.44		
	Registro de Prov. Desmantelamiento	\$ 15,394,264.77		Año de registro
				2019

20. Capital Social

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Capital Social	<u>-3,012,780,154</u>	<u>-3,012,780,154</u>
	<u>-3,012,780,154</u>	<u>-3,012,780,154</u>

21. Resultados Acum. – Años Ant

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Resultados Acum Por Primera Vez NIIF	<u>-8,554,613,481</u>	<u>-6,645,751,886</u>
	<u>-8,554,613,481</u>	<u>-6,645,751,886</u>

Cuando una entidad adopta por primera vez las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), es necesario hacer una apertura contable para reflejar los efectos de la adopción en su posición financiera. En este proceso, se deben registrar los ajustes necesarios para llevar los saldos de las cuentas a su valor de acuerdo con las NIIF.

En el caso de las cuentas patrimoniales, el movimiento dependerá de la situación específica de cada cuenta. A continuación, se presentan algunos ejemplos de posibles movimientos de cuentas patrimoniales durante la adopción por primera vez de las NIIF:

Cuentas de activo fijo: Es posible que algunos activos fijos deban ser revaluados o reclasificados según las NIIF. Por ejemplo, una propiedad, planta y equipo que antes se había registrado como un gasto en el estado de resultados podría tener que ser revaluado y registrado como un activo fijo. De manera similar, una entidad podría tener que reclasificar algunos activos de acuerdo con su uso.

Cuentas de pasivo a largo plazo: Al igual que con los activos fijos, algunos pasivos a largo plazo pueden requerir ajustes durante la adopción por primera vez de las NIIF. Por ejemplo, una entidad puede tener que reevaluar el valor presente de sus obligaciones a largo plazo.

Capital contable: La adopción por primera vez de las NIIF puede tener un impacto en el capital contable de la entidad. Por ejemplo, si la entidad ha estado utilizando un método de contabilidad que no es aceptable bajo las NIIF, es posible que deba realizar ajustes para reflejar el impacto en el capital contable.

En general, el movimiento de cuentas patrimoniales durante la adopción por primera vez de las NIIF dependerá de la situación específica de la entidad y de las cuentas individuales. Es importante que la entidad tenga una comprensión clara de los requerimientos de las NIIF y que trabaje con un contador o auditor experimentado para llevar a cabo la apertura contable y los ajustes necesarios.

22. Entrega de Excedentes

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Entrega de Excedentes	<u>7,381,374,558</u>	<u>6,645,194,830</u>
	<u>7,381,374,558</u>	<u>6,645,194,830</u>

23. Otras Rentas Ingresas

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Otras Rentas Ingresas	<u>86,215,495</u>	---
	<u>86,215,495</u>	---

24. Utilidad Del Año

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Utilidad del Año	<u>-392,101,392</u>	<u>-1,814,596,280</u>
	<u>-392,101,392</u>	<u>-1,814,596,280</u>

25. Ingresos Ordinarios

Se encuentra compuesta por:

		<u>2020</u>	<u>2019</u>
Ingresos Por Ventas	(1)	<u>-7,832,068,981</u>	<u>-11,856,111,089</u>
		<u>-7,832,068,981</u>	<u>-11,856,111,089</u>

(1) Los Ingresos están compuestos de la siguiente manera:

	2020	2019
EXPORTACION DE CRUDO	-4,151,369,929.73	-6,691,466,769.26
EXPORTACION DE DERIVADOS	-505,516,647.75	-838,982,883.99
VENTA INTERNA DE DERIVADOS	-3,087,772,195.45	-4,244,451,692.40
VENTA DE GAS NATURAL	-28,529,780.37	-34,158,461.17
TRANSPORTE DE CRUDO	-43,469,219.37	-32,456,700.29
CONSUMO INTERNO DE CRUDO	-15,411,208.00	-14,594,582.00
TOTALES	<u>-7,832,068,980.67</u>	<u>-11,856,111,089.11</u>

26. Ingresos No Ordinarios

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Otros Ingresos No Ordinarios	<u>-27,620,761</u>	<u>-83,081,480</u>
	<u>-27,620,761</u>	<u>-83,081,480</u>

27. Costo de Ventas

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Exportación de Crudo	7,353,374,590	9,039,967,906
Costo Por Corrección de Depreciación	<u>24,213,533</u>	<u>30,929,805</u>
	<u>7,377,588,123</u>	<u>9,070,897,711</u>

A continuación, se presenta un detalle de la cuenta Costo de Ventas:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
EXPORTACION DE CRUDO	3,345,984,070	2,747,860,433
EXPORTACION DE DERIVADOS	363,045,734	519,268,539
VENTA INTERNA DE DERIVADOS	3,626,426,201	5,758,244,353
VENTA DE GAS NATURAL	24,213,533	30,929,805
CONSUMO INTERNO DE CRUDO	15,411,208	14,594,582
COSTOS POR IMPRODUCTIVIDAD	2,507,377	-
TOTALES	<u>7,377,588,123</u>	<u>9,070,897,711</u>

28. Costo Por Implementación NIIF

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Costo Por Estudio Actuarial	29,138,599	---
Costo Por Corrección de Depreciación	-55,021,056	---
Deterioro Valor de Terrenos	-2,144,734	---
Costo Regulación de Impuestos	-	---
Costos Regulación de NIIF de Arriendo	<u>-7,971,696</u>	<u>---</u>
	<u>-35,998,887</u>	<u>---</u>

29. Gastos de Personal

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Remuneraciones Mensuales	13,038,575	16,324,109
Remuneraciones Periódicas	2,416,669	2,753,920
Aportes y Beneficios Sociales	11,146,827	13,852,857
Indemnizaciones	<u>7,820,162</u>	<u>26,694,504</u>
	<u>34,422,233</u>	<u>59,625,390</u>

30. Servicios Básicos Y Generales

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Viáticos Y Gastos de Viaje	207,249	751,144
Servicios Generales	1,251,140	1,095,690
Energía Eléctrica Comprada	499,236	919,007
Fletes y Transporte	400,209	561,502
Seguros	570,874	998,493
Publicidad y Propaganda	22,990	17,703
Arrendamientos	125,181	313,919
Capacitación	44,088	365,059
Servicios de Operación Y Complementarios	13,341,636	10,360,176
Servicios de Mantenimiento	<u>3,272,275</u>	<u>4,919,067</u>
	<u>19,734,878</u>	<u>20,301,760</u>

31. Materiales Y Suministros

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Materiales Y Suministros	268,088	175,448
Materiales Y Suministros de Mant	33,646	51,477
Combustibles Y Lubricantes	845,541	855,516
Bienes de Control	<u>198,456</u>	<u>273,523</u>
	<u>1,345,731</u>	<u>1,355,964</u>

32. Depreciaciones Y Amortizaciones

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Depreciaciones	2,113,744	2,359,199
Amortizaciones	<u>142,462</u>	<u>899,968</u>
	<u>2,256,206</u>	<u>3,259,167</u>

33. Impuestos Y Transferencias

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Tasas, Impuestos Y Contribuciones	520,386	462,375
Aportes Y Transferencias	28,552,100	10,641,898
Atención Gastos	<u>2,752</u>	<u>17,805</u>
	<u>29,075,238</u>	<u>11,222,078</u>

34. Gastos Financieros

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Otros Gastos	15,765,758	918,072,624
NIIF Otros Gastos Aplicaciones	<u>16,361,894</u>	<u>39,961,595</u>
	<u>32,127,652</u>	<u>958,034,219</u>

35. Otros Resultados Integrales

Se encuentra compuesta por:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
ORI Por Pérdidas y Ganancias	<u>7,037,176</u>	---
	<u>7,037,176</u>	<u>---</u>

36. Hechos posteriores

Hay varios factores que contribuyen a que el precio del petróleo esté alto. Algunos de los principales factores incluyen:

Demanda: La demanda global de petróleo ha aumentado a medida que la economía mundial se recupera de la pandemia de COVID-19. El aumento de la demanda ha sido impulsado por una mayor actividad económica en muchos países y por la necesidad de suministros de petróleo para el transporte y la producción de energía.

Suministro limitado: A pesar de la demanda creciente, la producción de petróleo se ha mantenido relativamente estable. Algunos países productores de petróleo han limitado su producción en un intento por impulsar los precios. Además, los recientes huracanes y las interrupciones en la producción de petróleo en los Estados Unidos también han afectado la oferta global.

Política: Los cambios en las políticas gubernamentales y las tensiones geopolíticas pueden afectar el precio del petróleo. Por ejemplo, las tensiones entre Estados Unidos e Irán o la guerra civil en Libia pueden afectar el suministro global de petróleo y aumentar los precios.

Especulación: El mercado del petróleo también está influenciado por especuladores y operadores financieros que compran y venden petróleo con la esperanza de obtener

ganancias. A medida que aumenta la demanda y se limita el suministro, los especuladores pueden comprar petróleo con la expectativa de que su precio seguirá subiendo.

En resumen, el precio del petróleo está alto debido a una combinación de factores, incluyendo la demanda creciente, el suministro limitado, la política y la especulación. Es importante destacar que los precios del petróleo son volátiles y pueden cambiar rápidamente en función de los cambios en la oferta y la demanda globales, las políticas gubernamentales y otros factores externos.

La guerra en Ucrania ha tenido un impacto limitado en el precio del petróleo a nivel global. Aunque Ucrania es un importante país de tránsito para el gas natural que se exporta desde Rusia hacia Europa, la mayoría de las exportaciones de petróleo y gas de Rusia hacia Europa no pasan por Ucrania, sino por gasoductos alternativos que atraviesan Bielorrusia y Polonia.

Sin embargo, la tensión en la región y las sanciones impuestas a Rusia por parte de los países occidentales, incluyendo Estados Unidos y la Unión Europea, han afectado indirectamente los precios del petróleo. Las sanciones limitan la capacidad de Rusia para exportar petróleo y gas a Occidente, lo que ha llevado a un aumento en la producción de petróleo en otros países, como Estados Unidos, que ha tenido un impacto en el equilibrio global de la oferta y la demanda de petróleo y, por lo tanto, en el precio.

Además, la incertidumbre en la región ha llevado a un aumento en la volatilidad del precio del petróleo, ya que los inversores temen una interrupción en el suministro de petróleo y gas desde Rusia a Europa. En resumen, aunque la guerra en Ucrania no ha tenido un impacto directo en el precio del petróleo, ha contribuido a la volatilidad del mercado y ha afectado la oferta y la demanda globales de petróleo y gas.

Gerente General

Subgerente de Finanzas

Jefe Corporativa de Gestión Contable

Jefe de Contabilidad General