EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021

Índice de Contenido

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA 1
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA 2
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA 3
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES 4
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO 5
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO 6
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO 7
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS 8
1. INFORMACIÓN GENERAL 8
1.1 Constitución y objeto social 8
1.2 Situación económica del país 8
1.3 Convenio Interinstitucional para el Manejo Integrado de Liquidez del Sector Público 9
1.4 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) 10
2. RESUMEN DE LAS POLÍTICAS CONTABLES MATERIALES 12
2.1 Bases de preparación 12
2.2 Nuevas normas, enmiendas e interpretaciones emitidas internacionalmente 13
2.3 Moneda funcional y de presentación 14
2.4 Clasificación de partidas en corrientes y no corrientes 14
2.5 Efectivo y equivalentes de efectivo 15
2.6 Instrumentos Financieros 15
2.7 Inventarios 18
2.8 Gastos pagados por anticipado 19
2.9 Propiedad, planta y equipo 19
2.10 Activos Intangibles 20
2.11 Inversiones de exploración, explotación y desarrollo 22

2.12 Inversiones en Acciones....22
2.13 Otros activos....23
2.14 Impuesto a la renta....23
2.15 Arrendamientos....23
2.16 Beneficios a Empleados....25
2.17 Provisión por abandono de campo y desmantelamiento....25
2.18 Provisiones y pasivos contingentes....26
2.19 Ingresos de actividades ordinarias....27
2.20 Costos y gastos....28
2.21 Ingresos (gastos) financieros....28
2.22 Combinaciones de negocio....28
2.23 Eventos posteriores....29
3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS....29
4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO....33
5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES....34
6. INVENTARIOS....35
7. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO....36
8. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO....37
9. OBRAS EN CURSO....39
10. ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y PASIVOS POR ARRENDAMIENTO....39
11. INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO....40
12. INVERSIONES DE EXPLORACIÓN....41
13. INVERSIONES EN ACCIONES....42
14. OTROS ACTIVOS....43
15. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR....44
15.1 FONDOS RECIBIDOS DE TERCEROS....45
16. PASIVO CONTRACTUAL....45
17. BENEFICIOS CON EMPLEADOS....46
18. PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES....46
19. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS....47
20. PROVISIÓN POR ABANDONO DE CAMPO Y DESMANTELAMIENTO....50
21. CAPITAL SOCIAL....51
22. APORTES EX OPERADORAS Y FONDOS ENTREGADOS Y RECIBIDOS NETO....51
23. OTRO RESULTADO INTEGRAL....52

24. RESULTADOS ACUMULADOS POR ADOPCIÓN DE LAS NIIF 52
25. RESULTADOS ACUMULADOS....53
26. RESULTADO DEL PERIODO 53
27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS 53
28. COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS 54
29. GASTOS OPERATIVOS 54
30. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 56
30.1 Factores de riesgo financiero....56
30.2 Administración del riesgo de capital....57
31. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA AL COSTO O A VALOR RAZONABLE. 58
31.1 Categorías de instrumentos financieros 58
32. CONTINGENCIAS 58
33. CONTRATOS POR SERVICIOS ESPECÍFICOS 59
34. EVENTOS SUBSECUENTES 59
35. CONOCIMIENTO Y AUTORIZACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS....65

Abreviaturas usadas:

NIIF	Norma Internacional de Información Financiera
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
CINIIF	Interpretaciones del Comité de Normas Internacionales de Información Financiera
CPA	Contador Público Autorizado
SRI	Servicio de Rentas Internas
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LRTI	Ley de Régimen Tributario Interno
RLRTI	Reglamento de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
ISSB	Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad
TCFD	Grupo de trabajo sobre revelaciones financieras relacionadas con el clima
SPPI	Solo pago de principal e intereses
NIA	Normas Internacionales de Auditoría
IESBA	Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores
RNAE	Registro Nacional de Auditores Externos
IESS	Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
ISD	Impuesto a la Salida de Divisas
US$	US. Dólares
PIB	Producto interno bruto
IR	Impuesto a la renta
FBKF	Formación bruta de capital fijo
AFP	Autorización de Fondos para Proyectos
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
Art.	Artículo
BCE	Banco Central del Ecuador
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BLQ.	Bloque
CAPEX	Inversión
CDB	China Development Bank
CFDD	Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitario
COE	Comité de Operaciones de Emergencia
EMCO EP	Empresa Coordinadora de Empresas Públicas
EP PETROECUADOR - PEC	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
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
OMS	Organización Mundial de la Salud

OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OPEX	Costos y Gastos
OTAN	Organización del Tratado del Atlántico Norte
PETROAMAZONAS EP	Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP
PGE	Presupuesto General del Estado
VNR	Valor neto realizable
PIB	Producto Interno Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidad para el Desarrollo
RODA	Red de Oleoductos del Distrito Amazónico
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
VPN	Valor presente neto
WACC	Weighted Average Capital Cost-Costo Promedio Ponderado del Capital
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021
(Expresado en miles de dólares estadounidenses)

ACTIVOS:	**Notas**	**2022**	**2021**
		(en miles de US. dólares)	
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalente de efectivo	4	739.086	858.713
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	5	1.767.067	976.055
Inventarios	6	833.595	850.681
Gastos pagados por anticipado	7	461.477	109.760
Total activos corrientes		**3.801.225**	**2.795.209**
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Propiedad, planta y equipos	8	678.026	819.199
Obras en curso	9	626.157	484.451
Activo intangible		1.469	1.413
Activos por derecho de uso	10	22.008	46.585
Inversiones de explotación y desarrollo	11	5.362.424	5.627.388
Inversiones de exploración	12	757.862	757.862
Inversiones en acciones	13	11.763	11.342
Otros activos	14	123.741	283.234
Total activos no corrientes		**7.583.450**	**8.031.474**
TOTAL ACTIVOS		**11.384.675**	**10.826.683**

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
SEBASTIAN JOSE MAAG PARDO

Gerente General

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
RICARDO ESTEBAN MANCERO TRUJILLO

Subgerente de Finanzas

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
KLEBER PATRICIO ENRIQUEZ SUNTASIG

Jefe Corporativo de Gestión Contable

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
WILLIAM ALFONSO PINTO GUZMAN

Jefe de Contabilidad General

EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021
(Expresado en miles de dólares estadounidenses)

PASIVOS:	**Notas**	**2022**	**2021**
		(en miles de US. dólares)	
PASIVOS CORRIENTES:			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	2.626.873	2.393.317
Pasivo contractual	16	19.094	33.422
Beneficios con empleados	17	78.732	98.626
Pasivos por impuestos corrientes	18	93.602	125.773
Pasivos por arrendamiento	10	21.764	28.306
Total pasivos corrientes		**2.840.065**	**2.679.444**
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	4.285	485.342
Fondos Recibidos de Terceros	15.1	357.885	-
Obligaciones por beneficios definidos	19	388.302	449.234
Provisiones por abandono de campo y desmantelamiento	20	208.059	202.314
Pasivos por arrendamiento	10	2.230	21.223
Total pasivos no corrientes		**960.761**	**1.158.113**
TOTAL PASIVOS		**3.800.826**	**3.837.557**

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
SEBASTIAN JOSE MAAG PARDO

Gerente General

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
RICARDO ESTEBAN MANCERO TRUJILLO

Subgerente de Finanzas

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
KLEBER PATRICIO ENRIQUEZ SUNTASIG

Jefe Corporativo de Gestión Contable

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
WILLIAM ALFONSO PINTO GUZMAN

Jefe de Contabilidad General

EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021
(Expresado en miles de dólares estadounidenses)

PATRIMONIO:	**Notas**	**2022**	**2021**
		(en miles de US. dólares)	
Capital social	21	3.012.780	3.012.780
Aportes ex operadoras	22	5.586.920	5.589.675
Fondos entregados y recibidos neto	22	14.771.941	18.000.403
Otro resultado integral	23	(104.209)	(174.726)
Adopción por primera vez NIIF	24	(1.415.916)	(1.415.916)
Resultados acumulados	25	(17.931.147)	(21.253.160)
Resultado del periodo	26	3.663.480	3.230.070
TOTAL PATRIMONIO		**7.583.849**	**6.989.126**
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		**11.384.675**	**10.826.683**

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
SEBASTIAN JOSE MAAG PARDO

Gerente General

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
RICARDO ESTEBAN MANCERO TRUJILLO

Subgerente de Finanzas

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
KLEBER PATRICIO ENRIQUEZ SUNTASIG

Jefe Corporativo de Gestión Contable

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
WILLIAM ALFONSO PINTO GUZMAN

Jefe de Contabilidad General

EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021
(Expresado en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	2022	2021
		(en miles de US. dólares)	
Ingresos de actividades ordinarias	27	16.425.859	12.248.408
Costo de producción y ventas	28	(12.805.911)	(8.779.015)
Margen bruto		**3.619.948**	**3.469.393**
Gastos operativos:			
Gastos de administración	29	(319.632)	(392.726)
Gastos financieros	29	(65.144)	(419.467)
Ingresos financieros		10.612	3.945
Otros (gastos), ingresos, neto	29	417.697	568.925
Utilidad del año		**3.663.480**	**3.230.070**
Otro resultado integral del año:			
Nuevas mediciones de obligaciones por beneficios definidos y total		70.517	(96.318)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		**3.733.997**	**3.133.752**

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
SEBASTIAN JOSE MAAG PARDO

Gerente General

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
RICARDO ESTEBAN MANCERO TRUJILLO

Subgerente de Finanzas

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
KLEBER PATRICIO ENRIQUEZ SUNTASIG

Jefe Corporativo de Gestión Contable

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
WILLIAM ALFONSO PINTO GUZMAN

Jefe de Contabilidad General

EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021
(Expresado en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Fondos entregados y recibidos neto	Aportes ex operadoras	Primera adopción NIIF	Otro resultado integral	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Total
Saldo al 01 de enero de 2021	**3.012.780**	**(7.427.949)**	**-**	**(1.415.916)**	**(86.216)**	**10.269.698**	**4.352.398**
Fusión PAM 1 de enero 2021	-	28.983.412	5.330.332	-	7.807	(29.227.886)	5.093.665
Fondos entregados y recibidos neto Ministerio de Finanzas	-	(6.849.810)	89	-	-	(2.294.972)	(9.144.693)
Aportes ex operadoras	-	-	259.254	-	-	-	259.254
Fondos recibidos Ministerio de Finanzas	-	3.294.750	-	-	-	-	3.294.750
Utilidad integral del año	-	-	-	-	(96.318)	3.230.070	3.133.752
Saldo al 31 de diciembre de 2021	**3.012.780**	**18.000.403**	**5.589.675**	**(1.415.916)**	**(174.726)**	**(18.023.090)**	**6.989.126**
Fondos entregados y recibidos neto Ministerio de Finanzas	-	(5.683.963)	-	-	-	-	(5.683.963)
Aportes ex operadoras	-	-	(2.755)	-	-	-	(2.755)
Fondos recibidos Ministerio de Finanzas	-	2.455.502	-	-	-	-	2.455.502
Otros movimientos patrimoniales	-	-	-	-	-	91.943	91.943
Utilidad integral del año	-	-	-	-	70.517	3.663.480	3.733.997
Saldo al 31 de diciembre de 2022	**3.012.780**	**14.771.941**	**5.586.920**	**(1.415.916)**	**(104.209)**	**(14.267.667)**	**7.583.849**

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
SEBASTIAN JOSE MAAG PARDO

Gerente General

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
RICARDO ESTEBAN MANCERO TRUJILLO

Subgerente de Finanzas

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
KLEBER PATRICIO ENRIQUEZ SUNTASIG

Jefe Corporativo de Gestión Contable

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
WILLIAM ALFONSO PINTO GUZMAN

Jefe de Contabilidad General

EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

MÉTODO INDIRECTO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021
(Expresado en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	2022	2021
		(en miles de US. dólares)	
Flujos de efectivo neto de actividades de operación:			
Utilidad (Pérdida) del ejercicio	26	3.663.480	3.230.070
Ajustes para conciliar el superávit con el efectivo neto en las actividades de operación			
Aportes ex operadoras	22	(2.755)	259.255
Deterioro de cuentas por cobrar	5	30.711	364.997
Obsolescencia de inventarios	6	(2.149)	25.144
Deterioro Propiedad Planta y Equipo	8	74.199	366.736
Depreciación de activos fijos	8	185.900	-
Amortizaciones	8	613.306	1.993.205
Bajas de Obras en curso	9	-	228
Provisión de beneficios a empleados	19	(1.381)	27.599
Provisión por abandono de campo	20	5.745	186.920
Contingencias	15	(4.166)	-
Derecho Contractual	16	(222.404)	-
Activos por Derecho de uso	10	24.577	-
Interés por pasivo por arrendamiento	10	(25.535)	-
Provisiones	2.18	1.182.461	-
Otros Movimiento Patrimoniales	ECP	91.943	-
Valuación de inversiones en acciones	13	(985)	-
Gastos Anticipados	7	(2.469)	-
Variación en capital de trabajo			
Variación de activos – (aumento) disminución			
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	5	(821.724)	6.055.221
Inventarios	6	19.235	(117.150)
Gastos pagados por anticipado	7	(349.247)	(2.213)
Variación de pasivos – aumento (disminución)			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	(1.056.863)	(412.980)
Pasivos contractual	16	-	5.700
Beneficios empleados	17	(8.928)	32.438
Pasivos por impuestos corrientes	18	(39.189)	75.233
Obligaciones por beneficios definidos	19	-	(28.175)
Provisión por abandono de campo	20	-	(159.077)
Efectivo neto provisto por (utilizado en) por actividades de operación		3.353.763	11.903.149

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

MÉTODO INDIRECTO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021
(Expresado en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	2022	2021
		(en miles de US. dólares)	
Propiedad, planta y equipos	8	(40.108)	474.941
Fusión, neto de efectivo recibido		-	51.368
Obras en curso	9	(170.941)	(173.833)
Activo intangible	2.10	(4.521)	516.828
Activos por derecho de uso	10	-	3.734
Inversiones en explotación y desarrollo	11	(189.415)	(5.626.785)
Inversiones de exploración	12	-	(757.677)
Dividendos de inversiones en acciones	13	564	(882)
Otros activos	14	159.493	80.348
Efectivo neto provisto por (utilizado en) por actividades de inversión		(244.929)	(5.431.959)
Obligaciones financieras		-	(78.000)
Pasivos por arrendamiento	10	-	(2.700)
Fondos entregados y recibidos neto Ministerio de Finanzas	22	(5.683.963)	(9.144.694)
Fondos recibidos Ministerio de Finanzas	22	2.455.502	3.294.750
Efectivo neto provisto por (utilizado en) por actividades de financiamiento		(3.228.461)	(5.930.644)
Variación neta de efectivo y equivalentes de efectivo		(119.627)	540.547
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	4	858.713	318.166
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	4	739.086	858.713

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
SEBASTIAN JOSE MAAG PARDO

Gerente General

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
RICARDO ESTEBAN MANCERO TRUJILLO

Subgerente de Finanzas

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
KLEBER PATRICIO ENRIQUEZ SUNTASIG

Jefe Corporativo de Gestión Contable

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
WILLIAM ALFONSO PINTO GUZMAN

Jefe de Contabilidad General

EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR- EP PETROECUADOR

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022
(Expresado en miles de dólares estadounidenses)

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Constitución y objeto social

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR (en adelante, "la Empresa"), es una entidad de propiedad 100% estatal del Ecuador, con domicilio principal en la ciudad de San Francisco de Quito, provincia de Pichincha. Es una persona jurídica de derecho público, con patrimonio propio.

La Empresa es responsable de la extracción, producción y transporte de petróleo crudo (en adelante, "crudo") a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y el Sistema de Oleoductos del Distrito Amazónico (RODA). Estos sistemas trasladan el crudo desde la región amazónica hasta las refinerías y puertos en la provincia de Esmeraldas, donde es embarcado para su exportación o sometido a procesos de refinación para su posterior distribución y consumo en el mercado nacional.

Los productos derivados del crudo son transportados mediante poliductos y gasoductos, además de ser almacenados en depósitos de productos limpios. La Empresa es propietaria de plantas de envasado de gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural (GN), estaciones de transferencia, estaciones de servicio, depósitos de almacenamiento y terminales marítimas de crudo y productos refinados, ubicados en diversas zonas del territorio nacional, incluyendo el continente y las Islas Galápagos.

La Empresa comercializa hidrocarburos y sus derivados, recibiendo pagos parciales de los clientes de manera directa o a través del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y el Banco Central del Ecuador (BCE). La diferencia forma parte del presupuesto general del Estado.

Los decretos de creación y transformación de la Empresa establecen que goza de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. No obstante, no todos los ingresos generados por sus ventas se depositan en sus cuentas bancarias, sino en cuentas administradas por el MEF a través del BCE. De igual manera, los pagos relacionados con la importación de derivados de hidrocarburos son gestionados y cancelados a los proveedores por el MEF.

El objeto principal de la Empresa es la gestión del sector estratégico de los recursos naturales no renovables para su aprovechamiento sustentable. Actualmente, interviene en las fases de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización, tanto a nivel nacional como internacional, de productos hidrocarburíferos.

Con Decreto Ejecutivo No. 1221 de fecha 07 de enero de 2021, se dispone: “Artículo 1. – Fusiónese por absorción la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP, a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR.”.

Las actividades económicas de la Empresa están reguladas por diversas disposiciones emitidas por diferentes entidades del Estado, entre ellas: Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales de los Ministerios de Energía y Minas, Economía y Finanzas, Trabajo y Ambiente y Agua, así como normativas de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

1.2 Situación económica del país

Organismos internacionales e industria local

A continuación, se destacan los efectos principales y las respuestas de organismos internacionales y la industria local en Ecuador:

Impacto en la demanda y precios

La suspensión del bombeo del SOTE-OCP debido al avance del fenómeno de erosión regresiva del río Quijos (Coca) en el mes de diciembre de 2021, ocasionó la construcción de la séptima variante del SOTE, que permitió restablecer después de 17 días el transporte de petróleo desde la Amazonía hasta el Puerto de Balao, en la provincia de Esmeraldas, normalizando las operaciones en la cadena de valor de los hidrocarburos.

Medidas de organismos internacionales

El conflicto entre Rusia y Ucrania junto con el incremento de los precios de la energía, aumento de la inflación y la ansiedad relacionada al COVID-19 provoco una incertidumbre en los mercados petroleros, disparándose los precios del gas en Europa y los costos del petróleo aumentaron durante un periodo de volatilidad sin precedentes afectando las perspectivas de la demanda del petróleo.

Respuesta de la industria local en Ecuador

Ajustes en producción y presupuesto

El sector petrolero ecuatoriano tuvo que adaptarse a la disminución de los ingresos del petróleo a consecuencia del paro nacional del 13 al 30 de junio convocadas por organizaciones sociales, principalmente por la Confederación de Nacionalidades Indígenas del Ecuador (CONAIE) dejando de extraer 679.000 barriles de crudo.

Diversificación y búsqueda de nuevas inversiones

Se promovieron iniciativas para diversificar la oferta energética y atraer inversiones que ayuden a modernizar la industria con la suscripción de siete contratos petroleros para la exploración y explotación en los bloques de la Cuenca Oriente.

Reestructuración organizacional

Se impulsaron reformas en empresas estatales para mejorar la eficiencia administrativa y operativa. Como parte de esta estrategia estatal, se llevó a cabo en el año 2021 la fusión entre PETROECUADOR EP y PETROAMAZONAS EP, consolidando recursos, eliminando redundancias y fortaleciendo la capacidad del Estado para gestionar de manera más integral el sector petrolero.

En este año existió en Petroecuador EP un incremento en su nivel de producción luego que se suspendieron las actividades en un gran número de pozos debido al paro nacional del mes de junio, también presentó resultados positivos en la producción de crudo en los pozos Pucuna 19H, perteneciente al bloque 44, ubicado en la provincia de Orellana2.

1.3 Convenio Interinstitucional para el Manejo Integrado de Liquidez del Sector Público

El 25 de septiembre del 2014, se suscribió el Convenio Interinstitucional para el Manejo Integrado de Liquidez del Sector Público entre el Ministerio de Finanzas y EP PETROECUADOR, cuyo objeto fue establecer los procedimientos y obligaciones para que el Ministerio de Economía y Finanzas como organismo rector de las finanzas públicas realice el manejo de liquidez de la EP PETROECUADOR.

Las obligaciones de las partes estipuladas en la cláusula Tercera del convenio establecen:

"3.1 EP PETROECUADOR:

3.1.1 Transferir las disponibilidades que no son de exigibilidad inmediata a la Cuenta Única del Tesoro Nacional, número 01110006, utilizando el mecanismo de acreditación del Banco Central del Ecuador y comunicar a la Subsecretaría del Tesoro Nacional.

3.1.2 Entregar a la Subsecretaría del Tesoro Nacional la programación de caja semanal y mensual de los recursos que requiera para cubrir oportunamente sus obligaciones, hasta el monto transferido a la cuenta Única del Tesoro Nacional.

3.1.3 Notificar oportunamente a la Subsecretaria del Tesoro Nacional en caso de que existan cambios o modificaciones en la programación de la caja.

3.2 MINISTERIO DE FINANZAS:

3.2.1 Mejorar la liquidez de la caja y garantizar el pago oportuno de las obligaciones de la EP PETROECUADOR, según la programación de caja remitida por la empresa.

3.2.2 Registrar contablemente los recursos manejados a través del presente Convenio, de acuerdo con la normativa vigente para el registro de operaciones no presupuestarias."

1.4 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 fecha 06 de septiembre de 2022, entre la EP PETROECUADOR, el actual Ministerio de Economía y Finanzas, el Banco Central del Ecuador, con el objeto de: *"establecer los procedimientos y las directrices para el manejo financiero relacionado a las operaciones presupuestaria, contables y de tesorería referente a la compra de derivados importados, compras locales de productos carburantes, comisiones bancarias y demás costos y gastos financieros y de comercio internacional, administrados integralmente por la EP PETROECUADOR, bajo el seguimiento permanente del Ministerio de Economía y Finanzas, garantizando que se cuente con los recursos para el cumplimiento de las obligaciones de manera completa y oportuna, y que se precautele el principio de solvencia de la Cuenta Corriente Única del Tesoro Nacional que se encuentra registrada en el Banco Central del Ecuador, el cual en calidad de agente fiscal, financiero y depositario de los recursos públicos, provee los servicios bancarios a las entidades del sector público."*

La Cláusula quinta fuentes de ingresos y financiamiento, establece que la compra de derivados importados, compras locales de productos carburantes, comisiones bancarias y demás costos y gastos financieros y de comercio internacional, se financiarán a través de los siguientes ingresos:

1. Saldo de la venta interna de derivados, que incluye la producción nacional y las importaciones directas; luego de deducir de los ingresos efectivos por la venta interna de derivados los siguientes rubros, de acuerdo a la siguiente prelación:

   a) Los costos de producción de crudo destinado para carga de refinerías, una vez presentadas las actas de producción fiscalizadas (incluye tarifa del Bloque 61).

   b) Los costos de refinación de los derivados de producción nacional.

c) Los costos de comercialización interna de derivados.

d) Los costos de transporte de derivados.

e) Los costos de almacenamiento de derivados.

f) Impuesto al Valor Agregado (IVA) y retención en la fuente.

g) Valores por venta interna de combustible a precios internacionales liquidados mensualmente por el Banco Central del Ecuador.

h) Los costos de comercialización, transporte, almacenamiento y refinación de crudo y derivados originados en los convenios de intercambio crudo-producto.

i) Los tributos u otros rubros de pago obligatorio que se establezca por ley y que estén vinculadas a la actividad petrolera de la empresa pública.

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

3. Transferencias provenientes de la liquidación de los ingresos por exportaciones de crudo y derivados, en función de las instrucciones de liquidación que el Ministerio de Economía y Finanzas remita al Banco Central del Ecuador.

4. Ingresos por demorajes en las exportaciones y penalizaciones por importaciones.

5. Recursos por devolución por pagos de facturación de importación en exceso.

Asignación del Presupuesto General del Estado y fondeos temporales de caja realizados desde la Cuenta Única del Tesoro Nacional del Ministerio de Economía y Finanzas, cuando la disponibilidad de los ingresos previstos por los conceptos antes mencionados no sea suficiente para cubrir los gastos.

1. Pagos de facturas, ya sea a través de cartas de crédito o giros directos en función de la disponibilidad de líneas de crédito de Banco Central del Ecuador y los acuerdos comerciales establecidos en los contratos respectivos, a proveedores (nacionales o extranjeros) de hidrocarburos y carburantes que, por necesidades operativas, requiera importar o adquirir localmente EP PETROECUADOR.

2. Otras obligaciones relacionadas con las importaciones de derivados, siempre y cuando, dichos valores no estén registrados en otras partidas de gastos del Presupuesto de la EP PETROECUADOR y que no sean generados por temas operativos o de la falta de gestión e la Empresa Pública.

3. Devoluciones de recursos a la Cuenta Única del Tesoro Nacional por anticipos temporales realizados para cubrir los gastos establecidos en los anteriores puntos.

4. Reliquidación de hidrocarburos realizados por el Banco Central del Ecuador.

5. Las comisiones por servicios bancarios generadas por el Banco Central del Ecuador y demás gastos financieros asociados a la compra de derivados importados y compras locales de producto carburantes.

Los fondeos temporales en caso de que el financiamiento que reciba la cuenta No. 1310148 “CCU EP PETROECUADOR-CFDD” no llegue con la temporalidad requerida para atender las obligaciones de pago correspondientes, el Ministerio de Economía y Finanzas podrá realizar anticipos de recursos para fondear de manera temporal dicha cuenta. Para el efecto, el Ministerio de Economía y Finanzas registrará una

cuenta por cobrar y la EP PETROECUADOR una cuenta por pagar. Una vez la cuenta No. 1310148 “CCU EP PETROECUADOR-CFDD” reciba los recursos, el Ministerio de Economía y Finanzas coordinará con la EP PETROECUADOR el débito de los recursos de la cuenta y registrará la recuperación del anticipo entregado; por su parte, la EP PETROECUADOR registrará la disminución de la cuenta por pagar al Ministerio de Economía y Finanzas.

El Ministerio de Economía y Finanzas realizará la recuperación de anticipos sin afectar la disponibilidad para los pagos que requiera la cuenta No. 1310148 “CCU EP PETROECUADOR – CFDD”, hasta saldar la totalidad de la cuenta por cobrar, dichos anticipos deberán ser recuperados dentro del ejercicio fiscal respectivo.

En el caso de que, durante el ejercicio fiscal correspondiente, no se logre recuperar la totalidad de los recursos de los anticipos entregados a la cuenta No. 1310148 “CCU EP PETROECUADOR – CFDD” y no se pueda saldar la cuenta por cobrar, el Ministerio de Economía y Finanzas, a través del Presupuesto General del Estado, reconocerá la diferencia como una asignación al presupuesto de la empresa pública y generará el gasto con afectación al presupuesto en dicho ejercicio fiscal.

Para el efecto, la Subsecretaría de Presupuesto deberá realizar la asignación presupuestaria previa coordinación con la EP PETROECUADOR y las Subsecretarías del Tesoro Nacional, Política Fiscal y Relaciones Fiscales, de los valores que permitan devengar la obligación desde el Tesoro Nacional. Cuando el Ministerio de Economía y Finanzas regule a nivel presupuestario la transferencia de recursos amortizará la cuenta del anticipo. Por su parte la EP PETROECUADOR reconocerá en su presupuesto el ingreso desde el Presupuesto

General del Estado y compensará la cuenta por pagar al Ministerio de Economía y Finanzas.
De manera mensual se deberá realizar una conciliación de la cuenta por pagar y cobrar entre la EP PETROECUADOR y el Ministerio de Economía y Finanzas, en cumplimiento a la Norma de Control Interno de la Contraloría General del Estado.

2. RESUMEN DE LAS POLÍTICAS CONTABLES MATERIALES

A continuación, se describen las principales políticas contables materiales adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados. Tal como lo requieren las NIIF, estas políticas han sido diseñadas en función a las NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2022, y aplicadas de manera uniforme en todos los ejercicios presentados en estos estados financieros consolidados.

2.1 Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados de la Empresa al 31 de diciembre del 2022 y 2021 están preparados de acuerdo con las NIIF pertinentes, emitidas por el IASB, las que han sido adoptadas en Ecuador, y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales aplicadas de manera uniforme en los ejercicios que se presentan, en cumplimiento de la Resolución No. DIREMCO EP-2016-0019 de 9 de junio de 2016 emitida por el Directorio de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas, la cual resolvió expedir las Normas para la preparación y presentación de los estados financieros de las Empresas Públicas Coordinadas. El numeral 4 de la Resolución No. DIREMCO EP-2016-0019 indica: “Normas Contables. - Las empresas públicas coordinadas deberán aplicar obligatoriamente las NIIF, para el registro, preparación y presentación de estados financieros”.

Los estados financieros de la Empresa han sido preparados de acuerdo con el principio del costo histórico. La preparación de los estados financieros de acuerdo con NIIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la Administración ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Empresa. En la nota 3 se revelan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad, o las áreas donde los supuestos y estimaciones son significativos

para los estados financieros consolidados. Debido a la subjetividad inherente en este proceso contable, los resultados reales pueden diferir de los montos estimados por la Administración.

2.2 Nuevas normas, enmiendas e interpretaciones emitidas internacionalmente

Las siguientes enmiendas y modificaciones han entrado en vigor al 1 de enero de 2022:

- NIC 16, NIC 37, NIIF 3, NIC 41, NIIF 9, NIIF 16 y NIIF 1. La aplicación de estas modificaciones no tuvo impactos materiales en el reconocimiento ni en la medición de los estados financieros.

- A la fecha de emisión de estos estados financieros, se han publicado nuevas normas y enmiendas que aún no han entrado en vigor, entre ellas NIIF 17, las enmiendas a NIC 1, NIC 8 y NIC 12.

Estas enmiendas y modificaciones no tuvieron impacto material en los importes reconocidos en períodos anteriores y no se espera que afecten significativamente los períodos futuros.

Al 31 de diciembre de 2022, se han publicado nuevas normas, así como también enmiendas y mejoras a las NIIF existentes que no han entrado en vigor.

Estas son de aplicación obligatoria en la preparación de los estados financieros de la Empresa a partir de las fechas indicadas a continuación:

Norma	Tema	Aplicación obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:
NIC 16	Enmienda que prohíbe deducir del costo de propiedad, planta y equipo, cualquier producto recibido de la venta de elementos producidos mientras la entidad prepara el activo para su uso.	1 de enero 2022
NIC 37	Enmienda que aclara que los costos directos de cumplir un contrato incluyen tanto los costos incrementales de cumplir con el contrato como una asignación de otros costos directamente relacionados con el cumplimiento de los contratos	1 de enero 2022
NIIF 3	Actualización de las referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera y agregar una excepción para el reconocimiento de pasivos y pasivos contingentes dentro del alcance de la NIC 37 e IFRIC 21	1 de enero 2022
NIC 41	Mejoras sobre la eliminación del requisito de que las entidades excluyan los flujos de efectivo por impuestos cuando midan el valor razonable según la NIC 41	1 de enero 2022
NIIF 9 / NIIF 16	Relacionadas con la reforma de las tasas de interés de referencia	1 de enero 2022

Norma	Tema	Aplicación obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:
NIIF 1	Mejoras que permite a las entidades que han medido sus activos y pasivos a valores en libros registrados en los libros de su matriz medir también cualquier diferencia de conversión acumulada utilizando los montos informados por la matriz	1 de enero 2022
NIIF 17	Norma que reemplaza a la NIIF 4 y cambia fundamentalmente la contabilidad de todas las entidades que emiten contratos de seguro y contratos de inversión con características discrecionales de participación.	1 de enero 2023
NIC 1	Enmienda que aclara cómo los pasivos se clasifican como corrientes o no corriente, dependiendo de los derechos que existan al final del período de información.	1 de enero 2023
NIC 8	Enmienda que aclara cómo las empresas deben distinguir los cambios en sus políticas contables de los cambios en las estimaciones contables.	1 de enero 2023
NIC 12	Enmienda aclaratoria sobre la contabilización de impuestos diferidos por arrendamientos y provisiones por desmantelamiento.	1 de enero 2023

La Empresa estima que la adopción de las nuevas normas, enmiendas a las NIIF y las nuevas interpretaciones antes descritas, no tendrá un impacto en los estados financieros en el ejercicio de su aplicación inicial, pues gran parte de estas normas no son aplicables a sus operaciones.

2.3 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional de la Empresa Pública es el dólar de los Estados Unidos de América (US. dólar), la cual es la moneda de circulación en el Ecuador.

Las transacciones en moneda extranjera se traducen a la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones. Las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten del pago de tales transacciones se reconocen en el estado de resultados integrales.

2.4 Clasificación de partidas en corrientes y no corrientes

La Empresa Pública presenta los activos y pasivos en el Estado de Situación Financiera clasificados como corrientes y no corrientes.

El activo se clasifica como corriente cuando:

- Existe la intención de venderlo o consumirlo en su ciclo normal de operación;
- Mantiene el activo principalmente con fines de negociación;
- Dentro de los doce meses siguientes después del período sobre el que se informa; o

- Es efectivo o equivalente al efectivo a menos que éste se encuentre restringido y no pueda ser intercambiado ni utilizado para cancelar un pasivo por un período mínimo de doce meses después del cierre del período sobre el que se informa.

Los demás activos se clasifican como no corrientes.

Un pasivo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera liquidar el pasivo en su ciclo normal de operación;
- Se mantiene el pasivo principalmente con fines de negociación;
- Debe liquidarse dentro de los doce meses siguientes a la fecha de cierre del período que se informa;
- No tiene un derecho incondicional para aplazar la cancelación del pasivo durante, al menos, los doce meses siguientes a la fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Los demás pasivos se clasifican como no corrientes.

2.5 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende recursos en caja, saldos conciliados en cuentas bancarias locales y del exterior, valores negociables de corto plazo igual o menor a tres meses desde la fecha de adquisición que son rápidamente convertibles en efectivo, depósitos especiales con bajo nivel de riesgo a cambios significativos en su valor y fondos entregados en garantía del Consorcio Shaya, además de fondos en garantía exigibles una vez culminado el contrato.

2.6 Instrumentos Financieros

Comprende cualquier contrato que da lugar a un activo financiero de una entidad y un pasivo financiero o instrumento de patrimonio de otra entidad.

i. Activos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Se clasifican cuando existe el reconocimiento inicial al costo amortizado, al valor razonable con cambios en otros resultados integrales o al valor razonable con cambios en resultados.

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características del flujo de efectivo contractual del activo financiero y del modelo de negocio de la Empresa para la gestión de cada activo financiero.

El activo financiero para que sea clasificado y medido al costo amortizado o valor razonable con cambios en otros resultados integrales ORI, es necesario que este otorgue el derecho a la Empresa a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses (SPPI por sus siglas en inglés) sobre el monto del capital (principal). Esta evaluación se conoce como la prueba “SPPI” y se realiza a nivel de cada instrumento.

El modelo de negocio de la Empresa para la gestión de sus activos financieros se refiere a la manera en la cual administra sus activos financieros para generar sus flujos de efectivo, determina si los

flujos de efectivo resultarán de la recuperación de flujos de efectivo contractuales a través del cobro, con cambios en la venta de activos financieros, o ambos.

Medición posterior

Los activos financieros para efectos de la medición posterior, se clasifican en cuatro categorías:

- Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda).
- Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales que se reciclan en resultados acumulados (instrumentos de deuda).
- Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales que no se reciclan en resultados acumulados (instrumentos de patrimonio).
- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda)

Esta categoría es la más relevante para la Empresa y mide sus activos financieros a costo amortizado, si ambas de las siguientes condiciones se cumplen:

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio con el objetivo de mantener los activos financieros con el fin de recuperar los flujos de efectivo contractuales a través del cobro, y
- Los términos contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a los flujos de efectivo que son exclusivamente pagos del principal e intereses sobre el capital (principal) pendiente de pago.

Los activos financieros a costo amortizado se miden posteriormente utilizando el método de interés efectivo y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando el activo se da de baja, es modificado o deteriorado.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Empresa mantuvo activos financieros que son medidos al costo amortizado. (Ver nota 31.1).

Deterioro de activos financieros

La Empresa establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales cuando existe evidencia objetiva de que la Empresa no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las mismas. La existencia de dificultades financieras significativas por parte del deudor, la probabilidad de que el deudor entre en quiebra o reorganización financiera y la falta o mora en los pagos se consideran indicadores de que la cuenta a cobrar se ha deteriorado.

El deterioro para cubrir pérdidas se establece por el importe de la pérdida que se valora como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados descontado a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Si, en un período posterior, el monto de la pérdida por deterioro disminuye y, dicha disminución se relaciona objetivamente a un evento que haya ocurrido después de que se reconoció dicho deterioro, se reconoce en el estado de resultados integrales la reversión de la pérdida previamente reconocida.

La Administración de la Empresa, considera que la estimación por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, cubre adecuadamente el riesgo de crédito de estas partidas a esa fecha. (Ver nota 30).

ii. Pasivos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los pasivos financieros se clasifican en el momento y fecha de su reconocimiento inicial, como pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y obligaciones, cuentas por pagar o derivados designados como instrumentos de cobertura efectiva.

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y, en el caso de préstamos y cuentas por pagar se reconocen al valor neto de los costos de transacción directamente atribuibles.

Los pasivos financieros de la Empresa incluyen acreedores comerciales y cuentas por pagar a entidades relacionadas.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Empresa mantuvo pasivos financieros medidos al costo amortizado y medidos al valor razonable. (Ver nota 31.1).

Medición posterior

La medición de los pasivos financieros depende de su clasificación, como:

Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociación y pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial como a valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurren con el propósito de recomprar en el término cercano. Esta categoría también incluye instrumentos financieros derivados suscritos por la Empresa que no están designados como instrumentos de cobertura en relaciones de cobertura según lo definido por NIIF 9.

Los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados se determinan al momento de su reconocimiento, y si se cumplen los criterios de NIIF 9.

La Empresa no ha clasificado ningún pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros de la Empresa se muestran en la nota 31 a los estados financieros consolidados.

Préstamos y cuentas por pagar

Es la categoría más relevante para la Empresa, después del reconocimiento inicial, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se

reconocen en el estado de resultados cuando los pasivos se dan de baja, así como a través del proceso de amortización bajo el método de la tasa de interés efectiva.

El costo amortizado se calcula considerando cualquier descuento o prima en la adquisición y las tarifas o costos que son parte integrante de la determinación de la tasa de interés efectiva del pasivo financiero. La amortización de la tasa de interés efectiva se incluye como costos financieros en el estado de resultados.

Baja de pasivos financieros

La Empresa para dar de baja un pasivo financiero es cuando sus obligaciones contractuales son pagadas, canceladas o han expirado, modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo modificado son sustancialmente distintos. En este caso, se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las condiciones nuevas al valor razonable.

En el momento de la baja en cuentas de un pasivo financiero, la diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero extinto y la contraprestación pagada (incluidos los activos que no son en efectivo transferidos o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se compensan y el monto neto se reporta en el estado de situación financiera, si existe actualmente un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos y si existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

2.7 Inventarios

Los inventarios se registran al costo o a su valor neto de realización el que resulte menor. 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 y 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.

El valor neto realizable (VNR) es el precio de venta estimado en el curso normal de los negocios, menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo la venta. La Empresa estima 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 existan, 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 provisionado se revierte. La reversión no puede ser mayor al valor registrado originalmente, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

Adicionalmente, la Empresa constituye una provisión con cargo a los resultados del ejercicio para cubrir las pérdidas por inventarios en mal estado, obsoletos o no aptos para su utilización o comercialización. (Ver nota 6).

2.8 Gastos pagados por anticipado

Son los desembolsos realizados por concepto de: anticipos, seguros y contratistas donde aún no han sido transferidos los beneficios y riesgos inherentes del servicio que la Empresa está por recibir. Se registran al costo y se devengan en función de los contratos adquiridos, registrando dicho devengamiento en los resultados integrales del año. (Ver nota 7).

2.9 Propiedad, planta y equipo

Reconocimiento y medición

Son registradas al costo menos la depreciación 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.

El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o costo de construcción, incluyendo impuestos de importación e impuestos no reembolsables, 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, costos de endeudamiento incurridos que son atribuibles a la adquisición y/o construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono.

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo, 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. (Ver nota 8).

Erogaciones o desembolsos posteriores

Corresponden a 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.

Depreciación

La propiedad, planta y equipo en las Gerencias de transporte, refinación y comercialización 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 período contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando están en condiciones de uso.

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

Las vidas útiles estimadas son las siguientes:

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
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. Los gastos de mantenimiento y reparaciones ordinarias se cargan directamente a los resultados del año.

Los métodos de depreciación, vidas útiles estimadas y los valores residuales se revisan y se ajustan al final de cada ejercicio fiscal, en caso de ser necesario.

En la Gerencia de Exploración y Producción los bienes muebles, computación, edificios, Vehículos, Aeronaves, Maquinaria y Equipo, se deprecian bajo método lineal. Los bienes que pertenecen a Plantas Industriales, se deprecian bajo la modalidad de Unidades de Producción. Y las vidas útiles se considera bajo la normativa tributaria del país.

La propiedad, planta y equipo o cualquiera de sus partes significativas inicialmente reconocida se da de baja cuando se enajena (es decir, en la fecha en que el receptor obtiene el control) o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros derivados de su uso o enajenación. El resultado procedente de la enajenación del activo (calculado como la diferencia entre los beneficios netos procedentes de su enajenación y el valor en libros del activo) se registra en el estado de resultados cuando el activo se da de baja.

Deterioro

Los activos de largo plazo están sujetos a revisión por posible deterioro en su valor recuperable. (Ver nota 8).

2.10 Activos Intangibles

Son adquiridos por separado se miden con el reconocimiento inicial al costo. Su costo en una combinación de negocios es su valor razonable en la fecha de adquisición. Tras el reconocimiento inicial, los activos intangibles se contabilizan al costo menos la amortización acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas. Los intangibles generados internamente, excluidos los costos de desarrollo capitalizados, no se capitalizan y el gasto relacionado se refleja en los resultados del ejercicio en el que se incurre en el gasto.

La vida útil se evalúa como finita o indefinida. Los que tienen una vida útil finita, se amortizan a lo largo de su vida económica útil y se evalúa su deterioro siempre que exista una indicación de que el activo intangible pueda estar deteriorado. El período de amortización y el método de amortización de un activo

intangible con una vida útil finita se revisan al menos al final de cada ejercicio sobre el que se informa. Los cambios en la vida útil esperada o en el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuros incorporados al activo se consideran que modifican el período o el método de amortización, según corresponda, y se tratan como cambios en las estimaciones contables. El gasto de amortización de los activos intangibles con una vida útil finita se reconoce en el estado de resultados en la categoría de gastos que sea coherente con la función de los activos intangibles.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida no se amortizan, pero se someten a pruebas de deterioro anualmente, ya sea individualmente o a nivel de la unidad generadora de efectivo. La evaluación de la vida útil indefinida se revisa anualmente para determinar si la vida útil indefinida continúa siendo sostenible. En caso contrario, el cambio de vida útil de indefinida a finita se realiza de forma prospectiva.

Un activo intangible se da de baja en el momento de su disposición (es decir, en la fecha en que el receptor obtiene el control) o cuando no se esperan beneficios económicos futuros de su uso o disposición. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la baja en cuentas del activo (calculada como la diferencia entre el producto neto de la disposición y el importe en libros del activo) se incluye en el estado de resultados.

Los costos de investigación y gastos asociados al mantenimiento se contabilizan como gasto a medida que se incurren. Los gastos de desarrollo de un proyecto individual se reconocen como un activo intangible cuando la Empresa puede demostrar:

- La viabilidad técnica de completar el activo intangible que esté disponible para su uso o venta.
- Su intención de completarlo y su capacidad e intención de usar o vender el activo.
- Cómo generará el activo beneficios económicos futuros.
- La disponibilidad de recursos para completar el activo.
- La capacidad de medir de manera confiable el gasto durante el desarrollo.

Tras el reconocimiento inicial del gasto de desarrollo como un activo, el activo se contabiliza al costo menos cualquier amortización acumulada y pérdidas por deterioro acumuladas. La amortización del activo comienza cuando se completa el desarrollo y el activo está disponible para su uso. Se amortiza durante el período de beneficio futuro esperado. La amortización se registra en el costo de ventas. Durante el período de desarrollo, el activo se prueba anualmente para detectar deterioro.

ESPACIO EN BLANCO

Licencias

La Empresa Pública realizó pagos por la adquisición de licencias registradas a su costo de adquisición, menos la amortización acumulada y menos cualquier pérdida acumulada por deterioro de su valor.

A continuación, se presenta un resumen de las políticas aplicadas a los activos intangibles de la Empresa:

	Licencias	Patentes	Costos de desarrollo
Vidas útiles	Indefinidas	Finitas (10 años)	Finitos (De 10 a 20 años)
Método de amortización utilizado	Sin amortización	Se amortizan de forma lineal durante el período de vigencia de la patente	Se amortizan de forma lineal durante el período de ventas futuras esperadas del proyecto relacionado
Generados internamente o adquiridos	Adquiridas	Adquiridas	Generados internamente

2.11 Inversiones de exploración, explotación y desarrollo

La Empresa Pública reconoce como inversión de exploración, explotación y desarrollo al costo de adquisición, menos amortizaciones acumuladas y pérdidas por deterioro, en caso de producirse. Los costos son acumulados en la cuenta de Inversiones en proceso mediante el uso de Autorización de Fondos para Proyectos (AFP). Los proyectos terminados son capitalizados anualmente al cierre del ejercicio fiscal en las cuentas de Inversiones capitalizadas para su correspondiente amortización.

Las inversiones capitalizadas se amortizan bajo el método de unidades de producción en base a las reservas probadas, calculadas por la empresa, al inicio del año. (Ver nota 11 y 12).

2.12 Inversiones en Acciones

Son aquellas entidades sobre las que la Empresa Pública tiene el control y el poder para gobernar las políticas financieras y operativas a fin de percibir beneficios de sus actividades.

La Empresa mide sus inversiones en acciones al método del costo, excepto si la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso se contabiliza conforme a la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas.

Los dividendos procedentes se reconocen en el resultado cuando surja el derecho a recibirlo.

En la fecha de presentación de la información financiera, la Empresa determina si existe alguna evidencia objetiva de que se haya deteriorado el valor de sus inversiones. Si este fuese el caso, la Empresa calcula el importe de la pérdida por deterioro del valor como la diferencia entre el importe recuperable y su importe en libros y lo registra con cargo a la cuenta de resultados. (Ver nota 13).

2.13 Otros activos

Comprenden principalmente inversiones en Instituciones financieras y garantías entregadas.

2.14 Impuesto a la renta

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.

2.15 Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo constituye o incluye un arrendamiento se basa en la esencia del acuerdo a la fecha de su celebración. El acuerdo se analiza para determinar si su cumplimiento depende del uso de uno o más activos específicos, o de si el acuerdo concede el derecho de uso del activo o de los activos, incluso si ese derecho no se encontrase especificado en forma explícita en el acuerdo.
Los arrendamientos financieros que transfieran a la Empresa sustancialmente los riesgos y los beneficios inherentes a la propiedad del bien arrendado se capitalizan al inicio del plazo del arrendamiento, ya sea por el valor razonable de la propiedad arrendada o por el valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento, el importe que sea menor. Los pagos por arrendamientos se distribuyen entre los cargos financieros y la reducción de la deuda, de manera tal de determinar una ratio constante de interés sobre el saldo remanente de la deuda. Los cargos financieros se reconocen como costos financieros en el estado de resultados integrales.

El activo arrendado se deprecia a lo largo de su vida útil. Sin embargo, si no existiese certeza razonable de que la Empresa obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento, el activo se depreciará a lo largo de su vida útil estimada o en el plazo del arrendamiento, el que sea menor.

Los pagos por arrendamientos operativos se reconocen como gastos operativos en el estado de resultados integrales, en forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Al inicio de un contrato, la Empresa evalúa si es un contrato, o contiene, un arrendamiento; y, si el contrato transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

(a) Medición de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento:

Activo por derecho de uso

El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que comprende la cantidad inicial del pasivo por arrendamiento ajustado por cualquier pago de arrendamiento realizado antes de la fecha de inicio, además de los costos directos iniciales incurridas y una estimación de los costos de desmantelamiento del activo subyacente o para restaurar el activo subyacente o el sitio en el que se encuentra, menos cualquier incentivo recibido por el arrendamiento.

Posterior a su reconocimiento inicial se mide al costo, y se deprecia linealmente sobre el plazo menor entre el plazo de arrendamiento y la vida útil del activo subyacente. Además, el activo por derecho de uso está sujeto a evaluación de deterioro, si existiera tal indicio. La vida útil estimada de los activos es como sigue:

Descripción	Vida útil en años
Buques	1 a 4 años

Pasivo por arrendamiento

Se mide inicialmente al valor presente de los pagos de arrendamiento que no son pagados a la fecha de inicio, descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento o en caso de que la tasa no pueda ser fácilmente determinada, se aplica la tasa incremental de deuda.

Los pagos de arrendamientos comprenden: pagos fijos o variables que dependen de un índice o una tasa. Cuando los arrendamientos incluyen opciones de terminación o extensión que la Empresa considera con certeza razonable de ejercerlas, el costo de la opción es incluido en los pagos de arrendamientos.

La medición posterior de pasivo se efectúa cuando hay un cambio en los pagos de arrendamiento futuros derivados de un cambio en un índice o tasa. Si hay un cambio en la estimación de la cantidad que se espera pagar por una garantía del valor residual o si la Empresa cambia su evaluación de si ejercerá una opción de compra, ampliación o terminación, reconocerá un ajuste en el valor en libros del activo por derecho de uso, o en los resultados si el activo por derecho de uso no presenta saldo contable.

Los contratos de arrendamiento no contienen componentes adicionales dentro de los pagos establecidos según contrato, en tal sentido no se efectuó ninguna distinción al respecto.

Los pagos asociados a arrendamiento de corto plazo y de menor valor son reconocidos como un gasto en el estado de resultado integral. Los arrendamientos de corto plazo son aquellos con una duración de 12 meses o menos.

(b) Tasa de descuento

Corresponde a una incremental de arrendamiento, siendo la tasa de interés que la Empresa tendría que pagar para obtener fondos para adquirir un activo de similar valor al del activo por derecho de uso en un ambiente económico con términos y condiciones similares. De esta manera la tasa de descuento utilizada por la Empresa es 15.80%, y ha sido considerada para cada uno de los buques arrendados de acuerdo con el plazo y condiciones de cada contrato.

Los pagos de arrendamiento se separan entre principal y costo financiero. El costo financiero es cargado en el estado de resultados integrales en el período del arrendamiento.

(c) Opciones de terminación y extensión

Los contratos de arrendamiento de la Empresa Pública han considerado plazos de extensión razonables a ser ejecutados durante la utilización del activo por derecho de uso.

Las opciones de terminación y extensión se incluyen en ciertos contratos de arrendamiento de la Empresa y estos son usados para maximizar la flexibilidad operacional en términos del manejo de los activos usados para las operaciones de la Empresa.

Al determinar el plazo del arrendamiento, la Empresa ha considerado los hechos y circunstancias que crean un incentivo económico para ejercer una opción de extensión (o períodos después de las opciones de terminación) sólo se han incluido en el plazo del arrendamiento considerando

que hay certeza razonable de que el arrendamiento se va a extender (o no se va a terminar) (Ver nota 10).

2.16 Beneficios a Empleados

(a) Beneficios de corto plazo

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del período en el cual los empleados han prestado sus servicios como: salarios, vacaciones y décimo tercer y cuarto salario y otros beneficios que se reconocen como un gasto con su pasivo asociado después de deducir cualquier valor ya pagado.

(b) Obligaciones por beneficios definidos

La Empresa Pública tiene un plan de beneficio definido para jubilación patronal, normado por las leyes laborales ecuatorianas, en los casos determinación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, el empleador bonificará al trabajador con el veinticinco por ciento del equivalente a la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicios prestados a la misma Empresa o empleador, este beneficio se denomina desahucio.

La Empresa determina anualmente la provisión para jubilación patronal y desahucio con base en estudios actuariales practicados por un profesional independiente y se reconoce con cargo a los costos y gastos (resultados integrales) del año aplicando el método de Costeo de Crédito Unitario Proyectado y representa el valor presente de las obligaciones a la fecha del estado de situación financiera, el cual se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando la tasa anual de conmutación actuarial del 4,80% (2021: 2,79%) equivalente a la tasa promedio de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de Norte América, que están denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de las obligaciones por pensiones hasta su vencimiento.

Las hipótesis actuariales incluyen variables como: adición a la tasa de conmutación actuarial, tasa de mortalidad, edad, sexo, años de servicios, remuneraciones, incremento futuro de remuneraciones, tasa de rotación, entre otras.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes basados en la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan a resultados en el período en el que surgen. Los costos de los servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados del año. Al cierre del año las provisiones cubren a todos los empleados que se encontraban trabajando para la Empresa.

2.17 Provisión por abandono de campo y desmantelamiento

Corresponde a la obligación futura que tiene la Empresa Pública de restaurar las condiciones ambientales similares a las existentes antes del inicio de los proyectos hidrocarburíferos.

En aplicación a la reglamentación ambiental y del sector hidrocarburífero en el Ecuador, la Empresa debe asumir los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo del abandono de pozos, 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 son revisados anualmente.

Los cálculos de estos montos son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Administración de la Empresa. 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. 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. La empresa considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia y las condiciones del mercado, sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían impactar significativamente los montos registrados en los estados financieros.

2.18 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. Cuando el reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental, la Empresa usa toda la información disponible para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a 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 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.

Las provisiones de eventuales pérdidas relacionadas con los juicios laborales en contra de EP PETROECUADOR reportadas por Procuraduría (Subprocuraduría de Relaciones Laborales) a diciembre de 2022, con un indicador de probabilidad de éxito "Baja-se mantiene" constan un total de 225 juicios.

2.19 Ingresos de actividades ordinarias

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 de venta anticipada (preventa) o contratos de ventas "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, y, en el caso de terminales marítimas, con la desconexión de la manguera de carga. En todos los casos inspectores certifican la entrega.

Ventas de derivados

Los productos derivados, tales como gasolina, diésel, asfaltos, plásticos entre otros, son ingresos que 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.

Servicios asociados al transporte de crudo

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.

Una entidad proporcionará una explicación de los cambios significativos en los saldos del activo del contrato y del pasivo del contrato durante el período de presentación. La explicación incluirá información cuantitativa y cualitativa. Los 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; y,
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).

2.20 Costos y gastos

Costo de producción y ventas - En este grupo contable se registran todos aquellos costos incurridos para la generación de ingresos de actividades ordinarias como las pérdidas generadas por valor neto de realización y bajas de inventarios.

Gastos - En este grupo contable se registran los gastos, provisiones y pérdidas por deterioro de valor que surgen en las actividades ordinarias de la Empresa; se reconocen de acuerdo con base de acumulación o devengamiento y son clasificados de acuerdo con su función: administración, venta, financieros y otros.

2.21 Ingresos (gastos) financieros

Los ingresos y gastos financieros incluyen principalmente: a) costos por intereses de préstamos y financiaciones, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos financieros, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional), e) los dividendos derivados de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambio en el otro resultado integral.

2.22 Combinaciones de negocio

Mediante Decreto Ejecutivo No. 723 de 24 de abril del 2020 y No. 1221 de 07 de enero de 2021, 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 debió completarse 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 fueron realizadas por una sola empresa pública integrada. Por lo tanto, para la EP PETROECUADOR 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.

La Empresa ha elaborado los estados financieros bajo la hipótesis de negocio en marcha, considerando que la administración no tiene la intención de liquidar la entidad ni de cesar sus actividades. Tras realizar la evaluación correspondiente, la administración identificó incertidumbres significativas relacionadas con eventos o condiciones que podrían generar dudas sobre la capacidad de la entidad para continuar operando normalmente. En consecuencia, estas incertidumbres han sido debidamente reveladas en los estados financieros conforme a lo establecido en las normativas aplicables.

La combinación de negocios por fusión ha sido contabilizada utilizando el método de adquisición. La contraprestación transferida en la combinación de negocios ha sido medida a valor razonable, calculándose como la suma de los valores razonables de los activos transferidos a la Empresa, menos los pasivos asumidos de la entidad adquirida y las participaciones de capital emitidas para obtener el control de la empresa adquirida. Los costos relacionados con la adquisición han sido reconocidos en el estado de resultados en el momento en que se incurrieron, en línea con las normas contables vigentes.

A la fecha de combinación, los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos han sido reconocidos a valor razonable, con excepción de, los impuestos diferidos (Ver nota 2.14 y 3 (i)).

En los casos en que la contraprestación transferida incluya activos o pasivos derivados de un acuerdo de contraprestación contingente, estos se medirán al costo en la fecha de la fusión y se incluirán como parte de la contraprestación transferida. Los cambios en el costo de la contraprestación contingente que califiquen como ajustes dentro del período de medición se ajustarán retrospectivamente, con los correspondientes ajustes contra el resultado acumulado. Dichos ajustes se realizarán durante el período de medición, el cual no deberá exceder de un año a partir de la fecha de adquisición, considerando información adicional obtenida sobre hechos y circunstancias existentes en esa fecha.

2.23 Eventos posteriores

Los eventos posteriores al cierre del ejercicio que proveen información adicional sobre la situación financiera de la Empresa Pública a la fecha del estado de situación financiera (eventos de ajuste) son incluidos en los estados financieros. Los eventos posteriores importantes que no son eventos de ajuste son expuestos en notas a los estados financieros.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

Se evalúan continuamente, se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluidas las expectativas de eventos futuros que pueden tener un impacto financiero en la Empresa Pública y que se cree que son razonables dadas las circunstancias.

La preparación de estados financieros requiere que la Empresa realice estimaciones y utilice supuestos que afectan los montos incluidos en los estados financieros y sus notas relacionadas. Las estimaciones realizadas y supuestos utilizados por la Empresa se encuentran basadas en la experiencia histórica, cambios en la industria e información suministrada por fuentes externas calificadas. Sin embargo, los resultados finales podrían diferir de las estimaciones bajo ciertas condiciones.

Las estimaciones y políticas contables significativas son definidas como importantes para reflejar correctamente la situación financiera y los resultados de la Empresa y/o las que requieren un alto grado de juicio por parte de la Administración.

En el proceso de aplicación de las políticas contables de la EP PETROECUADOR, la Gerencia ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido un efecto material en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados:

a) Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural son estimadas del monto de hidrocarburos que pueden ser económica y legalmente extraídos de las propiedades de crudo y gas del estado ecuatoriano.

La fecha futura estimada en la que un campo dejará de producir por razones económicas se basa en los costos actuales y en el promedio de los precios del crudo (calculado como el promedio aritmético de los precios del primer día de los últimos 12 meses). La fecha estimada en que terminará la producción afectará el monto de las reservas, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales; por tanto, si los precios y los costos cambian de un año a otro, la estimación de las reservas probadas también cambia. Generalmente, las reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando los precios suben.

La estimación de reservas es un proceso inherentemente complejo e involucra el uso de juicios profesionales. Estas estimaciones se preparan usando factores geológicos, técnicos y

económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en periodos futuros. Cualquier cambio en los factores regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados, puede impactar materialmente la estimación de las reservas.

b) Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamiento

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas pueden afectar los importes del valor en libros de los activos de producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, los pasivos por abandono y desmantelamiento, de la depreciación y agotamiento. Mantenidas las demás variables constantes, una disminución en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de los gastos por depreciación y agotamiento, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto. La depreciación y agotamiento, es calculada usando el método de unidades de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de producción y los montos registrados con cargo a resultados, incluyendo la depreciación y agotamiento, es presentada en la nota 11.

c) Deterioro (recuperación) del valor de los activos de largo plazo

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

Cuando exista un indicador de gasto o recuperación de deterioro de períodos anteriores, la 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 para activos de largo plazo requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen: (1) inversiones, impuestos y costos futuros, (2) vida útil de los activos, (3) precios futuros y (4) tasa de descuento, la cual es revisada anualmente, y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) y (5) cambios en la regulación; particularmente para los activos de crudo y gas también se incluyen: (6) estimación de volúmenes y valor de mercado de las reservas de petróleo y gas natural y (7) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo (UGE) para determinar si es sujeto de reconocimiento de deterioro o si debe recuperarse algún monto de periodos anteriores.

Una pérdida por deterioro reconocida previamente se revierte solo si ha habido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de los activos o Unidades Generadoras de Efectivo - 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, 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.

Los precios futuros se estiman bajo las condiciones actuales del mercado. Para los activos de crudo y gas los volúmenes de producción esperados, que comprenden reservas probadas y no probadas, se utilizan para pruebas de deterioro debido a que la Gerencia considera que este es el indicador más apropiado de los flujos de efectivo futuros esperados, los cuales también serían considerados por los participantes del mercado. Las estimaciones de las reservas son intrínsecamente imprecisas y sujetas a riesgo e incertidumbre. Además, las proyecciones sobre reservas no probadas se basan en información que es necesariamente menos robusta que la disponible para reservorios maduros.

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 Unidades Generadoras de Efectivo - UGEs, así como también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por deterioro o la reversión de los montos registrados en periodos anteriores.

d) Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable de la EP PETROECUADOR para los costos de exploración y evaluación requiere juicio al determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una futura explotación o una venta, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. Ciertos costos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente cuando se espera que surjan reservas comercialmente viables.
La EP PETROECUADOR utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y hace estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la extracción de recursos petroleros, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar su intención de continuar su desarrollo. Los cambios con respecto a la información disponible, como el nivel de éxito de perforación o los cambios en la economía del proyecto, los costos de producción y los niveles de inversión, así como otros factores, pueden resultar a que los costos de perforación de exploración capitalizados se reconozcan en el resultado del período.
La EP PETROECUADOR emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y evaluación. Los gastos por pozos secos se incluyen en las actividades de operación en el estado de flujos de efectivo.

e) Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

La asignación de activos en Unidades Generadoras de Efectivo - UGE requiere juicio material, 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.

En el año 2020, como resultado del proceso de valoración de Propiedad, planta y equipo se estableció las UGEs Unidades generadoras de efectivo - UGE para los activos que era propiedad y controlados por la EP PETROECUADOR.

En el año 2024, la EP PETROECUADOR firmó el Contrato SLAB Nro. 2024226 con ACCOUNTER & ASOCIADOS S.A., para la valoración de activos con aplicación de la NIIF 6 y NIC 16 de los bienes de la Gerencia de Exploración y Producción. Ante el incumplimiento de los entregables y la insatisfacción del primer producto entregado, el administrador del contrato siguiendo el debido proceso mediante la Resolución Nro. PETRO-LAB-2025-002-RSL del 10 de febrero de 2025, se

declaró la terminación unilateral del contrato, por incumplimiento en la entrega de productos, por lo cual se aplicaron 4 multas por un valor total de USD 1,15 millones, las cuales superaron el 40% del contrato, ordenando su liquidación y ejecución de garantías.

f) Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

La EP PETROECUADOR en aplicación a la reglamentación ambiental y del sector hidrocarburífero en el Ecuador, debe asumir los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen los costos por abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas. Los costos de abandono y desmantelamiento son registrados en el mismo momento que se registra la instalación de los activos y son revisados anualmente.

Los cálculos de estos montos son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. 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. El tiempo esperado, la extensión y el monto del gasto también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a los cambios en las proyecciones de costos internos, en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. La EP PETROECUADOR considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia y las condiciones del mercado, sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían impactar significativamente los montos registrados en los estados financieros. Ver nota 20.

g) Planes 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 Gerencia 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, así como a su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en las variables que se utilizan.

Estos supuestos se revisan 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 bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o cortas.

h) Litigios

La EP PETROECUADOR está sujeto a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La Gerencia evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros consolidados. Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando la EP PETROECUADOR tiene una obligación presente como resultado de

un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

i) Impuesto de renta corriente y diferido

El artículo 9 de la Ley de Régimen Tributario Interno establece que los ingresos obtenidos por las instituciones del Estado y por las empresas públicas reguladas por la Ley Orgánica de Empresas Públicas están exonerados de la determinación y liquidación del impuesto a la renta, en consecuencia, no existen impuestos a las ganancias corrientes ni diferidos que requieran ser reportados.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes de efectivo de libre disponibilidad se muestra a continuación:

	2022	2021
Bancos internacionales (1)	97.598	503.925
Fondos entregados en garantía (Consorcio Shaya) (2)	54.985	208.448
Bancos locales consorcios (3)	107.341	121.778
Bancos locales	478.182	23.373
Caja recaudadora	978	1.180
Caja chica	2	9
Total Efectivo y Equivalentes	739.086	858.713

(1) La Empresa mantiene líneas de financiamiento con instituciones financieras del exterior como se muestra a continuación:

	2022	2021
Banco de Desarrollo de China	97.581	503.913
Industrial and Commercial Bank of China	17	12
Total Bancos Internacionales	97.598	503.925

(2) Se denomina fondos entregados en garantía, debido a que en el año 2016, para aperturar una cuenta en el Banco de China, Petroamazonas EP efectuó una transferencia de US$ 100 millones de dólares, en cumplimiento del acuerdo de administración integral de cuentas y mecanismos de pago suscrito en el marco del "CONTRATO PARA LA PROVISIÓN DE SERVICIOS ESPECÍFICOS INTEGRADOS CON FINANCIAMIENTO DE LA CONTRATISTA, EN LOS CAMPOS PETROLEROS DEL BLOQUE 61 DE LA REGIÓN AMAZÓNICA ECUATORIANA OPERADOS POR PETROAMAZONAS EP", la cual se utiliza para la operatividad de ingresos y pagos del mencionado contrato.

(3) Corresponden a los fideicomisos utilizados por cada uno de los diferentes campos de explotación que la empresa ha otorgado una concesión para explotación de campos petroleros y que se

encuentran depositados en el Banco Central del Ecuador, su composición se detalla a continuación:

	2022	2021
Shushufindi	61.190	107.561
CYA Culebra Yulebra Anaconda	9.562	9.562
CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited	2	2.829
Servicios Petroleros Igapó S.A.	3.382	1.781
Pardaliservices S.A.	7.569	39
Otros	25.636	6
Total Bancos Locales Consorcios	107.341	121.778

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES

La composición de las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar es como se detalla a continuación:

	2022	2021
Cuentas por cobrar (1)	1.968.166	1.311.143
Cuentas por cobrar Ministerios (2)	424.464	274.464
Otras cuentas por cobrar	104.003	101.308
Cuentas por cobrar impuestos	585	-
Cuentas por cobrar fusión	16.718	4.352
Cuentas por cobrar empleados	2.204	2.768
Cuentas puente por cobrar	1.143	1.525
Deterioro de cuentas por cobrar (3)	(750.216)	(719.505)
Total Cuentas por Cobrar y Otras	1.767.067	976.055

(1) Un detalle de las cuentas por cobrar se detalla a continuación:

	2022	2021
Cuentas por cobrar clientes	1.861.728	1.219.477
Cuenta por cobrar coactivas	81.612	67.365
Cuentas por cobrar reclamos	18.137	17.213
Cuentas por cobrar funcionarios	6.018	6.423
Cuentas por cobrar garantías	663	655
Cuentas por cobrar viáticos	8	10
Total Cuentas por Cobrar	1.968.166	1.311.143

(2) Un detalle de las cuentas por cobrar al Ministerio de Economía y Finanzas MEF se detalla a continuación:

	2022	2021
Cuentas por cobrar MEF Gerencia de Exploración	184.711	134.711
Cuentas por cobrar MEF CFDD	150.000	-
Cuentas por cobrar MEF EP Petroecuador	89.753	139.753
Total Cuentas por Cobrar MEF	424.464	274.464

(3) La variación corresponde a un incremento de US$ 30,711, atribuible principalmente a ajustes en la estimación de pérdidas crediticias esperadas del segmento de misceláneos y del segmento de coactivas. Dicho cambio no representa un impacto significativo en los estados financieros de la compañía.

	2022	2021
Deterioro Cuentas por Cobrar Ministerio De Finanzas	(214.464)	(214.464)
Deterioro De Cuentas por Cobrar Venta Interna	(176.483)	(176.484)
Deterioro De Cuentas por Cobrar Exportaciones	(154.578)	(154.578)
Deterioro Cuentas por Cobrar Misceláneos	(123.786)	(105.548)
Deterioro De Cuentas por Cobrar Coactivas	(79.955)	(67.365)
Deterioro De Cuentas por Cobrar Funcionarios	(950)	(1.066)
Total Deterioro de Cuentas por Cobrar	(750.216)	(719.505)

6. INVENTARIOS

La composición de los inventarios es como se detalla a continuación:

	2022	2021
Inventario de Suministros y Materiales	530.814	507.043
Inventario Crudo y Derivados	308.711	358.806
Inventarios Importación de Hidrocarburos (1)	6.683	-
Mercadería en tránsito	14.333	11.726
Fletes, manejos de materiales y otros	4.500	5.308
(-) Provisión obsolescencia inventarios (2)	(31.446)	(32.202)
Total Inventarios	833.595	850.681

(1) En el año 2022 este valor corresponde a la compra de Etanol por gestión de la CFDD que se implementó en el mencionado año.

(2) Movimiento de la provisión por obsolescencia de inventarios.

	2022	2021
Saldo al 1 de Enero	32.202	7.058
Adiciones	-	26.400
Bajas	(756)	(1.256)
Total Provisión	31.446	32.202

La disminución del saldo de la provisión se debe a que los materiales previamente declarados como obsoletos por las áreas usuarias en periodos anteriores fueron posteriormente utilizados por dichas áreas. En consecuencia, dichos materiales fueron transferidos al inventario operativo para su consumo.

7. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

La composición de los gastos pagados por anticipado es como se detalla a continuación:

	2022	2021
Anticipos (1)	434.926	85.374
Aseguradoras pólizas vigentes (2)	29.494	27.329
Arrendamientos	48	48
Fondos a rendir cuentas	4	4
Deterioro anticipo	(2.995)	(2.995)
Total Gastos Pagados por Anticipados	461.477	109.760

(1) Un detalle de los anticipos se detalla a continuación:

	2022	2021
Anticipo proveedores CFDD (a)	370.034	-
Anticipo contratistas	45.536	62.438
Anticipos por cobrar	15.909	19.152
Anticipo fletes (b)	2.854	2.854
Anticipos por cobrar Permisos ARCH-SH-MERNNR	398	467
Otros gastos anticipados	191	453
Anticipo viáticos	4	10
Total anticipos	434.926	85.374

(a) A partir del 12 de septiembre de 2022, en cumplimiento al Decreto Ejecutivo No 548 de fecha 30 de agosto de 2022, el mismo que dispone que el manejo financiero relacionado con las operaciones presupuestarias, contables y de tesorería para la compra de derivados importados, compras locales de productos carburantes, comisiones bancarias y demás costos y gastos financieros y de comercio internacional relacionado, la administración de la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios CFDD se encuentra a cargo de la EP PETROECUADOR.

(b) Este rubro se origina por una reclasificación de cuentas para la creación del anticipo por servicio de fletes.

(2) Un detalle de los gastos pagados por anticipado de las pólizas vigentes es la siguiente:

	2022	2021
Seguros Prepagados - Póliza de Todo Riesgo Petrolero	23.367	22.276
Seguros Prepagados - Póliza de Responsabilidad Civil	5.507	4.817
Seguros Prepagados - Póliza de Aviación	370	-
Seguros Prepagados - Póliza de Vida	236	236
Seguros Prepagados - Póliza de Transporte	14	-
Total Seguros Prepagados	29.494	27.329

8. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

La composición de la propiedad, planta y equipo es como se detalla a continuación:

	2022	2021
Costo	1.400.509	1.355.974
Depreciación Acumulada	(722.483)	(536.775)
Total	678.026	819.199

Clasificación:	2022	2021
Edificios e instalaciones	3.031.582	3.010.202
Terrenos	219.778	203.085
Maquinaria y equipos	174.780	98.119
Equipos de computación	71.939	149.442
Vehículos	66.331	61.814
Muebles y enseres	16.408	15.280
Aeronaves	26.043	26.043
Proyectos	16.463	17.416
Desmantelamiento	15.454	15.454
En tránsito	4.135	3.084
Otros propiedad, planta y equipo	15.861	15.229
Deterioro	(2.258.265)	(2.259.194)
Total Activos Fijos	1.400.509	1.355.974

El movimiento de propiedad, planta y equipo y sus saldos se presentan a continuación:

	Saldo al 31 de diciembre 2021	Adiciones	Bajas	Depreciación	Saldo al 31 de diciembre 2022
Edificios e instalaciones	3.010.202	30.104	(8.724)	-	3.031.582
Terrenos	203.085	16.693	-	-	219.778
Maquinaria y equipos	98.119	81.143	(4.482)	-	174.780
Vehículos	61.814	4.516	-	-	66.331
Muebles y enseres	15.280	1.146	(18)	-	16.408
Aeronaves	26.043	-	-	-	26.043
Proyectos	17.416	-	(953)	-	16.463
Desmantelamiento	15.454	-	-	-	15.454
Equipos de computación	149.442	11.412	(88.915)	-	71.939
Activos en tránsito	3.084	1.051	-	-	4.135
Otros propiedad, planta y equipo	15.230	632	-	-	15.861
Deterioro de Activos Fijos	(2.259.194)	929	-	-	(2.258.265)
Depreciación acumulada (-)	(536.776)	-	-	(185.708)	(722.483)
	819.199	147.626	(103.092)	(185.708)	678.026

9. OBRAS EN CURSO

El detalle de las obras en curso se muestra a continuación:

	Saldo al 31 de diciembre 2021	Adiciones	Bajas	Saldo al 31 de diciembre 2022
Obras en curso	484.451	170.941	(29.234)	626.157

10. ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y PASIVOS POR ARRENDAMIENTO

Un resumen de los activos y pasivos por derecho de uso es como sigue:

	2022	2021
Activos por Derecho de Uso	22.008	46.585
	22.008	46.585

	2022	2021
Pasivo por arrendamiento		
Corriente	21.764	28.306
No Corriente	2.230	21.223
	23.994	49.529

El movimiento del activo por derecho de uso es como sigue:

	Buques
Saldo al 1 de enero de 2021	46.585
Movimientos al año 2022:	
Adiciones	3.844
Ajuste, depreciación	(28.421)
Saldo al 31 de diciembre del 2022	22.008

11. INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO

El movimiento y los saldos de inversiones de explotación y desarrollo se presentan a continuación:

	Perforación y facilidades de producción	Deterioro	Abandono de Campo	Total
Valor en libros al 31 de diciembre de 2021	5.929.329	(315.166)	13.225	5.627.388
Adiciones	338.559	-	5.744	344.303
Amortización del año	(603.846)	-	(5.421)	(609.267)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2022	5.664.042	(315.166)	13.548	5.362.424
Ajustes NIIF	-	-	-	-
Valor ajustado en libros al 31 de diciembre de 2022	5.664.042	(315.166)	13.548	5.362.424

Deterioro de activos:

De acuerdo a las Normas Internacionales de Información financiera no se aplica el Ceiling Test como método de deterioro de activos, por lo siguientes aspectos:

1. El “Ceiling Test” es un mecanismo propio de US GAAP para ciertas empresas de petróleo y gas, por lo que no debe aplicarse de manera automática o aislada en EP PETROECUADOR, cuya base de preparación de estados financieros corresponde a IFRS.

2. La evaluación de deterioro de activos vinculados a exploración, evaluación y demás activos relevantes debe efectuarse bajo IFRS 6 y IAS 36, considerando indicadores de deterioro, importe recuperable, unidades generadoras de efectivo, hipótesis clave, tasas de descuento y revelaciones suficientes.

3. Las citas textuales de IFRS 6, particularmente los párrafos 2(b), 17, 18, 19 y 20, sustentan que la comprobación del deterioro de activos de exploración y evaluación debe realizarse bajo el marco IFRS y medirse conforme a IAS 36.

Las citas textuales de IAS 36, particularmente los párrafos 126, 128, 134 y 136, sustentan la necesidad de revelar importes, hipótesis clave, periodos de proyección, tasas de crecimiento y tasas de descuento, así como verificar los requisitos para trasladar cálculos de periodos anteriores.

Abandono de campo:

El valor de la provisión por abandono de campo incrementa con relación al año 2021, debido a que, en cumplimiento de las disposiciones legales y ambientales aplicables al sector petrolero, la compañía reconoce una provisión por abandono de campo conforme a la NIC 37 y a la NIC 16, dado que existe una obligación presente de desmantelar las instalaciones y restaurar el área intervenida desde el inicio de la operación, una vez finalizada la explotación

12. INVERSIONES DE EXPLORACIÓN

El movimiento y los saldos de inversiones de exploración se presentan a continuación:

	Sísmica y Geofísica	Exploración	Total Inversiones en exploración
Saldo al 31 de diciembre de 2021	491.722	266.140	757.862
Bajas	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2022	491.722	266.140	757.862

13. INVERSIONES EN ACCIONES

La composición de las inversiones en acciones se muestra a continuación:

	Saldos al 31 de diciembre de 2021	Adiciones por valuación	Dividendo Recibidos	Deterioro	Saldos al 31 de diciembre de 2022
Refinería del Pacífico CEM	242.285	-	-	(242.285)	-
Operaciones Rio Napo CEM	112.070	-	-	(112.070)	-
CEM Austrogas	10.757	978	(564)	-	11.171
CEM Lojagas	585	7	-	-	592
Petronado	97	-	-	(97)	-
Petroamazonas Ecuador S.A.	80	-	-	(80)	-
Petroenap CEM	15	-	-	(15)	-
Total	365.889	985	(564)	(354.547)	11.763

Al 31 de diciembre de 2022, las inversiones en compañías relacionadas presentaron un saldo inicial de 367.437, con adiciones por valuación de 985, dividendos recibidos por (564) correspondientes a Austrogas, en el caso de Lojagas no se recibió dividendos del año 2021 debido a que en la Junta General de Accionistas realizada el veinte de octubre del año dos mil veintidós, se resuelve aumentar el capital suscrito y pagado de la Compañía con las utilidades no distribuidas de los años 2010, 2011, 2013, 2014, 2015 y 2021; también se presentan ajustes por deterioro de (354.547), cerrando con un saldo final de 11.763, principalmente en Austrogas y Lojagas, dado que las inversiones en Refinería del Pacífico, Operaciones Río Napo, Petronado, Petroamazonas y Petroenap fueron eliminadas por deterioro. En relación con los ajustes por deterioro, se aclara que estos se registraron en distintos ejercicios: en el año 2018 se reconoció el deterioro de la inversión en Refinería del Pacífico; en el año 2020 se registraron deterioros en Petroamazonas y en Petroenap; y en el año 2021 se efectuaron deterioros en Petronado y Operaciones Río Napo, eliminando el valor contable de dichas inversiones.

Los porcentajes de participación y los movimientos de las inversiones en acciones activas se detallan a continuación:

	Proporción de participación y poder de voto		Saldos	
	2022	2021	2022	2021
Inversiones en acciones:				
Empresa de Economía Mixta Austrogas	70,65%	70,65%	11.171	10.757
Empresa de Economía Mixta Lojagas	7,42%	7,42%	592	585
Total inversiones en acciones			11.763	11.342

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los estados financieros de las Empresas subsidiarias se detallan a continuación:

	2022		2021	
	Empresa de economía mixta Austrogas (1)	Empresa de economía mixta Lojagas (2)	Empresa de economía mixta Austrogas (1)	Empresa de economía mixta Lojagas (2)
Activos	17.334	9.564	17.051	9.363
Pasivos	(1.521)	(1.602)	(1.825)	(1.493)
Patrimonio	(15.813)	(7.962)	(13.631)	(7.740)
Ingresos	(19.788)	(10.496)	(19.141)	(9.827)
Costos y Gastos	18.447	10.360	17.546	9.762
Utilidad (pérdida), neta	(1.341)	(136)	(1.596)	(65)

(1) Austrogas tiene por objeto envasar y comercializar gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural destinado al abastecimiento del consumo nacional, para lo cual podrá transportar y almacenar este producto en las cantidades requeridas para asegurar la normal y continua actividad.

(2) Lojagas tiene por objeto envasar y comercializar gas licuado de petróleo (GLP), destinado principalmente al abastecimiento del consumo en las provincias de Loja y Zamora Chinchipe.

14. OTROS ACTIVOS

La composición de otros activos es como se detalla a continuación:

	2022	2021
Depósitos instituciones financieras	123.000	282.500
Garantías entregadas	724	724
Valores bancarios no identificados	17	10
Total Otros Activos	123.741	283.234

15. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

La composición de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se muestra a continuación:

		2022	2021
Corriente			
Proveedores	(1)	373.869	1.279.517
Provisiones	(2)	2.083.435	944.023
Cuenta por pagar Contrato Shaya	(3)	-	103.398
IESS por pagar		4.593	4.493
Otras cuentas por pagar	(4)	164.976	61.886
Total Cuentas por Pagar Comerciales y Otras		2.626.873	2.393.317

		2022	2021
No Corriente			
Cuenta por pagar Contrato Shaya	(3)	-	476.891
Contingencias	(5)	775	4.941
Otras cuentas por pagar	(6)	3.510	3.510
Otras menores		-	-
Total Cuentas por Pagar No Corrientes		4.285	485.342

(1) Incluye cuentas por pagar con proveedores tanto del exterior como locales. Sus principales proveedores son del exterior, como lo son: Trafigura PTE LTD., Petredec PTE. LIMITED y Glencore LTD. y al 31 de diciembre de 2022 y 2021 ascienden a US$ 373.869 y US$ 1.279.517 respectivamente.

(2) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 las provisiones ascienden a US$ 2.083.435 y US$ 944.023 y que incluye principalmente US$ 1.162.669 correspondiente a provisiones de importaciones de Hidrocarburos. Así mismo se incluyen provisiones por adquisiciones de bienes y servicios incurridos durante los años 2022 y 2021 respectivamente, mismos que aún no han sido facturados. Entre los principales proveedores con quienes se mantienen las provisiones son: Shaya Ecuador S.A.; Consorcio Shushufindi S.A.; Servicios Integrados Pañaturi S.A.

(3) Las cuentas de Pasivo Financiero Shaya, tanto en su porción corriente como en la de largo plazo, presentan una disminución como resultado de la reclasificación de dichos valores hacia el pasivo diferido, específicamente a la cuenta Fondos Recibidos de Terceros, correspondiente al Derecho Contractual otorgado por el Consorcio Shaya. Este saldo se amortiza mensualmente en función de la producción del Bloque 61 Auca, durante toda la vigencia del contrato, de acuerdo con lo establecido en el Anexo U – Procedimiento de Reajuste de Tarifa - del Contrato O-02158-PAM-EP-2015 suscrito con el Consorcio Shaya.

(4) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 incluye US$ 164.976 y US$ 61.886 correspondiente a Retenciones del 10% por Fiel Cumplimiento principalmente con Schlumberger del Ecuador S.A. y Baker Hughes Services International LLC.

(5) Corresponde a cuantías de procesos judiciales, relacionados a varios funcionarios y ex funcionarios de la Gerencia de Exploración y Producción.

(6) Corresponde al rubro de provisión de sentencias laborales que se consideran de largo plazo.

15.1 FONDOS RECIBIDOS DE TERCEROS

	2022	2021
Fondos Recibidos de Terceros	357.885	-
Total Fondos Recibidos de Terceros	357.885	-

La cuenta Fondos Recibidos de Terceros, corresponde al Derecho Contractual otorgado por el Consorcio Shaya. Este saldo se amortiza mensualmente en función de la producción del Bloque 61 Auca, durante toda la vigencia del contrato, de acuerdo con lo establecido en el Anexo U – Procedimiento de Reajuste de Tarifa - del Contrato O-02158-PAM-EP-2015 suscrito con el Consorcio Shaya. En el año 2022 el saldo de las cuentas de Pasivo Financiero Shaya, tanto en su porción corriente como en la de largo plazo, presentan una disminución como resultado de la reclasificación de dichos valores hacia el pasivo diferido.

16. PASIVO CONTRACTUAL

El pasivo contractual corresponde a anticipos de clientes por venta de producto por un valor de US$ 19.094 y US$ 33.422 en los años de 2022 y 2021 respectivamente.

	2022	2021
Anticipos de clientes	19.094	33.422
Total Pasivo Contractual	19.094	33.422

17. BENEFICIOS CON EMPLEADOS

		2022	2021
Remuneraciones	(1)	24.778	57.145
Beneficios Sociales	(2)	51.556	39.180
Aportes a la seguridad social		2.398	2.301
Total Beneficios empleados		78.732	98.626

(1) Incluyen remuneraciones mensuales y variables correspondientes al rol de empleados.

(2) Incluyen obligaciones y provisiones por pagar a empleados por vacaciones, décimo tercer y cuarto sueldo.

18. PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

El saldo de pasivos por impuestos corrientes es como sigue:

	2022	2021
Retenciones del impuesto a la renta por pagar	16.561	11.186
Impuesto al Valor Agregado - IVA por pagar	71.012	60.799
Retención Ley 122 (1)	6.029	53.788
Total Pasivos por Impuestos Corrientes	93.602	125.773

(1) Retenciones Ley 122.- Corresponde al Fondo de Desarrollo de las Provincias de la Región Amazónica establece un mecanismo de compensación por la explotación petrolera en la zona, mediante un tributo aplicado a las empresas que prestan servicios a Petroecuador, cuyos valores son retenidos y depositados en el Banco Central del Ecuador. Estos recursos se distribuyen entre los consejos provinciales y municipales de las provincias amazónicas y deben destinarse exclusivamente a proyectos de infraestructura urbana y rural, tales como saneamiento ambiental, salud, vialidad, educación, turismo y obras comunitarias; este rubro se financiará de acuerdo con los siguientes ingresos:

- Establécese el tributo del 2.5% sobre el total de la facturación que cobraren a EP PETROECUADOR o a sus filiales, las empresas nacionales, por la prestación de servicios dentro de la jurisdicción de cada provincia amazónica.

- Establécese el tributo del 4.5% sobre el valor total de la facturación que cobraren a EP PETROECUADOR o a sus filiales las empresas extranjeras, o sus filiales, por la prestación de servicios en la jurisdicción de cada provincia amazónica.

19. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

Un resumen de las obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

		2022	2021
Jubilación Patronal	(1)	241.314	282.666
Indemnización por Desahucio	(2)	25.971	30.389
Otras provisiones	(3)	121.017	136.179
Total Obligaciones por Beneficios Definidos		388.302	449.234

(1) **Jubilación patronal** - De acuerdo con las disposiciones del Código del Trabajo, los trabajadores que hayan prestado sus servicios de manera continua o interrumpida por veinte años o más, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores, sin perjuicio de la jubilación que les corresponda en su condición de afiliados al IESS.

(2) **Bonificación por desahucio** - De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, en los casos de terminación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, la Empresa entregará el 25% de la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicios.

(3) **Otras Provisiones**. - Corresponden a provisiones por Retiro Voluntario y Contrato Colectivo.

ESPACIO EN BLANCO

El movimiento de obligaciones por beneficios definidos es como sigue a continuación:

	Jubilación Patronal		Desahucio		Otras Provisiones		Total	
	2022	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Saldo al 01 Enero	282.666	183.602	30.389	7.842	136.179	73.707	449.234	265.150
Fusión	-	40.444	-	11.153	-	36.745	-	88.342
Costos por servicios corrientes	5.322	3.972	2.224	1.932	11.576	11.453	19.123	17.356
Costo por intereses	6.982	6.248	730	595	3.444	3.400	11.155	10.243
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida ORI	(37.193)	42.529	(7.339)	3.927	(25.985)	(4.070)	(70.517)	42.386
Beneficios pagados	(16.638)	(15.489)	(67)	(171)	(4.536)	(4.923)	(21.241)	(20.584)
Otros movimientos	174	21.361	34	5.112	339	19.867	548	46.340
Saldo al 31 de diciembre	241.314	282.666	25.971	30.389	121.017	136.179	388.302	449.234

Los importes reconocidos en los resultados del año son los siguientes:

	Jubilación Patronal		Desahucio		Otras Provisiones		Total	
	2022	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Costos por servicios corrientes	5.322	3.972	2.224	1.932	11.576	11.453	19.123	17.356
Costo por intereses	6.982	6.248	730	595	3.444	3.400	11.155	10.243
Saldo al 31 de diciembre	12.304	10.220	2.954	2.527	15.020	14.853	30.278	27.599

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 por un actuario independiente. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del empleado y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio a cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surjan de los ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan a resultados durante el remanente de vida laboral promedio esperado de los empleados correspondientes, con base en el enfoque de la banda de fluctuación.

Hipótesis actuariales

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, basado en lo anterior la Empresa registró la provisión por las obligaciones por beneficios-post empleo basada en las siguientes hipótesis actuariales y sustentada en un estudio actuarial preparado por un profesional independiente que son las siguientes:

	2022	2021
Tasa de descuento	4,80%	2,79%
Tasa de inflación de largo plazo	1%	1%
Incremento salarial de largo plazo	1,5%	1,5%
Tabla mortalidad	IESS2002	IESS2002

Análisis de Sensibilidad

La Empresa Pública ha obtenido su análisis de sensibilidad del estudio actuarial practicado por un perito calificado independiente en el cual se han considerado que los supuestos actuariales con mayor afectación en el cálculo de las provisiones para obligaciones post-empleo por jubilación patronal y desahucio son la tasa de descuento y la tasa de incremento salarial en las cuales se ha considerado un rango de +/- el 0,50% tomando en cuenta que dicho rango es aceptado internacionalmente.

ESPACIO EN BLANCO

La siguiente tabla presenta el monto del impacto en los gastos por el plan de beneficios definidos en términos absolutos de una variación:

Obligación por beneficio definido	Jubilación Patronal	Desahucio	Otras provisiones
Tasa de descuento +0,5%	233.575	25.022	116.144
Tasa de descuento -0,5%	249.537	26.984	126.277
Incremento salarial +0,5%	244.311	27.013	112.559
Incremento salarial -0,5%	238.514	24.987	107.115
Incremento del 10% del supuesto de rotación (9,9% a 10,9%)	240.224	26.068	121.232
Decremento del 10% del supuesto de rotación (9,9% a 8,9%)	242.432	25.871	120.848
Incremento en la tabla de mortalidad del 10,0%	235.497	25.726	108.546
Decremento en la tabla de mortalidad del 10,0%	247.699	26.221	111.007

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo de la variación real en la obligación por beneficios definidos, puesto que es poco probable que los cambios en las hipótesis se produzcan en forma aislada unos de otros (algunos de los supuestos pueden ser correlacionados).

Es importante mencionar que, en el análisis de sensibilidad desarrollado, el valor presente de las obligaciones por beneficios definidos se calculó utilizando el método de crédito unitario proyectado, que es el mismo que el aplicado en el cálculo de las obligaciones por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

No se han realizado cambios en los métodos ni en las hipótesis aplicadas para la elaboración del análisis de sensibilidad en comparación con años anteriores.

20. PROVISIÓN POR ABANDONO DE CAMPO Y DESMANTELAMIENTO

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el detalle de la provisión por abandono de campo y desmantelamiento es como se detalla a continuación:

	2022	2021
Abandono de campo	192.665	186.920
Desmantelamiento	15.394	15.394
Total provisión por abandono de campo y desmantelamiento	208.059	202.314

21. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el capital autorizado, suscrito y pagado de la Empresa, comprende 3.012.780 participaciones acumulativas e indivisibles.

22. APORTES EX OPERADORAS Y FONDOS ENTREGADOS Y RECIBIDOS NETO

El saldo de aportes ex operadoras y fondos entregados y recibidos neto se detalla a continuación:

	2022	2021
Aportes ex operadoras	5.586.920	5.589.675
Fondos a entregados a terceros neto:		
Costos y Gastos	14.811.870	13.608.076
Inversiones	13.348.318	12.708.773
Fideicomisos	6.423.673	5.811.511
Aporte y excedentes Ministerio de Finanzas	(4.711.834)	972.129
Títulos BCE	137.915	137.915
Interfilial	121.366	121.366
Excedente exportaciones	(15.247.433)	(15.247.433)
Devoluciones excedentes	(109.479)	(109.479)
Otros menores	(2.455)	(2.455)
Total Fondos Entregados a Terceros Neto (1)	14.771.941	18.000.403
Total	20.358.861	23.590.078

(1) Fondos entregados y recibidos del Ministerio de Finanzas

Saldo inicial entregados	(34.714.602)
Saldo inicial recibidos	52.715.004
	18.000.403
Movimientos 2022:	
Aportes entregados	(16.008.519)
Aportes recibidos recuperación de costos por exportación	10.324.556
Aportes recibidos por recuperación de costos inversión y producción	2.455.502
	(3.228.462)
Total Fondos Entregados y Recibidos Neto	**14.771.941**

Aportes entregados:

Las facturas por exportaciones de hidrocarburos son emitidas por EP PETROECUADOR, y los clientes realizan sus depósitos directamente en el Banco Central del Ecuador. Estos recursos se canalizan hacia el Estado como ingresos petroleros.

Aportes recibidos:

El Ministerio de Economía y Finanzas realiza depósitos directos en las cuentas bancarias de EP PETROECUADOR y en la Cuenta de Financiamiento de Derivados (CFDD). Estos depósitos corresponden a la recuperación de costos, que constituye la compensación por los gastos incurridos en las operaciones de la empresa. Los rubros reconocidos incluyen producción, comercialización, transporte, inversión y refinación, asegurando la sostenibilidad de las actividades de EP PETROECUADOR.

Además, en estas cuentas contables se registran movimientos que reflejan derechos y obligaciones de la empresa que no implican un flujo de efectivo inmediato, tales como el crudo recibido y otras operaciones de carácter no monetario.

23. OTRO RESULTADO INTEGRAL

La composición de los otros resultados integrales es como sigue:

	2022	2021
Ganancias o pérdidas actuariales	(58.085)	(128.602)
ORI NIIF Patrimonio	(47.687)	(47.687)
Revalorización de Activos	1.563	1.563
Total Otro Resultado Integral	(104.209)	(174.726)

24. RESULTADOS ACUMULADOS POR ADOPCIÓN DE LAS NIIF

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 propiedad, planta y equipo: Es posible que alguna propiedad planta y equipo 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 la propiedad planta y equipo, 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.

25. RESULTADOS ACUMULADOS

Corresponden a los saldos de años anteriores al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el saldo de resultados acumulados es US$ (17.931.147) y US$ (21.253.160) respectivamente.

26. RESULTADO DEL PERIODO

Corresponden al saldo de la utilidad generada en el ejercicio actual. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se presenta en US$ 3.663.480 y US$ 3.230.070 respectivamente.

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

La composición de los ingresos de actividades ordinarias se muestra a continuación:

	2022	2021
Exportación de crudo (1)	8.653.567	6.288.711
Venta interna de derivados (2)	6.652.293	4.933.909
Exportación de derivados (2)	1.061.968	970.588
Transporte de Crudo	58.031	55.200
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	16.425.859	12.248.408

(1) Los ingresos por la exportación/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 (el cálculo del precio de venta usualmente se basa en 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; y, en todos los casos inspectores certifican la entrega.

(2) La venta y exportación de derivados tales como gasolina, diésel, asfaltos, entre otros, 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.

28. COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS

Los costos de producción y ventas generados por la operación de la Empresa son como sigue:

	2022	2021
Costo de producción		
Venta interna derivados	8.912.255	5.467.424
Exportación de crudo	3.635.963	2.909.277
Exportación de derivados	198.371	301.258
Venta de Gas Natural	19.879	19.965
Consumo interno de crudo	15.605	12.843
Costo de venta Materiales y Suministros	7	34
Costo por estudio actuarial (1)	-	54.439
Costo por corrección de depreciación	33.813	20.621
Arrendamientos - NIIF 16 (Costo financiero y gastos)	(9.982)	(6.846)
Total Costos de Producción y Ventas	12.805.911	8.779.015

(1) En el año 2022, los costos de producción y ventas de la Empresa ascendieron a US$ 12.805.911, reflejando un incremento frente al ejercicio 2021, principalmente por el aumento en la venta interna de derivados y la exportación de crudo. No obstante, se observa una disminución en el rubro de costo por estudio actuarial, ya que en 2022 dichos valores fueron reclasificados y distribuidos dentro de los gastos de operación y administración, lo que explica la ausencia de este concepto en los costos de producción del período.

29. GASTOS OPERATIVOS

La composición de los gastos operativos se muestra a continuación:

Gastos de administración	2022	2021
Impuestos y contribuciones	41.838	136.496
Soporte	118.703	131.556
Aportes al IESS	53.567	26.920
Sueldos y salarios	22.176	21.728
Honorarios y servicios	17.735	17.729
Depreciaciones	13.874	14.864
Indemnizaciones	18.367	11.607
Mantenimiento	7.743	6.890
Beneficios sociales	6.463	4.437
Combustibles	6.512	4.343
Obligaciones por beneficios definidos (1)	-	4.099
Seguros	1.728	2.824
Excedentes de inventario	-	1.987
Otros beneficios a los empleados	1.731	1.444
Servicios básicos	1.222	1.257
Operaciones	991	1.231
Gasto con comunidades	178	1.061
Transporte	703	722
Materiales y suministros	706	706
Gastos bancarios	208	218

Gastos de administración	2022	2021
Arriendos	158	163
Deterioro de activos	(115)	155
Otros menores	5.144	289
Total Gastos de Administración	319.632	392.726

(1) En el año 2022, dentro de los gastos de administración constan las obligaciones por beneficios definidos y se observa una disminución en el rubro, ya que en este periodo dichos valores fueron registrados directamente en el costo de ventas.

Gastos financieros	2022	2021
Deterioro (1)	29.890	293.082
Gastos financieros	5.192	77.708
Provisiones	-	27.228
Obligaciones por beneficios definidos	6.863	9.858
Intereses y comisiones	9.026	8.082
Aplicación NIIF	14.173	3.509
Total Gastos Financieros	65.144	419.467

(1) En la aplicación de las NIIF correspondientes al ejercicio fiscal 2021, se reconoció el deterioro de las cuentas por cobrar comerciales de manera generalizada, mientras que durante el ejercicio fiscal 2022 el deterioro se aplicó a las cuentas coactivas y misceláneas.

La composición de los otros gastos e ingresos se muestra a continuación:

Otros (gastos), ingresos, neto	2022	2021
Otros ingresos no ordinarios	423.794	578.036
Consumo Interno de Crudo	15.605	12.843
Otros Gastos	(21.702)	(21.954)
Total Otros (gastos), ingresos, neto	417.697	568.925

30. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

La Administración de la Empresa es la responsable de establecer, desarrollar y dar seguimiento a las políticas de recuperación de cartera con el objetivo de identificar, analizar, controlar y monitorear los riesgos enfrentados por la Empresa.

30.1 Factores de riesgo financiero

En el curso normal de sus operaciones, EP PETROECUADOR está expuesta a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa el valor económico de sus flujos y activos y en consecuencia sus resultados.

A continuación, se detalla los principales riesgos a los que se enfrenta la Empresa, así como una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Empresa, si es el caso.

(a) Riesgos de mercado

Es la posibilidad de que la fluctuación de variables de mercado tales como tasas de interés, tipo de cambio, precios o índices de crudo y productos, etc., produzcan pérdidas económicas debido a la desvalorización de flujos o activos o a la valoración de pasivos, debido a la nominación o indexación de éstos a dichas variables.

(b) Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras. Por lo tanto, la volatilidad en las tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones, la deuda y los patrimonios.

(c) Riesgo de precio de commodities

La exportación de Crudos Oriente (medio) y Napo (pesado), así como derivados como el Fuel Oil No. 6 (residuo), que realiza la Gerencia de Comercio Internacional de acuerdo a la disponibilidad de volumen informada por el Ministerio de Ambiente y Energía, enfrenta en cada uno de sus tenders la coyuntura de mercado internacional respecto a precios de los marcadores, afectados directamente por la situación geopolítica del momento, temporalidad, factores externos e internos, entre otros. En ese sentido, los ingresos obtenidos por estas ventas, reflejan las fluctuaciones por las situaciones antes señaladas.

El marcador internacional referente para las ventas de Crudo Oriente y Crudo Napo, principales fuentes de ingresos para el país, es el WTI. La fórmula del precio se calcula promediando tres días alrededor de la fecha de carga, ajustado por un diferencial y, según el concurso, puede incluir un premio adicional. La adjudicación de proveedores dependerá de las mejores condiciones económicas en beneficio de la estatal y del país.

(d) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que pueda sufrir pérdidas financieras como consecuencia del incumplimiento: a) en el pago por parte de sus clientes en la venta de crudo, combustibles, gas, productos o servicios; por parte de las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros.

(e) Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudo, gas, refinados y productos petroquímicos y en la prestación de

servicios de transporte, la Empresa puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones 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 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.

(f) Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones (CAPEX) y operación normal del negocio, vencimientos de deuda, etc.

La Empresa no puede establecer una política financiera que detalle los lineamientos para hacer frente a este riesgo, toda vez que el sistema de ingresos de efectivo y equivalentes de efectivo está atado a disponibilidad del estado.

30.2 Administración del riesgo de capital

Los objetivos de la Empresa Pública al administrar el capital son: el salvaguardar la capacidad de esta de continuar como empresa en marcha, manteniendo una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Continuando con el modelo de negocio y factibilidad interno que maneja la Empresa se administra el riesgo de capital tomando en consideración los siguientes puntos:

- Se trazan horizontes de retorno de capital de corto (menores a 1 año), mediano (entre 1 y 3 años) y largo (más de 3 años) plazo que permita analizar el mayor valor económico a la Empresa.
- Se parte de la identidad que relaciona al retorno de capital con los retornos de activos y pasivos.
- El retorno de capital se reduce a una combinación lineal de retornos de instrumentos financieros que permite enfocar los esfuerzos de la Empresa en los productos más rentables.

La Empresa Pública usa una combinación de flujos de efectivo provenientes de sus activos financieros. La siguiente tabla muestra los flujos provenientes de los mismos:

	2022	2021
Cuentas por pagar comerciales (Nota 15)	2.626.873	2.393.317
Menos: Efectivo y bancos (Nota 4)	(739.086)	(858.713)
Deuda neta	1.887.787	1.534.604
Total patrimonio neto	7.583.849	6.989.126
Capital total	9.471.636	8.523.730
Ratio de apalancamiento	19,93%	18,00%

31. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA AL COSTO O A VALOR RAZONABLE.

31.1 Categorías de instrumentos financieros

A continuación, se presentan los valores en libros de cada categoría de instrumentos financieros al cierre de cada ejercicio:

	2022	2021
Activos financieros		
Medidos al costo		
Efectivo y equivalentes del efectivo (Nota 4)	739.086	858.713
Medidos al costo amortizado		
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 5)	1.767.067	976.055
Total activos financieros	2.506.153	1.834.768
Pasivos financieros		
Costo amortizado		
Cuentas por pagar comerciales (Nota 15)	2.626.873	2.393.317
Total pasivos financieros	2.626.873	2.393.317

32. CONTINGENCIAS

Considerando que es de alta importancia la presentación de los Estados Financieros con saldos razonables, se ha realizado el análisis de las posibles contingencias que deben ser registradas, así como las que deben ser reveladas, de acuerdo con la información proporcionada por el área Legal de EP Petroecuador correspondientes al ejercicio económico 2022.

PASIVOS CONTINGENTES PATROCINIO:

Con Cuantía

Las contingencias de eventuales pérdidas relacionadas con los juicios de Patrocinio (Penal, Civil, Constitucional, Contencioso Administrativo, Contencioso Tributario y Coactiva) en contra de EP PETROECUADOR reportadas por Procuraduría (Subprocuraduría de Patrocinio) a diciembre de 2022, con un indicador de probabilidad de éxito "Media" constan un total de 425 juicios, los cuales asciende a un valor total de USD $ 1.962.856.066,20.

Cuantía indeterminada

Las contingencias de eventuales pérdidas relacionadas con los juicios de Patrocinio (Penal, Civil, Constitucional, Contencioso Administrativo, Contencioso Tributario y Coactiva) en contra de EP PETROECUADOR reportadas por Procuraduría (Subprocuraduría de Patrocinio) a diciembre de 2022, con un indicador de probabilidad de éxito "Media" constan un total de 409 juicios con cuantía indeterminada.

PASIVOS CONTINGENTES LABORALES:

Con Cuantía

Las contingencias de eventuales pérdidas relacionadas con los juicios laborales en contra de EP PETROECUADOR (PEC) reportadas por Procuraduría (Subprocuraduría de Relaciones Laborales) a diciembre de 2022, con un indicador de probabilidad de éxito "Media-se mantiene" constan un total de 368 juicios, los cuales asciende a un valor total de 60.982,25.

Cuantía indeterminada

Las contingencias de eventuales pérdidas relacionadas con los juicios laborales en contra de EP PETROECUADOR reportadas por Procuraduría (Subprocuraduría de Relaciones Laborales) a diciembre de 2022, con un indicador de probabilidad de éxito "Media" constan un total de 465 juicios, con cuantía indeterminada.

33. CONTRATOS POR SERVICIOS ESPECÍFICOS

Los Campos Petroleros Maduros, son aquellos que se encuentran en producción por un tiempo considerablemente extenso, por lo cual sus volúmenes diarios evidencian una curva de producción declinatoria, estos campos requieren la aplicación de técnicas de optimización y recuperación mejorada para elevar la producción de crudo. Las empresas contratistas financian y ejecutan las inversiones y asumen todos los riesgos financieros, EP PETROECUADOR se obliga a pagar una tarifa por cada barril incremental.

En febrero de 2018, la Ex PETROAMAZONAS EP firmó los Contratos de los Campos Menores para la Provisión de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento de la Contratista, para la ejecución de actividades de perforación y completación de pozos, reactivación de pozos cerrados y construcción y ampliación de facilidades requeridas.

En octubre de 2018, la Ex PETROAMAZONAS EP firmó los Contratos Ronda Oil & Gas, para la Provisión de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento de la Contratista, para la ejecución de actividades de perforación y completación de pozos, reactivación de pozos cerrados y construcción y ampliación de facilidades requeridas.

34. EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2022 y la fecha de emisión de estos estados financieros, se produjeron eventos posteriores al cierre del año que requieren revelación:

Consulta popular sobre las actividades petroleras dentro del Bloque 43-ITT

Entre el 31 de diciembre del 2022 y la fecha de emisión de estos estados financieros, se produjeron eventos posteriores al cierre del año que requieren revelación:

Consulta popular sobre las actividades petroleras dentro del Bloque 43-ITT

El 20 de agosto de 2023 se realizó la Consulta Popular que permitió a la población ecuatoriana decidir sobre las actividades petroleras dentro del Bloque 43 – ITT del Parque Nacional Yasuní, a través de la siguiente pregunta:

“¿Está usted de acuerdo en que el Gobierno ecuatoriano mantenga el crudo del ITT, conocido como bloque 43, indefinidamente en el subsuelo?
Opciones de respuesta: SI/NO”

El 59% de los ecuatorianos votó a favor de conservar esta porción del Yasuní, que implica dejar el petróleo bajo tierra en el 'bloque 43' dentro del Parque y desmantelar progresivamente en el plazo de un año, las operaciones petroleras que existen en el área. Ello significa detener la extracción petrolera en el área de Ishpingo – Tambococha - Tiputini (ITT) del Parque Nacional Yasuní, que se considera una de las áreas de mayor biodiversidad del planeta.

El Consejo Nacional Electoral confirmó la victoria del 'Sí' el 31 de agosto de 2023, el desmonte debería hacerse como máximo hasta el 31 de agosto de 2024.

El balance anual que publicó la EP PETROECUADOR sobre sus actividades del año 2025 muestra que, la producción de hidrocarburos en el Bloque 43 - ITT durante 2025, es de un promedio de 1'245.225 barriles por mes.

El Bloque 43 – ITT se considera el cuarto más productivo de todo el país; en el período comprendido entre los años 2014 y 2025, le significó una renta al país de US$ 4,224 millones.

La Empresa estima que ha percibido ingresos totales de US$ 6.733 millones o casi US$ 1.000 millones anuales en promedio desde que inició la explotación del ITT en 2016. Se estima que el campo podría aportar con otros US$ 13.800 millones en los 20 años en los que se proyectó la explotación, lo que equivale a US$ 690 millones anuales.

La inversión estimada en el Bloque 43 – ITT se estima en US$ 1.097 millones, entre la infraestructura están: vías de acceso de cuatro metros de ancho y 25 kilómetros de largo, 12 plataformas petroleras y 225 pozos en producción. Además, hay una planta de procesos denominada Central de Proceso Tiputini, están directamente relacionados un oleoducto secundario de 85 kilómetros longitud y 24 pulgadas de diámetro. Adicional que se encuentran pendientes de registro 13 proyectos que asciende a un valor de US$ 3'263 millones.

El costo estimado de desmontar la infraestructura se estima preliminarmente en US$ 467 millones

A la fecha de presentación de estos estados financieros no se han suspendido las actividades del Bloque 43-ITT.

ACTIVIDADES PETROLERAS BLOQUES 16 Y 67 TIVACUNO

El 01 de enero de 2023 EP PETROECUADOR asume la operación de los Bloques 16 y 67 (Tivacuno), una vez que el plazo contractual de dichos bloques para la prestación de servicios para la Exploración y Explotación, finalizó el 31 de diciembre de 2022.

La producción de los Bloques 16 y 67 (Tivacuno) proviene en su mayoría de la zona sur y se complementa con la producción de la zona norte, en alrededor de 84% y 16%, respectivamente.

Los cuidados rigurosos han sido parte fundamental en el día a día de estos bloques, desde sus inicios hace más de treinta años, siendo una de las operaciones pioneras en parte del Parque Nacional Yasuní y territorio Waorani. Atravesando la selva, por alrededor de unas dos horas y treinta minutos, se llega a la Estación de las Facilidades de Producción del Sur (SPF), durante el trayecto se encuentran comunidades Kickwas y Waorani como: Pompeya e Indillama (Kichwas), Ganketepade, Guiyero, Owemoiro, Dikaro, entre otras.

Al momento se encuentran en este lugar, 9 campos, 20 plataformas, con 262 pozos activos, de los cuales 223 corresponden a productores, 32 Reinyectores e inyectores de agua de formación y 7 pozos Exploratorios. La producción promedio total es de 11.709.03 barriles diarios de petróleo.

ROTURA DEL SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUATORIANO (SOTE)

Afectaciones en la producción, disminución en el transporte y su impacto económico:

En el año 2025, el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) registró tres paradas de operación no programadas por causas medioambientales, así como una paralización adicional atribuible a factores externos a la Gerencia de Transporte. Estas incidencias se detallan a continuación:

- Marzo 2025: Rotura del ducto en el sector occidental abscisa 438+384.
- Mayo 2025: Incendio en la Refinería Estatal Esmeraldas, se reduce la capacidad de procesamiento de crudo, por lo cual se limita la cantidad de bombeo diaria a 260.000. Bls por día.
- Junio 2025: Rotura del ducto en el sector oriental en la abscisa 86.
- Julio 2025: Exposición de tubería con afectación a la integridad del derecho de vía en la abscisa 102.

Causas	Horas	Minutos
Rotura de Tubería	264	2
Mantenimientos programados	0	0
Alto Stock TMB	11	4
Bajo Stock Lago Agrio	0	0
Imprevistos	16	15
Fallos de Operación	0	30
Fallos de Energía	1	30
Fallos en Comunicaciones	0	0
Interconexión Variantes	264	0
Total Horas	556	81
Total Días	23,22291667	

El punto de comparación corresponde al volumen bombeado en el año 2024, con corte al tercer trimestre, cuyo acumulado ascendió a 78’603.525 barriles. Al cierre del tercer trimestre de 2025, el bombeo acumulado fue de 67’080.322 barriles, reflejando una disminución en relación con el período anterior, atribuible a los factores y paralizaciones previamente mencionados.

Considerando un precio aproximado de US$ 56 por barril de crudo ecuatoriano (Oriente/Napo) transportado por el SOTE, al cierre del tercer trimestre de 2025 se cuantificó una pérdida acumulada de US$ 645’299.368, correspondiente a 11’523.203 barriles no bombeados respecto al mismo período de 2024. No obstante, tomando en cuenta que desde la paralización hasta el llenado de los tanques de Lago Agrio #1 transcurrieron tres días, durante los cuales el SOTE operó a su capacidad nominal, se reservaron US$ 60’480.000 en dichos tanques. Con esta consideración, la pérdida neta se estima en US$ 584’819.368, con un acumulado de 1’080.000 barriles en Lago Agrio #1.

AFECTACIONES OPERATIVAS EN REFINERÍA ESMERALDAS

Durante el año 2025, la Refinería Esmeraldas registró las siguientes afectaciones:

- Sismo del 25 de abril de 2025: Un evento sísmico de magnitud 6 en la escala de Richter ocasionó la salida de operación de las Unidades No Catalíticas I y Catalíticas 1, 2 y 3. Estas últimas no pudieron reiniciar operaciones debido a daños en diversos sistemas derivados del sismo.

- Incendio del 26 de abril de 2025: Se produjo un incendio en los tanques de fuel oil destinados al consumo interno, el cual afectó el sistema de distribución de energía y el sistema de distribución de fuel oil, así como otros sistemas de la refinería. Como consecuencia, todas las unidades de la Refinería Esmeraldas quedaron fuera de operación a partir de esa fecha.

RESOLUCIÓN DE CONDONACIÓN OFICIO Nro. PETRO-PGG-2025-0756-O TAME

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador "EP PETROECUADOR" extinguió por condonación la obligación que mantenía la Empresa Pública TAME EP "En liquidación" por el valor de USD $258.068.579,28 (DOSCIENTOS CINCUENTA Y OCHO MILLONES SESENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS SETENTA Y NUEVE CON 28/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA) con corte al 26 de agosto de 2025, de los cuales USD $ 154.518.483,15 corresponden a capital; USD $103.527.426,30 a intereses de mora; y, USD $22.669,83 a costas de recaudación del Procedimiento Administrativo de Ejecución Coactiva No. 0012-COA-EP PEC-2020, según Resolución de condonación proceso coactivo No. 012-COA-EP-PEC-2020, contenida en el oficio PETRO-PGG-2025-0756-O de 28 de agosto de 2025, suscrita por el señor Gerente General Subrogante de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador "EP PETROECUADOR ", de ese entonces.

Se realizó esta acción, en cumplimento a la Disposición Transitoria Quinta de la Ley Orgánica para el Fortalecimiento de las Áreas Protegidas, publicada en el Registro Oficial 4to. S. 80 el 14 julio del 2025; y, en atención a los Oficios Nro. TAME-TAME-2025-0261-O de 16 de julio de 2025 y TAME-TAME-2025-0301-0, de 21 de julio de 2025 suscritos por la Liquidadora de TAME EP.

CONVENIO DE EXTINCIÓN DE OBLIGACIONES PENDIENTES ENTRE EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El 19 de junio de 2025 se suscribe el Convenio de Extinción de Obligaciones pendientes entre empresas del Sector Eléctrico, EP PETROECUADOR, Ministerio de Energía y Minas – MEM y el Ministerio de Economía y Finanzas – MEF.
Se extinguen por la modalidad de compensación las obligaciones pendientes entre el Ministerio de Economía y Finanzas, el Ministerio de Energía y Minas, EP PETROECUADOR y las empresas del sector eléctrico el monto de US$ 177,978,046.02 (Ciento setenta y siete millones novecientos setenta y ocho mil cuarenta y seis con 02/100 dólares de los Estados Unidos de América), con corte al 31 de diciembre 2023, aceptando el cruce de cuentas y liquidando consecuentemente las obligaciones existentes.

VALORES A COMPENSAR - DEUDAS DE LAS E.E. DISTRIBUIDORAS A LAS E.E. GENERADORAS – POR COMPRA DE ENERGÍA				
DISTRIBUIDORAS	CELEC	REGIONAL DEL SUR	QUITO	TOTAL A COMPENSAR (USD)
COTOPAXI	798.796,45	491,91	4.283,57	803.571,93
NORTE	1.724.029,56	7.326,92	89.390,28	1.820.746,76
QUITO	15.665.907,01		1.417.238,39	17.083.145,40
RIOBAMBA			11.081,93	11.081,93
REGIONAL SUR	1.425.214,43	507.274,17	50.344,34	1.982.832,94
CNEL	154.641.328,85	163.663,00	1.471.675,21	156.276.667,06
			TOTAL	177.978.046,02

RETIRO DEL SUBSIDIO AL DIÉSEL EN ECUADOR

El retiro del subsidio al diésel en Ecuador puede tener efectos significativos en los estados financieros de la empresa. El incremento en el precio de este combustible impactará directamente en los costos operativos, especialmente en transporte y logística, lo que podría reflejarse en mayores gastos de producción y distribución.

De igual manera, la variación en los precios del diésel puede influir en la estructura de costos de proveedores y contratistas, generando presiones adicionales sobre los márgenes de rentabilidad. Estos cambios representan riesgos externos que podrían incidir en los resultados financieros futuros de la compañía.

EVENTO POLÍTICO EN VENEZUELA: CAPTURA DE NICOLÁS MADURO

La administración de la compañía considera relevante señalar que los acontecimientos políticos en Venezuela, incluyendo la eventual captura de Nicolás Maduro y las medidas adoptadas por el gobierno de Donald Trump respecto a dicho país, pueden generar impactos indirectos en los estados financieros futuros de la empresa.

En particular, la volatilidad en los mercados internacionales de crudo y derivados, así como posibles restricciones comerciales o variaciones en la demanda regional, podrían afectar los ingresos de exportación y la estabilidad de los precios de referencia utilizados en la valoración de inventarios y contratos.

Asimismo, las decisiones de política exterior de Estados Unidos hacia Venezuela podrían modificar las condiciones de acceso a ciertos mercados, alterar rutas de suministro y generar cambios en los costos de transporte y seguros. Estos factores, aunque externos a la gestión de la compañía, representan riesgos que deben ser monitoreados de manera permanente.

La empresa continuará evaluando la evolución de estos hechos y su incidencia en las operaciones, adoptando medidas de mitigación que permitan preservar la sostenibilidad financiera y operativa en el mediano y largo plazo.

El acontecimiento político en Venezuela como la eventual captura de Nicolás Maduro y las medidas impulsadas por Donald Trump hacia dicho país, pueden generar impactos indirectos en los estados financieros de la empresa. Estos hechos podrían provocar volatilidad en los mercados internacionales de crudo y derivados, afectando los precios de referencia utilizados en la valoración de inventarios y contratos, así como la estabilidad de los ingresos provenientes de exportaciones.

De igual manera, las decisiones de política exterior de Estados Unidos respecto a Venezuela podrían modificar las condiciones de acceso a ciertos mercados, alterar rutas de suministro y generar variaciones en los costos de transporte y seguros. Estos factores externos representan riesgos potenciales que podrían incidir en los resultados financieros futuros de la compañía.

IMPUESTOS

CAMBIO DE TARIFA DE IVA AL 15% AÑO 2024

La disposición reformatoria primera de la Ley Orgánica para Enfrentar el Conflicto Armado Interno, la Crisis Social y Económica, del 14 de marzo de 2024 en su numeral 2 sustituyó el artículo 65 de la Ley de Régimen Tributario Interno disponiendo que: “Con Base en las condiciones de las finanzas públicas y de balanza de pago, el Presidente de la República podrá modificar la tarifa general del Impuesto al Valor Agregado, previo dictamen favorable del ente rector de las finanzas públicas. En ningún caso la tarifa podrá ser inferior al 13% ni mayo al 15%, salvo las excepciones previstas en la ley”

El Ministerio de Economía y Finanzas mediante oficio MEF-MEF-2024-0258-O del 12 de marzo de 2024, recomienda al Sr. Presidente de la Republica emitir el acto normativo correspondiente para incrementar la tarifa del IVA del 13% al 15% para el 2024.

la Viceministra de Finanzas subrogante el 14 de marzo de 2024, emitió el dictamen favorable al proyecto de Decreto Ejecutivo que modificaría la tarifa general del Impuesto al Valor Agregado IVA del 13% al 15% para el año 2024.

El Presidente Constitucional de la República del Ecuador, mediante Decreto 198 en su artículo 1 modifica la tarifa del IVA del 13% al 15% para el año 2024, la misma que entra en vigencia desde el mes de abril de 2024.

CAMBIO DE TARIFA DE IVA AL 15% AÑO 2025

Mediante Decreto Ejecutivo 470 del 4 de diciembre del 2024 se establece mantener la modificación de la tarifa de IVA del 13% al 15% para el año 2025

CAMBIO DE TARIFA DE IVA AL 15% AÑO 2026

Mediante Circular No. NAC-DGECCGC25-00000006 del 26 de diciembre del 2025, el Servicio de Rentas Internas emite un pronunciamiento para el tratamiento de la tarifa del IVA para el año 2026 en los siguientes términos:

"…se recuerda a los sujetos pasivos de este impuesto que, si no existe una modificación de la tarifa general a través de un decreto ejecutivo, se mantendrá vigente la última establecida; por lo tanto, la tarifa del IVA que se encuentra vigente es del 15 %, hasta que el Presidente de la República lo modifique mediante un decreto ejecutivo."

El cambio de la tarifa del IVA al 15% genera un impacto en los EEFF en el sentido de que se incrementan los valores a pagar por concepto de IVA en ventas de EP PETROECUADOR, al actuar como agente de percepción de este impuesto conforme lo dispuesto en la normativa tributaria y se entregan más recursos económicos al país, aportando de manera positiva a su desarrollo.

RETENCIONES 100% DE IVA QUE NO SE TRANSFIEREN AL SRI Y QUE SE CONSIDERAN SIN DERECHO A CRÉDITO TRIBUTARIO (CIRCULAR Nro. NAC-DGECCGC21-00000005)

La Ley de Régimen Tributario Interno reformado dispone que, excepcionalmente cuando el Impuesto al Valor Agregado (IVA) sea recaudado por empresas públicas, en este caso (EP PETROECUADOR), actuando como agente de retención, estos valores retenidos no se depositen en la cuenta del Servicio de Rentas Internas.

De igual manera en esta circular se dispone que a partir del mes de agosto de 2021, todas las adquisiciones de bienes y/o servicios se consideren sin derecho a crédito tributario, lo que ocasiona que para EP PETROECUADOR el valor del IVA en compras no pueda ser compensado con el IVA en ventas, por lo que la empresa paga el Valor íntegro del IVA facturado, solo descontando las retenciones de IVA que nos efectúan los clientes que son entidades del estado, empresas públicas, Gobiernos Autónomos Descentralizados entre otras instituciones del estado.

35. CONOCIMIENTO Y AUTORIZACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, han sido elaborados con la información disponible en los sistemas institucionales y registros de la Empresa, conforme a las competencias vigentes en dichos períodos.

La suscripción de los presentes estados financieros por parte de las autoridades actuales tiene como finalidad formalizar su preparación, presentación y remisión a las instancias competentes, en cumplimiento de las Normas Internacionales de Información Financiera y la normativa institucional aplicable. Este acto administrativo se limita a dar fe de la razonabilidad de la presentación con base en la información existente, sin implicar responsabilidad directa sobre la generación, autorización o aprobación de las operaciones realizadas en los ejercicios correspondientes.

Los estados financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2022, posteriormente serán puestos a consideración del Directorio de EP PETROECUADOR para su conocimiento definitivo.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
SEBASTIAN JOSE MAAG PARDO

Gerente General

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
RICARDO ESTEBAN MANCERO TRUJILLO

Subgerente de Finanzas

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
KLEBER PATRICIO ENRIQUEZ SUNTASIG

Jefe Corporativo de Gestión Contable

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
WILLIAM ALFONSO PINTO GUZMAN

Jefe de Contabilidad General