

DESEMPEÑO ECONÓMICO Y OPERATIVO

Cerramos 2023 con ingresos de USD 756,6 millones, un EBITDA Ajustado de USD 451,9 millones y ganancias netas de USD 111,1 millones, a pesar de los menores precios del mercado en comparación con el año anterior y la menor producción debida al cierre temporal de dos pozos del bloque CPO-5 durante nueve meses. Cada dólar invertido en nuestros activos generó 2,3 veces el Ebitda Ajustado en el mismo año, lo que demuestra la alta calidad de nuestros activos, combinada con nuestra metodología de asignación de capital y la disciplina de los costos.

El flujo de efectivo operacional generado en el año fue de aproximadamente USD 300,9 millones, lo que nos permitió financiar completamente nuestro programa de inversiones, retornar valor a nuestros accionistas y cumplir con los servicios de deuda financiera. Terminamos el año con USD 133,0 millones en efectivo y equivalentes y con una deuda neta de USD 367,9 millones, un índice de apalancamiento neto de 0,8 veces, muy por debajo de nuestra zona de confort, y sin vencimientos de deuda hasta enero de 2027.

Esta generación de flujo de efectivo libre nos permitió continuar expandiendo las iniciativas de retorno de valor para nuestros accionistas. En 2023 les pagamos USD 61,0 millones a través de un mayor dividendo base y nuestro programa de recompra de acciones.

	Unidad de medida	2021	2022	2023
Ingresos operacionales	MMUSD	688,5	1.049,6	756,6
EBITDA ajustado	MMUSD	300,8	540,8	451,9
Impuesto a la renta pagado	MMUSD	65,3	33,4	115,6
Regalías y derechos económicos generados consolidados	MMUSD	113,0	252,3	84,9
Flujo de caja de operaciones	MMUSD	216,8	467,5	300,9

	Unidad de medida	2023
Utilidad neta	MMUSD	111,1
Deuda neta	MMUSD	367,9
Activos	MMUSD	1.016,5
Pasivos	MMUSD	840,5
Patrimonio	MMUSD	176,0





(GRI 207-4) El detalle de los resultados financieros del período se encuentra anexo a este Reporte.

Producción

Nuestro portafolio en 2023 incluyó activos exploratorios y productivos que abarcan áreas superiores a 4,7 millones de hectáreas en Colombia, Ecuador, Brasil y Chile¹. Al 31 de diciembre de 2023 contamos con una cartera de activos que incluye intereses de explotación y/o económicos en 34 bloques de hidrocarburos, 33 de los cuales están localizados en tierra y 10 están en producción.



LA TASA DE ÉXITO DE LOS POZOS
PERFORADOS EN 2023 FUE DEL

73%³

Producción promedio de petróleo por país (EM-EP-000.A)

	Unidad de medida	2020	2021	2022	2023
Colombia	BOPD	33.039	30.920	33.640	32.795
Ecuador	BOPD	-	-	848	926
Brasil	BOPD	62	26	21	16
Chile	BOPD	395	313	441	221
Argentina	BOPD	1.364	1.215	80	-
Total	BOPD	34.860	32.474	35.029	33.958

Producción promedio de gas natural (EM-EP-000.A)

	Unidad de medida	2020	2021	2022	2023
Colombia	MCFPD	1.133	1.374	776	573
Ecuador	MCFPD	-	-	-	-
Brasil	MCFPD	8.220	11.357	8.967	6.065
Chile²	MCFPD	17.084	12.507	11.387	8.993
Argentina	MCFPD	5.556	5.529	416	-
Total	MCFPD	31.993	30.767	21.546	15.632

Reservas

Con una producción de petróleo y gas de 12,7 mmbœ en 2023 la firma DeGolyer and MacNaughton (D&M) certificó reservas 2P de 115,1 mmbœ (99% de petróleo y 1% de gas).

Distribución de las Reservas 2P por país

País	Reservas 2P (mmbœ) criterio PRMS ⁴	% de petróleo
Colombia	106,4	100%
Ecuador	7,1	100%
Brasil	1,6	2%

- 49,7 mmbœ Reservas PD (certificadas bajo PRMS)
- USD 1,8 miles de millones Valor Presente Neto de Reservas 2P (después de impuestos)
- 115,1 mmbœ de Reservas 2P (certificadas bajo PRMS)
- 9,1 años Reserve Life Index 2P (RLI)

1 En enero de 2024 completamos la desinversión de los activos en Chile.

2 En enero de 2024 completamos la desinversión de los activos en Chile.

3 Usamos las definiciones del Securities Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos de pozos secos y pozos productivos definida en el Item 1205 de la regulación S-K. Estas definiciones se pueden consultar en el Glosario de este Reporte.

4 El Petroleum Resource Management System es el sistema más comúnmente utilizado por las empresas y aceptado mundialmente para clasificar las reservas de petróleo.



Reservas por país	Categoría de reservas	Diciembre 2020 (mmboe)	Diciembre 2021 (mmboe)	Diciembre 2022 (mmboe)	Diciembre 2023 (mmboe)	Porcentaje de petróleo (2023)	Porcentaje variación (2022-2023)
Colombia	PD	48	49,9	50,4	46,7	100%	-7%
	1P	95,2	82,2	69,9	63,9	100%	-9%
	2P	141	135,8	109,9	106,4	100%	-3%
	3P	216,4	211	163,6	155	100%	-5%
Ecuador	PD	-	-	0,5	1,5	100%	200%
	1P	-	-	0,5	3,3	100%	560%
	2P	-	-	1,8	7,1	100%	294%
	3P	-	-	3,5	10,3	100%	194%
Brasil	PD	2,5	2,5	1,7	1,6	2%	-6%
	1P	2,5	2,5	1,7	1,6	2%	-6%
	2P	2,6	2,6	2	1,6	2%	-20%
	3P	3	2,8	2,1	1,7	2%	-19%
Argentina	PD	3	2	-	-	-	-
	1P	4,3	2,6	-	-	-	-
	2P	5,5	3,5	-	-	-	-
	3P	7,3	4,1	-	-	-	-



Reservas por país	Categoría de reservas	Diciembre 2020 (mmboe)	Diciembre 2021 (mmboe)	Diciembre 2022 (mmboe)	Diciembre 2023 (mmboe)	Porcentaje de petróleo (2023)	Porcentaje variación (2022-2023)
Chile	PD	5,1	3,8	3,4	-	-	-
	1P	7,3	4,4	4,1	-	-	-
	2P	25,5	17,3	14,6	-	-	-
	3P	44,2	30,4	27	-	-	-
Total Certificadas por D&M	PD	58,5	58,1	56	49,7	97%	-11%
	1P	109,3	91,6	76,1	68,8	98%	-10%
	2P	174,7	159,2	128,4	115,1	99%	-10%
	3P	270,9	248,3	196,3	167	99%	-15%
Total pro-forma (excluyendo Chile en 2022)	PD	58,5	58,1	52,6	49,7	97%	-6%
	1P	109,3	91,6	72	68,8	98%	-4%
	2P	174,7	159,2	113,8	115,1	99%	1%
	3P	270,9	248,3	169,3	167	99%	-1%



La producción de petróleo y gas disminuye cuando se agotan las reservas, y la tasa de disminución depende de las características del yacimiento. En este sentido, nuestras actuales reservas probadas, probables y posibles disminuirán en la medida en que se genere el desarrollo de estas. Sin embargo, en nuestra materialidad se está priorizando la búsqueda de nuevos negocios.

Nuestra base de reservas rentables nos proporciona una vía de crecimiento estable y un gran inventario de proyectos de perforación de desarrollo de bajo riesgo y bajo costo para seguir generando y aumentando nuestra producción y flujo de caja. Con este fundamento, en 2024 iniciaremos nuestro programa de trabajo con una extensa campaña de perforación de 35 - 45 pozos, incluidos 5 -10 pozos de exploración de bajo riesgo y alto impacto, que puede convertirse rápidamente en producción y flujo de caja, tal como lo demostraron nuestros recientes descubrimientos en Ecuador y los pozos en desarrollo en el bloque CPO-5.

Precios

El conflicto entre Rusia y Ucrania, junto con las sanciones y prohibiciones a las importaciones de energía rusa, generaron volatilidad en el precio del Brent que alcanzó un máximo de USD 128 por barril en marzo de 2022.

En la segunda mitad de 2022 la inflación llevó a los bancos centrales a adoptar políticas restrictivas, con la perspectiva de una posible recesión económica. Esto afectó la demanda de petróleo y llevó a una caída en los precios, que disminuyeron a USD 86 por barril a finales

de ese año. Los embargos a Rusia y los recortes de producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) estabilizaron los precios, pero persisten riesgos de nuevas caídas.

Tras la volatilidad de 2022, durante 2023 y a inicios de 2024 la recuperación económica china no cumplió las expectativas, mientras que la resistencia de la economía estadounidense sorprendió positivamente. A pesar de la tendencia macroeconómica, India y China aprovecharon los precios más bajos, llevando la demanda mundial de petróleo a un máximo histórico de 103 millones de barriles por día, manteniendo los precios de Brent por encima de USD 70 por barril. La OPEP+ intervino con recortes de suministro, especialmente de Arabia Saudita y Rusia, y los precios se elevaron a casi USD 100 por barril. Actualmente, la atención se centra en el conflicto entre Israel y Hamas, y su posible impacto en el suministro de petróleo de la región.

A finales de 2023 la prima de riesgo vinculada al conflicto en Oriente Medio se disipó por la ausencia de una escalada más allá de sus fronteras. Esta situación impidió interrupciones en el suministro de petróleo de la región y evitó el agotamiento de los inventarios, contrario a las previsiones del mercado. Estos factores convergieron en una notable disminución de los precios del petróleo que concluyeron el año con una caída del 10%. En cuanto a las perspectivas para 2024, no se anticipa un año volátil gracias al enfoque proactivo de la OPEP+ y sus recortes de producción, los cuales han equilibrado la ecuación oferta/demanda. No obstante, los precios siguen siendo susceptibles a la geopolítica y a los eventos económicos generales que podrían perturbar este delicado equilibrio.

Precio promedio de venta de petróleo

País	Unidad de medida	2020	2021	2022	2023
Colombia	USD/bbl	30,6	58,3	82,7	66,8
Ecuador	USD/bbl	N/A	N/A	89,9	69,9
Brasil	USD/bbl	39,6	70,2	103,1	82,1
Chile	USD/bbl	38	62,8	94,7	68
Argentina	USD/bbl	42	56,4	56,7	-

NOTA: en 2020 y 2021 no se comercializó petróleo de nuestras operaciones en Ecuador.

Precio promedio de venta de gas natural

País	Unidad de medida	2020	2021	2022	2023
Colombia	USD/MMCF	5,5	4,4	4,5	3,9
Ecuador	USD/MMCF	N/A	N/A	N/A	-
Brasil	USD/MMCF	4,3	5,2	6,4	6,5
Chile	USD/MMCF	2,7	3,4	3,8	3,4
Argentina	USD/MMCF	2,3	2,7	2	-

Ingresos operacionales

En 2023 los ingresos disminuyeron un 28% con respecto a 2022, ya que pasaron de USD 1.049,6 millones a USD 756,6 millones.

Los ingresos por ventas de crudo disminuyeron de USD 1.014,2 millones en 2022 a USD 731,6 millones en 2023 debido a los menores precios internacionales y a la reducción de volúmenes vendidos, que a 31 de diciembre de 2023 ascendieron a 10,9 mmbbl en comparación con los 12,2 mmbbl vendidos en 2022.



Por otra parte, las ventas de gas disminuyeron de USD 35,4 millones en 2022 a USD 25,0 millones en 2023 debido a la reducción en las cantidades vendidas y en el precio.

En 2023 las ventas de petróleo crudo fueron nuestra principal fuente de ingresos y representaron el 96% de los ingresos totales de GeoPark. El restante 4% corresponde a las ventas de petróleo crudo de terceros (1%) y gas (3%).

Mercados y socios comerciales

(GRI 2-1/6; GRI 207-4; GRI 11.21.7)

El petróleo y el gas que producimos están destinados principalmente a la venta a terceros en los países donde operamos, a la exportación, el consumo interno o el procesamiento de hidrocarburos.

- **Colombia:** en 2023 asignamos las ventas de manera competitiva a los principales actores de la industria, incluyendo comercializadores y otros productores. Las entregas se llevaron a cabo tanto en boca de pozo como en puntos estratégicos del sistema de oleoductos colombiano (ODL, ODCA, OCENSA). Además, continuamos las entregas de la producción del Putumayo a través del sistema ecuatoriano de transporte por oleoductos.
- **Ecuador:** la producción se vendió a través del puerto de Esmeraldas. Estas ventas están dirigidas a comercializadores y a clientes finales, como las refinerías.

- **Brasil:** la producción de gas natural la gestionamos a través de un acuerdo prorrogable a largo plazo con Petrobras. Este acuerdo incluye la entrega y transporte del gas producido en el bloque Manatí a la planta de tratamiento de gas EVF en Bahía. Además, el condensado producido en el campo Manatí se vende a DAX OIL Refino, también en Bahía.
- **Chile:** nuestra presencia se refleja en una cartera de clientes limitada, entre las que destacamos las relaciones clave con ENAP y Methanex.



Ingresos operacionales consolidados de las ventas del petróleo y gas

Ingresos operacionales	Unidad de medida	2021	2022	2023	Variación 2023 vs. 2022
Ventas netas de petróleo	MMUSD	647,6	1.014,2	731,6	-28%
Ventas netas de gas	MMUSD	41	35,4	25	-29%
Total ventas de petróleo y gas	MMUSD	688,6	1.049,6	756,6	-28%

Los ingresos atribuibles a nuestras operaciones en Colombia fueron de USD 702,4 millones, lo que representa el 93% del total de nuestras ventas consolidadas.

Distribución de los ingresos operacionales por país

País	Unidad de medida	2021	2022	2023	Variación 2023 vs. 2022 en dólares	Variación 2023 vs. 2022 en porcentaje
Colombia	MMUSD	618,3	978,4	702,4	-276	-28%
Ecuador	MMUSD	-	10,7	19,1	8,4	79%
Brasil	MMUSD	20,1	19,9	14	-5,9	-29%
Chile	MMUSD	21,5	29,2	15,6	-13,6	-46%
Argentina	MMUSD	28,7	2	-	-2	-100%
Otros	MMUSD	-	9,4	5,5	-3,9	-42%
Total ingresos operacionales	MMUSD	688,6	1.049,6	756,6	-293	-28%

Costos de producción y operación

Nuestros costos de producción y operación están asociados a la producción de petróleo y gas. Los más significativos son las regalías y otros derechos económicos en efectivo, los costos de mano de obra, el mantenimiento de instalaciones y pozos, los análisis químicos, los consumibles y los honorarios de contratistas y consultores, entre otros.

Los costos consolidados de producción y operación disminuyeron en un 35%, de USD 359,8 millones en 2022 a USD 232,3 millones en 2023, debido a una disminución en el pago de regalías y derechos económicos en efectivo, compensado parcialmente por un incremento en los costos de energía en Colombia y una mayor actividad en los bloques no operados CPO-5 en Colombia y Perico en Ecuador.

- **Colombia:** los costos de producción y operación experimentaron una reducción del 38% (a USD 204,2 millones en comparación con 2022). Esta disminución se atribuye principalmente al pago de regalías y a los derechos económicos cancelados en efectivo, como resultado de un mayor pago en especie y a los menores precios internacionales del crudo. Sin embargo, esta disminución fue compensada parcialmente por un incremento en los costos de energía en el bloque Llanos 34, debido a una sequía que afectó la matriz energética del país. Además, se registró una mayor actividad en el bloque no operado CPO-5.
- **Ecuador:** los costos de producción y operación ascendieron a USD 10,2 millones, comparado con USD 3,2 millones en 2022. El incremento se debe a la actividad en el bloque Perico.



- **Brasil:** los costos de producción y operación disminuyeron en un 7% con respecto a 2022 (USD 4,9 millones), como consecuencia de un menor pago de regalías a causa de una reducción en las cantidades vendidas de gas, así como también menores costos de mantenimiento en el bloque Manatí.
- **Chile:** los costos de producción y operación disminuyeron un 42% (USD 8,2 millones) debido a menores intervenciones de pozos y otras actividades de mantenimiento en el bloque Fell.

Costos de producción y operación	2021 (MMUSD)	2022 (MMUSD)	2023 (MMUSD)	Variación 2023 vs. 2022 (%)
Regalías	40	63,3	12,8	-80%
Derechos económicos	73	189	72	-62%
Costo de personal	17	14,1	14,6	4%
Mantenimiento de los pozos y las instalaciones	18	20,8	26,1	26%
Operación y mantenimiento	7,8	6,5	8,1	24%
Consumibles	19,3	21,8	37,6	72%
Alquiler de equipos	8,1	7,6	4,3	-43%
Costos de transporte	3,4	4	5,9	45%
Costo de bloques no operados	4,9	12,6	20,4	61%
Variación de inventario de petróleo	1,3	-6,4	2	-131%
Compra de petróleo	—	7,9	4,7	-41%
Otros costos	20	18,6	23,8	28%
Total	212,8	359,8	232,3	-35%



Costos de producción y operación promedio	Unidad de medida	2021				2022				2023					
		Colombia	Brasil	Chile	Argentina	Colombia	Ecuador	Brasil	Chile	Argentina	Colombia	Ecuador	Brasil	Chile	Argentina
Costo de operación promedio	USD/boe	6,5	4,6	12,3	20,8	6,6	27,1	7,4	16,1	24	11,5	37,5	10,9	13	-
Regalías y derechos económicos promedio ⁵	USD/boe	9,6	2,6	0,9	6,1	21	-	3,1	1,5	5	7,9	-	3,1	0,9	-
Costo de producción y operación promedio ⁶	USD/boe	16,2	7,2	13,2	26,9	27,6	27,1	10,5	17,6	29	19,4	37,5	14	13,9	-

Valor económico generado y distribuido

[GRI 207-4; GRI 11.21.7]

	Unidad de medida	2021	2022	2023
Ingresos operacionales	MMUSD	688,6	1.049,6	756,6
Pagos a gobiernos⁷	MMUSD	65,3	33,4	115,6
Costos operacionales	MMUSD	193,8	343,5	214,8
Salarios y beneficios de los empleados	MMUSD	58,9	56,5	56,1
Pagos realizados a proveedores de bienes, servicios y materiales	MMUSD	150,8	194,9	225,8
Pagos a proveedores de capital⁸	MMUSD	49,9	60,8	57,2
Inversiones en la comunidad	MMUSD	1,9	2,2	2,9
Valor económico retenido	MMUSD	168,0	358,3	84,2

5 Calculado con base en la producción vendida.

6 Calculado con base en la ASC 932 de la FASB.

7 De los pagos a los gobiernos solamente se consideran los impuestos a la renta, alineados con el flujo de efectivo de los estados financieros consolidados.

Impuestos y regalías⁹

[GRI 2-1; GRI 207-1/2/3/4; GRI 11.21.1/5/6]

En cada país en el que operamos, el Estado es el propietario exclusivo de los recursos de hidrocarburos y tiene plena autoridad para determinar los impuestos, regalías o compensaciones que se deben pagar por la exploración y producción de cualquier hidrocarburo. Entendemos el cumplimiento tributario no solo como una obligación legal, sino también como parte de nuestro compromiso con la generación de valor para los países en donde operamos y las comunidades vecinas a nuestras operaciones.

Nuestra gestión fiscal está enmarcada en el Sistema Integrado de Valores SPEED y bajo esos lineamientos establecemos el alcance, los impactos y los requerimientos para la implementación de las disposiciones

normativas, garantizando su estricto cumplimiento. La estrategia fiscal de la Compañía es liderada por la Gerencia Corporativa de Impuestos dentro de la Dirección Corporativa de Finanzas. El Equipo Ejecutivo y el Comité de Estrategia y Riesgos de la JD son los responsables de hacer seguimiento y monitorear su implementación.

Nuestro enfoque fiscal está centrado en no incurrir en riesgos que no cuenten con el suficiente apoyo normativo o que impliquen un abuso de formas en materia fiscal; nuestra estrategia tributaria se basa en los siguientes compromisos:

1. Respetamos la ley y sus desarrollos normativos, desde su letra hasta su espíritu. En ese sentido, la tributación de las compañías del grupo está alineada con la realidad de sus operaciones y su tratamiento tributario conforme a las normas fiscales.

8 Incluye intereses pagados más dividendos.

9 [GRI 207-2; GRI 11.21.5] Las declaraciones fiscales de nuestras compañías las elaboran los equipos tributarios con base en las cifras registradas en la contabilidad de cada una de ellas. Las liquidaciones privadas las compartimos posteriormente con los auditores externos, quienes en algunas ocasiones acompañan su firma a las declaraciones tributarias, previa verificación de la información de las cifras contables de declaraciones.



2. Cumplimos a cabalidad y de manera oportuna con las obligaciones tributarias formales y sustanciales, sin acudir a estrategias o posiciones fiscales agresivas, en todas las jurisdicciones donde tenemos presencia.
3. Reportamos con transparencia la información fiscal a las autoridades tributarias en los países donde tenemos obligaciones informativas y colaboramos plenamente en sus labores de fiscalización.
4. Reportamos los pagos realizados a favor de las entidades estatales en cada uno de los países donde tenemos obligaciones tributarias.
5. Rechazamos la práctica de utilizar estructuras societarias que no tengan sustancia económica o comercial o que se encuentren en jurisdicciones denominadas como paraísos fiscales sin ninguna razón de negocio.
6. Observamos y damos total cumplimiento al principio de plena competencia para las operaciones realizadas al interior del Grupo.

[Para conocer nuestro Compromiso Fiscal haga clic aquí.](#)

Transparencia y relacionamiento

- A través de las declaraciones fiscales y los respectivos pagos en todos los países donde operamos, así como en este Reporte, informamos a nuestros GI sobre nuestro enfoque y nuestra gestión fiscal.
- Participamos activamente en el comité económico de la Asociación Colombiana de Petróleo y Gas (ACP), en el cual se discuten propositivamente los proyectos normativos que afectan a la industria.

- Nuestros GI tienen a su disposición a «Cuéntame», la plataforma de recepción y gestión de PQR de GeoPark, la cual tiene un buzón asignado por cada bloque, en la que se reciben inquietudes o solicitudes de información por parte de terceros. También recibimos a través de ese canal requerimientos sobre retenciones, información sobre pagos de impuestos o cualquier otra solicitud.

[Para conocer más sobre «Cuéntame» haga clic aquí.](#)

Impuesto de renta pagado por país

País	Unidad de medida	2020	2021	2022	2023
Colombia	MMUSD	25,2	64,6	32,6	113,6
Brasil	MMUSD	-	0,6	0,7	0,6
España	MMUSD	-	-	-	1,4
Total	MMUSD	25,2	65,3	33,4	115,6

[\(GRI 207-2; GRI 11.21.5\) Para conocer el proceso de verificación de las declaraciones fiscales de GeoPark haga clic aquí.](#)

Impuesto a la renta

En 2023 nuestra tasa efectiva de impuesto a la renta fue del 48%, es decir, fue superior a la tasa efectiva del 43% de 2022. Este aumento se debe a una sobretasa al impuesto de renta del 10% aplicable para la industria de petróleo en Colombia en 2023, producto de la reforma tributaria aprobada en noviembre de 2022, compensada parcialmente por el efecto de una revaluación de la moneda local en Colombia sobre la base fiscal de propiedad, planta y equipo.



EN 2023 NUESTRA TASA EFECTIVA DE IMPUESTO A LA RENTA FUE DEL

48%

Los montos previstos en el anterior resumen consideran los pagos por concepto de impuesto sobre la renta realizados durante cada uno de estos años y no los impuestos causados en el año gravable correspondiente.

En 2023, en Colombia, se registró un aumento significativo en el pago del impuesto de renta en comparación con 2022. Este incremento obedece al aumento de las tarifas de autorretención y retención en el impuesto sobre la renta vigentes durante ese año gravable para la industria petrolera.

Solo en Colombia, Brasil y España las compañías del grupo tienen renta gravable, razón por la cual se hacen pagos a favor de la autoridad fiscal. En Argentina y en Chile las sociedades tienen pérdidas acumuladas que se vienen utilizando, lo que ha generado que no haya pagos por concepto de impuesto de renta. En Ecuador el bloque Espejo del Consorcio GeoPark-Frontera, operado por GeoPark, está en etapa exploratoria, razón por la cual para 2023 tampoco se genera renta líquida gravable.

Regalías y derechos económicos

En Colombia, de acuerdo con nuestros contratos de E&P y al igual que todas las compañías de nuestro segmento, estamos obligados a pagar regalías al Gobierno con base en nuestra producción de hidrocarburos desde el momento en el que iniciamos la producción en un campo.

Según la Ley 756 de 2002, modificada por la Ley 1530 de 2012, debemos pagar las regalías de acuerdo con la escala definida por el Gobierno, que está relacionada con la producción de petróleo y se calcula para cada campo. La ANH también obtiene un porcentaje sobre la producción y otros derechos económicos, de conformidad con lo establecido en cada contrato de E&P.

En Brasil la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) es responsable de determinar los precios mínimos mensuales para el petróleo producido en concesiones. Generalmente, estos corresponden a un porcentaje que oscila entre un 5 y un 10%, aplicado a los precios de referencia del petróleo o el gas natural, según lo establecido en las directrices de lici-



tación correspondientes y en el acuerdo de concesión. Al determinar el porcentaje de regalías aplicables a una concesión, la ANP toma en consideración, entre otros factores, los riesgos geológicos involucrados y los niveles de producción esperados. En el bloque Manatí las regalías se calculan en un 7,5% de la producción de gas.

En Chile las regalías se pagan al Gobierno. En el bloque Fell se calculan en el 5% de la producción vendida de petróleo crudo y en el 3% de la producción vendida de gas. En los bloques Flamenco, Campanario e Isla Norte las regalías se calculan en el 5% de la producción vendida de petróleo y de gas.



Valor de regalías y derechos económicos generados por país (GRI 201-1)

País	Unidad de medida	2020	2021	2022	2023
Colombia	MMUSD	30,5	106,3	249,3	83,3
Ecuador ¹⁰	MMUSD	-	-	-	-
Brasil	MMUSD	1	1,6	1,5	1,1
Chile	MMUSD	0,8	0,8	1,2	0,5
Argentina	MMUSD	3,6	4,3	0,3	-
Total	MMUSD	35,9	113	252,3	84,9

Regalías y derechos económicos promedio

País	Unidad de medida	2020	2021	2022	2023
Colombia	USD/BOE	2,7	9,6	21	7,9
Ecuador	USD/BOE	-	-	-	-
Brasil	USD/BOE	2,2	2,6	3,1	3,1
Chile	USD/BOE	0,6	0,9	1,5	0,9
Argentina	USD/BOE	4,8	6,1	5	-
Total	USD/BOE	2,6	8,6	18,8	7,2



¹⁰ En Ecuador no existe la figura de regalías. El Estado tiene una participación en la producción cuyo equivalente se entrega en barriles a las entidades correspondientes.