

YPF

1T24

Presentación: 10 de mayo de 2024
9:00 am ET / 10:00 am BAT

Seguí la presentación de resultados vía web:

Hacé click acá

YPF S.A.

**RESULTADOS
CONSOLIDADOS**



CONTACTO DE RELACIÓN CON INVERSORES

<https://investors.ypf.com/>

MARGARITA CHUN - GERENTE RI

inversoresypf@ypf.com

Margarita.chun@ypf.com

Buenos Aires, 9 de mayo de 2024 – YPF (BYMA: YPDF | NYSE: YPF¹), anuncia los resultados del 1T24. Información basada en los estados financieros preparados según las NIIF vigentes en Argentina. La suma de las partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo. A partir del 2022, los estados financieros anuales se reportan en US\$ y AR\$, y a partir del 1T24, los trimestrales también se reportan en ambas monedas para proporcionar mejor comprensión de nuestras actividades de negocio y análisis de nuestro desempeño financiero.

1. PRINCIPALES HITOS DEL 1T24

	KPI	1T24	4T23	T/T Δ	1T23	A/A Δ
Financieros	Ingresos	4.310	4.194	3%	4.238	2%
	EBITDA Ajustado	1.245	1.082	15%	1.044	19%
	Resultado neto	657	(1.861)	N/A	341	93%
	Inversiones	1.252	1.466	-15%	1.298	-4%
	FCF	(394)	(60)	557%	(17)	2218%
	Deuda neta	7.200	6.803	6%	6.043	19%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,7	1,7	0%	1,2	39%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	526,0	510,7	3%	510,6	3%
	Crudo (Kbbl/d)	255,5	255,1	0%	238,5	7%
	Gas Natural (Mm3/d)	36,4	34,4	6%	36,5	0%
	NGL (Kbbl/d)	41,8	39,6	6%	42,9	-3%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	68,3	59,3	15%	66,8	2%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	3,0	2,9	1%	3,0	-1%
	Export. crudo medanita (Kbbl/d)	22,9	18,8	22%	-	N/A
	Costos extracción (US\$/boe)	12,9	15,3	-16%	14,6	-12%
	Costos extrac. core hub (US\$/boe)	3,4	4,0	-15%	4,0	-16%
Downstream	Crudo procesado (Kbbl/d)	301,1	289,8	4%	307,2	-2%
	Utilización refineries (%)	92%	88%	4%	94%	-2%
	Venta local combustibles (Km3)	3.489	3.929	-11%	3.566	-2%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	691	620	11%	655	5%
	Combustible importado (Km3)	142	711	-80%	429	-67%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	19,1	16,8	13%	13,2	44%

En US\$ millones, salvo que se indique lo contrario. **EBITDA** = Resultado operativo + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación por derecho de uso de uso de activos + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + (Reversión) / Deterioro de propiedad, planta y equipo. **EBITDA Ajustado** = EBITDA que excluye los efectos de la NIIF 16 + partidas no recurrentes. **Ratio de apalancamiento neto** = Deuda neta / EBITDA Ajustado de los últimos 12 meses. **FCF** = Flujo Neto de las Actividades Operativas menos inversiones (Actividades de inversión), M&A (Actividades de inversión), y pago de intereses y leasing (Actividades de Financiación). **Combustible** = gasoil + nafta. **R&M** es el negocio de refinio y marketing, excluye petroquímica y el negocio agro.

El EBITDA Ajustado alcanzó los US\$1.245 millones (+15% vs. 4T23), como resultado de una mejora en los precios locales de los combustibles medidos en dólares, junto a una menor presión de costos tras la devaluación de mediados de diciembre 2023. Este resultado se vio parcialmente compensado por una disminución de ingresos derivados del régimen cambiario para exportadores y del costo de reposición de nuestros inventarios. El aumento fue aún mayor a/a, impulsado por el crecimiento de la producción de petróleo.

La producción total de hidrocarburos promedió los 526 kboe/d (+3% t/t y +3% a/a), impulsado por la contribución del shale, representando el 49% del total. La producción de petróleo se mantuvo en niveles elevados en 255 kboe/d (estable t/t y +7% a/a), como resultado de un crecimiento del 21% a/a en la producción de **petróleo shale** que continuó alcanzando resultados positivos, promediando 112 kbbl/d en 1T24 (+3% t/t y +21% a/a), mientras que las **exportaciones de petróleo Medanita a Chile** totalizaron 23 kbbl/d (+22% t/t).

La demanda local de combustibles disminuyó un 11% t/t, debido a la contracción en demanda minorista y a demanda estacional de gasoil, resultando en menores importaciones de combustibles (-80% t/t y -66% a/a), representando solo el 4% de las ventas locales de combustibles en 1T24. Los **niveles de procesamiento en nuestras refineries** promediaron los 301 kbbl/d, alcanzando un nivel de utilización de la refinaria del 92%.

Las inversiones totalizaron US\$1.252 millones (-15% t/t y 4% a/a), principalmente afectadas por la devaluación de diciembre. Más del 50% del total fue concentrado en operaciones shale, en línea con la estrategia de crecimiento de corto plazo de la Compañía.

El flujo de caja libre fue negativo por US\$ 394 millones, comparado con US\$ 60 millones negativos en el 4T23, considerando que los pagos de las importaciones diferidas del 2023 e intereses financieros no fueron totalmente compensados por el flujo operativo positivo, elevando la **deuda neta** a US\$ 7.200 millones, y manteniendo el **ratio de apalancamiento neto** en 1,7x.

¹ 1 ADR = 1 acción. El capital social total emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Mar-2024 (51% Gobierno Argentino; 36% NYSE y 13% ByMA).

2. ANALISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL 1T24

Desglose Ingresos Consolidados	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Gasoil	1.620	1.672	1.556	-4,0%	-6,9%
Nafta	892	943	1.022	14,5%	8,4%
Gas natural como productores (a terceros)	270	279	278	2,8%	-0,7%
Otros	977	738	795	-18,7%	7,6%
Total Mercado Local	3.759	3.632	3.650	-2,9%	0,5%
Jet fuel	162	152	154	-4,7%	1,5%
Granos y harinas	5	0	27	456,3%	N/A
Crudo	12	151	189	1455,1%	24,8%
Petroquímicos y otros	300	258	290	-3,3%	12,3%
Total Mercado Externo	479	562	660	37,9%	17,6%
Total Ingresos	4.238	4.194	4.310	1,7%	2,8%

Los ingresos totalizaron US\$4.310 millones (+3% t/t), principalmente impulsados por mayores precios locales de combustibles medidos en US\$ y mayores exportaciones de petróleo Medanito a Chile, parcialmente compensados por menor demanda local de combustibles, particularmente gasoil y fertilizantes. Además, en 4T23, nuestras subsidiarias con moneda funcional en AR\$² fueron afectadas por la devaluación de diciembre.

Desglose Costos Consolidados	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Costo de extracción	(671)	(719)	(617)	-8,0%	-14,1%
Otros Upstream	(115)	(144)	(140)	21,6%	-3,0%
Costos de refinación y logística	(377)	(409)	(338)	-10,6%	-17,5%
Otros Downstream	(138)	(185)	(126)	-8,9%	-32,0%
GyE, Corpo y Otros	(105)	(10)	(160)	52,1%	1498,2%
Total Costos Operativos	(1.406)	(1.467)	(1.380)	-1,8%	-5,9%
Depreciaciones y Amortizaciones	(775)	(780)	(652)	-15,9%	-16,4%
Regalías	(236)	(227)	(256)	8,4%	12,8%
Otros	(249)	(205)	(274)	10,1%	33,7%
Total Otros Costos	(1.260)	(1.212)	(1.182)	-6,2%	-2,5%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(343)	(588)	(99)	-71,1%	-83,2%
Compras de crudo a terceros	(386)	(308)	(375)	-3,0%	21,5%
Compras de biocombustibles	(239)	(153)	(242)	1,2%	58,1%
Compras productos agro	(114)	(73)	(70)	-38,3%	-3,2%
Otras compras	(272)	(112)	(178)	-34,8%	58,1%
Variación de existencias	126	(68)	(125)	N/A	83,8%
Total de Compras y Variación de existencias	(1.228)	(1.302)	(1.088)	-11,4%	-16,4%
Otros resultados operativos, netos	(9)	152	6	N/A	-96,1%
Deterioro de activos	-	(1.782)	-	N/A	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(3.903)	(5.611)	(3.644)	-6,6%	-35,1%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 29) millones en el 1T23, (US\$ 29) millones en el 4T23, y (US\$ 169) millones en el 1T24.

Los costos operativos ascendieron a US\$1.380 millones (-6% t/t), principalmente por la fuerte devaluación de diciembre y, en menor medida, a las eficiencias de costos en Downstream y Upstream, tales como la reducción de tarifas en la cadena de suministro. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el impacto de la devaluación en nuestras subsidiarias con AR\$ como moneda funcional en el 4T23.

Las compras y variación de existencias fueron de US\$1.088 millones (-16% t/t), principalmente por menores importaciones de combustibles debido a la contracción de la demanda en el 1T24, mientras que el 4T23 también se vio afectado por paro programado en la refinería de La Plata. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el restablecimiento de la disponibilidad de biodiesel, mayores compras de crudo, en línea con la recuperación de los precios locales de petróleo, y una variación negativa de existencias, aún mayor que 4T23, como resultado de un menor costo de reposición de nuestros inventarios.

Otros resultados operativos netos representaron una ganancia de US\$6 millones (comparado con US\$152 millones en el 4T23), debido a menores ingresos del régimen cambiario para exportadores tras la devaluación. Finalmente, se registró un cargo por deterioro no recurrente de US\$1.782 millones en 4T23, por la revisión

² La información financiera de nuestras subsidiarias con moneda funcional en AR\$ es ajustada por inflación, correspondiendo a una economía hiperinflacionaria con las directrices del NIC, y consolidadas utilizando el tipo de cambio de cierre del período.

del valor recuperable de campos maduros convencionales³ en Upstream. A su vez, esto redujo la **depreciación y amortización** a US\$652 millones (-16% t/t) en 1T24.

Desglose Resultado neto	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Resultado operativo	335	(1.417)	666	98,8%	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	89	(133)	129	44,9%	N/A
Resultados financieros, netos	2	549	(259)	N/A	N/A
Resultado antes de impuestos	426	(1.001)	536	25,8%	N/A
Impuesto a las ganancias	(85)	(860)	121	N/A	N/A
Resultado neto	341	(1.861)	657	92,7%	N/A
Resultado neto antes de deterioro de activos	341	(703)	657	92,7%	N/A

Los **resultados financieros netos** representaron una pérdida de US\$259 millones (comparado con una ganancia de US\$549 millones en el 4T23), principalmente debido al impacto extraordinario de la devaluación sobre la posición monetaria-pasiva neta en AR\$ durante el 4T23 y, en menor medida, a menores ganancias por tenencia de instrumentos financieros en el 1T24.

El **impuesto a las ganancias** fue positivo y ascendió a US\$121 millones en el 1T24 (comparado con un cargo de US\$860 millones en el 4T23), principalmente debido a la reducción de los pasivos por impuestos diferidos, considerando que la inflación superó a la devaluación en el 1T24. En consecuencia, **el resultado neto** volvió a ser positivo en US\$657 millones (frente a una pérdida de US\$1.861 millones en el 4T23).

3. EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES

3.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Resultado neto	341	(1.861)	657	92,7%	N/A
Resultados financieros, netos	(2)	(549)	259	N/A	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(89)	133	(129)	44,9%	N/A
Impuesto a las ganancias	85	860	(121)	N/A	N/A
Perforaciones exploratorias improductivas	6	6	6	0,0%	0,0%
Depreciaciones y amortizaciones	775	780	652	-15,9%	-16,4%
Deterioro de activos	-	1.782	-	N/A	N/A
EBITDA	1.116	1.151	1.324	18,6%	15,0%
Arrendamientos	(72)	(69)	(79)	10,7%	14,2%
Otros ajustes	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	1.044	1.082	1.245	19,2%	15,1%

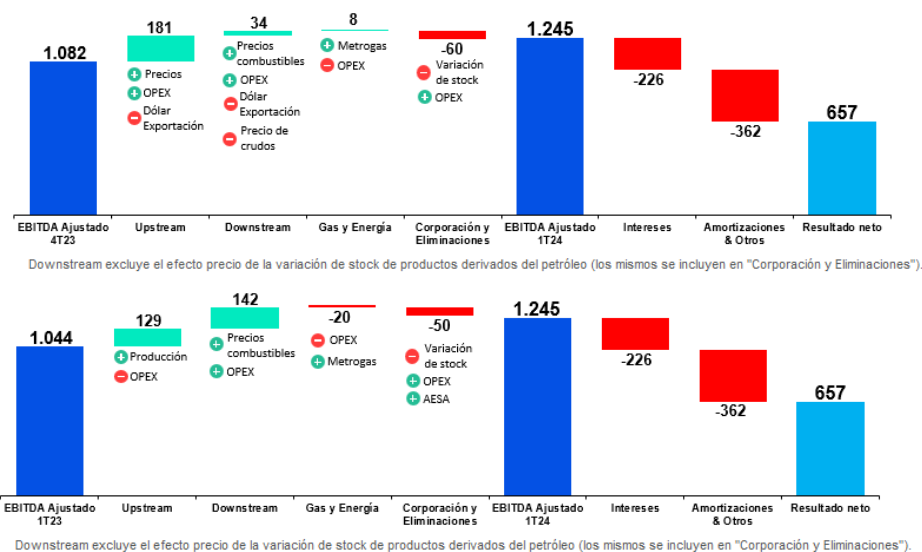
3.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

Por Segmento		1T24	4T23	1T23
EBITDA Aj.	Upstream	839	658	710
	Downstream	672	575	369
	Gas y energía	(30)	(38)	(9)
	Corporación	(26)	(13)	(49)
	Eliminaciones	(210)	(100)	24
	EBITDA ajustado	1.245	1.082	1.044
Inversiones	Upstream	1.013	1.084	1.015
	Downstream	206	324	214
	Gas y energía	12	41	52
	Corporación	21	17	17
	Eliminaciones	-	-	-
	Inversiones totales	1.252	1.466	1.298

Nota: EBITDA Aj. de Downstream incluye efecto precio de productos oil en inventario por US\$ (-58) millones en 1T23, US\$40 millones en 4T23 y US\$103 millones en 1T24.

³ Para más información, véase el Comunicado de Resultados 4T23, página 4.

3.3 EVOLUCIÓN DEL EBITDA AJUSTADO: T/T & A/A



4. ANALISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTO

4.1 UPSTREAM

Resultados Upstream					
Cifras no auditadas, en US\$ millones	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Crudo	1.406	1.332	1.559	10,9%	17,1%
Gas natural	358	353	354	-1,0%	0,2%
Otros	65	53	71	9,4%	34,3%
Ingresos	1.828	1.738	1.984	8,5%	14,2%
Depreciaciones y amortizaciones	(602)	(620)	(478)	-20,6%	-22,9%
Costo de extracción	(671)	(719)	(617)	-8,0%	-14,1%
Regalías	(233)	(224)	(254)	9,0%	13,1%
Gastos de exploración	(18)	(19)	(23)	27,8%	21,1%
Otros	(161)	(84)	(208)	29,5%	147,9%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	144	72	404	180,6%	461,1%
Deterioro de activos	-	(1.782)	-	N/A	N/A
Resultado operativo	144	(1.710)	404	180,6%	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	602	620	478	-20,6%	-22,9%
Perforaciones exploratorias improductivas	6	6	6	0,0%	0,0%
Deterioro de activos	-	1.782	-	N/A	N/A
EBITDA	752	698	888	18,1%	27,2%
Arrendamientos	(42)	(40)	(49)	17,4%	23,4%
Otros ajustes	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	710	658	839	18,1%	27,4%
Inversiones	1.015	1.084	1.013	-0,2%	-6,5%

Cash Costs unitarios					
Cifras no auditadas, en US\$/boe	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Costo de extracción	14,6	15,3	12,9	-11,6%	-15,7%
Regalías y otros impuestos	6,5	6,0	6,7	3,4%	11,3%
Otros costos	2,7	3,3	3,1	12,8%	-6,0%
Total Cash Costs (US\$/boe)	23,8	24,6	22,7	-4,7%	-7,8%

Los ingresos totalizaron casi US\$2 mil millones en el 1T24 (+14% t/t), especialmente impulsados por la recuperación de los precios de crudo (+15%), junto a un mayor volumen de crudo vendido (+2%), como resultado de un mejor contexto de precios en el mercado local, mientras que la contribución del gas natural se mantuvo prácticamente igual al trimestre anterior.

El costo de extracción se situó en US\$12,9/BOE (-16% t/t), principalmente debido a menor presión de costos en moneda local, como consecuencia de la fuerte devaluación de finales de 2023, así como al aumento de la producción shale y a las ya mencionadas eficiencias de costos. Nuestros bloques **convencionales** promediaron US\$21,5/BOE (-16% t/t), mientras que las actividades **no convencionales** alcanzaron US\$4,6/BOE (-8% t/t). En términos brutos (con una participación del 100%), el costo de extracción de nuestros bloques **shale core-hub** también descendió a US\$3,4/BOE (-15% t/t), muy por debajo de los niveles ya competitivos de alrededor de US\$4/BOE registrados durante 2023.

Las regalías y otros impuestos promediaron US\$6,7/BOE (+11% t/t), principalmente como consecuencia del mayor precio de realización del crudo.

El EBITDA ajustado totalizó US\$839 millones (+27% t/t), por mayores precios del crudo y menores costos operativos por la devaluación, parcialmente compensados por reducido régimen cambiario para exportadores.

Las inversiones ascendieron a US\$1 mil millones (-7% t/t pero similar al 1T23), siendo: 65% actividades de perforación y *workover*; 30% nuevas instalaciones o ampliación de las existentes; y 5% exploración y otras actividades de Upstream. El 73% de las inversiones totales se destinaron a áreas no convencionales.

Las actividades de perforación y *workover* mostraron una tendencia positiva, completándose 67 nuevos pozos en nuestros bloques operados: 29 horizontales shale (todos petrolíferos) y 38 convencionales.

En términos de **eficiencia en nuestras operaciones shale**, en el 1T24 la Compañía continuó estableciendo nuevos récords en perforación y fractura, promediando 290 metros/día en perforación y 219 etapas por set mensual en fractura, subiendo 9% y 11%, respectivamente, vs. 4T23. Además, durante febrero se alcanzó la mayor velocidad de perforación en un pozo del bloque Aguada del Chañar, alcanzando 475 metros por día para un pozo de casi 4.000 metros de longitud horizontal, perforado en su totalidad en 15 días.

En cuanto a nuestra **estrategia de exploración**, hace unos días iniciamos la perforación del primer pozo off-shore de aguas ultra profundas en el bloque CAN-100, ubicado a 315 km del puerto de Mar del Plata en la Provincia de Buenos Aires. Además, hace unos días terminamos de perforar el primer pozo horizontal en el bloque El Cerrito, en la formación Palermo Aike, el segundo recurso no convencional más grande de Argentina después de Vaca Muerta.

Upstream información operativa	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas					
Desglose producción neta					
Producción Crudo (Kbbld)	238,5	255,1	255,5	7,1%	0,2%
Convencional	143,3	143,1	140,9	-1,7%	-1,6%
Shale	92,5	109,4	112,3	21,5%	2,6%
Tight	2,7	2,5	2,3	-14,8%	-10,2%
Producción NGL (Kbbld)	42,9	39,6	41,8	-2,5%	5,7%
Convencional	12,5	9,1	10,6	-14,6%	16,3%
Shale	29,3	29,3	29,9	2,3%	2,3%
Tight	1,2	1,1	1,2	4,4%	7,2%
Producción Gas (Mm3d)	36,5	34,4	36,4	-0,2%	5,9%
Convencional	14,3	12,4	13,1	-8,4%	5,8%
Shale	16,7	17,0	18,0	7,8%	6,3%
Tight	5,4	5,0	5,3	-3,4%	4,5%
Producción Total (Kboed)	510,6	510,7	526,0	3,0%	3,0%
Convencional	245,7	230,1	233,8	-4,8%	1,6%
Shale	226,9	245,4	255,7	12,7%	4,2%
Tight	38,1	35,3	36,5	-4,0%	3,6%
Precios promedio de realización					
Crudo (USD/bbl)	66,8	59,3	68,3	2,2%	15,1%
Gas Natural (USD/MMBTU)	3,0	2,9	3,0	-1,4%	0,7%

La producción de petróleo en 1T24 se mantuvo elevado en 255 kbb/d, gracias al crecimiento del shale (+3% t/t), que compensó la caída de la producción convencional. Además, el 9% de la producción convencional fue producción terciaria, que creció un 34% interanual y minimizó el declino natural de campos maduros.

La producción de gas natural aumentó 6% t/t, debido a que 4T23 estuvo afectada por contracción en la demanda. **La producción de NGL** también creció un 6% t/t, normalizándose luego de los eventos climáticos que afectaron a los clientes de nuestra subsidiaria Mega en la Ciudad de Bahía Blanca.

4.2 DOWNSTREAM

A partir del 4T23, la Compañía ha decidido fusionar los segmentos de Industrialización y Comercialización en un único segmento de Downstream. Además, las ventas de gas natural se reasignaron al segmento Gas y Energía, reexpressando la información comparativa correspondiente al período del 1T22 al 3T23. Esta reclasificación está alineada con la nueva estructura de gestión y tiene como objetivo simplificar la información del negocio y maximizar las sinergias.

Resultados Downstream	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Gasoil (3ros)	1.620	1.672	1.556	-4,0%	-6,9%
Naftas (3ros)	892	943	1.022	14,5%	8,4%
Otros mercado local	805	771	572	-28,9%	-25,8%
Mercado externo	436	534	632	44,9%	18,3%
Ingresos	3.753	3.920	3.782	0,8%	-3,5%
Depreciaciones y amortizaciones	(139)	(143)	(137)	-1,2%	-4,2%
Costo de refinación y logística	(377)	(409)	(338)	-10,6%	-17,5%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(343)	(588)	(99)	-71,1%	-83,2%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.825)	(1.663)	(1.965)	7,7%	18,2%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(239)	(153)	(242)	1,2%	58,1%
Productos agro (a terceros)	(114)	(73)	(70)	-38,3%	-3,2%
Variación de existencias	95	5	115	20,8%	2053,9%
Otros	(557)	(442)	(489)	-12,3%	10,6%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	254	455	558	119,5%	22,6%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
Resultado operativo	254	455	558	119,5%	22,6%
Depreciaciones y amortizaciones	139	143	137	-1,2%	-4,2%
EBITDA	393	598	695	77,0%	16,2%
Arrendamientos	(24)	(24)	(23)	-2,6%	-0,6%
EBITDA Ajustado	369	574	672	82,2%	16,9%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(58)	40	103	N/A	158,1%
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	427	535	569	33,3%	6,4%
Inversiones	214	324	206	-3,7%	-36,4%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ (73) millones en el 1T23, US\$ 37 millones en el 4T23 y US\$ 102 millones en 1T24.

Los ingresos totalizaron US\$3.782 millones en 1T24 (-4% t/t), principalmente por la contracción en la demanda local de combustibles, en particular gasoil, y fertilizantes, parcialmente compensada por mayor precio local de combustibles y crecientes exportaciones de petróleo a Chile.

Los costos de refinación y logística disminuyeron 18% t/t, debido principalmente a la fuerte devaluación de diciembre de 2023, así como menores costos de transporte por la disminución en volúmenes vendidos y eficiencias obtenidas, tales como la reducción de tarifas.

Las importaciones de combustibles cayeron 83% t/t, considerando que el 4T23 se vio afectado por demanda local de combustibles récord y paro programado en la refinería de La Plata, mientras que en 1T24 hubo contracción de dicha demanda y menores precios internacionales.

Las compras de crudo (incluyendo intersegmento) aumentaron 18% t/t, impulsadas principalmente por mayor precio local y una leve expansión en volumen (mayor nivel de procesamiento). Las **compras de biocombustibles** crecieron 58% t/t, dado que 4T23 se vio afectado por limitaciones locales en el suministro de biodiésel, mientras que bioetanol fue similar a 4T23.

El EBITDA ajustado, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos petrolíferos, ascendió a US\$569 millones (+6% t/t), debido primordialmente a mayores precios locales de combustibles, combinada con una menor presión de costos tras la devaluación, parcialmente compensadas por la suba en los precios locales de crudo y menores ingresos del régimen cambiario para exportadores. **El EBITDA ajustado de Refino y Marketing**, en términos unitarios, alcanzó los US\$19,1/bbl en el 1T24, frente a los US\$16,8/bbl registrados en el 1T23.

Las inversiones totalizaron US\$206 millones (-36% t/t): 69% refino, 15% midstream oil y 16% logística.

En nuestras **refinerías**, durante el 1T24 se destinaron inversiones a los siguientes proyectos principales:

- Proyecto de nuevas especificaciones de combustibles que incluye la construcción de una nueva unidad de hidrotratamiento de gasoil en la refinería Luján de Cuyo y una planta de hidrotratamiento de naftas y modernización de las unidades de naftas existentes en la refinería La Plata, que se espera estén operativas para el 2T24 y 4T25, respectivamente.
- Modernización de unidades de *topping* en las refinerías de Luján de Cuyo y Plaza Huincul.
- Obras para conectar nuevas áreas y ampliar la capacidad de almacenamiento relacionadas con el oleoducto La Amarga Chica-Puesto Hernández, estimando su finalización para 2T24, y que aumentará la evacuación de crudo desde nuestros bloques hub core hacia el norte de la provincia del Neuquén, para exportar a Chile a través del oleoducto Trasandino o redirigido a nuestra refinería Luján de Cuyo.

En nuestra unidad de negocio **midstream oil**, durante el 1T24 la Compañía continuó avanzando en los principales proyectos destinados a incrementar la capacidad de evacuación de la cuenca Neuquina:

- Expansión del sistema existente hacia el Atlántico: se espera que nuestra subsidiaria **Oldelval** alcance una capacidad total de evacuación de 345 Kbb/d para 2025. Además, OTE siguió trabajando en la construcción de dos nuevas instalaciones de almacenamiento de 50 Km³ cada una y en la modernización de la terminal de exportación en Puerto Rosales.
- Evacuación al Pacífico: La exitosa reactivación del **oleoducto Trasandino** en 2023 y la finalización del oleoducto **Vaca Muerta Norte**, operativo desde noviembre, nos permitieron exportar a Chile alrededor de 23 kbb/d de crudo Medanito en 1T24 (+22% t/t), estimando mayor incremento en los próximos meses.
- Nueva evacuación al Atlántico: en relación al proyecto **Vaca Muerta Sur**, logramos sólidos avances en el proceso de ingeniería del nuevo oleoducto y terminal de exportación, obteniendo los permisos de construcción para el primer tramo de 127 km que conectará Loma Campana con Allen, así como los permisos ambientales para el proyecto completo.

Información Operativa Downstream	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas					
Crudo procesado (Kbb/d)	307,2	289,8	301,1	-2,0%	3,9%
Utilización refinerías (%)	93,6%	88,3%	91,8%	-185bps	346bps

Capacidad nominal de 328,1 Kbb/d desde 1T21.

Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)					
Venta de productos refinados (Km3)	4.790	5.152	4.692	-2,1%	-8,9%
Mercado local	4.346	4.675	4.140	-4,7%	-11,4%
por nafta	1.515	1.618	1.512	-0,2%	-6,6%
por gasoil	2.052	2.312	1.977	-3,6%	-14,5%
Mercado externo	444	477	551	24,3%	15,6%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	141	126	152	7,9%	20,6%
Mercado local	83	57	65	-21,7%	14,8%
Mercado externo	58	70	87	50,3%	25,4%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	215	252	202	-6,1%	-19,6%
Mercado local	206	252	140	-31,9%	-44,3%
Mercado externo	9	0	62	565,4%	N/A
Precios promedio netos					
Nafta (USD/m3) (mercado local)	536	532	622	16,2%	17,0%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	745	683	745	0,1%	9,2%
Petroquímicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	86	78	71	-16,7%	-8,3%

Los precios promedio netos locales de nafta y gasoil son netos de impuestos, comisiones, bonificaciones comerciales y fletes.

El **crudo procesado** se ubicó en 301 Kbb/d en el 1T24 (+4% t/t), considerando que el 4T23 fue afectado por paradas de mantenimiento en la refinería La Plata. Sin embargo, disminuyó 2% a/a, dado que en el 1T24 la refinería La Plata también estuvo afectada por indisponibilidad de la terminal de OTE para enviar crudo, además de las fuertes lluvias e inundaciones en zonas cercanas a la refinería. Este efecto fue parcialmente compensado por el mejor desempeño de la refinería Luján de Cuyo, que durante marzo de 2024 alcanzó la marca mensual de procesamiento más alta de su historia. Como resultado, la Compañía registró un nivel de utilización de la refinería del 92% en el 1T24.

Los **volúmenes de venta local de combustibles** cayeron 11% t/t, como resultado de un descenso de 14% y 7% en la demanda de gasoil y nafta, respectivamente, debido a la contracción en la demanda minorista y menor volumen estacional de gasoil. En términos interanuales, la venta local de combustibles bajó un 2%, especialmente por caída del 4% de la demanda de gasoil, la cual fue afectada por menor actividad industrial y agrícola. No obstante, la Compañía ganó participación del mercado de combustibles locales, alcanzando casi el 60%, considerando que la contracción del mercado argentino de combustibles fue aún mayor (-6%).

Los **volúmenes de petroquímicos** crecieron 21% t/t, dado que el 4T23 fue afectado por una menor demanda de metanol para el mercado de biocombustibles.

Los **volúmenes de venta de fertilizantes, granos y harinas** disminuyeron 20% t/t, debido principalmente a una contracción de la demanda local de fertilizantes.

Los **precios promedio netos de combustibles en el mercado local medidos en dólares** aumentaron 11% a/a, como resultado de una política activa de precios implementada por la Compañía desde fines del 2023, logrando reducir la brecha vs. paridad de importación a 7% en 1T24, siendo 20% en 4T23.

Los **precios de petroquímicos y otros productos refinados** cayeron 8% t/t, en línea con una tendencia bajista de los precios internacionales de ciertos productos refinados, tales como *jet fuel*, asfaltos y lubricantes.

4.3 GAS & ENERGÍA

Resultados Gas y Energía	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ventas como productores de gas natural (IS + a terceros)	326	329	325	-0,6%	-1,3%
Ventas de gas natural retail (a terceros)	80	(16)	74	-8,2%	N/A
Ingresos de Midstream Gas (intersegmentos + a terceros)	54	44	53	-1,9%	18,2%
Otros	46	(39)	31	-31,7%	N/A
Ingresos	506	318	482	-4,7%	51,6%
Depreciaciones y amortizaciones	(19)	(8)	(21)	8,5%	162,6%
Compras de gas natural retail (intersegmentos + a terceros)	(397)	(317)	(377)	-4,9%	19,0%
Compras de Midstream Gas (intersegmentos)	(19)	(15)	(14)	-27,6%	-8,2%
Costos operativos y Otros	(94)	(18)	(114)	21,4%	527,9%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(23)	(40)	(44)	91,3%	N/A
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
Resultado operativo	(23)	(40)	(44)	91,3%	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	19	8	21	8,5%	162,6%
EBITDA	(4)	(32)	(23)	532,4%	-28,1%
Arrendamientos	(6)	(6)	(7)	17,0%	17,3%
EBITDA Ajustado	(9)	(38)	(30)	214,6%	-21,1%
Inversiones	52	41	12	-76,9%	-70,7%

Los **ingresos** ascendieron a US\$482 millones en 1T24, creciendo 52% t/t, principalmente debido a que en el 4T23 nuestra subsidiaria Metrogas, cuya moneda funcional es AR\$, fue afectada por la fuerte devaluación de diciembre, parcialmente compensada por menores ingresos estacionales de regasificación de GNL en 1T24.

Las **compras de gas natural** crecieron 19% t/t, especialmente en línea con mayores ventas de gas natural, mientras que los **costos operativos y otros** subieron significativamente, afectados por la devaluación. Además, de acuerdo a la Resolución N° 58/24 de la Secretaría de Energía⁴, publicada el 8 de mayo de 2024,

⁴ Para más información, ver Nota 36 de los Estados Financieros Consolidados de YPF de marzo de 2024.

en el 1T24 la Compañía reconoció un mayor cargo por ventas de cobro dudoso por US\$29 millones, dentro de los costos operativos.

Como resultado de los factores arriba mencionados, el **EBITDA Ajustado** totalizó US\$30 millones negativos, comparado con US\$38 millones negativos del 4T23.

Las **inversiones** ascendieron a US\$12 millones (-71% t/t) y continuaron con foco en los siguientes proyectos de expansión de instalaciones de midstream gas para descomprimir los cuellos de botella, considerando potencial de la formación de Vaca Muerta:

- Modernización de la planta GLP "Tex Loma La Lata": primera fase se puso en marcha en septiembre de 2023, y se espera que esté en pleno funcionamiento en el 2T24, añadiendo una capacidad potencial de procesamiento de hasta 6 Mm3/d de gas natural y 600 toneladas/d de GLP en nuestros bloques core hub.
- Proyecto de ampliación del gasoducto Rincón del Mangrullo: se estima que estará finalizado en el 2T24.

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Efectivo al inicio del ejercicio	773	1.296	1.123	45,3%	-13,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.497	1.708	1.089	-27,3%	-36,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.189)	(1.563)	(1.208)	1,6%	-22,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	17	(111)	312	1735,3%	N/A
Ajustes de conversión & otros	(84)	(207)	(7)	-91,7%	-96,6%
Efectivo al cierre del período	1.014	1.123	1.309	29,1%	16,6%
Inversiones en activos financieros	282	264	290	2,8%	9,8%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.296	1.387	1.599	23,4%	15,3%
FCF	(17)	(60)	(394)	2217,6%	556,7%

FCF = Flujo Neto de las Actividades Operativas menos capex (Actividades de Inversión), M&A (Actividades de Inversión), y pago de intereses y leaseings (Actividades de Financiación).

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó US\$1.089 millones en el 1T24 (-36% t/t). A pesar del crecimiento secuencial del EBITDA Ajustado, éste se vio afectado por el pago diferido de bienes y servicios importados de 2023 a 1T24 y ciertos retrasos en los cobros de ventas de gas.

El **flujo neto de efectivo de las actividades de inversión** fue negativo de US\$1.208 millones en el 1T24, comparado con un negativo de US\$1.563 millones en 4T23, principalmente afectado por la devaluación.

El **flujo neto de efectivo neto de las actividades de financiamiento** fue positivo de US\$312 millones en el 1T24 (comparado con negativo de US\$111 millones en el 4T23), principalmente impulsado por la emisión del bono internacional (+US\$800 millones), parcialmente compensada por el pago anticipado del 40% del bono internacional con vencimiento en abril de 2024 (-US\$138 millones), además de los servicios regulares de deuda. Por otra parte, la Compañía continuó asegurando instrumentos de financiación de comercio exterior.

Como resultado, el **flujo de fondos libres** del periodo fue negativo de US\$394 millones, dado que la ejecución de nuestras inversiones y pagos regulares de intereses financieros no lograron ser totalmente compensados por el flujo de las actividades operativas.

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** se situaron en US\$1.599 millones a finales de marzo de 2024, creciendo 15% en comparación con el 4T23.

5.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	1T23	4T23	1T24	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.108	1.508	1.559	3,4%
Deuda largo plazo	6.231	6.682	7.240	8,4%
Deuda Total	7.339	8.190	8.799	7,4%
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	73,6%	104,8%	75,4%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,5%	6,5%	6,8%	
% deuda en AR\$	2,8%	1,7%	3,2%	
Caja y equivalente de caja	1.296	1.387	1.599	15,3%
% de liquidez dolarizada	79%	103%	109%	
Deuda neta	6.043	6.803	7.200	5,8%

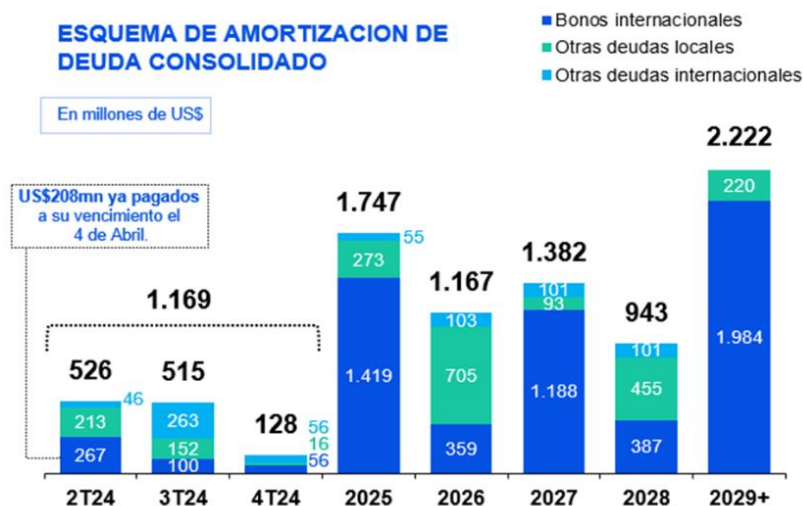
Las tasas de interés promedio de la deuda en AR\$ y US\$ se refieren a YPF de manera individual.

A 31 de marzo de 2024, la **deuda neta consolidada** de YPF ascendió a US\$7.200 millones, aumentando US\$397 millones t/t y US\$1.157 millones a/a. A pesar de una mayor deuda neta en comparación con el trimestre anterior, la Compañía logró mantener su **ratio de apalancamiento neto** en torno a 1,7x.

En términos de **financiación**, en enero de 2023 YPF emitió un bono garantizado con exportaciones por un valor nominal de US\$800 millones, con una tasa fija de 9,50% y vencimiento en julio de 2031, amortizable en 10 cuotas semestrales desde julio de 2026. Por otra parte, se lanzó una oferta de recompra en efectivo del Bono 2024 (US\$346 millones), que dio lugar al pago anticipado de alrededor del 40% de su valor en circulación, mientras que el monto remanente se pagó íntegramente a su vencimiento, el 4 de abril de 2024. A su vez, la Compañía pagó la última amortización del Bono Clase XIII (US\$43 millones) al vencimiento y refinanció facilidades de financiación de comercio exterior.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, para los 9 meses restantes de 2024, YPF enfrenta vencimientos de deuda por US\$1.169 millones, principalmente concentrados en préstamos de corto plazo para financiación de comercio exterior por más de US\$400 millones, así como también amortizaciones de bonos internacionales.

El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimientos del capital de la Compañía a marzo de 2024:



6. TABLAS

6.1 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado Cifras no auditadas	En US\$ millones	
	2023-12-31	2024-03-31
Activo No Corriente		
Activos intangibles	367	377
Propiedades, planta y equipo	17.712	16.699
Activos por derecho de uso	631	614
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.676	1.834
Activos por impuesto diferido, netos	18	18
Otros créditos	158	177
Créditos por ventas	31	31
Inversiones en activos financieros	8	7
Total del Activo No Corriente	20.601	19.757
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	0	1.858
Inventarios	1.683	1.574
Activos de contratos	10	17
Otros créditos	381	444
Créditos por ventas	973	1.400
Inversiones en activos financieros	264	290
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.123	1.309
Total del Activo Corriente	4.434	6.892
Total del Activo	25.035	26.649
Total Patrimonio Neto	9.051	9.967
Pasivo No Corriente		
Provisiones	2.660	686
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.242	1.066
Pasivos de contratos	34	33
Impuesto a las ganancias a pagar	4	4
Cargas fiscales	0	0
Remuneraciones y cargas sociales	0	0
Pasivos por arrendamientos	325	312
Préstamos	6.682	7.240
Otros pasivos	112	74
Cuentas por pagar	5	5
Total del Pasivo No Corriente	11.064	9.420
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	0	2.039
Provisiones	181	207
Pasivos de contratos	69	54
Impuesto a las ganancias a pagar	31	45
Cargas fiscales	139	248
Remuneraciones y cargas sociales	210	175
Pasivos por arrendamientos	341	336
Préstamos	1.508	1.559
Otros pasivos	122	117
Cuentas por pagar	2.319	2.482
Total del Pasivo Corriente	4.920	7.262
Total del Pasivo	15.984	16.682
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	25.035	26.649

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

6.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	1T23	4T23	1T24	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ingresos	4.238	4.194	4.310	1,7%	2,8%
Costos	(3.299)	(3.356)	(3.019)	-8,5%	-10,0%
Resultado bruto	939	838	1.291	37,5%	54,1%
Gastos de comercialización	(420)	(419)	(467)	11,2%	11,5%
Gastos de administración	(157)	(187)	(141)	-10,2%	-24,6%
Gastos de exploración	(18)	(19)	(23)	27,8%	21,1%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	(1.782)	-	N/A	N/A
Otros resultados operativos, netos	(9)	152	6	N/A	-96,1%
Resultado operativo	335	(1.417)	666	98,8%	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	89	(133)	129	44,9%	N/A
<i>Ingresos financieros</i>	<i>601</i>	<i>2.054</i>	<i>36</i>	<i>-94,0%</i>	<i>-98,2%</i>
<i>Costos financieros</i>	<i>(710)</i>	<i>(1.497)</i>	<i>(336)</i>	<i>-52,7%</i>	<i>-77,6%</i>
<i>Otros resultados financieros</i>	<i>111</i>	<i>(8)</i>	<i>41</i>	<i>-63,1%</i>	<i>N/A</i>
Resultados financieros, netos	2	549	(259)	N/A	N/A
Resultado antes de impuesto a las ganancias	426	(1.001)	536	25,8%	N/A
Impuesto a las ganancias	(85)	(860)	121	N/A	N/A
Resultado neto del período	341	(1.861)	657	92,7%	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	341	(1.860)	649	90,3%	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	-	(1)	8	N/A	N/A
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	0,87	(4,75)	1,66	90,8%	N/A

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

7. ACERCA DE YPF

YPF es la empresa energética más grande de Argentina, integrada en la cadena de valor del petróleo y el gas en su totalidad. Nuestros principales negocios son: (i) en el upstream, producimos aproximadamente 35% y 30% del crudo y gas natural del país, respectivamente; (ii) en el downstream, operamos 3 refinerías que representan aproximadamente el 50% de la capacidad de refinación de Argentina y lideramos las ventas locales de gasoil y nafta con una participación de mercado superior al 55%; y (iii) en gas y energía, Metrogas, nuestra subsidiaria, distribuye alrededor del 25% del gas natural del país, mientras que YPF Luz, nuestra filial, es la tercera empresa de generación eléctrica de Argentina. El Gobierno es el accionista mayoritario, con una participación del 51%, e YPF cotiza en NYSE y ByMA.

8. DISCLAIMER

Puede encontrar información adicional sobre YPF S.A., una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina (la "Compañía" o "YPF") en la sección "Inversores" de la página web www.ypf.com.

El presente documento no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de valores de la Compañía en ninguna jurisdicción. Los valores no pueden ser ofrecidos o vendidos en los Estados Unidos sin registro en la U.S. Securities Exchange Commission ("SEC"), la Comisión Nacional de Valores (CNV) o una exención de dichos registros.

La información contenida en este documento y su integridad no pueden considerarse fiables a ningún efecto. Cierta información contenida en este documento puede haber sido obtenida de fuentes publicadas, que pueden no haber sido verificadas o auditadas de forma independiente. Ni la Compañía ni ninguna de sus filiales (en el sentido de la Rule 405 de la Securities Act of 1933, "filiales"), miembros, consejeros, directivos o empleados ni ninguna otra persona (las "Partes Relacionadas") ofrecen ni ofrecerán declaración o garantía alguna, expresa o implícita, en cuanto a la exactitud, integridad o imparcialidad de la información o las opiniones contenidas en este documento o cualquier otro material comentado verbalmente, y cualquier confianza que usted deposite en ellas será por su cuenta y riesgo. Las opiniones aquí vertidas se basan en información general recopilada en el momento de redactar el presente documento y están sujetas a cambios sin previo aviso. Además, ni la Compañía ni ninguna de sus Partes Relacionadas aceptan ni aceptarán responsabilidad alguna (ya sea directa o indirecta, contractual, extracontractual o de otro tipo) en relación con dicha información u opiniones o con cualquier otro asunto relacionado con este documento o su contenido o que surja de cualquier otro modo en relación con el mismo.

Este documento también puede incluir ciertas medidas financieras no NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera) que no han sido objeto de una auditoría financiera para ningún período. La información y las opiniones contenidas en este documento se facilitan a la fecha del mismo y están sujetas a verificación, finalización y modificación sin previo aviso.

Este documento incluye "declaraciones prospectivas" relativas al futuro. Las palabras como "cree", "piensa", "prevé", "espera", "anticipa", "pretende", "debería", "busca", "estima", "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Para evitar cualquier duda, cualquier proyección, orientación o estimación similar sobre el futuro o los resultados, el rendimiento o los logros futuros es una declaración prospectiva. Aunque nuestros directivos consideran que las suposiciones y estimaciones en las que se basan las declaraciones prospectivas son razonables y se basan en la mejor información disponible en la actualidad, dichas declaraciones prospectivas se basan en suposiciones que están inherentemente sujetas a incertidumbres y contingencias significativas, muchas de las cuales escapan a nuestro control.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se realizaron, y no asumimos ninguna obligación de publicar ninguna actualización o revisión de las declaraciones prospectivas contenidas en este documento debido a nueva información, acontecimientos futuros u otros factores. A la luz de estas limitaciones, no debe depositarse una confianza indebida en las declaraciones prospectivas contenidas en este documento. Puede encontrarse más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados a estas previsiones y al negocio de YPF en la información pública de YPF registrada en EDGAR (www.sec.gov) o en la página web de la Comisión Nacional de Valores de Argentina (www.argentina.gob.ar/cnv).

No debe tomarse ninguna declaración relativa a tendencias o actividades pasadas como una representación de que las tendencias o actividades continuarán en el futuro. Por consiguiente, no debe depositar una confianza indebida en estas afirmaciones. Este documento no pretende constituir ni debe interpretarse como asesoramiento en materia de inversión.

La información aquí contenida se ha elaborado para ayudar a las partes interesadas a realizar sus propias evaluaciones de YPF.