

YPF

2T24

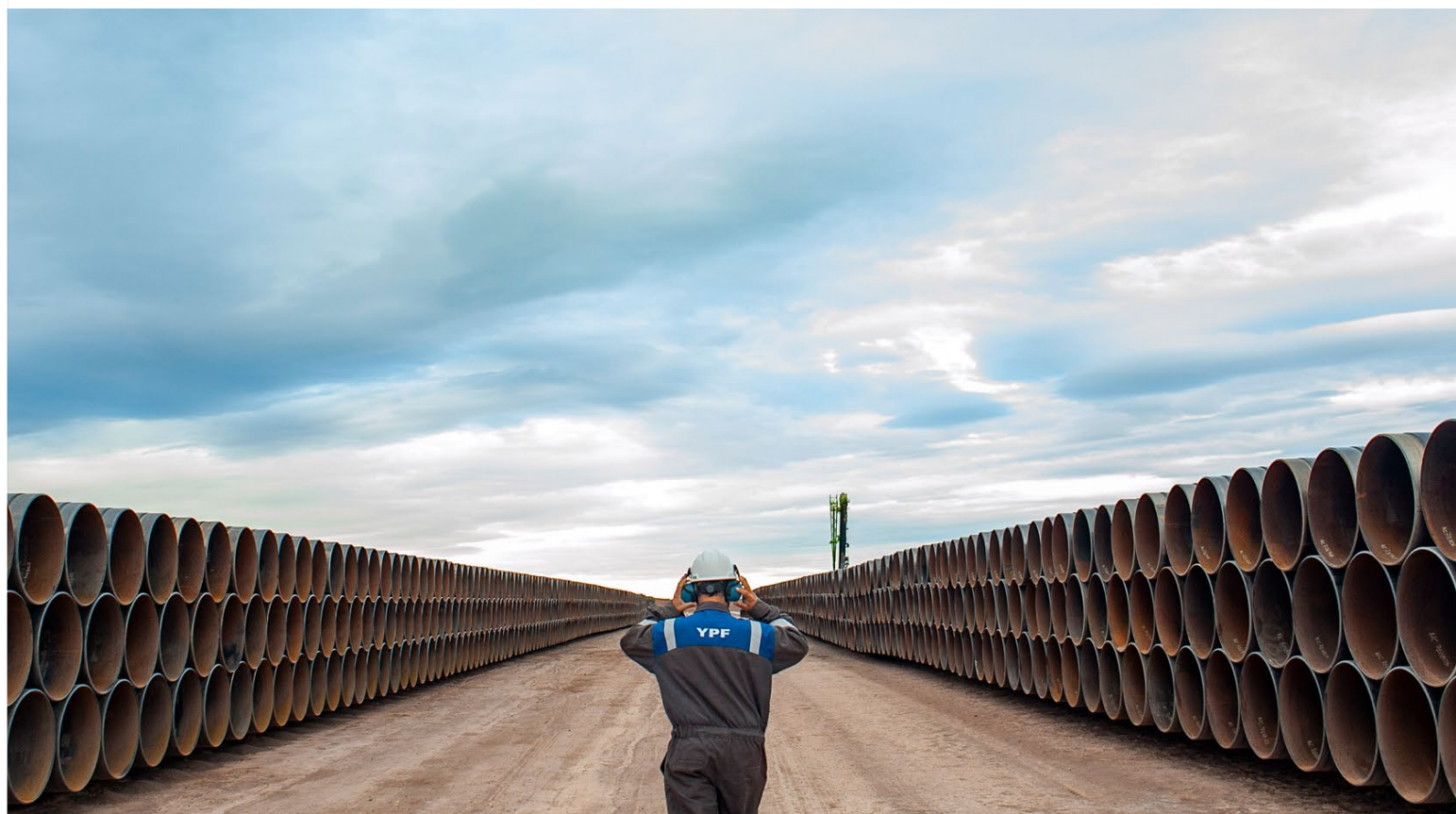
Presentación: 9 de Agosto de 2024
9:00 am ET / 10:00 am BAT

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, 8 de agosto de 2024 – YPF (BYMA: YPFJ | NYSE: YPF¹), anuncia los resultados del 2T24. Información basada en los EEFF preparados según las NIIF vigentes en Argentina. La suma de las partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo. La moneda funcional de la Compañía es US\$. A partir del 1T24, los EEFF trimestrales, además de los anuales, también se reportan en ambas monedas (US\$ y AR\$) para proporcionar mejor comprensión de nuestras actividades de negocio y análisis del desempeño financiero.

1. PRINCIPALES HITOS DEL 2T24

	KPI	2T24	1T24	T/T Δ	2T23	A/A Δ	1S24	1S23	Δ
Financieros	Ingresos	4.935	4.310	15%	4.375	13%	9.245	8.613	7%
	EBITDA Ajustado	1.204	1.245	-3%	1.005	20%	2.449	2.050	19%
	Resultado neto	535	657	-19%	380	41%	1.192	721	65%
	Inversiones	1.200	1.169	3%	1.281	-6%	2.369	2.480	-4%
	FCF	(257)	(394)	-35%	(284)	-10%	(651)	(301)	116%
	Deuda neta	7.457	7.200	4%	6.312	18%	7.457	6.312	18%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,7	1,7	-1%	1,4	19%	1,7	1,4	19%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	539,0	526,0	2%	513,1	5%	532,5	511,9	4%
	Crudo (Kbbl/d)	248,8	255,5	-3%	240,9	3%	252,1	239,7	5%
	Gas Natural (Mm3/d)	38,8	36,4	7%	36,5	6%	37,6	36,5	3%
	NGL (Kbbl/d)	46,1	41,8	10%	42,7	8%	43,9	42,8	3%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	70,8	68,3	4%	63,4	12%	69,5	65,1	7%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	4,0	3,0	35%	3,9	2%	3,5	3,5	1%
	Export. crudo medanita (Kbbl/d)	28,6	22,9	25%	6,0	373%	25,7	3,0	748%
	Costos extracción (US\$/boe)	16,2	12,9	25%	16,0	1%	14,6	15,3	-5%
	Costos extrac. core hub (US\$/boe)	4,7	3,3	42%	4,1	13%	4,0	4,1	-3%
Downstream	Crudo procesado (Kbbl/d)	299,2	301,1	-1%	305,1	-2%	300,1	306,1	-2%
	Utilización refinarias (%)	91%	92%	-1%	93%	-2%	91%	93%	-2%
	Venta local combustibles (Km3)	3.431	3.489	-2%	3.658	-6%	6.920	7.225	-4%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	711	691	3%	625	14%	701	640	10%
	Combustible importado (Km3)	-	142	N/A	236	N/A	142	665	-79%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	12,7	19,1	-33%	10,3	24%	15,9	11,7	36%

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 refino y marketing, excluye petroquímica y productos agros.

El EBITDA ajustado fue US\$1.204 millones (-3% vs. 1T24), por mayor costo en US\$, reflejando su ajuste tras la devaluación de diciembre (pero con menor costo de reposición de inventarios en el 1T24), y menor producción de petróleo convencional por condiciones climáticas extremas en el sur de Argentina en junio. Dichos efectos fueron parcialmente compensados con mayores ventas estacionales de gas, precios de combustibles y exportaciones de petróleo, además del ajuste tarifario en Metrogas. En términos interanuales, creció 20%, principalmente debido a mayores precios de combustibles (pero con menor demanda) y producción de hidrocarburos, parcialmente compensados por suba en los costos por mayor actividad.

La producción de hidrocarburos fue 539 kboe/d (+2% t/t y +5% a/a), impulsada por shale, representando 52% del total. **La producción de petróleo** bajó 3% t/t por el impacto del clima en convencional, mencionado arriba, mientras que subió 3% a/a por la continua contribución positiva del **petróleo shale**, siendo 113 kbbl/d en el 2T24. Las **exportaciones de petróleo Medanita a Chile** fueron 29 kbbl/d (+25% t/t).

La demanda local de combustible bajó 2% t/t, principalmente por menor demanda de naftas, mayormente compensada por suba en la demanda estacional de gasoil, que fue cubierta con inventarios, evitando su importación. **El nivel de procesamiento en refinarias** fue 299 kbbl/d, con un nivel de utilización del 91%.

Las inversiones² fueron US\$1.200 millones (+3% t/t), en línea con el plan del año. Más del 70% del total se concentraron en el upstream (principalmente shale), alineado con nuestra estrategia de crecimiento.

El flujo de caja libre fue negativo por US\$257 millones, comparado con US\$394 millones negativos del 1T24. Ambos periodos fueron afectados por pagos diferidos del 2023, con mayor peso en el 1T24. A pesar de las mayores ventas estacionales presionaron la liquidez del 2T24, los cobros diferidos de 1T24 (ciertos clientes de gas) y el cobro de dividendos a afiliadas mejoraron el flujo de caja libre. Dado que la deuda bruta se mantuvo estable, la **deuda neta** fue US\$7.457 millones (vs. US\$7.200 millones del 1T24), 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 Jun-2024 (51% Gobierno Argentino; 35% NYSE y 14% ByMA).

² Por favor, ver sección 3.2 de este documento para conocer la nueva definición de "Inversiones".

2. ANALISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL 2T24

Desglose Ingresos Consolidados	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.639	1.566	1.672	2,0%	7,5%	3.258	3.227	-1,0%
Nafta	833	1.022	946	13,6%	-7,4%	1.726	1.968	14,0%
Gas natural como productores (a terceros)	386	278	419	8,6%	51,0%	656	697	6,2%
Otros	1.124	791	1.160	3,3%	46,7%	2.101	1.951	-7,1%
Total Mercado Local	3.982	3.646	4.197	5,4%	15,1%	7.741	7.844	1,3%
Jet fuel	107	154	120	12,0%	-22,3%	268	274	1,9%
Granos y harinas	46	27	130	181,1%	378,4%	51	157	207,4%
Crudo	46	189	226	393,2%	19,8%	58	415	615,6%
Petroquímicos y otros	195	294	262	34,7%	-10,8%	495	556	12,4%
Total Mercado Externo	393	664	738	87,5%	11,1%	872	1.401	60,7%
Total Ingresos	4.375	4.310	4.935	12,8%	14,5%	8.613	9.245	7,3%

Los ingresos netos fueron US\$4.935 millones (+15% t/t), principalmente por mayores ventas estacionales de gas natural (como productor y de nuestra afiliada Metrogas, como distribuidor con ajuste tarifario en abril), y productos agros (granos y harinas exportados, y fertilizantes en el mercado local), combinado con una mayor demanda local de gasoil, mejores precios de los combustibles y mayores exportaciones de petróleo. Todos ellos, parcialmente compensados por la contracción de la demanda de naftas.

Desglose Costos Consolidados	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Costo de extracción	(746)	(617)	(793)	6,3%	28,5%	(1.417)	(1.410)	-0,5%
Otros Upstream	(124)	(140)	(203)	63,4%	45,2%	(239)	(343)	43,3%
Costos de refinación y logística	(404)	(338)	(404)	-0,1%	19,7%	(782)	(741)	-5,1%
Otros Downstream	(163)	(126)	(184)	13,2%	46,7%	(301)	(310)	3,1%
GyE, Corpo y Otros	(150)	(160)	(257)	71,2%	61,2%	(255)	(417)	63,3%
Total Costos Operativos	(1.588)	(1.380)	(1.842)	16,0%	33,5%	(2.994)	(3.222)	7,6%
Depreciaciones y Amortizaciones	(854)	(652)	(638)	-25,3%	-2,1%	(1.629)	(1.290)	-20,8%
Regalías	(247)	(258)	(282)	14,2%	9,3%	(483)	(540)	11,7%
Otros	(260)	(272)	(383)	47,3%	40,8%	(509)	(655)	28,8%
Total Otros Costos	(1.361)	(1.182)	(1.303)	-4,3%	10,2%	(2.621)	(2.485)	-5,2%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(158)	(99)	0	N/A	N/A	(501)	(99)	-80,3%
Compras de crudo a terceros	(323)	(375)	(469)	45,0%	25,2%	(710)	(844)	18,9%
Compras de biocombustibles	(230)	(242)	(224)	-2,6%	-7,4%	(468)	(465)	-0,7%
Compras productos agro	(253)	(70)	(190)	-24,8%	170,2%	(367)	(261)	-29,0%
Otras compras	(278)	(178)	(302)	8,6%	70,0%	(550)	(479)	-12,9%
Variación de existencias	25	(124)	(3)	N/A	-97,6%	151	(127)	N/A
Total de Compras y Variación de existencias	(1.217)	(1.087)	(1.188)	-2,4%	9,3%	(2.445)	(2.274)	-7,0%
Otros resultados operativos, netos	12	6	(8)	N/A	N/A	3	(2)	N/A
Deterioro de activos	-	-	(5)	N/A	N/A	-	(5)	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.154)	(3.643)	(4.346)	4,6%	19,3%	(8.057)	(7.988)	-0,9%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 36) millones en el 2T23, (US\$ 169) millones en el 1T24, US\$ 12 millones en el 2T24, (US\$ 65) millones en el 1S23 y (US\$ 157) millones en el 1S24.

Los costos operativos ascendieron a US\$1.842 millones (+33% t/t), principalmente explicado por el aumento de los costos en dólares en todos nuestros segmentos de negocio, reflejando su ajuste luego de la devaluación de diciembre, además de mayores mantenimientos en refinerías. **Los otros costos** fueron US\$383 millones (+41% t/t), principalmente por mayores impuestos relacionados a suba en exportaciones, además del resultado de Argerich, el primer pozo offshore de aguas ultra profundas en Argentina³.

Las compras totales y variación de existencias fueron US\$1.188 millones (+9% t/t), principalmente por mayores compras estacionales de productos agro y gas (Metrogas) y compras de petróleo a terceros (por menor producción propia y mayor precio local). Sin embargo, la contracción de la demanda de naftas y la reducción de inventarios de gasoil evitaron la importación de combustibles en el 2T24. Asimismo, la variación de existencias fue negativa en el 2T24 (-US\$3 millones), pero no tan pronunciada como el 1T24 (-US\$124 millones), que registró menor costo de reposición de inventarios.

³ Para más información, ver "Estrategia Exploratoria" en la sección 4.1.

Desglose Resultado neto	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	221	666	590	167,0%	-11,4%	556	1.256	125,9%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	94	129	27	-71,3%	-79,1%	183	156	-14,8%
Resultados financieros, netos	140	(259)	(161)	N/A	-37,8%	142	(420)	N/A
Resultado antes de impuestos	455	536	456	0,2%	-14,9%	881	992	12,6%
Impuesto a las ganancias	(75)	121	79	N/A	-34,7%	(160)	200	N/A
Resultado neto	380	657	535	40,8%	-18,6%	721	1.192	65,3%
Resultado neto antes de deterioro de activos	380	657	538	41,6%	-18,1%	721	1.195	65,8%

El **resultado neto antes de impuestos** fue US\$456 millones (-15% t/t), por menor resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos, sumado a un menor resultado operativo, parcialmente compensados por mejores resultados financieros netos provenientes de ganancias por tenencia de instrumentos financieros.

El **impuesto a las ganancias** fue positivo en US\$79 millones en el 2T24 (vs. US\$121 millones positivos del 1T24), debido principalmente a menor pasivo de impuestos diferidos, considerando que la inflación superó a la devaluación en ambos períodos. Así, el **resultado neto** fue US\$535 millones (-19% t/t).

3. EBITDA AJUSTADO & CAPEX

3.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	380	657	535	40,8%	-18,6%	721	1.192	65,3%
Resultados financieros, netos	(140)	259	161	N/A	-37,8%	(142)	420	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(94)	(129)	(27)	-71,3%	-79,1%	(183)	(156)	-14,8%
Impuesto a las ganancias	75	(121)	(79)	N/A	-34,7%	160	(200)	N/A
Perforaciones exploratorias improductivas	-	6	49	N/A	716,7%	6	55	816,7%
Depreciaciones y amortizaciones	854	652	638	-25,3%	-2,1%	1.629	1.290	-20,8%
Deterioro de activos	-	-	5	N/A	N/A	-	5	N/A
EBITDA	1.075	1.324	1.282	19,3%	-3,2%	2.191	2.606	18,9%
Arrendamientos	(70)	(79)	(78)	11,8%	-1,3%	(141)	(157)	11,2%
Otros ajustes	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	1.005	1.245	1.204	19,8%	-3,3%	2.050	2.449	19,5%

3.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

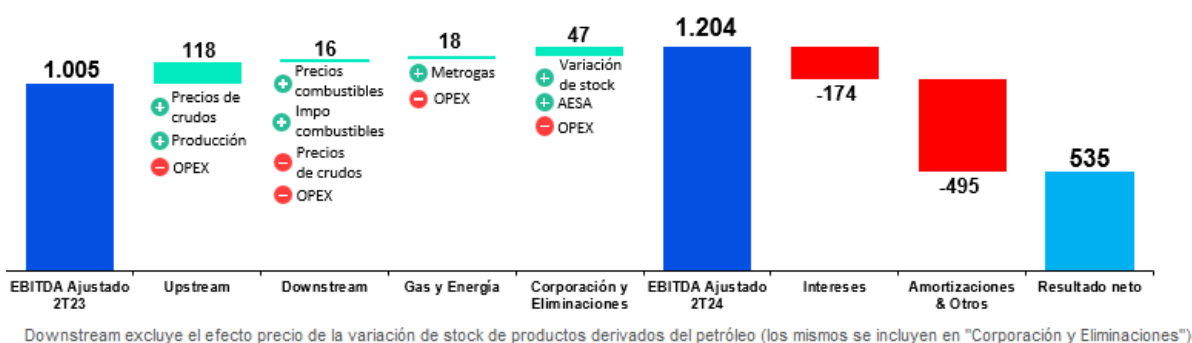
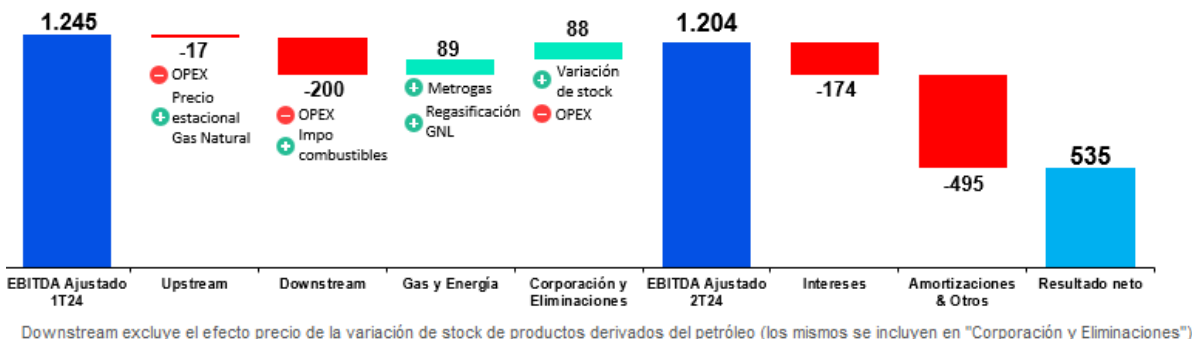
Segmentos		2T24	1T24	2T23	1S24	1S23
EBITDA Aj.	Upstream	822	839	704	1.661	1.414
	Downstream	369	569	352	938	779
	Gas y energía	59	(30)	41	29	31
	Corporación	(67)	(26)	(73)	(93)	(122)
	Eliminaciones	22	(107)	(18)	(86)	(53)
	EBITDA ajustado	1.204	1.245	1.005	2.449	2.050
Inversiones	Upstream	863	939	939	1.801	1.873
	Downstream	299	197	265	496	461
	Gas y energía	18	13	46	31	98
	Corporación	21	20	30	41	47
	Eliminaciones	-	-	-	-	-
	Inversiones totales	1.200	1.169	1.281	2.369	2.480

Note: EBITDA Aj. de Downstream excluye efecto precio de productos oil, el cual se incluye en Eliminaciones

Nueva definición de **CAPEX**: durante el 2T24, YPF revisó el criterio para definir "Inversiones". Anteriormente, se reportaba el total de altas de PP&E, neto de costo por abandono de pozo como la mejor aproximación. Bajo el nuevo criterio, se incluyen las altas de activos intangibles y se excluyen consumos del período en el rubro costos operativos, entre otros ajustes. Asimismo, la información de periodos comparativos fue re-expresada. Se aclara que dicha nueva definición no modifica las normas contables de la Compañía. Los importes de "Inversiones" re-expresados se muestran a continuación:

CapEx	1T23	2T23	3T23	4T23	2023	1T24	2T24	6M24	2021	2022	2023	12M Jun-24
Antes	1.298	1.374	1.546	1.466	5.684	1.252	1.294	2.546	2.630	4.192	5.684	5.558
Ahora	1.199	1.281	1.451	1.368	5.299	1.169	1.200	2.369	2.331	3.865	5.299	5.188

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



4. ANALISIS DE RESULTADO POR SEGMENTO

4.1 UPSTREAM

Resultados Upstream	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Crudo	1.363	1.559	1.568	15,0%	0,6%	2.769	3.127	12,9%
Gas natural	473	354	510	7,9%	44,2%	830	864	4,1%
Otros	60	71	94	55,9%	32,0%	125	164	31,7%
Ingresos	1.896	1.984	2.172	14,6%	9,5%	3.724	4.156	11,6%
Depreciaciones y amortizaciones	(668)	(478)	(454)	-32,0%	-5,0%	(1.270)	(932)	-26,6%
Costo de extracción	(746)	(617)	(793)	6,3%	28,5%	(1.417)	(1.410)	-0,5%
Regalías	(244)	(254)	(279)	14,3%	9,8%	(476)	(532)	11,7%
Otros costos	(163)	(231)	(283)	73,6%	22,5%	(342)	(514)	50,4%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	75	404	363	384,0%	-10,1%	219	767	250,2%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	75	404	363	384,0%	-10,1%	219	767	250,2%
Depreciaciones y amortizaciones	668	478	454	-32,0%	-5,0%	1.270	932	-26,6%
Perforaciones exploratorias improductivas	-	6	49	N/A	716,7%	6	55	816,7%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	743	888	866	16,6%	-2,5%	1.495	1.754	17,3%
Arrendamientos	(39)	(49)	(44)	13,0%	-9,6%	(81)	(93)	15,3%
EBITDA Ajustado	704	839	822	16,8%	-2,1%	1.414	1.661	17,4%
Inversiones	939	939	863	-8,2%	-8,1%	1.873	1.801	-3,8%
Cash Costs unitarios								
Cifras no auditadas, en US\$/boe								
Costo de extracción	16,0	12,9	16,2	1,2%	25,4%	15,3	14,6	-4,8%
Regalías y otros impuestos	6,5	6,7	7,2	9,2%	6,7%	6,5	6,9	6,4%
Otros costos	2,9	3,1	4,3	47,8%	40,3%	2,8	3,7	31,2%
Total Cash Costs (US\$/boe)	25,5	22,7	27,7	8,6%	21,9%	24,6	25,2	2,3%

Los ingresos totalizaron US\$2.172 millones en el 2T24 (+9% t/t), impulsados principalmente por las mayores ventas estacionales de gas (+35% en precio y +7% en volumen) y, en menor medida, por mejor precio del

petróleo (+4%), tanto en el mercado local como internacional, parcialmente compensados por la menor producción de petróleo (-3%), particularmente convencional (afectado por severas condiciones invernales en el sur de Argentina en junio).

El coste de extracción fue US\$16,2/BOE (+25% t/t), debido principalmente al aumento de costos en US\$ tras la devaluación de diciembre (*pulling*, mantenimiento, entre otros), combinado con menor producción de crudo convencional: el **convencional** fue US\$28,7/BOE (+33% t/t) y el **no convencional** US\$5,7/BOE (+23% t/t). El costo de extracción de nuestros bloques **shale core-hub**, en términos brutos (con una participación del 100%), también subió a US\$4,7/BOE (+42% t/t), principalmente por aumento de costos mencionados arriba, y mayores gastos específicos de *pulling* y mantenimiento.

Otros costos fueron US\$283 millones (+22% t/t), debido principalmente a mayores costos mencionados arriba, además del resultado de Argerich, el primer pozo offshore de aguas ultra profundas en Argentina⁴. **Las regalías y otros impuestos** fueron US\$7,2/BOE (+7% t/t), principalmente por mayor precio de gas.

El EBITDA ajustado fue US\$822 millones (-2% t/t), debido al aumento de los costos tras la devaluación de diciembre y la menor producción de petróleo convencional, mayormente compensados por mayores ventas estacionales de gas natural y mejoras en los precios de petróleo.

Las inversiones fueron US\$863 millones (-8% t/t), principalmente porque los campos maduros fueron recategorizados como activos disponibles para venta, parcialmente compensados por mayores actividades no convencionales, gran parte alocado a actividades de perforación y *workover*. Más del 85% de las inversiones del segmento se destinaron a áreas no convencionales.

Las actividades de perforación y workover crecieron significativamente, perforando un total de 79 pozos en nuestros bloques operados: 58 horizontales shale (100% petrolíferos) y 21 convencionales. En términos de **eficiencia en nuestras operaciones shale**, durante el 2T24 la Compañía continuó logrando resultados superiores en el rendimiento de perforación y fractura, con un promedio de 292 metros/día en perforación y 237 etapas por set mensual en fractura, aumentando 29% y 22%, respectivamente, vs. 2T23. Además, durante junio, logramos alcanzar la mayor velocidad de perforación de longitud lateral para un pozo en el bloque La Angostura Sur, alcanzando más de 1.500 metros en un solo día.

En cuanto a nuestra **estrategia exploratoria**, logramos avances en las siguientes áreas:

- Al sur de la **provincia de Mendoza**, ampliando las fronteras de nuestro Core-Hub en Vaca Muerta: perforamos dos pozos en mayo y recolectamos datos prometedores de productividad de petróleo
- **Palermo Aike**, una formación con potencial de convertirse en el segundo mayor recurso no convencional de Argentina: en junio completamos el primer pozo horizontal en el bloque El Cerrito
- **Offshore** en la Cuenca Argentina Norte: terminamos la perforación de Argerich, el primer pozo de aguas ultra profundas de Argentina, en el bloque CAN-100. Si bien el resultado fue negativo, se logró recopilar información relevante para continuar explorando el potencial hidrocarburífero del Mar Argentino. Cabe mencionar que el resultado de Argerich sólo afecta a una parte de la prospectividad del CAN-100.

⁴ Para más información, ver "Estrategia Exploratoria" en la sección 4.1.

Upstream información operativa	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción neta								
Producción Crudo (Kbbld)	240,9	255,5	248,8	3,2%	-2,6%	239,7	252,1	5,2%
Convencional	143,6	140,9	133,1	-7,3%	-5,5%	143,5	137,0	-4,5%
Shale	94,6	112,3	113,3	19,8%	0,9%	93,5	112,8	20,6%
Tight	2,7	2,3	2,4	-11,9%	5,3%	2,7	2,3	-13,4%
Producción NGL (Kbbld)	42,7	41,8	46,1	7,8%	10,3%	42,8	43,9	2,6%
Convencional	12,6	10,6	10,4	-17,1%	-2,1%	12,5	10,5	-15,8%
Shale	28,8	29,9	34,5	19,6%	15,2%	29,0	32,2	10,9%
Tight	1,3	1,2	1,2	-12,7%	-3,7%	1,3	1,2	-4,8%
Producción Gas (Mm3d)	36,5	36,4	38,8	6,4%	6,7%	36,5	37,6	3,1%
Convencional	13,8	13,1	12,8	-6,9%	-2,0%	14,0	13,0	-7,7%
Shale	17,0	18,0	21,0	23,6%	16,7%	16,9	19,5	15,8%
Tight	5,7	5,3	4,9	-12,8%	-6,0%	5,6	5,1	-8,2%
Producción Total (Kboed)	513,1	526,0	539,0	5,0%	2,5%	511,9	532,5	4,0%
Convencional	242,9	233,8	224,2	-7,7%	-4,1%	244,3	229,0	-6,2%
Shale	230,5	255,7	280,1	21,5%	9,6%	228,7	267,9	17,1%
Tight	39,7	36,5	34,6	-12,8%	-5,2%	38,9	35,6	-8,5%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	63,4	68,3	70,8	11,7%	3,6%	65,1	69,5	6,8%
Gas Natural (USD/MMBTU)	3,9	3,0	4,0	1,7%	34,8%	3,5	3,5	0,8%

La producción de petróleo se mantuvo en niveles sólidos en el 2T24, promediando 249 kbbld/d, por mayor shale (+1% t/t), que compensó en parte la disminución del convencional (-6% t/t), limitada por las extremas condiciones invernales en junio en el sur de Argentina. Asimismo, el 9% del convencional provino de producción terciaria, creciendo un 6% a/a y minimizando el declino natural de yacimientos maduros.

La producción de gas natural subió 7% t/t, principalmente por la temporada pico de invierno. **La producción de NGL** también creció 10% t/t, principalmente por la nueva planta *turboexpander* del bloque Loma La Lata, que mejoró el nivel de recuperación de NGL.

4.2 DOWNSTREAM

Resultados Downstream	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	1.639	1.556	1.672	2,0%	7,5%	3.258	3.227	-1,0%
Naftas (3ros)	833	1.022	946	13,6%	-7,4%	1.726	1.968	14,0%
Otros mercado local	815	572	649	-20,3%	13,5%	1.619	1.221	-24,6%
Mercado externo	367	632	690	88,0%	9,1%	803	1.322	64,6%
Ingresos	3.654	3.782	3.957	8,3%	4,6%	7.407	7.739	4,5%
Depreciaciones y amortizaciones	(143)	(137)	(142)	-0,5%	3,6%	(281)	(279)	-0,9%
Costo de refinación y logística	(404)	(338)	(404)	-0,1%	19,7%	(782)	(741)	-5,1%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(158)	(99)	0	N/A	N/A	(501)	(99)	-80,3%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.714)	(1.965)	(2.067)	20,6%	5,2%	(3.539)	(4.032)	13,9%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(230)	(242)	(224)	-2,6%	-7,4%	(468)	(465)	-0,7%
Productos agro (a terceros)	(253)	(70)	(190)	-24,8%	170,2%	(367)	(261)	-29,0%
Variación de existencias	16	115	(4)	N/A	N/A	112	111	-0,6%
Otros	(572)	(489)	(643)	12,3%	31,5%	(1.130)	(1.131)	0,1%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	197	558	284	44,1%	-49,1%	451	842	86,6%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	197	558	284	44,1%	-49,1%	451	842	86,6%
Depreciaciones y amortizaciones	143	137	142	-0,5%	3,6%	281	279	-0,9%
EBITDA	340	695	426	25,4%	-38,7%	732	1.121	53,0%
Arrendamientos	(19)	(23)	(24)	27,4%	2,2%	(43)	(47)	10,5%
EBITDA Ajustado	321	671	402	25,3%	-40,1%	690	1.073	55,6%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(31)	103	34	N/A	-67,2%	(90)	136	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	352	569	369	4,5%	-35,2%	779	937	20,3%
Inversiones	265	197	299	12,8%	52,0%	461	496	7,4%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ (31) millones en el 2T23, US\$ 102 millones en el 1T24 y US\$ 34 millones en el 2T24. (US\$90) millones para 1S23 y US\$136 millones para 1S24.

Los ingresos fueron US\$3.957 millones en el 2T24 (+5% t/t), impulsados principalmente por mayores ventas locales de gasoil y fertilizantes, mayores exportaciones de granos y harina, y petróleo, parcialmente compensadas por la caída de la demanda de naftas.

Los costos de refino y logística subieron 20% t/t, principalmente por mayores costos en términos reales, reflejando el ajuste luego de la devaluación de diciembre, además de mayor actividad relacionada con paradas programadas y mantenimientos.

Importación nula de combustibles por contracción en la demanda de naftas, junto con una producción récord de naftas en la refinería de La Plata y reducción de inventarios por mayor demanda de gasoil.

Las compras de crudo (incluyendo intersegmento) crecieron 5% t/t, principalmente por la subida del precio local del petróleo. Las **compras de biocombustibles** bajaron 7% t/t por menor precio⁵ y volumen de biodiésel, junto con menor volumen comprado de bioetanol, parcialmente compensados por mayor precio de bioetanol.

El EBITDA ajustado, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos petrolíferos, fue US\$369 millones (-35% t/t), explicado principalmente por mayores costos asociados al ajuste seguido de la devaluación de diciembre, además de mayor costo de petróleo (por precio), y menor demanda de naftas. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por suba en la demanda de gasoil, mejores precios locales de combustibles, importación nula de combustibles y creciente exportación de petróleo a Chile.

El EBITDA ajustado del negocio de Refino y Marketing, en términos unitarios, alcanzó US\$12,7/bbl en el 2T24, frente a los US\$19,1/bbl reportado en el 1T24 y US\$10,3/bbl en el 2T23.

Las inversiones fueron US\$299 millones (+52% t/t), subiendo principalmente en *midstream oil* (Vaca Muerta Sur) y refino (para reducir el nivel de azufre en el combustible en la refinería de La Plata). La apertura del capex total es de: 51% refino, 33% *midstream oil*, 13% logística y 3% comercial.

En nuestras **refinerías**, en el 2T24 se destinaron inversiones a los siguientes proyectos principales:

- Proyecto de **nuevas especificaciones de combustibles**, que incluye la construcción de una nueva unidad de hidrotreatmento de gasoil en la refinería de **Luján de Cuyo**, que se espera esté operativa en el 4T25, así como la nueva planta de hidrotreatmento de naftas y la finalización de la modernización de las unidades existentes de naftas en la refinería de **La Plata**, que entraron en funcionamiento durante el 2T24. El objetivo principal de estos proyectos es cumplir con las nuevas especificaciones de combustibles establecidas por la Resolución N° 492/2023 de la Secretaría de Energía.
- **Modernización** de las unidades de **topping** en las refinerías de **Luján de Cuyo y Plaza Huincul**.
- **Conexión de nuevas áreas y ampliación de la capacidad de almacenamiento**, vinculadas al oleoducto La Amarga Chica – Puesto Hernández, con finalización prevista para 3T24, la cual incrementará la capacidad de evacuación de Vaca Muerta. Además, continuamos con las obras de modernización del oleoducto Puesto Hernández – Luján de Cuyo, para aumentar la capacidad de transporte desde la cuenca Neuquina hasta la refinería de Luján de Cuyo, con puesta en marcha prevista para 2025.

En nuestra unidad de negocio de **midstream oil**, durante el 2T24 la Compañía continuó avanzando en los principales proyectos destinados a expandir la capacidad de evacuación de la cuenca Neuquina:

- Nueva evacuación al Atlántico: en relación al proyecto **Vaca Muerta Sur**, iniciamos la construcción del primer tramo que consiste en un oleoducto de 127 km para conectar Loma Campana, donde se encuentran nuestros bloques core-hub (Provincia del Neuquén), con Allen (Provincia de Río Negro), que actualmente sirve como punto de acceso para transportar petróleo a la Provincia de Buenos Aires
- Ampliación del sistema existente al Atlántico: se espera que nuestra afiliada **Oldelval** alcance una capacidad total de evacuación de 345 Kbbbl/d antes de fin de año, pasando a 540 Kbbbl/d en el primer semestre del 2025
- Evacuación al Pacífico: la exitosa reactivación del **oleoducto Trasandino** en 2023, junto con el oleoducto **Vaca Muerta Norte**, operativo desde noviembre pasado, nos permitió exportar 29 kbbbl/d de petróleo Medanita a Chile en el 2T24 (+25% t/t)

⁵ En mayo, la Secretaría de Energía disminuyó el precio regulado en AR\$ de biodiesel, mientras que subió el de bioetanol. En junio, ambos precios subieron.

Información Operativa Downstream	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kbbld)	305,1	301,1	299,2	-1,9%	-0,6%	306,1	300,1	-2,0%
Utilización refinerías (%)	93,0%	91,8%	91,2%	-181bps	-59bps	93,3%	91,5%	-183bps

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

Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)								
Venta de productos refinados (Km3)	4.873	4.692	4.633	-4,9%	-1,2%	9.663	9.325	-3,5%
Mercado local	4.483	4.140	4.166	-7,1%	0,6%	8.830	8.306	-5,9%
por nafta	1.431	1.512	1.350	-5,7%	-10,7%	2.946	2.861	-2,9%
por gasoil	2.227	1.977	2.082	-6,5%	5,3%	4.279	4.059	-5,1%
Mercado externo	390	551	468	20,0%	-15,1%	834	1.019	22,3%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	122	152	150	23,4%	-1,6%	263	302	15,0%
Mercado local	70	65	75	6,5%	14,5%	153	140	-8,8%
Mercado externo	51	87	75	46,4%	-13,7%	109	162	48,5%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	448	202	476	6,3%	135,4%	663	679	2,3%
Mercado local	345	140	197	-43,0%	40,3%	551	337	-38,9%
Mercado externo	103	62	279	172,3%	350,8%	112	341	205,0%

Precios promedio netos								
Nafta (USD/m3) (mercado local)	526	622	640	21,7%	2,8%	531	630	18,8%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	692	746	760	9,9%	1,9%	718	753	4,9%
Petroquímicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	78	71	73	-5,6%	2,8%	82	72	-11,1%

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

El **crudo procesado** se ubicó en 299 Kbbld/d en el 2T24, siendo estable (-1% t/t), y bajando 2% a/a, principalmente por disponibilidad limitada en la refinería La Plata, afectada por una parada, condiciones climáticas adversas y avería en el oleoducto Puerto Rosales – La Plata durante unos días, ya restaurada.

Los **volúmenes de ventas locales de combustibles** bajaron 2% t/t por caída del 11% en la demanda de naftas, especialmente en el minorista premium, parcialmente compensada por suba del 5% en la demanda de gasoil (estacionalidad y mayores ventas al segmento industrial). Nuestro *market share* ascendió al 56% en naftas y al 55% en gasoil.

Los **volúmenes petroquímicos** se mantuvieron estables (-2% t/t), principalmente por menor exportación de metanol y parada de planta en Junio, parcialmente compensadas por mayor demanda local de metanol.

Los **volúmenes de venta de fertilizantes, granos y harinas** subieron 135% t/t, impulsados principalmente por mayor demanda estacional, particularmente la exportación de granos y harinas.

Los **precios promedio netos locales de combustibles en US\$** subieron 3% t/t y 14% a/a, derivados de ajustes de precios para mitigar el impacto de la devaluación y reducir la brecha frente a la paridad de importación, la cual bajó a 5% en el 2T24, frente al 7% del 1T24 y el 13% del 2T23.

Los **precios de productos petroquímicos y otros refinados** subieron 3% t/t, en línea con la tendencia alcista de precios internacionales de ciertos productos refinados, como metanol, nafta virgen y fuel oil.

4.3 GAS & ENERGIA

Resultados Gas y Energía								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1S23	1S24	A/A Δ
Ventas como productores de gas natural (IS + a terceros)	444	325	472	6,3%	45,5%	771	797	3,4%
Ventas de gas natural retail (a terceros)	153	74	256	67,1%	247,0%	233	329	41,2%
Ingresos de Midstream Gas (intersegmentos + a terceros)	48	53	56	16,0%	4,8%	102	109	7,0%
Otros	83	31	79	-5,1%	155,5%	128	109	-14,9%
Ingresos	728	482	862	18,4%	78,8%	1.234	1.344	8,9%
Depreciaciones y amortizaciones	(27)	(21)	(25)	-6,1%	19,2%	(46)	(46)	0,0%
Compras de gas natural retail (intersegmentos + a terceros)	(545)	(377)	(603)	10,5%	59,6%	(942)	(980)	4,0%
Compras de Midstream Gas (intersegmentos)	(14)	(14)	(18)	31,8%	35,7%	(33)	(32)	-2,3%
Costos operativos y Otros	(116)	(114)	(172)	48,2%	51,0%	(210)	(286)	36,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	26	(44)	44	69,2%	N/A	3	-	N/A
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	26	(44)	44	69,2%	N/A	3	-	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	27	21	25	-6,1%	19,2%	46	46	0,0%
EBITDA	53	(23)	69	31,1%	N/A	49	46	-6,1%
Arrendamientos	(12)	(7)	(10)	-14,6%	45,8%	(18)	(17)	-4,0%
EBITDA Ajustado	41	(30)	59	44,2%	N/A	31	29	-7,2%
Inversiones	46	13	18	-61,9%	35,0%	98	31	-68,8%

Los **ingresos** fueron US\$862 millones en el 2T24 (+79% t/t), debido principalmente a las ventas estacionales de gas natural (como productor y Metrogas, nuestra afiliada, como distribuidor), combinado con ajustes tarifarios de Metrogas en abril pasado.

Las **compras de gas natural** subieron 60% t/t, en línea con las mayores ventas estacionales de gas natural, mientras que los **costos operativos y otros** aumentaron 51%, principalmente por su incremento en dólares.

Por otra parte, de acuerdo con la Resolución N° 58/24 de la Secretaría de Energía, publicada el 8 de mayo de 2024, la Compañía reconoció un cargo por ventas de dudoso cobro dentro de los costos operativos por US\$22 millones en el 2T24 y US\$29 millones en el 1T24, principalmente adeudados por CAMMESA.

Como resultado de los factores mencionados, el **EBITDA ajustado** fue US\$59 millones positivos, frente a US\$30 millones negativos en el 1T24.

Las **inversiones** fueron US\$18 millones (+35% t/t) y continuaron enfocándose en los siguientes proyectos:

- Modernización de la planta de NGL "Tex Loma La Lata": la primera fase comenzó a funcionar en septiembre de 2023, alcanzando la habilitación completa durante el 2T24
- Ampliación del gasoducto Rincón del Mangrullo: en funcionamiento desde el 2T24
- Modernización de la planta de tratamiento de gas natural de Loma Negra para aumentar la capacidad de procesamiento actual, que se espera que esté plenamente operativa antes de final de año
- Proyecto de GNL en Argentina: un pilar estratégico de la Compañía para el mediano y largo plazo. La decisión final de inversión se espera para el 2S25, y junto con nuestro socio estratégico, definimos la ubicación en la Provincia de Río Negro
- Proyecto de Captación Hub Norte: principalmente para expandir la capacidad de procesamiento de gas en las plantas de tratamiento de Sierra Barrosa
- Pro de Captación Hub Sur: construcción de gasoducto para conectar los bloques Narambuena y Bajo del Toro con el Complejo Industrial El Portón

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	1.014	1.123	1.309	29,1%	16,6%	773	1.123	45,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.309	1.089	1.422	8,6%	30,6%	2.806	2.511	-10,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.259)	(1.208)	(1.464)	16,3%	21,2%	(2.448)	(2.672)	9,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	214	312	(206)	N/A	N/A	231	106	-54,1%
Ajustes de conversión & otros	(111)	(7)	(20)	-82,0%	185,7%	(195)	(27)	-86,2%
Efectivo al cierre del período	1.167	1.309	1.041	-10,8%	-20,5%	1.167	1.041	-10,8%
Inversiones en activos financieros	303	290	353	16,5%	21,7%	303	353	16,5%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.470	1.599	1.394	-5,2%	-12,8%	1.470	1.394	-5,2%
FCF	(284)	(394)	(257)	-9,5%	-34,8%	(301)	(651)	116,3%

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

El **flujo de efectivo neto de las actividades operativas y de inversión**, alcanzaron una cifra negativa de US\$42 millones en el 2T24. Aunque el EBITDA ajustado fue similar al capex del trimestre, se vio afectado por una mayor presión en capital de trabajo, tales como las mayores ventas estacionales de gas, pago diferido de importaciones del 2023 a 2T24 (pero hubo cobranza diferida del 1T24 a ciertos clientes de gas), y mayores compras de crudo a terceros por menor producción convencional. Los mismos fueron parcialmente compensados por mayores cobranzas de dividendos a afiliadas.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de financiación** fue US\$206 millones negativos en el 2T24, debido principalmente a la amortización final del bono internacional 2024 pagado a su vencimiento (US\$208 millones), además de los intereses regulares de deuda, parcialmente compensados por la emisión de un bono local en dólares (US\$178 millones). Por otra parte, la empresa continuó asegurando instrumentos de financiación de comercio exterior y otros préstamos.

En consecuencia, el **flujo de efectivo libre** del periodo fue negativo por US\$257 millones, ya que nuestras actividades de inversión y nuestros pagos regulares de intereses no se vieron totalmente compensados por el flujo de efectivo de las operaciones.

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** disminuyeron a US\$1.394 millones a fines de junio de 2024 (-13% t/t).

5.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	2T23	1T24	2T24	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.483	1.559	1.651	5,9%
Deuda largo plazo	6.299	7.240	7.200	-0,6%
Deuda Total	7.782	8.799	8.851	0,6%
<i>Tasa de interés promedio para deuda AR\$</i>	<i>87,5%</i>	<i>75,4%</i>	<i>43,8%</i>	
<i>Tasa de interés promedio para deuda US\$</i>	<i>7,1%</i>	<i>6,8%</i>	<i>6,2%</i>	
<i>% deuda en AR\$</i>	<i>2,6%</i>	<i>3,2%</i>	<i>96,5%</i>	
Caja y equivalente de caja	1.470	1.599	1.394	-12,8%
<i>% de liquidez dolarizada</i>	<i>87%</i>	<i>109%</i>	<i>117%</i>	
Deuda neta	6.312	7.200	7.457	3,6%

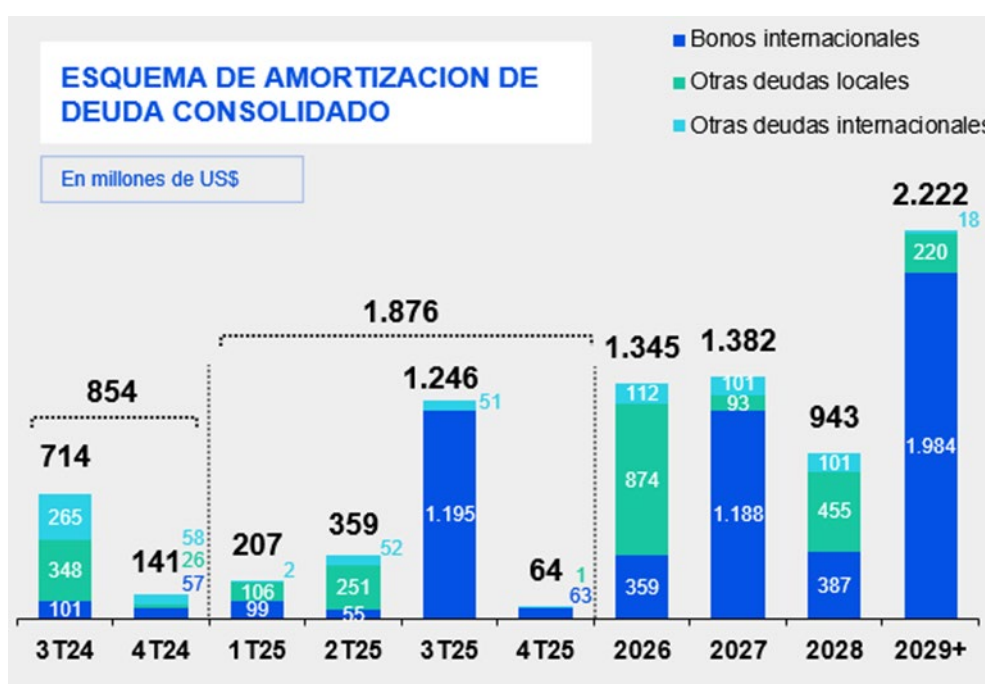
Las tasas de interés promedio de la deuda en AR\$ y US\$ se refieren a YPF de manera individual.

Al 30 de junio de 2024, la **deuda neta consolidada** de YPF fue US\$7.457 millones (+US\$257 millones frente al 1T24). A pesar de la mayor deuda neta en comparación con el trimestre anterior, la Compañía logró mantener el **ratio de apalancamiento neto** en torno a 1,7x.

En términos de **financiamiento**, en el 2T24, se emitió un bono de 2 años en dólares por US\$178 millones a una tasa de rendimiento del 6%. Por otro lado, se pagó al vencimiento US\$60 millones de amortización trimestral del Bono 2026 y US\$208 millones restantes del Bono 2024. Posterior al 2Q24, se emitió un bono de dos años en US\$-link por US\$185 millones a una tasa de rendimiento del 0%, y pagarés por US\$100 millones a una tasa de rendimiento del 0%, con vencimiento de hasta 18 meses.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda para los 6 meses restantes de 2024 por US\$854 millones, concentrados principalmente en financiamientos de comercio exterior de corto plazo por alrededor de US\$400 millones y amortizaciones de bonos internacionales.

El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda consolidada (solo capital) al 30 de junio de 2024:



6. TABLAS

6.1 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado	En US\$ millones	
	2023-12-31	2024-06-30
Cifras no auditadas		
Activo No Corriente		
Activos intangibles	367	389
Propiedades, planta y equipo	17.712	17.423
Activos por derecho de uso	631	565
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.676	1.745
Activos por impuesto diferido, netos	18	19
Otros créditos	158	242
Créditos por ventas	31	32
Inversiones en activos financieros	8	7
Total del Activo No Corriente	20.601	20.422
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	0	1.940
Inventarios	1.683	1.577
Activos de contratos	10	21
Otros créditos	381	482
Créditos por ventas	973	1.703
Inversiones en activos financieros	264	353
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.123	1.041
Total del Activo Corriente	4.434	7.117
Total del Activo	25.035	27.539
Total Patrimonio Neto	9.051	10.605
Pasivo No Corriente		
Provisiones	2.660	771
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.242	927
Pasivos de contratos	34	32
Impuesto a las ganancias a pagar	4	3
Cargas fiscales	0	0
Remuneraciones y cargas sociales	0	4
Pasivos por arrendamientos	325	292
Préstamos	6.682	7.200
Otros pasivos	112	76
Cuentas por pagar	5	5
Total del Pasivo No Corriente	11.064	9.310
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	0	2.085
Provisiones	181	201
Pasivos de contratos	69	68
Impuesto a las ganancias a pagar	31	38
Cargas fiscales	139	279
Remuneraciones y cargas sociales	210	268
Pasivos por arrendamientos	341	311
Préstamos	1.508	1.651
Otros pasivos	122	123
Cuentas por pagar	2.319	2.600
Total del Pasivo Corriente	4.920	7.624
Total del Pasivo	15.984	16.934
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	25.035	27.539

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

6.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	2T23	1T24	2T24	A/A Δ	T/T Δ	1S23	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	4.375	4.310	4.935	12,8%	14,5%	8.613	9.245	7,3%
Costos	(3.509)	(3.019)	(3.457)	-1,5%	14,5%	(6.808)	(6.476)	-4,9%
Resultado bruto	866	1.291	1.478	70,7%	14,5%	1.805	2.769	53,4%
Gastos de comercialización	(482)	(467)	(577)	19,7%	23,6%	(902)	(1.044)	15,7%
Gastos de administración	(167)	(141)	(210)	25,7%	48,9%	(324)	(351)	8,3%
Gastos de exploración	(8)	(23)	(88)	1000,0%	282,6%	(26)	(111)	326,9%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	(5)	N/A	N/A	-	(5)	N/A
Otros resultados operativos, netos	12	6	(8)	N/A	N/A	3	(2)	N/A
Resultado operativo	221	666	590	167,0%	-11,4%	556	1.256	125,9%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	94	129	27	-71,3%	-79,1%	183	156	-14,8%
<i>Ingresos financieros</i>	792	165	(97)	N/A	N/A	1.393	68	-95,1%
<i>Costos financieros</i>	(842)	(450)	(194)	-77,0%	-56,9%	(1.552)	(644)	-58,5%
<i>Otros resultados financieros</i>	190	26	130	-31,6%	400,0%	301	156	-48,2%
Resultados financieros, netos	140	(259)	(161)	N/A	-37,8%	142	(420)	N/A
Resultado antes de impuesto a las ganancias	455	536	456	0,2%	-14,9%	881	992	12,6%
Impuesto a las ganancias	(75)	121	79	N/A	-34,7%	(160)	200	N/A
Resultado neto del periodo	380	657	535	40,8%	-18,6%	721	1.192	65,3%
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	335	649	519	54,9%	-20,0%	676	1.168	72,8%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	45	8	16	-64,4%	100,0%	45	24	-46,7%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	0,86	1,66	1,32	53,5%	-20,5%	1,73	2,98	72,3%

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 refino 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 periodo. 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 depositarse 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.