

**YPF**

# 3T24

PRESENTACIÓN WEBCAST DE RESULTADOS

Presentación: 8 de Noviembre de 2024  
8:30 am ET / 10:30 am BAT

Seguí la presentación de resultados vía web:

**Hace click acá**

YPF S.A.

**RESULTADOS  
CONSOLIDADOS**



**CENTRO DE INVERSORES**

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

[Inversoresypf@ypf.com](mailto:Inversoresypf@ypf.com)

[Margarita.chun@ypf.com](mailto:Margarita.chun@ypf.com)

**EQUIPO RI**

**MARGARITA CHUN** – GERENTE RI

**VALENTINA LÓPEZ** – IR

**CHRISTIAN GONZÁLEZ** – IR

Buenos Aires, 7 de noviembre de 2024 – YPF (BYMA: YPFD | NYSE: YPF<sup>1</sup>), anuncia los resultados del 3T24. 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\$ y a partir del 1T24, los EEFF trimestrales también se reportan en ambas monedas (US\$ y AR\$).

## 1. PRINCIPALES HITOS DEL 3T24

	KPI	3T24	2T24	T/T Δ	3T23	A/A Δ	9M24	9M23	Δ
Financieros	Ingresos	5.297	4.935	7%	4.504	18%	14.542	13.117	11%
	EBITDA Ajustado	1.366	1.204	13%	926	47%	3.815	2.976	28%
	Resultado neto	1.485	535	178%	(137)	N/A	2.677	584	358%
	Inversiones	1.353	1.200	13%	1.451	-7%	3.722	3.930	-5%
	FCF	(173)	(257)	-33%	(379)	-54%	(824)	(680)	21%
	Deuda neta	7.506	7.457	1%	6.675	12%	7.506	6.675	12%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,5	1,7	-8%	1,7	-10%	1,5	1,7	-10%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	558,7	539,0	4%	519,7	8%	541,3	514,5	5%
	Crudo (Kbbl/d)	255,8	248,8	3%	236,9	8%	253,4	238,8	6%
	Gas Natural (Mm3/d)	40,3	38,8	4%	37,5	7%	38,5	36,8	5%
	NGL (Kbbl/d)	49,5	46,1	7%	46,6	6%	45,8	44,1	4%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	68,3	70,8	-4%	60,7	13%	69,1	63,6	9%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	4,5	4,0	12%	4,3	4%	3,8	3,8	2%
	Export. crudo medanita (Kbbl/d)	39,2	28,6	37%	18,6	111%	30,3	8,3	266%
	Producción petróleo Shale (Kbbl/d)	125,7	113,3	11%	92,2	36%	117,1	93,1	26%
	Costos extracción (US\$/boe)	16,1	16,2	0%	15,6	3%	15,1	15,4	-2%
	Costos extrac. core hub (US\$/boe)	4,6	4,7	-2%	4,2	9%	4,2	4,1	1%
Downstream	Crudo procesado (Kbbl/d)	298,3	299,2	0%	276,1	8%	299,5	296,0	1%
	Utilización refinarias (%)	91%	91%	0%	84%	8%	91%	90%	1%
	Venta local combustibles (Km3)	3.449	3.431	1%	3.772	-9%	10.370	10.996	-6%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	716	711	1%	584	23%	706	621	14%
	Combustible importado (Km3)	123	-	N/A	253	-51%	265	918	-71%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	13,3	11,5	16%	3,3	299%	14,5	11,7	23%

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\$1.366 millones (+13% t/t), impulsado principalmente por mayores ventas estacionales de gas y ajuste tarifario en Metrogas, suba en la producción de hidrocarburos shale y mejor precio local de combustibles, compensados parcialmente por mayores costos en términos reales y menor producción convencional (julio estuvo afectado por condiciones climáticas en la Patagonia). En términos interanuales, el notable crecimiento del 47% fue principalmente por la recuperación del 23% en el precio local de combustibles, y crecimiento del 29% en la producción shale y 8% en los niveles de procesamiento de las refinarias, parcialmente compensados por mayores costos en moneda local y menor producción convencional.

**Las inversiones** fueron US\$1.353 millones (+13% t/t y -7% a/a), más del 70% fueron al segmento upstream, principalmente en actividades shale para perforación y workover, en línea con la estrategia de la Compañía para crecer en petróleo shale.

**La producción de petróleo shale** promedió 126 kbbl/d (+11% t/t y +36% a/a), representando el 49% de la producción total de petróleo (2T24: 46% y 3T23: 39%), mientras que las **exportaciones de petróleo Medanita** aumentaron en el trimestre, promediando 39 kbbl/d (+37% t/t y +111% a/a), representando el 15% de la producción total de petróleo.

### Avances en nuestros principales proyectos:

- **Programa de Cesión de Campos Maduros Convencionales<sup>2</sup>** (~50 bloques), el proyecto Andes agrupó 30 bloques y a hoy, hemos firmado 9 acuerdos de compraventa por 25 áreas. Recientemente, añadimos 7 áreas más, ubicados en la provincia de Tierra del Fuego, al proyecto Andes, sumando en total 37 bloques. Además, obtuvimos la aprobación provincial por uno de los clústers en la provincia de Chubut. Con respecto a los bloques no incluidos en el proyecto Andes, continuamos trabajando en distintas alternativas para su transferencia o reversión.

<sup>1</sup> 1 ADR = 1 acción. El capital social total emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Sep-2024 (51% Gobierno Argentino; 34% NYSE y 15% ByMA).

<sup>2</sup> Costo de extracción del 2023 (US\$/BOE): convencional ~25 vs. shale ~5. Inversiones de 2023 en campos maduros convencionales: ~US\$800 millones.

- **Proyecto de construcción del oleoducto VMOS** (500 kbb/d de capacidad de transporte), se alcanzó un grado de avance del 50% en la construcción del **primer tramo** (Vaca Muerta – Allen, 130 km), con un capex total de aproximadamente US\$200 millones. El **segundo tramo** está compuesto por un oleoducto dedicado a exportaciones (Allen – Punta Colorada, 440 km), tanques de almacenamiento y monoboyas para operar VLCCs, con un capex total de alrededor de US\$2.500 millones. Estamos a pocos meses de iniciar su construcción.

## 2. ANALISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL 3T24

Desglose Ingresos Consolidados	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.646	1.672	1.563	-1,5%	5,3%	4.873	4.821	1,1%
Nafta	1.023	946	824	8,1%	24,0%	2.991	2.550	17,3%
Gas natural como productores (a terceros)	514	419	464	22,8%	10,8%	1.211	1.120	8,1%
Otros	1.366	1.160	1.174	17,7%	16,4%	3.317	3.275	1,3%
<b>Total Mercado Local</b>	<b>4.549</b>	<b>4.197</b>	<b>4.025</b>	<b>8,4%</b>	<b>13,0%</b>	<b>12.393</b>	<b>11.766</b>	<b>5,3%</b>
Jet fuel	125	120	127	4,5%	-1,5%	399	395	0,8%
Granos y harinas	99	130	26	-24,0%	278,1%	255	77	231,3%
Crudo	285	226	152	25,9%	87,1%	700	210	233,0%
Petroquímicos y otros	240	262	173	-8,6%	38,2%	795	668	19,1%
<b>Total Mercado Externo</b>	<b>748</b>	<b>738</b>	<b>479</b>	<b>1,4%</b>	<b>56,3%</b>	<b>2.149</b>	<b>1.351</b>	<b>59,1%</b>
<b>Total Ingresos</b>	<b>5.297</b>	<b>4.935</b>	<b>4.504</b>	<b>7,3%</b>	<b>17,6%</b>	<b>14.542</b>	<b>13.117</b>	<b>10,9%</b>

Los **ingresos netos** alcanzaron US\$5.297 millones (+7% t/t), impulsado principalmente por mayores ventas estacionales de gas natural (como productor y de nuestra afiliada Metrogas, como distribuidor con tarifa actualizada), mayores exportaciones de petróleo Medanita y mejores precios locales de combustibles, junto a una mayor demanda de naftas. Todos ellos, parcialmente compensados por la contracción de la demanda de gasoil y precios de petróleo más bajos.

Desglose Costos Consolidados	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Costo de extracción	(827)	(793)	(746)	4,3%	10,9%	(2.238)	(2.163)	3,5%
Otros Upstream	(199)	(162)	(74)	23,0%	169,3%	(473)	(253)	87,1%
Costos de refinación y logística	(428)	(404)	(406)	5,9%	5,3%	(1.169)	(1.188)	-1,6%
Otros Downstream	(178)	(184)	(166)	-3,5%	7,2%	(488)	(467)	4,5%
GyE, Corpo y Otros	(330)	(298)	(194)	10,6%	70,3%	(816)	(510)	60,2%
<b>Total Costos Operativos</b>	<b>(1.962)</b>	<b>(1.842)</b>	<b>(1.586)</b>	<b>6,5%</b>	<b>23,7%</b>	<b>(5.184)</b>	<b>(4.580)</b>	<b>13,2%</b>
Depreciaciones y Amortizaciones	(674)	(638)	(864)	5,6%	-22,0%	(1.964)	(2.493)	-21,2%
Regalías	(294)	(282)	(248)	4,5%	18,7%	(834)	(731)	14,1%
Otros	(338)	(383)	(281)	-11,9%	20,2%	(993)	(790)	25,7%
<b>Total Otros Costos</b>	<b>(1.306)</b>	<b>(1.303)</b>	<b>(1.393)</b>	<b>0,2%</b>	<b>-6,2%</b>	<b>(3.791)</b>	<b>(4.014)</b>	<b>-5,6%</b>
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(98)	0	(214)	N/A	-54,2%	(197)	(715)	-72,4%
Compras de crudo a terceros	(471)	(469)	(308)	0,4%	52,9%	(1.315)	(1.018)	29,2%
Compras de biocombustibles	(233)	(224)	(198)	4,4%	17,9%	(698)	(666)	4,8%
Compras productos agro	(208)	(190)	(194)	9,5%	7,2%	(469)	(561)	-16,5%
Otras compras	(352)	(302)	(361)	16,5%	-2,5%	(832)	(912)	-8,7%
Variación de existencias	157	(3)	(127)	N/A	N/A	30	24	25,0%
<b>Total de Compras y Variación de existencias</b>	<b>(1.206)</b>	<b>(1.188)</b>	<b>(1.403)</b>	<b>1,5%</b>	<b>-14,0%</b>	<b>(3.481)</b>	<b>(3.848)</b>	<b>-9,5%</b>
Otros resultados operativos, netos	(48)	(8)	(3)	500,0%	1500,0%	(50)	-	N/A
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	(21)	(5)	(506)	320,0%	-95,8%	(26)	(506)	-94,9%
<b>Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos</b>	<b>(4.543)</b>	<b>(4.346)</b>	<b>(4.891)</b>	<b>4,5%</b>	<b>-7,1%</b>	<b>(12.532)</b>	<b>(12.948)</b>	<b>-3,2%</b>

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 94 millones en el 3T24, US\$ 12 millones en el 2T24, US\$ 32 millones en el 3T23.

(US\$ 64) millones en el 9M24 y (US\$ 33) millones en el 9M23.

Los **costos operativos** ascendieron a US\$1.962 millones (+7% t/t), debido principalmente a la evolución de la inflación, traducida en aumento de costos expresados en dólares, además de cargos no recurrentes relacionados a la contingencia climática en la Patagonia. **Total otros costos** alcanzaron US\$1.306 millones, cifras similares t/t, principalmente debido a mayores depreciaciones y amortizaciones, derivadas del incremento de la producción en determinadas áreas y al incremento de regalías, como consecuencia de las mayores ventas de gas natural. Estos resultados fueron compensados parcialmente por disminuciones en otros costos, considerando que el 2T24 fue afectado por los cargos relacionados a Argerich, el primer pozo offshore de aguas ultraprofundas en Argentina.

Las **compras totales y variaciones de existencias** fueron US\$1.206 millones (+2% t/t), compuestas principalmente por importaciones de combustibles para recuperar nivel de inventarios (comparado a la ausencia de importaciones en 2T24), mayores compras estacionales de gas natural (Metrogas), mayores compras de productos agro y biocombustibles. Adicionalmente, **la variación de inventarios** fue positiva en el 3T24 por US\$157 millones, comparado a los negativos US\$3 millones registrados en el 2T24, mayormente

ocasionado por el aumento en el costo de reposición de inventarios, combinado con un aumento en los niveles de existencias de combustibles durante el trimestre.

Desglose Resultado neto	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
<b>Resultado operativo</b>	<b>754</b>	<b>590</b>	<b>(387)</b>	<b>27,8%</b>	<b>N/A</b>	<b>2.010</b>	<b>169</b>	<b>1089,3%</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	107	27	44	296,3%	143,2%	263	227	15,9%
Resultados financieros, netos	(163)	(161)	206	1,2%	N/A	(583)	348	N/A
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>698</b>	<b>456</b>	<b>(137)</b>	<b>53,1%</b>	<b>N/A</b>	<b>1.690</b>	<b>744</b>	<b>127,2%</b>
Impuesto a las ganancias	787	79	-	896,2%	N/A	987	(160)	N/A
<b>Resultado neto</b>	<b>1.485</b>	<b>535</b>	<b>(137)</b>	<b>177,6%</b>	<b>N/A</b>	<b>2.677</b>	<b>584</b>	<b>358,4%</b>
<b>Resultado neto antes de deterioro de activos</b>	<b>1.499</b>	<b>538</b>	<b>192</b>	<b>178,4%</b>	<b>681,0%</b>	<b>2.694</b>	<b>913</b>	<b>195,1%</b>

El **resultado neto antes de impuestos** fue de US\$698 millones (+53% t/t), como consecuencia del incremento del resultado operativo y los resultados por participación en asociadas y negocios conjuntos (principalmente por Barragán e YPF Luz).

El **impuesto a las ganancias** fue positivo en US\$787 millones en el 3T24 (vs. US\$79 millones positivo en 2T24), principalmente por un cambio en la tasa impositiva efectiva anual debido a una menor devaluación proyectada, lo cual resultó en un aumento del valor fiscal de los activos de la Compañía, y por ende, menor impuesto a pagar en el futuro. En este sentido, el **resultado neto** ascendió a US\$1.485 millones (+178% t/t).

### 3. EBITDA AJUSTADO & CAPEX

#### 3.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

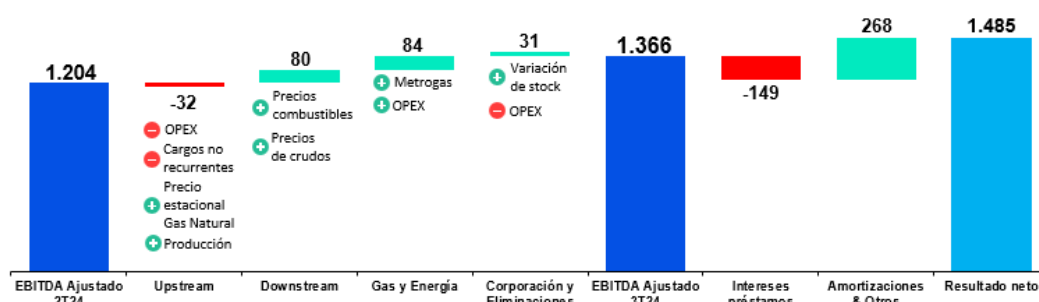
Reconciliación EBITDA Ajustado	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	1.485	535	(137)	177,6%	N/A	2.677	584	358,4%
Resultados financieros, netos	163	161	(206)	1,2%	N/A	583	(348)	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(107)	(27)	(44)	296,3%	143,2%	(263)	(227)	15,9%
Impuesto a las ganancias	(787)	(79)	-	896,2%	N/A	(987)	160	N/A
Perforaciones exploratorias improductivas	1	49	9	-98,0%	-88,9%	56	15	273,3%
Depreciaciones y amortizaciones	674	638	864	5,6%	-22,0%	1.964	2.493	-21,2%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	21	5	506	320,0%	-95,8%	26	506	-94,9%
<b>EBITDA</b>	<b>1.450</b>	<b>1.282</b>	<b>992</b>	<b>13,1%</b>	<b>46,2%</b>	<b>4.056</b>	<b>3.183</b>	<b>27,4%</b>
Arrendamientos	(84)	(78)	(66)	7,1%	27,6%	(241)	(207)	16,5%
Otros ajustes	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.366</b>	<b>1.204</b>	<b>926</b>	<b>13,5%</b>	<b>47,5%</b>	<b>3.815</b>	<b>2.976</b>	<b>28,2%</b>

#### 3.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

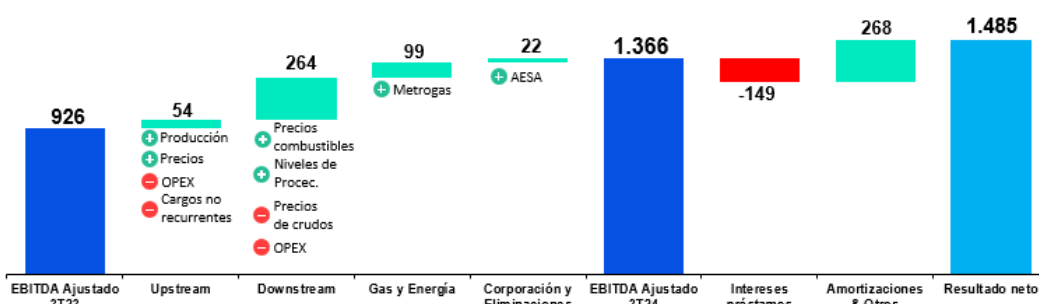
Segmentos	3T24	2T24	3T23	9M24	9M23	
EBITDA Aj.	Upstream	784	816	736	2.430	2.146
	Downstream	448	369	183	1.386	957
	Gas y energía	143	59	44	172	81
	Corporación	(67)	(61)	(80)	(145)	(198)
	Eliminaciones	58	22	43	(28)	(9)
	<b>EBITDA ajustado</b>	<b>1.366</b>	<b>1.204</b>	<b>926</b>	<b>3.815</b>	<b>2.976</b>
Inversiones	Upstream	983	863	1.053	2.781	2.894
	Downstream	298	299	303	794	765
	Gas y energía	45	18	39	76	137
	Corporación	26	20	55	70	134
	Eliminaciones	-	-	-	-	-
	<b>Inversiones totales</b>	<b>1.353</b>	<b>1.200</b>	<b>1.451</b>	<b>3.722</b>	<b>3.930</b>

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

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



Downstream excluye el efecto precio de la variación de stock de productos derivados del petróleo (los mismos se incluyen en "Corporación y Eliminaciones").



Downstream excluye el efecto precio de la variación de stock de productos derivados del petróleo (los mismos se incluyen en "Corporación y Eliminaciones").

## 4. ANALISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTO

### 4.1 UPSTREAM<sup>3</sup>

Resultados Upstream													
Cifras no auditadas, en US\$ millones						3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Crudo	1.599	1.568	1.299	2,0%	23,1%	4.726	4.068	16,2%					
Gas natural	616	510	550	20,6%	12,0%	1.480	1.380	7,2%					
Otros	31	35	32	-9,9%	-3,5%	100	85	17,0%					
<b>Ingresos</b>	<b>2.246</b>	<b>2.113</b>	<b>1.881</b>	<b>6,3%</b>	<b>19,4%</b>	<b>6.306</b>	<b>5.533</b>	<b>14,0%</b>					
Depreciaciones y amortizaciones	(475)	(449)	(689)	5,7%	-31,1%	(1.397)	(1.952)	-28,4%					
Costo de extracción	(827)	(793)	(746)	4,3%	10,9%	(2.238)	(2.163)	3,5%					
Regalías	(291)	(279)	(245)	4,6%	18,7%	(825)	(722)	14,3%					
Otros costos	(299)	(230)	(125)	29,8%	139,7%	(730)	(399)	82,9%					
<b>Rdo operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>354</b>	<b>362</b>	<b>76</b>	<b>-2,2%</b>	<b>365,8%</b>	<b>1.116</b>	<b>297</b>	<b>275,8%</b>					
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	(21)	-	(506)	N/A	-95,8%	(21)	(506)	-95,8%					
<b>Resultado operativo</b>	<b>333</b>	<b>362</b>	<b>(430)</b>	<b>-8,0%</b>	<b>N/A</b>	<b>1.095</b>	<b>(209)</b>	<b>N/A</b>					
Depreciaciones y amortizaciones	475	449	689	5,7%	-31,1%	1.397	1.952	-28,4%					
Perforaciones exploratorias improductivas	1	49	9	-98,0%	-88,9%	56	15	273,3%					
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	21	-	506	N/A	-95,8%	21	506	-95,8%					
<b>EBITDA</b>	<b>830</b>	<b>860</b>	<b>774</b>	<b>-3,5%</b>	<b>7,2%</b>	<b>2.569</b>	<b>2.264</b>	<b>13,5%</b>					
Arrendamientos	(45)	(44)	(37)	2,5%	21,8%	(139)	(118)	17,3%					
Otros ajustes	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A					
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>784</b>	<b>816</b>	<b>736</b>	<b>-3,9%</b>	<b>6,5%</b>	<b>2.430</b>	<b>2.146</b>	<b>13,3%</b>					
<b>Inversiones</b>	<b>983</b>	<b>863</b>	<b>1.053</b>	<b>13,9%</b>	<b>-6,6%</b>	<b>2.781</b>	<b>2.894</b>	<b>-3,9%</b>					

Cash Costs unitarios													
Cifras no auditadas, en US\$/boe						3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Costo de extracción	16,1	16,2	15,6	-0,5%	3,1%	15,1	15,4	-2,0%					
Regalías y otros impuestos	7,0	7,2	6,5	-2,4%	6,9%	6,9	6,5	6,2%					
Otros costos	4,1	3,5	1,8	16,4%	128,4%	3,4	2,0	64,5%					
<b>Total Cash Costs (US\$/boe)</b>	<b>27,1</b>	<b>26,8</b>	<b>23,9</b>	<b>1,2%</b>	<b>13,4%</b>	<b>25,4</b>	<b>24,0</b>	<b>5,9%</b>					

Los ingresos totalizaron US\$2.246 millones en el 3T24 (+6% t/t), impulsados principalmente por mayor volumen de venta de crudo (+6%), así como por mayores ventas estacionales de gas (+12% precio y +8%

<sup>3</sup> A partir del 3T24, ciertos activos relacionados a la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos. (~2% de las ventas de upstream de YPF en 9M24) fueron reasignados (segmento upstream a segmento corporación), reexpresando los periodos comparativos. Esta reclasificación está alineada con la nueva estructura de gestión y tiene como objetivo simplificar la información de los negocios y maximizar las sinergias.

volumen), parcialmente compensados por menores precios de crudo (-4%), afectados por la contracción del precio del Brent durante el trimestre.

**El costo de extracción** alcanzó los US\$16.1/BOE (-0.5% t/t), debido principalmente al aumento de la producción de hidrocarburos shale, compensado por la mayor presión en los costos en moneda local y menor producción de petróleo convencional: el **convencional** fue de US\$31.1/BOE (+8% t/t) y el **no convencional** US\$5.0/BOE (-12% t/t). El costo de extracción en nuestros bloques **shale core hub**, en términos brutos (participación del 100%), disminuyó ligeramente a US\$4.6/BOE (-2% t/t).

**Regalías y otros impuestos** se mantuvieron prácticamente estables, promediando US\$7.0/BOE (-2% t/t), en gran medida por menores precios de crudo, compensados por mayores precios de gas natural.

**Otros costos** totalizaron US\$299 millones (+30% t/t), principalmente por cargos no recurrentes en el 3T24.

**EBITDA ajustado** fue de US\$784 millones (-4% t/t), principalmente por mayores costos debido a una inflación trimestral superior a la devaluación de la moneda y menores precios de crudo, parcialmente compensados por mayores ventas estacionales de gas natural y el aumento del volumen de ventas de crudo.

**Las inversiones** ascendieron a US\$983 millones (+14% t/t), debido al incremento de las inversiones realizadas en campos no convencionales, destinadas principalmente a actividades de perforación y workover. Más del 85% de las inversiones de este segmento se destinaron a áreas no convencionales.

**Las actividades de perforación y workover** alcanzaron niveles de crecimiento sólido, siendo un total de 50 pozos perforados, 67 pozos terminados y 68 pozos enganchados en nuestros bloques operados no convencionales, todos pozos horizontales de petróleo. Este excelente desempeño es consistente con la suba prevista en la producción de petróleo shale para el segundo semestre del año.

En términos de **eficiencias en nuestras operaciones no convencionales**, en el 3T24, la Compañía continuó obteniendo resultados óptimos, promediando 314 metros/día en perforación dentro de áreas hub-core, y 240 etapas por set mensual en fractura.

En cuanto a nuestra **estrategia exploratoria**, durante el 3T24 logramos avanzar en las siguientes áreas:

- Sur de la **Provincia de Mendoza**, ampliando las fronteras de nuestro Core-Hub en Vaca Muerta: luego de completar la fase de ensayo, en el 3T conectamos dos pozos a instalaciones de producción de YPF
- **Palermo Aike**, una formación con el potencial de convertirse en el segundo mayor recurso no convencional de Argentina: comenzamos con los ensayos de productividad del primer pozo horizontal en el área El Cerrito. Los datos de producción recopilados se encuentran en análisis
- **Offshore** en la Cuenca Argentina Norte: continuando con la exploración del potencial hidrocarburífero del Mar Argentino, iniciamos el procesamiento de datos sísmicos 3D obtenidos del área CAN-102, esperando resultados para principios de 2025

Upstream información operativa	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas								
<b>Desglose producción neta</b>								
<b>Producción Crudo (Kbbld)</b>	<b>255,8</b>	<b>248,8</b>	<b>236,9</b>	<b>2,8%</b>	<b>8,0%</b>	<b>253,4</b>	<b>238,8</b>	<b>6,1%</b>
Convencional	127,7	133,1	142,0	-4,1%	-10,1%	133,8	143,0	-6,4%
Shale	125,7	113,3	92,2	10,9%	36,3%	117,1	93,1	25,8%
Tight	2,5	2,4	2,7	3,9%	-8,1%	2,4	2,7	-11,6%
<b>Producción NGL (Kbbld)</b>	<b>49,5</b>	<b>46,1</b>	<b>46,6</b>	<b>7,3%</b>	<b>6,1%</b>	<b>45,8</b>	<b>44,1</b>	<b>3,9%</b>
Convencional	12,0	10,4	12,2	15,4%	-1,6%	11,0	12,4	-11,1%
Shale	36,5	34,5	33,1	5,8%	10,3%	33,7	30,4	10,7%
Tight	1,0	1,2	1,3	-18,8%	-27,2%	1,1	1,3	-12,5%
<b>Producción Gas (Mm3d)</b>	<b>40,3</b>	<b>38,8</b>	<b>37,5</b>	<b>3,8%</b>	<b>7,3%</b>	<b>38,5</b>	<b>36,8</b>	<b>4,5%</b>
Convencional	12,2	12,8	13,4	-5,3%	-9,2%	12,7	13,8	-8,2%
Shale	23,4	21,0	18,2	11,3%	28,4%	20,8	17,3	20,2%
Tight	4,7	4,9	5,9	-4,3%	-20,1%	5,0	5,7	-12,4%
<b>Producción Total (Kboed)</b>	<b>558,7</b>	<b>539,0</b>	<b>519,7</b>	<b>3,7%</b>	<b>7,5%</b>	<b>541,3</b>	<b>514,5</b>	<b>5,2%</b>
Convencional	216,1	224,2	238,4	-3,6%	-9,3%	224,7	242,3	-7,3%
Shale	309,5	280,1	240,0	10,5%	28,9%	281,9	232,5	21,2%
Tight	33,2	34,6	41,2	-4,3%	-19,6%	34,8	39,7	-12,3%
<b>Precios promedio de realización</b>								
Crudo (USD/bbl)	68,3	70,8	60,7	-3,6%	12,5%	69,1	63,6	8,6%
Gas Natural (USD/MMBTU)	4,5	4,0	4,3	11,8%	4,0%	3,8	3,8	2,3%

**La producción de petróleo** en el 3T24 promedió los 256 kbb/d (+3% t/t) gracias al crecimiento de la producción de petróleo shale (+11% t/t), que más que compensó la menor producción convencional (-4% t/t), la cual continuó limitada por las extremas condiciones invernales en el sur de Argentina hasta principios de agosto. Adicionalmente, el 9% de la producción convencional provino de producción terciaria, creciendo 2% t/t y minimizó el declino natural de los yacimientos maduros.

**La producción de gas natural** creció un +4% t/t, principalmente por la ampliación de la capacidad de transporte del GNK y la demanda estacional de invierno. **La producción de NGL** subió un 7% t/t, siguiendo la misma tendencia creciente de la producción de shale gas, pero además impulsada por las optimizaciones en la planta *turboexpander* ubicada en el área Loma La Lata.

## 4.2 DOWNSTREAM

Resultados Downstream	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	1.646	1.672	1.563	-1,5%	5,3%	4.873	4.821	1,1%
Naftas (3ros)	1.023	946	824	8,1%	24,0%	2.991	2.550	17,3%
Otros mercado local	753	649	814	16,0%	-7,4%	1.974	2.433	-18,9%
Mercado externo	705	690	460	2,3%	53,4%	2.027	1.263	60,5%
<b>Ingresos</b>	<b>4.127</b>	<b>3.957</b>	<b>3.661</b>	<b>4,3%</b>	<b>12,7%</b>	<b>11.866</b>	<b>11.068</b>	<b>7,2%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(148)	(142)	(141)	4,2%	5,3%	(427)	(422)	1,2%
Costo de refinación y logística	(428)	(404)	(406)	5,9%	5,3%	(1.169)	(1.188)	-1,6%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(98)	0	(214)	N/A	-54,2%	(197)	(715)	-72,4%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(2.097)	(2.067)	(1.630)	1,5%	28,7%	(6.129)	(5.169)	18,6%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(233)	(224)	(198)	4,4%	17,9%	(698)	(666)	4,8%
Productos agro (a terceros)	(208)	(190)	(194)	9,5%	7,2%	(469)	(561)	-16,5%
Variación de existencias	20	(6)	(265)	N/A	N/A	130	(153)	N/A
Otros	(661)	(641)	(623)	3,0%	6,1%	(1.790)	(1.752)	2,2%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>274</b>	<b>284</b>	<b>(10)</b>	<b>-3,4%</b>	<b>N/A</b>	<b>1.116</b>	<b>441</b>	<b>153,1%</b>
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Resultado operativo</b>	<b>274</b>	<b>284</b>	<b>(10)</b>	<b>-3,4%</b>	<b>N/A</b>	<b>1.116</b>	<b>441</b>	<b>153,1%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	148	142	141	4,2%	5,3%	427	422	1,2%
<b>EBITDA</b>	<b>422</b>	<b>426</b>	<b>131</b>	<b>-0,9%</b>	<b>223,1%</b>	<b>1.543</b>	<b>863</b>	<b>78,8%</b>
Arrendamientos	(29)	(24)	(22)	21,8%	34,2%	(76)	(70)	8,6%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>393</b>	<b>402</b>	<b>109</b>	<b>-2,3%</b>	<b>260,7%</b>	<b>1.467</b>	<b>793</b>	<b>85,0%</b>
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(55)	34	(75)	N/A	-26,2%	81	(164)	N/A
<b>EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil</b>	<b>448</b>	<b>368</b>	<b>184</b>	<b>21,6%</b>	<b>144,0%</b>	<b>1.386</b>	<b>957</b>	<b>44,8%</b>
<b>Inversiones</b>	<b>298</b>	<b>299</b>	<b>303</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-1,8%</b>	<b>794</b>	<b>765</b>	<b>3,8%</b>

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ (54) millones en el 3T24, US\$ 31 millones en el 2T24, US\$ (71) millones en el 3T24, US\$ 79 millones en el 9M24 y US\$ (200) millones en el 9M24.

**Los ingresos** fueron US\$4.127 millones en el 3T24 (+4% t/t), principalmente por mayores exportaciones de petróleo, mejores precios locales de combustibles y una mayor demanda local de naftas, parcialmente compensados por menor demanda estacional de gasoil y baja en las paridades internacionales.

**Los costos de refino y logística** aumentaron 6% t/t, debido principalmente a un mayor costo términos reales (menor devaluación de la moneda local frente a la inflación), además de mayores volúmenes transportados.

**Las importaciones de combustibles** fueron US\$98 millones, por volúmenes de gasoil para reposición de inventarios para paradas programadas de mantenimiento.

**Las compras de crudo** (incluyendo intersegmento) crecieron 1% t/t, debido principalmente a los mayores volúmenes de compras de petróleo, parcialmente compensados por su menor precio registrado. **Las compras de biocombustibles** incrementaron un 4% t/t, como resultado de mayores volúmenes de compra (biodiésel +8% t/t y bioetanol +5% t/t), parcialmente compensados por menor precio del biodiésel.

**El EBITDA Ajustado**, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos *oil*, fue US\$448 millones (+22% t/t), explicado principalmente por mejores precios locales de combustibles, menor costo de petróleo y mayor demanda de naftas, parcialmente compensados por mayores costos en términos reales.

**El EBITDA Ajustado del negocio de Refino & Marketing**, en términos unitarios, alcanzó los US\$13,3/bbl en el 3T24, frente a los US\$11,5/bbl reportado en el 2T24 y solo US\$3,3/bbl en 3T23.

Las inversiones fueron US\$298 millones, manteniendo mismos niveles t/t. La apertura del capex total es de: 59% refino, 18% *midstream oil*, 16% logística y 7% comercial.

En nuestras refinerías, en el 3T24, se destinaron inversiones a los siguientes proyectos principales:

- **Nuevas especificaciones de combustibles**, particularmente en la construcción de una nueva unidad de hidrotratamiento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo, que ya alcanzó un grado de avance del 67% y se espera que esté operativa en el 4T25. El objetivo principal de estas obras es cumplir con las nuevas especificaciones de combustibles establecidas por la Resolución N° 492/2023 de la Secretaría de Energía.
- **Modernización de unidades de topping en nuestras refinerías** para poder procesar mayores niveles de shale oil. En **Luján de Cuyo**, nuestra segunda refinería más grande, continuamos con la ingeniería y adquisición de equipos para la modernización del Topping III, que se espera esté listo para el 2T25, mientras que en **Plaza Huincul** continuamos con las obras de modernización de la Unidad de Topping.

En nuestra unidad de negocio de **midstream oil**, durante el 3T24 continuamos avanzando en los principales proyectos destinados a incrementar la capacidad de evacuación de la cuenca Neuquina:

- Nueva evacuación al Atlántico: en relación al proyecto **Vaca Muerta Sur (VMOS)**, logramos un avance del 50% en el primer tramo, que consiste en la construcción de un oleoducto de 127 km que conecta Loma Campana (provincia de Neuquén) con Allen (provincia de Río Negro), y que sirve como punto de acceso al sistema Oldelval. Además, continuamos avanzando en el desarrollo del segundo tramo, el más importante, el cual consiste en la construcción de un oleoducto de 440 km, completamente dedicado a exportación, con una capacidad inicial de 180 kbb/d para el 3T26, subiendo a 500 kbb/d para 2027. El diseño de este nuevo oleoducto podrá alcanzar más de 700 kbb/d de capacidad, en el caso de que la cuenca lo requiera.
- Ampliación del sistema existente hacia el Atlántico: se espera que nuestra filial **Oldelval** agregue gradualmente 30 kbb/d a su capacidad actual (300 kbb/d) a finales de año y alcance una capacidad total de evacuación de 540 kbb/d en el 1T25.
- Evacuación al Pacífico: mediante la reactivación del oleoducto **Trasandino**, junto con el oleoducto **Vaca Muerta Norte**, exportamos 39 kbb/d de petróleo Medanito a Chile en el 3T24 (+37% t/t y +111% a/a).
- **Conexión de nuevas áreas y ampliación de la capacidad de almacenamiento** relacionadas al oleoducto La Amarga Chica – Puesto Hernández, ya en funcionamiento en el 3T24 con una capacidad total de evacuación de alrededor de 160 kbb/d. Adicionalmente, 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 Lujan de Cuyo para el 2025.

Información Operativa Downstream	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kbbld)	298,3	299,2	276,1	-0,3%	8,1%	299,5	296,0	1,2%
Utilización refinerías (%)	90,9%	91,2%	84,2%	-26bps	678bps	91,3%	90,2%	107bps

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

Volúmenes vendidos a terceros (YPF Individual)								
<b>Venta de productos refinados (Km3)</b>	<b>4.772</b>	<b>4.633</b>	<b>4.936</b>	<b>3,0%</b>	<b>-3,3%</b>	<b>14.097</b>	<b>14.599</b>	<b>-3,4%</b>
Mercado local	4.294	4.166	4.581	3,1%	-6,3%	12.600	13.411	-6,0%
por nafta	1.421	1.350	1.500	5,3%	-5,3%	4.282	4.445	-3,7%
por gasoil	2.029	2.082	2.272	-2,5%	-10,7%	6.088	6.551	-7,1%
Mercado externo	478	468	355	2,1%	34,5%	1.497	1.189	25,9%
<b>Venta de productos petroquímicos (Ktn)</b>	<b>168</b>	<b>150</b>	<b>151</b>	<b>12,2%</b>	<b>11,6%</b>	<b>471</b>	<b>413</b>	<b>13,8%</b>
Mercado local	91	75	86	21,3%	5,2%	231	240	-3,8%
Mercado externo	78	75	65	3,2%	20,2%	240	174	38,0%
<b>Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)</b>	<b>535</b>	<b>476</b>	<b>431</b>	<b>12,3%</b>	<b>24,2%</b>	<b>1.214</b>	<b>1.094</b>	<b>10,9%</b>
Mercado local	327	197	365	66,2%	-10,4%	664	916	-27,5%
Mercado externo	208	279	66	-25,6%	217,0%	549	178	209,4%
<b>Precios promedio netos</b>								
Nafta (USD/m3) (mercado local)	657	640	499	2,7%	31,7%	639	531	20,4%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	758	760	640	-0,2%	18,4%	755	718	5,1%
Petroquímicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	70	73	73	-5,4%	-5,3%	71	79	-9,2%

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



**El crudo procesado** se ubicó en 298 kbb/d en el 3T24, siendo estable t/t, y creciendo 8% a/a, principalmente debido a la reprogramación de paradas de mantenimiento para el siguiente trimestre, mientras que en el 3T23 fue afectado por 3 paradas de mantenimiento en las refinerías Luján de Cuyo y La Plata.

**Los volúmenes de ventas locales de combustibles** crecieron 1% t/t, gracias a la recuperación del 5% en la demanda de naftas, impulsado por un aumento en el minorista premium, parcialmente compensado por una caída del 3% en la demanda de gasoil, como consecuencia de las menores ventas estacionales de este combustible a los segmentos industrial y agrícola (compensados en parte con mayores ventas en el minorista). Nuestro *market share* se mantuvo estable t/t, siendo un 55% para naftas y 56% para gasoil.

**Los volúmenes de petroquímicos** crecieron un 12% t/t, en su mayoría debido a un incremento en la demanda de metanol en el mercado local.

**El volumen de ventas de fertilizantes, granos y harinas** aumento un 12% t/t, principalmente impulsado por la mayor demanda estacional de granos y harinas en el mercado local, parcialmente compensada por menor exportación de dichos productos.

**Los precios promedio netos locales de combustibles medidos en US\$** incrementaron un 1% t/t y 23% a/a, gracias a los ajustes de precios implementados para alcanzar la convergencia con las paridades internacionales y a la vez, mitigar la devaluación de la moneda y las actualizaciones de impuestos sobre combustibles. Como resultado, en el 3T24, registramos una brecha positiva del 1% frente a la paridad de importación, comparada con las brechas negativas del 5% en el 2T24 y 28% en el 3T23.

**Los precios de productos petroquímicos y otros refinados** disminuyeron un 5% t/t, alineados con la tendencia bajista de los precios internacionales, parcialmente compensada por mayores precios de ciertos productos como metanol y carbón.

### 4.3 GAS & ENERGÍA

Resultados Gas y Energía								
Cifras no auditadas, en US\$ millones	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Ventas como productores de gas natural (IS + a terceros)	583	472	516	23,5%	13,0%	1.380	1.287	7,2%
Ventas de gas natural retail (a terceros)	319	256	171	24,8%	87,0%	649	404	60,5%
Ingresos de Midstream Gas (intersegmentos + a terceros)	57	56	48	2,7%	18,9%	166	150	10,8%
Otros	98	79	87	24,6%	11,9%	207	216	-4,0%
<b>Ingresos</b>	<b>1.057</b>	<b>862</b>	<b>822</b>	<b>22,6%</b>	<b>28,6%</b>	<b>2.401</b>	<b>2.056</b>	<b>16,8%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(28)	(25)	(16)	11,8%	74,9%	(74)	(62)	19,4%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(741)	(603)	(640)	23,0%	15,8%	(1.721)	(1.582)	8,8%
Compras de Midstream Gas (intersegmentos)	(16)	(18)	(15)	-11,6%	9,8%	(48)	(48)	1,5%
Costos operativos y Otros	(148)	(172)	(117)	-14,2%	25,9%	(434)	(327)	32,5%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>124</b>	<b>44</b>	<b>34</b>	<b>N/A</b>	<b>264,7%</b>	<b>124</b>	<b>37</b>	<b>235,1%</b>
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Resultado operativo</b>	<b>124</b>	<b>44</b>	<b>34</b>	<b>N/A</b>	<b>264,7%</b>	<b>124</b>	<b>37</b>	<b>235,1%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	28	25	16	11,8%	74,9%	74	62	19,4%
<b>EBITDA</b>	<b>152</b>	<b>69</b>	<b>50</b>	<b>120,2%</b>	<b>204,0%</b>	<b>198</b>	<b>99</b>	<b>100,0%</b>
Arrendamientos	(9)	(10)	(6)	-7,7%	51,2%	(26)	(18)	46,5%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>143</b>	<b>59</b>	<b>44</b>	<b>141,8%</b>	<b>225,2%</b>	<b>172</b>	<b>81</b>	<b>111,7%</b>
Inversiones	45	18	39	159,1%	16,5%	76	137	-44,5%

**Los ingresos** fueron US\$1.057 millones en el 3T24 (+23% t/t), generados principalmente por las mayores ventas estacionales de gas natural como productor y de Metrogas (nuestra afiliada) como distribuidor, sumado a los nuevos ajustes tarifarios aplicados en Metrogas.

**Las compras de gas natural** crecieron 23% t/t, en línea con las mayores ventas estacionales de gas natural mientras que **los costos operativos y otros** disminuyeron 14%, principalmente porque en el 2T24 la Compañía reconoció un cargo por ventas de dudoso cobro por US\$22 millones<sup>4</sup>, en gran parte a CAMMESA.

Consecuentemente, el **EBITDA Ajustado** fue de US\$143 millones, frente a los US\$59 millones en el 2T24.

<sup>4</sup> 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 2T24 y US\$29 millones en 1T24, principalmente adeudados por CAMMESA.

**Inversiones** fueron US\$45 millones (+159% t/t pero similar a/a) y se centraron en los siguientes proyectos:

- Modernización de la planta de tratamiento de gas natural de Loma Negra, con el fin de aumentar la capacidad de procesamiento actual, que se espera plenamente operativa a fines de año
- Proyecto Argentina GNL: un pilar estratégico de la Compañía para monetizar el gas shale de Vaca Muerta. Habiendo definido la ubicación del proyecto en la provincia de Río Negro, esperamos la decisión final de inversión para el segundo semestre del 2025
- Proyecto de captación Hub Sur: principalmente para ampliar la capacidad de procesamiento de gas en las plantas de tratamiento de Sierra Barrosa
- Proyecto de captación Hub Norte: construcción de un gasoducto que conectará las áreas 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	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	1.041	1.309	1.167	-20,5%	-10,8%	1.123	773	45,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.695	1.422	1.399	19,2%	21,2%	4.206	4.205	0,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.439)	(1.464)	(1.321)	-1,7%	8,9%	(4.111)	(3.769)	9,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(398)	(206)	158	93,2%	N/A	(292)	389	N/A
Ajustes de conversión & otros	(22)	(20)	(107)	10,0%	-79,4%	(49)	(302)	-83,8%
<b>Efectivo al cierre del período</b>	<b>877</b>	<b>1.041</b>	<b>1.296</b>	<b>-15,8%</b>	<b>-32,3%</b>	<b>877</b>	<b>1.296</b>	<b>-32,3%</b>
Inversiones en activos financieros	318	353	182	-9,9%	74,7%	318	182	74,7%
<b>Caja + inversiones corrientes al cierre</b>	<b>1.195</b>	<b>1.394</b>	<b>1.478</b>	<b>-14,3%</b>	<b>-19,1%</b>	<b>1.195</b>	<b>1.478</b>	<b>-19,1%</b>
<b>FCF</b>	<b>(173)</b>	<b>(257)</b>	<b>(379)</b>	<b>-32,7%</b>	<b>-54,4%</b>	<b>(824)</b>	<b>(680)</b>	<b>21,2%</b>

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 tanto de las actividades operativas como de la inversión** fue positivo de US\$256 millones en el 3T24. Aunque el EBITDA ajustado fue similar al capex en el 3T24, los mayores niveles de actividad en el segmento del upstream incrementaron temporalmente las cuentas por pagar.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de financiación** fue de US\$398 millones negativos en el 3T24, principalmente impulsados por mayores pagos de servicio de deuda.

Como resultado, el **flujo de efectivo libre** fue negativo por U\$173 millones, dado que las actividades de inversión y pagos de intereses no fueron totalmente compensadas por el flujo de efectivo de las operaciones.

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** disminuyeron a US\$1.195 millones a fines de septiembre 2024, contrayéndose un 14% vs. 2T24.

## 5.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	3T24	2T24	3T23	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.832	1.651	1.546	11,0%
Deuda largo plazo	6.869	7.200	6.607	-4,6%
<b>Deuda Total</b>	<b>8.701</b>	<b>8.851</b>	<b>8.153</b>	<b>-1,7%</b>
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	37,9%	43,8%	109,2%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	6,5%	6,2%	6,2%	
% deuda en AR\$	0,7%	4,2%	2,5%	
<b>Caja y equivalente de caja</b>	<b>1.195</b>	<b>1.394</b>	<b>1.478</b>	<b>-14,3%</b>
% de liquidez dolarizada	82%	117%	98%	
<b>Deuda neta</b>	<b>7.506</b>	<b>7.457</b>	<b>6.675</b>	<b>0,7%</b>

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

Al 30 de septiembre de 2024, la **deuda neta consolidada** de YPF fue de US\$7.506 millones (similar al 2T24), mientras que el EBITDA ajustado creció significativamente en los 9M24 (+28% vs. 9M23), comprimiendo el **ratio de apalancamiento neto** desde 1.7x a 1.5x.

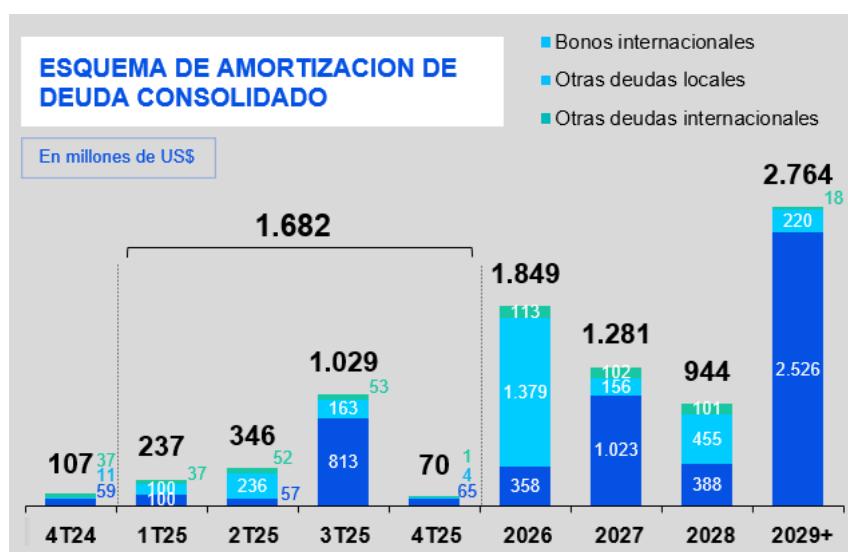
En términos de **financiamiento**, durante 3T24, emitimos un bono internacional no garantizado a 7 años por US\$540 millones a una tasa de rendimiento de 8,75%, amortizando un 20% en 2029, 20% en 2030 y 60% en 2031, con el fin de asignarlo del siguiente modo:

- US\$500 millones: recompra de US\$334 millones del bono 2025 y US\$166 millones del bono 2027
- US\$40 millones: canje de bonos 2025 por el nuevo bono 2031 recientemente emitido

En el mercado local, se emitió un bono a dos años en US\$-link por un monto de US\$185 millones a una tasa de rendimiento del 0%. Además, recibimos pagarés por US\$100 millones a una tasa de rendimiento del 0%, con vencimientos de hasta 18 meses y un préstamo sindicado con 3 bancos de relaciones (locales) por US\$300 millones, con una vida promedio de 2,2 años.

Posterior al trimestre, emitimos dos bonos denominados en dólares a 4 años por un total de US\$150 millones: US\$125 millones MEP y US\$25 millones CCL, con un rendimiento del 6,5% y el 7,0% respectivamente.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda para los 3 meses restantes del 2024 por US\$107 millones, concentrados principalmente en amortizaciones de bonos internacionales y financiamientos de comercio exterior de corto plazo. El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda consolidada (solo capital) al 30 de septiembre de 2024:



## 6. TABLAS

## 6.1 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

<b>Balance General Consolidado</b>		
Cifras no auditadas	30-Sep-24	31-Dec-23
<b>Activo No Corriente</b>		
Activos intangibles	407	367
Propiedades, planta y equipo	18.102	17.712
Activos por derecho de uso	551	631
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.858	1.676
Activos por impuesto diferido, netos	67	18
Otros créditos	290	158
Créditos por ventas	31	31
Inversiones en activos financieros	0	8
<b>Total del Activo No Corriente</b>	<b>21.306</b>	<b>20.601</b>
<b>Activo Corriente</b>		
Activos mantenidos para su disposición	2.072	0
Inventarios	1.713	1.683
Activos de contratos	38	10
Otros créditos	498	381
Créditos por ventas	1.936	973
Inversiones en activos financieros	318	264
Efectivo y equivalentes de efectivo	877	1.123
<b>Total del Activo Corriente</b>	<b>7.452</b>	<b>4.434</b>
<b>Total del Activo</b>	<b>28.758</b>	<b>25.035</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>		
	<b>12.135</b>	<b>9.051</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Provisiones	756	2.660
Pasivos por impuesto diferido, netos	92	1.242
Pasivos de contratos	31	34
Impuesto a las ganancias a pagar	3	4
Cargas fiscales	0	0
Remuneraciones y cargas sociales	8	0
Pasivos por arrendamientos	290	325
Préstamos	6.869	6.682
Otros pasivos	71	112
Cuentas por pagar	6	5
<b>Total del Pasivo No Corriente</b>	<b>8.126</b>	<b>11.064</b>
<b>Pasivo Corriente</b>		
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	2.204	0
Provisiones	186	181
Pasivos de contratos	77	69
Impuesto a las ganancias a pagar	93	31
Cargas fiscales	260	139
Remuneraciones y cargas sociales	389	210
Pasivos por arrendamientos	296	341
Préstamos	1.832	1.508
Otros pasivos	181	122
Cuentas por pagar	2.979	2.319
<b>Total del Pasivo Corriente</b>	<b>8.497</b>	<b>4.920</b>
<b>Total del Pasivo</b>	<b>16.623</b>	<b>15.984</b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b>28.758</b>	<b>25.035</b>

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

## 6.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	3T24	2T24	3T23	T/T Δ	A/A Δ	9M24	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
<b>Ingresos</b>	<b>5.297</b>	<b>4.935</b>	<b>4.504</b>	<b>7,3%</b>	<b>17,6%</b>	<b>14.542</b>	<b>13.117</b>	<b>10,9%</b>
<b>Costos</b>	<b>(3.678)</b>	<b>(3.457)</b>	<b>(3.689)</b>	<b>6,4%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>(10.154)</b>	<b>(10.497)</b>	<b>-3,3%</b>
<b>Resultado bruto</b>	<b>1.619</b>	<b>1.478</b>	<b>815</b>	<b>9,5%</b>	<b>98,7%</b>	<b>4.388</b>	<b>2.620</b>	<b>67,5%</b>
Gastos de comercialización	(552)	(577)	(483)	-4,3%	14,3%	(1.596)	(1.385)	15,2%
Gastos de administración	(224)	(210)	(194)	6,7%	15,5%	(575)	(518)	11,0%
Gastos de exploración	(20)	(88)	(16)	-77,3%	25,0%	(131)	(42)	211,9%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	(21)	(5)	(506)	320,0%	-95,8%	(26)	(506)	-94,9%
Otros resultados operativos, netos	(48)	(8)	(3)	500,0%	1500,0%	(50)	-	N/A
<b>Resultado operativo</b>	<b>754</b>	<b>590</b>	<b>(387)</b>	<b>27,8%</b>	<b>N/A</b>	<b>2.010</b>	<b>169</b>	<b>1089,3%</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	107	27	44	296,3%	143,2%	263	227	15,9%
<i>Ingresos financieros</i>	19	(97)	1.042	N/A	-98,2%	87	2.435	-96,4%
<i>Costos financieros</i>	(267)	(194)	(930)	37,6%	-71,3%	(911)	(2.482)	-63,3%
<i>Otros resultados financieros</i>	85	130	94	-34,6%	-9,6%	241	395	-39,0%
Resultados financieros, netos	(163)	(161)	206	1,2%	N/A	(583)	348	N/A
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>698</b>	<b>456</b>	<b>(137)</b>	<b>53,1%</b>	<b>N/A</b>	<b>1.690</b>	<b>744</b>	<b>127,2%</b>
Impuesto a las ganancias	787	79	-	896,2%	N/A	987	(160)	N/A
<b>Resultado neto del período</b>	<b>1.485</b>	<b>535</b>	<b>(137)</b>	<b>177,6%</b>	<b>N/A</b>	<b>2.677</b>	<b>584</b>	<b>358,4%</b>
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	1.470	519	(128)	183,2%	N/A	2.638	548	381,4%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	15	16	(9)	-6,3%	N/A	39	36	8,3%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	<b>3,75</b>	<b>1,32</b>	<b>(0,33)</b>	<b>184,1%</b>	<b>N/A</b>	<b>6,73</b>	<b>1,40</b>	<b>380,7%</b>

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](http://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](http://www.sec.gov)) o en la página web de la Comisión Nacional de Valores de Argentina ([www.argentina.gob.ar/cnv](http://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.