

YPF S.A.
Resultados Consolidados
3T 2012



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2012... 3

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 5

 2.1 UPSTREAM.....5

 2.2 REFINO y MARKETING8

 2.3 QUIMICA.....10

 2.4 CORPORACION11

3. TABLAS..... 12

 3.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO13

 3.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO14

 3.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....15

 3.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas).....16

La utilidad operativa del tercer trimestre de 2012 alcanzó los 1.794 MARS

3T 2011	2T 2012	3T 2012	Var.% 3T12/3T11	Resultado Tercer Trimestre 2012	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	Var.% 2012/2011
En millones de ARS							
15,017	16,084	17,378	15.7%	Ingresos ordinarios	41,299	48,312	17.0%
2,606	1,859	1,794	-31.2%	Utilidad operativa	6,655	6,155	-7.5%
1,543	833	756	-51.0%	Utilidad neta	3,910	2,883	-26.3%
2,046	1,837	1,980	-3.2%	Resultado integral	5,141	5,779	12.4%
4,462	4,118	4,449	-0.3%	EBITDA	11,834	13,014	10.0%
3.92	2.12	1.92	-51.0%	Utilidad neta por acción	9.94	7.33	-26.3%
3,612	3,412	4,129	14.3%	Inversiones	8,146	9,673	18.7%

Nota: Cifras no auditadas. Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)
EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias + amortizaciones

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2012

Los ingresos ordinarios en el tercer trimestre de 2012 ascendieron a 17.378 MARS un 15,7% superior a 3T 2011. Dicho incremento se debió principalmente a los mayores precios de los combustibles líquidos y al mayor despacho de volúmenes de fuel oil.

Los costos de ventas del 3T 2012 fueron superiores en un 26,3% a los del mismo período del año anterior. Dicho aumento se debió fundamentalmente al incremento en los costos de producción. Por su parte, las compras del período se mantuvieron en línea a las del 3T 2011, registrando un leve descenso de aproximadamente 1%, ya que las menores importaciones de naftas y gas oil y la disminución en las compras de crudo a terceros en el mercado local fueron compensadas por los incrementos en los precios, principalmente del crudo.

La utilidad operativa del tercer trimestre del año 2012 ascendió a 1.794 MARS, siendo la misma un 31,2% inferior a la de igual período del año 2011. Uno de los principales motivos de dicha caída tiene que ver con el resultado operativo correspondiente a las compañías participadas que fue de -104 MARS, con una variación negativa de -314 MARS.

La utilidad neta del período fue de 756 MARS, siendo la misma un 51% inferior a la del mismo período del año 2011. Dicha utilidad considera el efecto de la registración del pasivo por impuesto diferido, con un efecto en el trimestre de 408 MARS. El resultado integral, que considera los efectos de la aplicación de las normas NIIF, alcanzó 1.980 MARS, siendo un 3,2% inferior al 3T 2011.



Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 4.129 MARS superando en un 14,3% las realizadas en el tercer trimestre del año 2011. Dicho aumento se produjo debido al incremento del valor de mismas y la mayor actividad en el negocio del upstream.

Para los primeros 9 meses del año 2012 las inversiones alcanzaron los 9.673 MARS, un 18,7% mayor al mismo periodo del año 2011. Dicho aumento se debe principalmente al incremento de actividad en el negocio de upstream y a los avances y finalizaciones de los proyectos del downstream.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

2.1 UPSTREAM

3T 2011	2T 2012	3T 2012	Var.% 3T12/3T11	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	Var.% 2012/2011
1,055	1,377	1,043	-1.1%	Utilidad operativa* (MARS)	3,472	4,410	27.0%
6,183	7,963	8,587	38.9%	Ventas netas (MARS)	18,194	24,515	34.7%
228.0	227.2	229.3	0.6%	Producción crudo (Kbbld)	217.9	228.1	4.7%
44.2	41.9	40.5	-8.4%	Producción NGL (Kbbld)	47.2	45.7	-3.2%
34.9	34.0	34.3	-1.7%	Producción gas (Mm3d)	34.6	33.6	-2.9%
491.8	483.1	485.2	-1.3%	Producción total (Kbped)	482.5	485.2	0.6%
60	174	176	193.3%	Gastos de exploración (MARS)	384	464	20.8%
2,676	2,434	2,921	9.1%	Inversiones (MARS)	6,225	7,027	12.9%
1,484	1,657	1,909	28.6%	Amortizaciones (MARS)	4,033	5,101	26.5%

Precios Internacionales

113.2	108.4	109.6	-3.2%	Brent** (USD/bbl)	111.9	112.2	0.3%
4.1	2.4	2.8	-30.9%	Gas Henry Hub** (USD/Mmbtu)	4.2	2.6	-38.2%

Precios de Realización

60.8	70.4	70.4	15.8%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	57.3	70.2	22.5%
1.77	1.86	1.67	-5.6%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	2.23	2.04	-8.5%

* Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

** Fuente: Reuters

La utilidad operativa del upstream ascendió a 1.043 MARS, sólo un 1,1% inferior a la del 3T 2011, a pesar del impacto negativo de las compañías participadas por 272 MARS en comparación al 3T 2011, el cual incluye, entre otros, los gastos exploratorios del pozo offshore Jaguar en Guyana, cuyo resultado fue negativo.

La mencionada disminución en la utilidad operativa se debió principalmente a que los aumentos en los ingresos fueron superados por un incremento en los costos operativos y una disminución en los resultados de las compañías participadas. El incremento en los ingresos se generó a partir de la continua adecuación de los precios de crudo en el mercado local. El aumento en los costos operativos fue principalmente generado por el incremento del valor de las contrataciones de obra,



servicios de reparación y mantenimiento, el aumento del pago de regalías a las provincias (por el mayor precio del petróleo en boca de pozo y el aumento de producción) y, finalmente, a las mayores depreciaciones.

Como consecuencia de las negociaciones entre productores y refinadores en el mercado local el precio del crudo en dicho mercado para el mismo período mejoró un 15,8% alcanzando un precio promedio de 70,4 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio de venta fue de 1,67 USD/Mmbtu, un 5,6% inferior al del tercer trimestre de 2011, principalmente como consecuencia del mix de ventas a los distintos segmentos del mercado.

A raíz de la mayor actividad, la producción de crudo aumentó un 0,6% respecto del tercer trimestre de 2011, alcanzando de esta manera los 229,3 Kbbld. La producción de NGL durante el trimestre fue de 40,5 Kbbld, un 8,4% inferior a la del 3T2011, debido a la menor cantidad de gas tratado en nuestras plantas separadoras. En cuanto a la producción de gas natural, en el tercer trimestre de 2012 alcanzó los de 34,3 Mm3d, siendo un 1,7% inferior a la del mismo período de 2011. La producción total de hidrocarburos en el tercer trimestre de este año fue de 485,2 Kbped frente a los 491,8 Kbped del mismo período del año anterior. Cabe destacar que tanto la producción de gas como de crudo del tercer trimestre de 2012 están ligeramente por encima de la esperada en el plan estratégico presentado por la compañía en agosto 2012.

A su vez, la producción total de hidrocarburos acumulada a septiembre del año 2012 alcanzó 485,2 Kbped, un 0,6% superior a la del mismo periodo del año anterior. Para el mismo periodo se destaca un aumento de la producción de crudo de 4,7%, compensado por un declino de la producción de gas del 2,9%.

Los gastos de exploración del trimestre se incrementaron en un 193,3% alcanzando los 176 MARS debido fundamentalmente al costo, de aproximadamente 90 MARS, incurrido en la perforación del pozo Jaguar anteriormente mencionado, en el cual YPF posee una participación del 30%.

El resultado del trimestre de las compañías participadas (controladas y no controladas) del upstream, el cual incluye principalmente a YPF Holdings, YPF International, Mega, Pluspetrol e YPF Servicios Petroleros fue de -236 MARS comparado con un resultado de 36 MARS en el 3T de 2011, dicha disminución se vio principalmente afectada por los gastos exploratorios anteriormente mencionados y el resultado de Mega, que fue impactado por un cargo provisionado asociado a los mayores cargos tarifarios por compra y transporte de gas natural dispuestos por las Resoluciones 1982/2011 y 1991/2011 del ENARGAS.

Resultados acumulados

La utilidad operativa acumulada del upstream a septiembre 2012 ascendió a 4.410 MARS, un 27% mayor que en el mismo período de 2011. Este incremento corresponde principalmente a la adecuación de los precios del crudo y a los mayores niveles de producción registrados durante el periodo enero - septiembre.



Inversiones

Las inversiones en upstream llegaron a 2.921 MARS en el 3T 2012, superando a las del mismo periodo del 2011 en un 9,1%.

Dentro de la actividad en las formaciones convencionales, durante el 3T 2012 continuaron las inversiones principalmente en las áreas de Zona Central y Catriel, en la cuenca Neuquina y en Las Heras y Manantiales Behr, en la cuenca del Golfo San Jorge, con el objetivo de aumentar el factor de recobro. También continuaron las actividades de desarrollo y delineación de la formación Vaca Muerta, principalmente en el área de Loma La Lata, en la cuenca Neuquina.

Las inversiones acumuladas del upstream a septiembre 2012 ascendieron a 7.027 MARS, un 12,9% superiores a las de los primeros nueve meses de 2011, fundamentalmente por la mayor actividad en la cuenca neuquina, tanto en desarrollo de áreas convencionales como en exploración y desarrollo no convencional donde se superaron los 65 pozos perforados y los 50 pozos terminados a finales del 3T 2012.

2.2 REFINO y MARKETING

3T 2011	2T 2012	3T 2012	Var.% 3T12/3T11	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	Var.% 2012/2011
1,330	750	624	-53.1%	Utilidad operativa* (MARS)	3,288	2,242	-31.8%
13,666	14,459	15,609	14.2%	Ventas netas (MARS)	35,903	43,186	20.3%
4,180	3,868	4,215	0.8%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	11,706	11,704	0.0%
375	405	344	-8.3%	Exportación productos refinados (Km3)	1,355	1,122	-17.2%
305	289	306	0.3%	Crudo procesado (Kbbld)	291	287	-1.4%
95%	90%	96%		Utilización de las refinerías (%)	91%	90%	
696	735	875	25.7%	Inversiones (MARS)	1,377	1,975	43.4%
180	199	255	41.5%	Amortizaciones (MARS)	523	644	23.2%
613	677	672	9.7%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	568	660	16.1%
667	769	763	14.4%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (USD/m3)	612	752	23.0%

* Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

La utilidad operativa del segmento de Refino y Marketing en el tercer trimestre de este año ascendió a 624 MARS, un 53,1% inferior a la del 3T 2011.

El menor resultado del trimestre se vio afectado principalmente por el aumento del precio de compra del crudo (aproximadamente 1.900 MARS), el incremento de los volúmenes comprados de biocombustibles, (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, y la suba de los costos de transporte y fletes. En cuanto a los ingresos cabe mencionar que los mismos aumentaron aproximadamente un 14,2% fundamentalmente como consecuencia del incremento de los precios de los productos en el mercado local (combustibles líquidos, fuel oil y lubricantes) y los mayores volúmenes despachados de productos refinados al mercado interno (+0,8% que en 3T 2011). En cuanto a las exportaciones, las mismas cayeron un 8,3%, principalmente las de nafta virgen y LPG.

El volumen de crudo procesado se mantuvo en niveles similares a los del tercer trimestre del 2011, siendo el mismo de 306 Kbbld.

El resultado del trimestre de las compañías participadas del segmento, el cual incluye principalmente a OPESSA y Refinor, ascendió a 82 MARS, un 5% por encima del 3T 2011.



Resultados acumulados

Los resultados acumulados a septiembre 2012 ascendieron a 2.242 MARS, un 31,8% inferior a los de los primeros nueve meses del año 2011. Los mayores ingresos operativos no han compensado los efectos negativos ocasionados por las mayores compras de crudo y los mayores costos operativos.

Inversiones

Las inversiones del trimestre del segmento de Refino y Marketing alcanzaron 875 MARS, superando en un 25,7% a las del mismo período del 2011. Dicho incremento de inversiones se basó fundamentalmente en la finalización de los proyectos de desulfuración en las plantas de Lujan de Cuyo y La Plata para mejorar la calidad de los productos refinados y el avance del reemplazo de la unidad de Coke en la refinería de La Plata.

Adicionalmente, las inversiones acumuladas del segmento de Refino y Marketing a septiembre 2012 alcanzaron 1.975 MARS, superando en un 43,4% a las del mismo período del 2011, principalmente como consecuencia del avance de los proyectos mencionados previamente.



2.3 QUIMICA

3T 2011	2T 2012	3T 2012	Var.% 3T12/3T11	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	Var.% 2012/2011
354	192	361	2.0%	Utilidad operativa* (MARS)	834	787	-5.6%
1,136	831	1,216	7.1%	Ventas netas (MARS)	3,059	3,233	5.7%
220	199	189	-14.2%	Ventas de productos químicos mercado interno (**) (Ktn)	644	611	-5.1%
87	53	78	-10.3%	Exportacion de productos químicos (Ktn)	271	209	-22.9%
172	194	281	63.4%	Inversiones (MARS)	413	531	28.6%
19	31	41	115.2%	Amortizaciones	61	99	62.9%

*Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

** No incluye las ventas de fertilizantes ya que las mismas se realizan en el negocio de Refino y Marketing

La utilidad operativa en el tercer trimestre de este año ascendió a 361 MARS, un 2% superior a la del 3T 2011.

La mayor utilidad operativa del trimestre corresponde principalmente al aumento del resultado de Profertil, el cual ascendió a 158 MARS, siendo este un 27% mayor al del 3T 2011. Por otra parte, cabe señalar que durante el trimestre se registraron mayores ingresos por ventas debido a mejores precios promedio de los productos químicos, los cuales fueron parcialmente compensados por la disminución en las ventas al mercado interno de aproximadamente 14,2% en comparación al mismo período del año anterior.

Resultados acumulados

Los resultados acumulados a septiembre 2012 ascendieron a 787 MARS, un 5,6% inferiores a los de los primeros nueve meses del año 2011. Dicha disminución se debe a que los aumentos en los ingresos no alcanzaron a compensar las mayores compras a refino y de gas a E&P sumado a los menores resultados registrados por Profertil.

Inversiones

Las inversiones del trimestre alcanzaron 281 MARS, un 63,4% superiores a las del mismo período del 2011.

Por su parte, las inversiones acumuladas del segmento de química a septiembre 2012 alcanzaron los 531 MARS, superando en un 28,6% a las del mismo período del 2011, principalmente como consecuencia del avance del proyecto del CCR, el cual incrementará la capacidad de producción de naftas en nuestro complejo químico de Ensenada.



2.4 CORPORACION

Este segmento de negocio incluye fundamentalmente los gastos de funcionamiento de la Corporación y las demás actividades no imputadas a los negocios previamente mencionados.

Los gastos netos del tercer trimestre ascendieron a 234 MARS, siendo estos superiores a los del mismo periodo de 2011 en 101 MARS. Los mayores gastos se registraron fundamentalmente por los incrementos en salarios y cargos asociados a licencias informáticas y otros servicios contratados. Adicionalmente, los resultados de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., en comparación con el mismo trimestre del año 2011, fueron inferiores en \$ 79 millones principalmente como consecuencia del reconocimiento de menores márgenes en el desarrollo de obras de largo plazo.

3. TABLAS
Resultados 3° TRIMESTRE 2012

3.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

3T 2011	2T 2012	3T 2012	Var.% 3T12/3T11		Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	Var.% 2012/2011
15,017	16,084	17,378	15.7%	Ingresos Ordinarios	41,299	48,312	17.0%
(10,770)	(12,112)	(13,603)	26.3%	Costos de Ventas	(29,299)	(36,129)	23.3%
4,247	3,972	3,775	-11.1%	Utilidad bruta	12,000	12,183	1.5%
(1,347)	(1,432)	(1,362)	1.1%	Gastos de comercialización	(4,041)	(4,022)	-0.5%
(420)	(529)	(522)	24.2%	Gastos de administración	(1,292)	(1,530)	18.4%
(60)	(174)	(176)	193.3%	Gastos de exploración	(384)	(464)	20.8%
186	22	79	-57.5%	Otros gastos y resultado de las inversiones en sociedades	372	(12)	-103.2%
2,606	1,859	1,794	-31.2%	Utilidad operativa	6,655	6,155	-7.5%
(73)	59	35	-147.9%	Resultados financieros	(128)	(61)	-52.3%
(990)	(1,085)	(1,073)	8.4%	Impuesto a las ganancias	(2,617)	(3,211)	22.7%
1,543	833	756	-51.0%	Utilidad neta del período	3,910	2,883	-26.3%
3.92	2.12	1.92	-51.0%	Utilidad neta por acción básico y diluida	9.94	7.33	-26.3%
503	1,004	1,224	143.3%	Otros Resultados integrales	1,231	2,896	135.3%
2,046	1,837	1,980	-3.2%	Resultado integral total del período	5,141	5,779	12.4%
4,462	4,118	4,449	-0.3%	EBITDA	11,834	13,014	10.0%

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

* EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias + amortizaciones

3.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2011</u>	<u>30/09/2012</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	1,300	1,412
Bienes de uso	43,788	50,851
Inversiones en sociedades	2,013	2,075
Activos por impuesto diferido	30	98
Otros créditos y anticipos	882	858
Créditos por ventas	22	17
Total del activo no corriente	48,035	55,311
Activo Corriente		
Bienes de cambio	6,006	7,060
Otros créditos y anticipos	2,788	2,663
Créditos por ventas	3,315	4,355
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,112	978
Total del activo corriente	13,221	15,056
Total del activo	61,256	70,367
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10,674	10,674
Reservas y resultados no asignados	12,746	18,525
Total Patrimonio Neto	23,420	29,199
Pasivo No Corriente		
Provisiones	9,206	10,045
Pasivos por impuesto diferido	2,724	3,757
Otras cargas fiscales	136	106
Remuneraciones y cargas sociales	38	36
Préstamos	4,435	2,574
Cuentas por pagar	326	344
Total del pasivo no corriente	16,865	16,862
Pasivo Corriente		
Provisiones	965	842
Impuesto a las ganancias a pagar	-	722
Otras cargas fiscales	511	926
Remuneraciones y cargas sociales	537	724
Préstamos	7,763	9,510
Cuentas por pagar	11,195	11,582
Total del pasivo corriente	20,971	24,306
Total del pasivo	37,836	41,168
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	61,256	70,367

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

3.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

3T 2011	2T 2012	3T 2012		Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
1,543	833	756	Utilidad neta consolidado del período	3,910	2,883
(186)	11	(106)	Resultados de las inversiones en sociedades	(484)	(98)
1,722	1,925	2,246	Depreciación de bienes de uso	4,731	5,961
15	34	37	Amortización de activos intangibles	43	102
192	311	326	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	678	846
299	224	525	Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	948	1,309
642	(23)	(757)	Cambios en activos y pasivos	(1,099)	(356)
48	130	5	Dividendos cobrados	299	135
161	474	452	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	(762)	1,779
4,436	3,919	3,484	Flujos de Efectivo de las Operaciones	8,264	12,561
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(3,179)	(3,490)	(4,071)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(7,792)	(11,379)
(3,179)	(3,490)	(4,071)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(7,792)	(11,379)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(4,143)	(8,059)	(6,689)	Pago de préstamos	(11,234)	(22,377)
(108)	(199)	(200)	Pago de intereses	(296)	(584)
3,999	7,379	7,962	Préstamos obtenidos	13,335	21,592
-	-	-	Dividendos Pagados	(2,753)	-
(252)	(879)	1,073	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(948)	(1,369)
53	8	32	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	98	53
1,058	(442)	518	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(378)	(134)
890	902	460	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	2,326	1,112
1,948	460	978	Efectivo y equivalentes al cierre del período	1,948	978
1,058	(442)	518	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(378)	(134)
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
645	302	413	Caja y Bancos	645	413
1,303	158	565	Otros Activos Financieros	1,303	565
1,948	460	978	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	1,948	978

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

3.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2011				2012			
		1T	2T	3T	Acum. 3T 2011	1T	2T	3T	Acum. 3T 2012
Upstream									
Producción de crudo	Kbbl	21,787	16,731	20,974	59,492	20,738	20,678	21,091	62,508
Producción de NGL	Kbbl	4,794	4,012	4,066	12,872	4,975	3,816	3,722	12,512
Producción de gas	Mm3	3,163	3,061	3,212	9,436	2,964	3,095	3,153	9,211
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	46,476	39,995	45,241	131,710	44,352	43,958	44,642	132,952
Downstream									
Ventas de productos refinados									
Mercado interno									
Motonaftas	Km3	984	887	986	2,857	1,029	921	1,053	3,003
Gasoil	Km3	2,054	2,154	2,180	6,388	1,910	1,971	2,075	5,956
JP1 y Kerosene	Km3	108	92	106	306	109	107	112	328
Fuel Oil	Km3	57	29	235	321	8	229	332	569
LPG	Km3	195	237	278	710	196	266	252	714
Otros*	Km3	345	384	395	1,124	369	374	391	1,134
Total mercado interno	Km3	3,743	3,783	4,180	11,706	3,621	3,868	4,215	11,704
Exportación									
Nafta Virgen	Km3	96	136	51	284	37	109	7	153
JP1 y Kerosene	Km3	145	126	127	398	139	125	130	394
LPG	Km3	85	76	40	200	8	17	28	53
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	171	123	146	440	175	142	160	477
Otros*	Km3	10	12	11	34	14	12	19	45
Total Exportación	Km3	507	473	375	1,355	373	405	344	1,122
Total ventas productos refinados	Km3	4,250	4,256	4,555	13,061	3,994	4,273	4,559	12,826
Ventas de productos químicos									
Mercado interno									
Fertilizantes	Ktn	35	90	120	245	18	56	61	136
Metanol	Ktn	54	103	47	204	80	77	63	220
Otros	Ktn	149	118	173	440	143	122	126	391
Total mercado interno	Ktn	238	311	340	889	241	255	250	747
Exportación									
Metanol	Ktn	31	0	0	31	0	0	0	1
Otros	Ktn	103	50	87	241	77	53	78	208
Total exportación	Ktn	134	50	87	271	77	53	78	209
Total ventas productos químicos	Ktn	372	361	427	1,161	318	308	328	956
Ventas de otros productos									
Granos, harinas y cceites									
Mercado interno	Ktn	12	29	209	250	157	260	165	583
Exportación	Ktn	28	150	86	264	1	3	41	45
Total granos, harinas y aceites	Ktn	40	179	295	514	158	263	206	628

* Incluye principalmente ventas de aceites y bases lubricantes, grasas, asfaltos y carbon residual, entre otros.



Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descritos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descritos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de Diciembre de 2011, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A en Estados Unidos u otros lugares.

La información contenida en este documento ha sido preparada para ayudar a las partes interesadas en realizar sus propias evaluaciones de YPF.

Relación con Inversores

E-mail: inversoresypf@ypf.com

Website: www.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 2911

Fax: 54 11 5441 2113