



EL INFORME MOSCONI

Interventor : **Arq. Julio de Vido**

Sub-interventor : **Dr. Axel Kicillof**



Ministerio de
**Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios**



MINISTERIO DE
ECONOMIA
Y FINANZAS PUBLICAS

Contenido

Sección 1: El Rol de YPF en la Estrategia Internacional del Grupo Repsol	5
Nacimiento y evolución del Grupo Repsol	5
Internacionalización.....	6
Evolución de la composición accionaria.....	9
Análisis de las rentabilidades del Grupo Repsol e YPF S. A.	10
Sección 2: Las Políticas de Repsol en YPF. Depredación, Desinversión y Desabastecimiento.....	24
La actitud de Repsol ante los precios domésticos	26
La Segunda Etapa de la Estrategia Financiera de Repsol en YPF	36
La Profundización de la Estrategia de Segmentación de Mercado en un Contexto de Caída de la Producción por parte de YPF.....	39
La Estrategia Comercial de Repsol en YPF.....	42
Los Aspectos Técnicos de la Gestión de Repsol en YPF.....	44
Sección 3: El “Descubrimiento de Vaca Muerta”. La (Re)Venta de las Joyas de la Abuela.....	76
Estrategia de Repsol-YPF respecto de los recursos no convencionales.....	76
Breve Cronología de Vaca Muerta.....	78
Sección 4: Principales Conclusiones	84
Anexo 1: Clasificación de Situaciones Ambientales y grado de avance.....	86
Anexo 2: Fotografías Redes contra incendio.....	88

Introducción

El presente informe recopila los resultados de la investigación llevada a cabo desde el 16 de abril de 2012 hasta el 1 de junio de 2012 por el equipo de la Intervención de la empresa YPF, a cargo del Interventor el Arq. Julio De Vido y el Sub-Interventor, el Dr. Axel Kicillof. El propósito de este documento es aportar evidencia sobre la estrategia de depredación, desinversión y desabastecimiento del mercado interno que desplegó el grupo Repsol desde que tomó el control de YPF en el año 1999. Dicha estrategia quedó en evidencia a partir de 2003, cuando en Argentina, a través de la implementación del modelo de crecimiento con inclusión social, comenzaron a revertirse los efectos de las políticas neoliberales aplicadas durante las tres décadas precedentes.

Los hallazgos de esta investigación vienen a corroborar de manera palmaria los argumentos planteados en el mensaje que el Poder Ejecutivo Nacional enviara al Congreso de la Nación el día 16 de abril de 2012 acompañando el proyecto que luego sería promulgado como Ley N° 26.741. La intervención de la compañía permitió, por un lado, obtener información a la que no se hubiera tenido acceso de otro modo y, al mismo tiempo, encauzar las políticas de la compañía de acuerdo a las necesidades energéticas del país, poniendo fin a la estrategia depredatoria, de desinversión y desabastecimiento llevada a cabo por el anterior grupo de control, impidiendo además cualquier tipo de maniobra de su parte. En este informe se demuestra:

- a. Que el grupo Repsol utilizó a YPF para apalancar y financiar su estrategia de expansión a escala mundial, depredando los recursos hidrocarburíferos argentinos con una visión corto-placista que priorizó el giro de dividendos a su casa matriz por sobre las actividades de exploración y explotación propias de las mejores prácticas del negocio petrolero.
- b. Que esta estrategia se vio profundizada cuando a partir del año 2003 el país comenzó a recorrer un sendero de reindustrialización y crecimiento acelerado para el cual el petróleo volvió a ser un recurso estratégico esencial, y su precio, un elemento central para la economía, por tratarse de un resorte de la competitividad sistémica del país. La desvinculación de la evolución de los precios internos de los hidrocarburos de su paridad a nivel internacional llevó, bajo la conducción de Repsol, en un contexto de precios mundiales crecientes, al paulatino abandono de las actividades de exploración y explotación por parte de YPF.
- c. Que Repsol, poco después de la adquisición de YPF inició un proceso de sistemática desinversión en Argentina con el objetivo explícito de “bajar su exposición al riesgo en este país”. Sin embargo, por la confluencia de un ciclo alcista de los precios internacionales y la aparición de nuevas tecnologías, se tornó rentable la explotación de los llamados “recursos no convencionales” presentes en el yacimiento denominado “Vaca Muerta”. Ante este escenario, en lugar de apuntar a la mejora de su performance en términos de producción, el Grupo Repsol comenzó a “delinear” el yacimiento de Vaca Muerta, con el objetivo de cuantificar el potencial del yacimiento para

posteriormente desprenderse de él ya sea a través de la venta o la sub-concesión. Esta nueva estrategia por parte Repsol exacerbó la desinversión en materia de recursos convencionales,

puesto que los recursos financieros que se volcaron hacia el país estuvieron destinados en buena medida a examinar los recursos no convencionales que pretendían colocar a terceros.

De este modo, la estrategia que el Grupo Repsol utilizó en YPF puede sintetizarse a través de los siguientes ejes:

1. Reducción de las inversiones destinadas a ampliar la producción para enfocarse exclusivamente a la extracción de petróleo de los yacimientos ya descubiertos, lo que se reflejó en la sistemática declinación de la producción petrolera de la empresa.
2. Interrupción de todos los proyectos destinados a elevar la producción de gas debido que la rentabilidad era menor que la que obtenían en otros negocios internacionales.
3. Liquidación de las empresas y activos internacionales que YPF había adquirido en su desarrollo previo.
4. Delineación de Vaca Muerta no para invertir e incrementar la producción, sino para vender la empresa o asociarse con un tercero que aporte capital.
5. Obtención del mayor volumen de recursos de corto plazo para solventar la expansión mundial y la diversificación productiva del Grupo Repsol en detrimento de YPF y de las necesidades hidrocarburíferas del país.

Para demostrar los puntos antes expuestos, el presente informe se estructura de la siguiente manera. En la primera sección se caracteriza la estrategia internacional del grupo Repsol, de manera de contar con un marco integral para analizar su operatoria local en YPF. En la segunda sección se describen las políticas de depredación, desinversión y desabastecimiento que implementó el grupo Repsol durante su estadía en YPF. En la tercera sección se muestra la profundización de esta estrategia que ocurrió a partir de los cambios técnicos y los aumentos de precios que tornaron rentable la explotación de los recursos no convencionales existentes en la formación Vaca Muerta. La cuarta y última sección sintetiza las principales conclusiones del informe y presenta los principales objetivos y desafíos que deberá afrontar la nueva YPF con participación estatal mayoritaria.

Sección 1

El Rol de YPF en la Estrategia Internacional del Grupo Repsol

Nacimiento y evolución del Grupo Repsol

En 1981 se constituyó en España el Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH), cuyo objeto era centralizar la gestión de la actividad pública en materia de hidrocarburos. Posteriormente, en 1987, y en el marco del ingreso del país a la Comunidad Económica se creó la empresa Repsol, una sociedad anónima que respondía a la exigencia de terminar con el monopolio estatal sobre los hidrocarburos. Desde 1988 se inició un progresivo proceso de liberalización de la producción hidrocarburífera en España, proceso que se extendió hasta 1998 con la promulgación de la Ley N° 34/1998 de Hidrocarburos. En este período se desregularon las actividades de refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos.

Así, desde sus orígenes la actividad de Repsol englobó exploración, producción, transporte, y refinación de petróleo y gas, aunque se focalizó en la etapa de refinación. El Grupo se estructuró como el Holding Corporativo Repsol S.A. y 5 filiales, al igual que las grandes firmas internacionales: Exploración (antigua Hispanoil), Petróleo (antigua ENPETROL), Butano (antigua Butano S.A.), CAMPSA y Petronor. Repsol Química (Alcudia), al principio una filial de Repsol Petróleo que luego sería una filial más.

A pesar de la existencia de estas filiales, en su primera etapa Repsol estuvo orientada principalmente a la actividad de *downstream*, es decir de refinación, y sus productos se dirigían mayoritariamente al mercado español. Esta concentración en el mercado español se dio gracias a un elevado volumen de inversiones, como ser la adquisición de participaciones en otras empresas de refinación españolas y la compra de compañías petroquímicas. Asimismo, desde su constitución como grupo en 1987 y hasta 1998, Repsol ya había llevado a cabo contadas inversiones en reservas del Mar del Norte, Norte de África y Egipto para paulatinamente ampliar su actividad de exploración y producción.

La privatización de Repsol comenzó en 1989, con posterioridad a la salida a Bolsa de sus acciones y el proceso concluyó en 1997. En la primera etapa hizo su ingreso el grupo BBV, entregando a cambio acciones de Petronor y otras empresas, recibiendo a cambio el 4,2% del capital de Repsol. En el mismo año, se realizó la primera oferta de venta de acciones dirigida a inversores minoristas e institucionales. En 1989 ingresó Pemex, recibiendo el 2,9% de las acciones a cambio del 34,3% de las acciones que poseía esta última en Petronor. Finalmente, en ese mismo año se realizó la oferta pública de valores (OPV) abarcando acciones equivalentes al 26,4% del capital del Grupo. En marzo de 1993 se inició la segunda OPV destinada a inversores institucionales, quedándose el Estado con

aproximadamente el 40% de las acciones. En 1996, Repsol compró Astra Compañía Argentina de Petróleo, proceso que concluyó en 1997 con la quinta y última OPV.

Inmediatamente después de la finalización del proceso de privatización, en 1999, Repsol adquirió el 97,81% de la argentina YPF S.A. Esto implicó una inversión de 15.169 millones de dólares, aunque en rigor aplicó 13.158 millones de dólares para la adquisición de bonos de deuda reconocidos a un valor nominal de 15.169 millones. Con esta compra Repsol amplió su capital a 288 millones de acciones como parte del plan de refinanciación tras la adquisición de YPF. La compra de YPF S.A. convirtió a Repsol en una empresa multinacional y condujo al cambio de la denominación social por la de Repsol YPF S.A. Este hecho es el comienzo de una nueva estrategia de expansión internacional por parte de Repsol, principalmente en Latinoamérica, como ocurriera con numerosas empresas españolas en el mismo período. De hecho, en 1999 se transformó en la mayor empresa privada energética de España y Latinoamérica.

Como consecuencia de la adquisición de YPF, Repsol comenzó diversificar sus actividades al ingresar en la producción de gas y energía eléctrica, aprovechando las sinergias que YPF tenía en el sector energético. Antes de la compra de YPF, Repsol era una empresa con poca experiencia en explotación, exploración y desarrollo. Con la compra de YPF, el grupo también adquirió los activos que YPF le había comprado a su vez, entre otros, a Maxus Energy Co., posicionándose como un actor internacional de relevancia. Asimismo, los aproximadamente 13.000 millones de dólares que desembolsó Repsol por la compra de YPF fueron recuperados por el grupo en el corto plazo y, paralelamente, el giro de utilidades realizado por YPF S.A. entre 1999 y 2010, fue de un monto similar.

Internacionalización

Desde la creación del grupo Repsol, su objetivo fue el de competir internacionalmente, tomando como paradigma a las empresas multinacionales a las que consideraba como símbolo de competitividad en el sector petrolero. En esta línea, no sólo adoptó una estrategia de diversificación, sino que modificó su estructura organizativa emulando a las empresas multinacionales y buscó expandirse geográficamente.

Si bien Repsol ya había realizado inversiones moderadas fuera de España, la compra de YPF S. A. representó el primer paso para su expansión en Latinoamérica y en el mundo, dando inicio a una primera etapa de diversificación. Uno de los objetivos principales que se buscaban a través de la expansión geográfica era la modificación en la composición de las actividades de Repsol, lo que le permitió a la empresa aumentar sus actividades de exploración y producción. Luego, el objetivo viró hacia la diversificación de riesgos.

Esta estrategia se llevó a cabo en un marco donde las grandes empresas petroleras del mundo aplicaban criterios similares de internacionalización, en busca de la integración vertical extra-territorial y de sostener y ampliar mercados.

A comienzos del 2000, Repsol avanzaba en su proceso de internacionalización con la compra de Gas Natural SDG. En ese año, Repsol estableció acuerdos en Cuba, Chile, Argentina, Colombia y Venezuela. Adquirió el 45% de Lipigas, líder en el mercado chileno de GLP; y cerró acuerdos con British Petroleum (BP) para la compra de activos en Trinidad y Tobago. En diciembre de 2001, logró cerrar con Petrobras un intercambio de activos por el que recibió el 30% de la refinería REFAP y una red de 240 estaciones, convirtiéndose en la segunda petrolera integrada de Brasil. En septiembre, junto a SAMO S.R.L, se creó Repsol YPF Gas Bolivia. La compañía anunció nuevos descubrimientos en Libia, España, Argentina, Venezuela, Bolivia e Indonesia, y decidió desarrollar a través de Gas Natural SDG su negocio eléctrico, tanto la generación como la comercialización de electricidad.

En 2002 y 2003 el grupo Repsol comenzó una nueva etapa en su estrategia de diversificación y expansión mundial, puesto que redujo su participación en el subsector del gas (en 2002 Repsol YPF vendió el 23% de la participación accionaria que tenía en Gas Natural SDG, actualmente Gas Natural Fenosa), concentrándose en su negocio básico; a la vez que incrementó su diversificación geográfica, para disminuir y diversificar el riesgo país. En este sentido, señala la propia Repsol: “En el marco de un contexto mundial complicado con la grave crisis argentina y el estancamiento de la economía, Repsol se convierte en empresa privada líder en producción de hidrocarburos en Venezuela” y recibe la autorización de la National Oil Company (NOC) de Libia para desarrollar el bloque A de la Cuenca de Murzuq.

En el 2003 la Compañía triplicó su producción y reservas de hidrocarburos en Trinidad y Tobago tras incrementar del 10% al 13% su participación en las reservas de gas de BPTT, reforzó su presencia en Argelia y se convirtió en la primera compañía internacional que participó en el desarrollo y explotación de hidrocarburos en México, con un contrato para el bloque de gas Reynosa-Monterrey. En paralelo a este crecimiento de la capacidad de producción de hidrocarburos en el resto del mundo, los datos para Argentina mostraban en ese mismo año una reducción del 3,8% de la producción de petróleo por parte de Repsol YPF, tal como se detalla en la próxima sección.

Durante el 2005, Repsol incorpora nuevas áreas y negocios e intensifica su presencia en mercados con alta rentabilidad o proyección de futuro: Norte de África, Caribe, Norteamérica, Rusia y Asia Central, entre otros. En este sentido, compra tres campos de petróleo y uno de gas en Trinidad y Tobago; realiza una alianza con la compañía Gas Natural para el desarrollo de nuevos proyectos de gas natural licuado (GNL) en upstream, y constituye una sociedad mixta para el midstream, convirtiéndose en la tercera potencia mundial por volumen gestionado; y resulta ganadora de 16 áreas de exploración en aguas de Brasil, en las cuencas productivas: Campos, Espírito Santo y

Santos. Estos bloques se suman a los 8 que ya poseía en el país y se convierte en la segunda petrolera más importante de Brasil. A finales de año, suscribe un acuerdo para ejecutar una planta de regasificación en Canadá para suplir al mercado norteamericano.

En 2006 la compañía invierte en un proyecto integrado de gas en Perú LNG para abastecer la costa oeste de EE.UU. y México con la planta de licuación en Pampa Melchorita. Asimismo, compra un 10% de la West Siberian Resources para participar en proyectos rusos y firma con Gazprom un principio de acuerdo para desarrollar proyectos conjuntos en Europa, Latinoamérica, África y en la Federación Rusa. Adquiere un 28% de Shenzi (uno de los mayores campos en el Golfo de México estadounidense).

En 2007 Repsol inicia el desarrollo con la compañía National Oil Company de Libia (NOC) del megacampo I/R y firma un convenio de suministro de GNL con Manzanillo (México), abasteciendo a centrales eléctricas.

En 2008 Repsol vende las redes de estaciones de servicio que tenía en Ecuador y Brasil, así como la participación en la refinería Manguinhos, que se encuentra en este último país. En este mismo año también vende el 14,9% de su participada YPF al Grupo Petersen por USD 2.235 millones. Esta operación fue financiada principalmente por préstamos bancarios (Credit Suisse, Goldman Sachs, BNP e Itau) y del propio Repsol. La participación de este grupo en YPF continuó creciendo más adelante, a través de dos operaciones posteriores. Hacia finales de ese mismo año se produjo la segunda compra, por el 0,56% de las acciones de YPF y, finalmente, en mayo de 2011 adquirieron un 10% adicional, por un monto de 1.304 millones de dólares. Al igual que en el caso de la primera operación, esta compra estuvo financiada por préstamos bancarios y por Repsol.

Asimismo, en 2008 Repsol firma junto a NOC un nuevo acuerdo de ampliación de sus contratos de exploración y producción en ese país hasta 2032. El mismo asegura a Repsol la explotación de los cuantiosos recursos descubiertos en ambos bloques.

En 2009 Repsol realiza una campaña exploratoria a nivel internacional, con 15 importantes hallazgos en Argelia, en la cuenca brasileña de Santos, Marruecos, en el Golfo de México, y en Venezuela. El año siguiente, celebra un acuerdo con la compañía china Sinopec para el desarrollo conjunto de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas de Brasil¹. En Argentina, uno de los nuevos vectores de actuación se relaciona con los recursos no convencionales (tight y shale), aspecto que se desarrolla en extenso en la sección 3.

A contramano de esta expansión mundial, en 2009 la dinámica de Repsol en YPF muestra una desinversión de 4,2% del capital en varias operaciones enmarcadas en una “política de desinversión parcial en la compañía para reequilibrar la cartera de activos de Repsol”. Como

¹ En diciembre de 2010, Repsol Brasil realizó una ampliación de capital para dar entrada como socio a Sinopec, creando una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica, con un valor de 17.777 millones de dólares, en la que Repsol posee un 60% del capital y Sinopec, el 40% restante.

continuación de esta estrategia, ya en 2011 se acuerda la venta de un 3,8% adicional y el lanzamiento de una OPV de hasta un 7,1% del capital de YPF.

Evolución de la composición accionaria

Finalizado el proceso de privatización Repsol quedó constituida por un grupo estable de accionistas. De hecho, a fines de 2005, el mismo estaba compuesto por²: La Caixa (14,1%) por medio de Caixa Holding; Pemex (4,9%) a través de su filial Repcon Lux; Sacyr Vallehermoso 20%; y Mutua Madrileña 2%. El resto de capital se distribuía entre accionistas españoles con un 28,7% (18,6 % institucional y 10,1% minorista) y accionistas extranjeros un 30,3% (Estados Unidos 13,6% y resto del mundo 16,7%)³.

Participaciones significativas en el capital social de Repsol, años seleccionados, en porcentajes

Año	2000	2005	2006	Año	2007	2011
Caixa	10,03%	9,10%	9,10%	Sacyr Vallehermosos SA	20,01%	10,01%
BBVA	9,78%	5,47%		Criteria Caixa Corp	14,29%	12,84% (1)
Repinves	5,94%	5,02%	5,02%	PeMex	4,90%	9,49%
Pemex	5%	4,81%	4,83%	Chase Nominees Ltd	9,83%	
Sacyr			20,01%	Axa SA	4,21%	
Free float	69,25%	75,60%	61,04%	Free float	46,76%	67,66%

(1) corresponde a la Caixa Bank. Fuente: Balance Repsol 2000, 2005-2007 y 2011

Cabe destacar que la principal proporción de la composición accionaria corresponde a *free float*. El 68% del *free float* en 2011 estaba compuesto por el Resto Institucional España 9,9%; Institucional Extranjero 42%; Minoritarios España 10,8%; y Autocartera 5%. Así, se observa la importancia de los capitales extranjeros en la composición accionaria de la firma.

² Datos del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol.

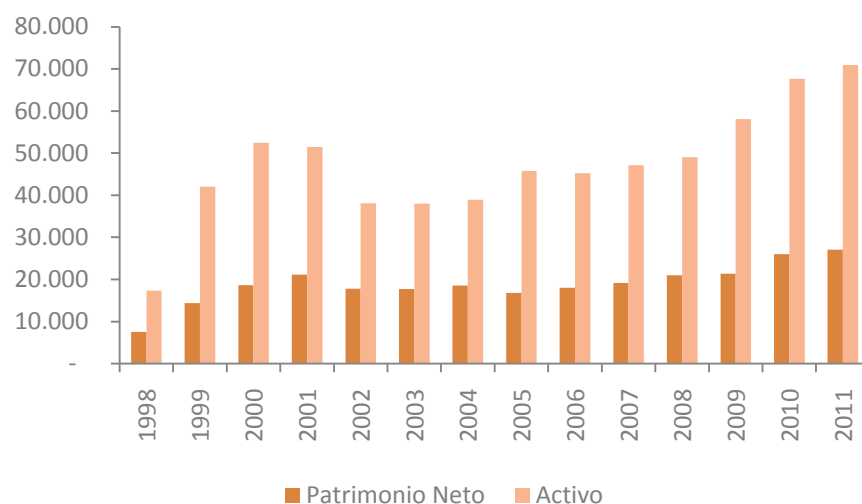
³ Bosch Badía, María Teresa, 2008, "Repsol: de empresa pública a multinacional del petróleo", Tribuna de Economía, ICE

Análisis de las rentabilidades del Grupo Repsol e YPF S. A.

Evolución del patrimonio y activos del Grupo Repsol

Con la compra de YPF en el año 1999, el activo del Grupo Repsol aumentó en un 242% con respecto al año anterior. En los siguientes 12 años (1999-2011) el aumento del activo fue de 169% y del patrimonio neto de 216%.

Evolución patrimonial del Grupo Repsol, años 1998-2011, en millones de euros



Fuente: Elaboración propia en base a Balances Consolidados de Repsol YPF S.A.

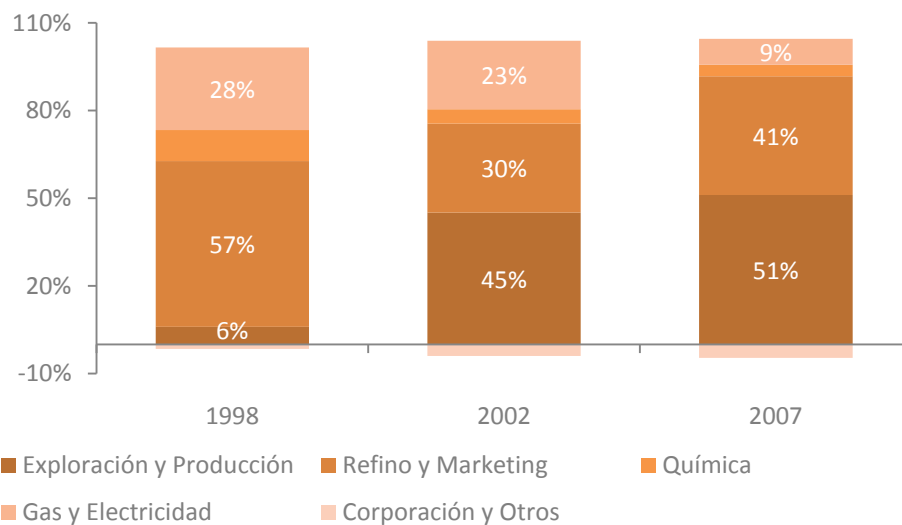
Participación en la rentabilidad de las distintas unidades de negocios en el Grupo Repsol

En 1998 el segmento exploración y producción de hidrocarburos sólo constituía el 6% de los ingresos operativos netos de Repsol (92,6 millones de euros), muy por detrás de los obtenidos por este mismo concepto en 1999 (1.186 millones de euros, +1181% i.a.) momento en que incorpora YPF al patrimonio del grupo. Sólo en el segundo semestre del año 1999 YPF aportó a esta área de negocios 866 millones de euros. En aquél momento, el 85% del resultado operativo del Grupo español estaba constituido por las actividades de Refinería y Marketing, a lo que se le sumaba Gas y Electricidad.

Ya en 2007, la estructura de los negocios de Repsol se había modificado por completo, siendo el peso relativo de la actividad de producción y exploración de hidrocarburos más del 50% de la rentabilidad operativa.

Peso relativo de las unidades de negocios en los resultados operativos, 1998-2002-2007, en porcentajes

Peso relativo de las unidades de negocios en los resultados operativos, 1998-2002-2007, en porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a Informes Anuales Consolidados del Grupo Repsol

Durante 2011 las operaciones de la empresa YPF S.A. representaron el 26% del resultado operativo obtenido por el total del grupo en ese año, sólo superado por el segmento *upstream* del resto del mundo, conformado por la actividad de exploración y producción de hidrocarburos en 28 países. Por otro lado, en el período 2008-2011 el promedio de participación de la empresa con base de operaciones en Argentina significó el 25% del resultado operativo total, sólo superado por el promedio del segmento *upstream* en el resto del mundo.

Desde enero de 2008 se presenta una nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, en la que se informa de manera independiente las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF S.A. en Argentina y sus filiales. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina, aunque en la actualidad mantiene las siguientes empresas vinculadas:

Empresas controladas y participadas de YPF S.A., 2011, en millones de pesos y porcentajes

	Denominación y Emisor	Cantidad	Actividad Principal	Resultado (millones de \$)	Patrimonio Neto (millones de \$)	Participación sobre capital social
Controladas	YPF International S.A.	2.512.290	Inversión	-	333	99,99%
	YPF Holdings Inc.	810.614	Inversión y financiera	-361	-482	100,00%
	Operadora de Estaciones de Servicios S. A.	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicios de propiedad de YPF S.A.	148	336	99,99%
	A-Evangelista S.A.	8.683.698	Servicios de ingeniería y construcción	40	243	99,91%
Control conjunto	Compañía Mega S.A.	77.292.000	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	180	627	38,00%
	Profertil S.A.	391.291.320	Producción y venta de fertilizantes	807	1201	50,00%
	Refinería del Norte S.A.	45.803.655	Refinación	187	586	50,00%
Influencia significativa	Oleoductos del Valle S.A.	4.072.749	Transporte de petróleo por ducto	-28	254	37,00%
	Terminales Marítimas Patagónicas	476.034	Almacenamiento y despacho de petróleo	-1	148	33,15%
	Oil tanking Ebytem S.A.	351.167	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	28	116	30,00%
	Gasoducto del Pacífico (Argentina)	15.579.578	Transporte de gas por ducto	-6	86	10,00%
	Central Dock Sud S.A.	2.822.342.992	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	70	226	9,98%
	Inversora Dock Sud S.A.	103.501.823	Inversión y financiera	57	254	42,86%
	Pluspetrol Energy S.A.	30.006.540	Exploración y explotación de hidrocarburos y generación, producción y comercialización de energía eléctrica	23	568	45,00%
	Oleoducto Trasandino (Argentina)	27.018.720	Transporte de petróleo por ducto	-3	36	36,00%
Otras sociedades	Diversas*					

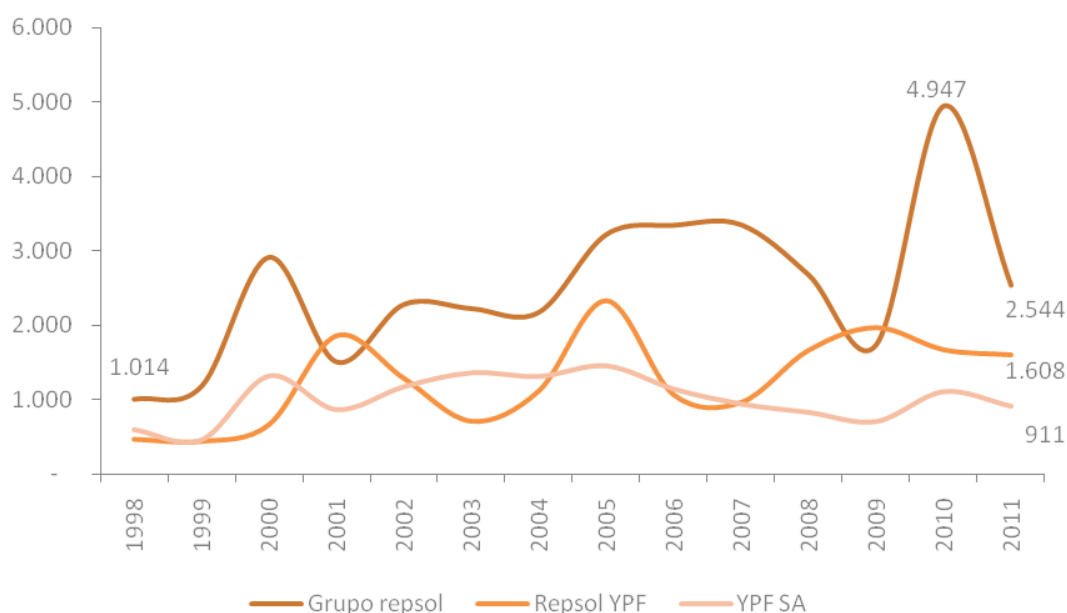
*YPF Inversora Energética S.A., A-Evangelista Construções e Serviços Ltda., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., A&C Pipeline Holding Company, Poligás Luján S.A.C.I., Oleoducto Transandino (Chile) S.A., YPF Services USA Corp, Bizoy S.A., Civeny S.A., Bioceres S.A., Energía Andina S.A., Compañía Minera Argentina S.A., YPF Perú S.A.C. e YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo Ltd.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Balance de YPF SA 2011

Evolución de los resultados netos del Grupo Repsol, su principal empresa Repsol YPF S.A. e YPF S.A.

En esta sección se muestra la relación entre la Rentabilidad Neta del Grupo Repsol, su controlada Repsol YPF S.A. y de YPF S.A. con base de operaciones en Argentina. Como se muestra en el gráfico que sigue, la rentabilidad neta del grupo Repsol fue creciendo año a año, desde 1.014 millones de euros en 1998, pasando por un máximo de 4.997 millones de euros en 2010 para finalizar el año 2011 con una ganancia neta de 2.544 millones de euros.

**Evolución de las rentabilidades netas del Grupo Repsol,
Repsol YPF S. A e YPF S. A, 1998-2011, en millones de euros***

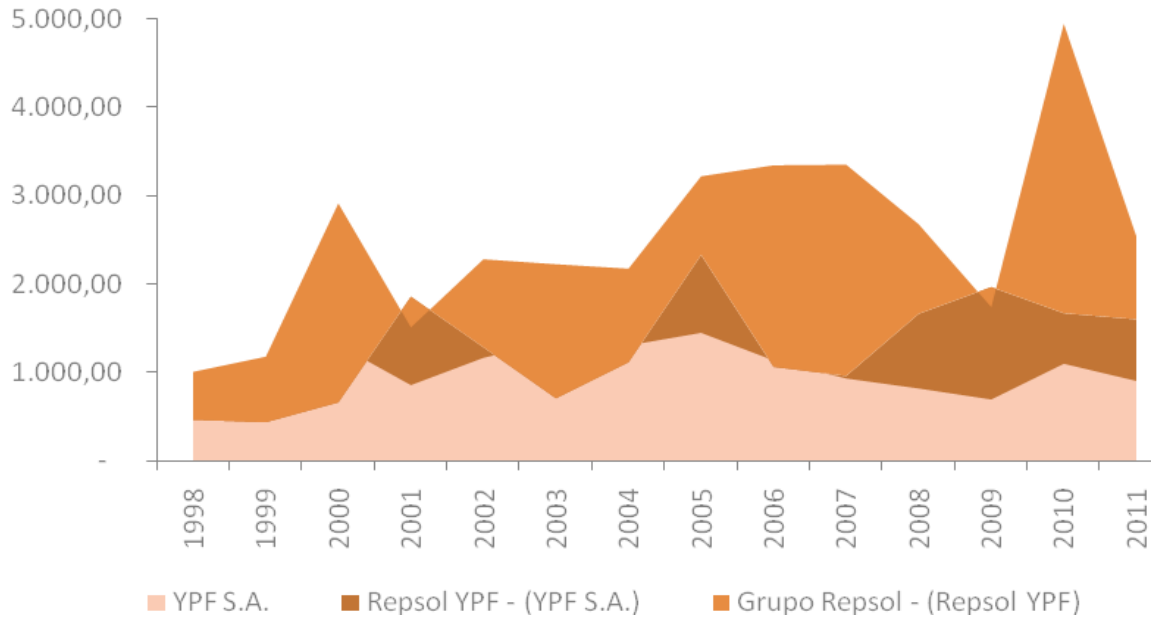


Fuente: Elaboración propia en base a Balances Individuales y Consolidados de Repsol YPF S.A. e YPF S.A.

*Para pasar los valores de YPF S.A. de pesos a euros se utilizó la cotización del Tipo de Cambio \$/€ promedio del año.

Cuando se descuenta del resultado neto del balance consolidado del Grupo Repsol la ganancia obtenida por Repsol YPF S.A. y a ésta, la obtenida por YPF S.A., se observa que buena parte de la ganancia final del grupo proviene de los resultados de la empresa con base de operaciones en Argentina (y controladas) y en ciertos años constituye una porción significativa de la ganancia total.

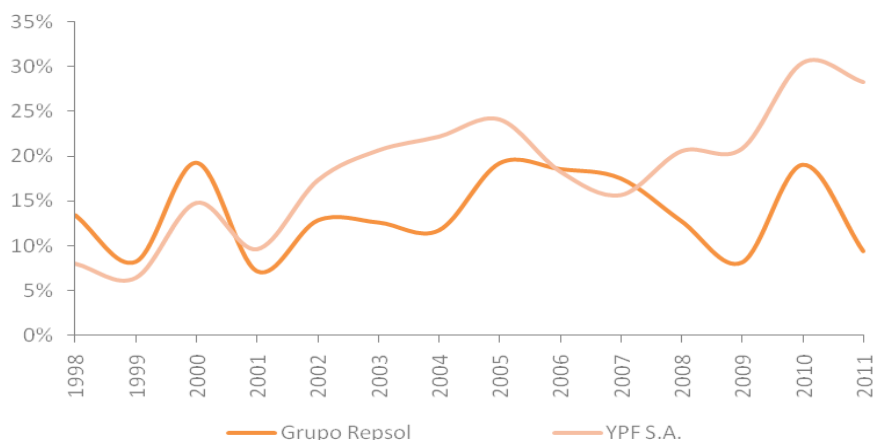
Aporte de YPF S.A. a las rentabilidades netas del Grupo Repsol, 1998-2011, en millones de euros



Fuente: Elaboración propia en base a Balances Individuales y Consolidados de Repsol YPF S.A. e YPF S.A.

Considerando el ratio ROE, que relaciona la ganancia del ejercicio en función del patrimonio neto de la empresa, se observa que desde 1998 hasta 2001 el grupo Repsol mantenía un ratio superior al de su filial local, por el contrario, a partir de ese año YPF S.A. supera el margen de ganancia. Esto implica que el crecimiento de la ganancia en Argentina respecto del incremento del capital fue superior que el comportamiento de estos en Repsol.

Ratio ROE (Rent. Neta/PN) de Grupo Repsol e YPF S.A., 1998-2011, en porcentajes



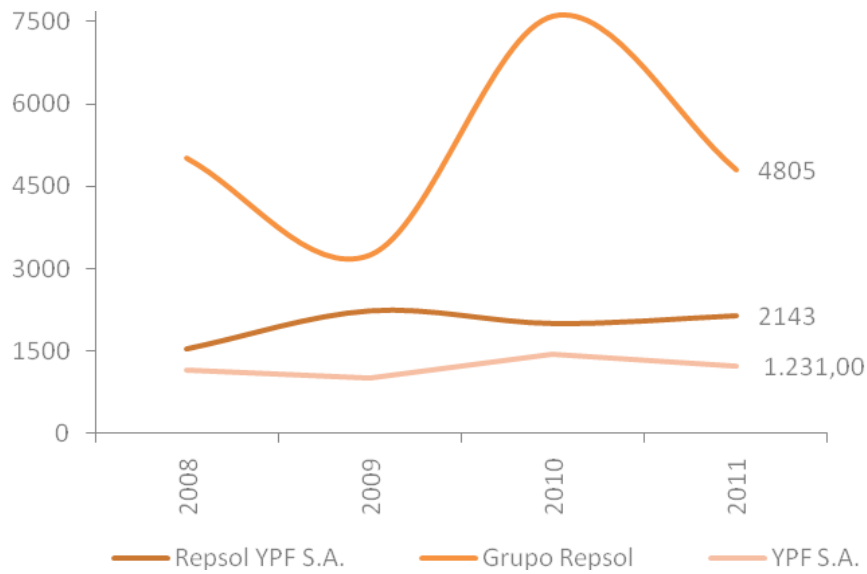
Fuente: Elaboración propia en base a Balances Individuales y Consolidados de Repsol YPF S.A. e YPF S.A.

Esto significa que mientras el patrimonio se mantuvo estable, e incluso disminuyó en los últimos años como consecuencia de la política de desinversión, las ganancias siguieron una tendencia creciente. En forma inversa, el patrimonio del grupo Repsol creció exponencialmente y mantuvo las ganancias en un nivel estable.

Evolución de los resultados operativos de YPF S.A. y Grupo Repsol

Durante los últimos años tanto las rentabilidades operativas de Repsol YPF S.A. como de YPF S.A., se mantuvieron relativamente estables en un rango de 1.500 a 2.100 millones de euros, y 1.300 y 1.800 millones de euros respectivamente. No así las del grupo Repsol que presenta mayor variabilidad, como por ejemplo entre 2009 y 2010 cuando más que duplicó sus ganancias operativas.

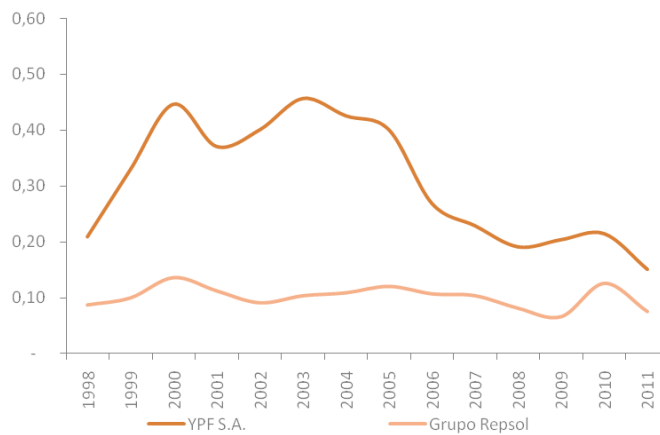
Evolución de los resultados operativos del Grupo Repsol, Repsol YPF S. A e YPF S. A, 2008-2011 en millones de euros



Fuente: Elaboración propia en base a Balances Individuales y Consolidados de Repsol YPF S.A. e YPF S.A

Queda así expuesta la elevada la participación del resultado operativo sobre el ingreso por ventas de la empresa YPF S.A., respecto del mismo indicador del Grupo Repsol consolidado.

Rentabilidad operativa / ingresos de explotación del Grupo Repsol e YPF S.A, 1998-2011, en porcentajes



Fuente: Elaboración propia en base a Balances Individuales y Consolidados de Repsol YPF S.A. e YPF S.A.

El Vaciamiento de YPF por parte del Grupo Repsol

Haciendo un poco de historia, resulta importante recordar que en 1993 las acciones de YPF S.A. estaban en manos de un grupo heterogéneo de accionistas: un 20% en manos del Gobierno Federal, un 11% en manos de las Provincias productoras de hidrocarburos, un 10% en manos de los empleados y el 59% restante en manos de inversores privados. El manejo de la empresa estaba en manos privadas, pero el Estado Nacional además de participación en el directorio, conservaba la Acción de Oro para las decisiones más importantes de la compañía. El objetivo primordial era profesionalizar la empresa, aumentar su producción y ampliar su horizonte de reservas.

Asimismo, para el año 1993 YPF desarrollaba sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos casi con exclusividad en la República Argentina, con la excepción de Bloque 14 en el Ecuador, producto de una licitación iniciada por el gobierno de dicho país en 1987 y de la cual resultaron adjudicatarias de dicho bloque YPF, ELF (compañía Francesa) y Braspetro (empresa internacional subsidiaria de Petrobras). Pero luego de la privatización de YPF, la necesidad de internacionalizar la empresa no solo para ampliar los horizontes de la Argentina en la búsqueda de hidrocarburos, sino también para permitir que sus empleados tuvieran mayor experiencia en distintos tipos de yacimientos y acceso a nuevas tecnologías, se tradujo en un crecimiento sostenido de la empresa tanto en Argentina como en el resto del mundo.

Es así que en el año 1994 se crea YPF E&P Overseas con el objetivo de asociarse en Bolivia con YPFB en los bloques Montero, Charagua y Securé. En el año 1995, YPF decide adquirir por USD 740 millones las acciones de la empresa Maxus Energy Corporation con sede en Dallas, USA. Maxus era una de las mayores compañías petroleras privadas (que no cotizaban en bolsa) en aquella época y poseía operaciones y activos en Estados Unidos, Indonesia, Venezuela, Ecuador, Colombia y Bolivia. El objetivo tras la compra de esta compañía era, además de hacerse con sus activos, incorporar personal con experiencia en operaciones *offshore* y tener acceso al mercado de los Estados Unidos, principal consumidor de hidrocarburos en el mundo.

En el año 1996, Bolivia inicia el proceso de capitalización de YPFB, a través de la privatización de la Empresa Petrolera ANDINA SAM y la Empresa Petrolera CHACO. YPF junto con Perez Companc y Pluspetrol adquieren el 50% de las acciones de ANDINA y con ello participan en el descubrimiento y desarrollo de algunos de los más grandes yacimientos productores de gas en Bolivia, ubicados en los bloques San Alberto y San Antonio que hoy, paradójicamente, abastecen de gas a la Argentina y Brasil.

En el año 1997, YPF junto a Maxus adquieren un 35% de participación en el Bloque 16 en Ecuador y 30% en el bloque Monteagudo en Bolivia, ambos bloques son operados por YPF.

En Indonesia, YPF a través de Maxus e YPF internacional se asocia a Pertamina, la empresa estatal de petróleo de aquel país y para el año 1998 tiene participación en al menos 5 bloques offshore en dicho país y opera varios de esos bloques.

En Venezuela, a través de la adquisición de Maxus, YPF tiene participación en los bloques Quiriquire y Guarapiche.

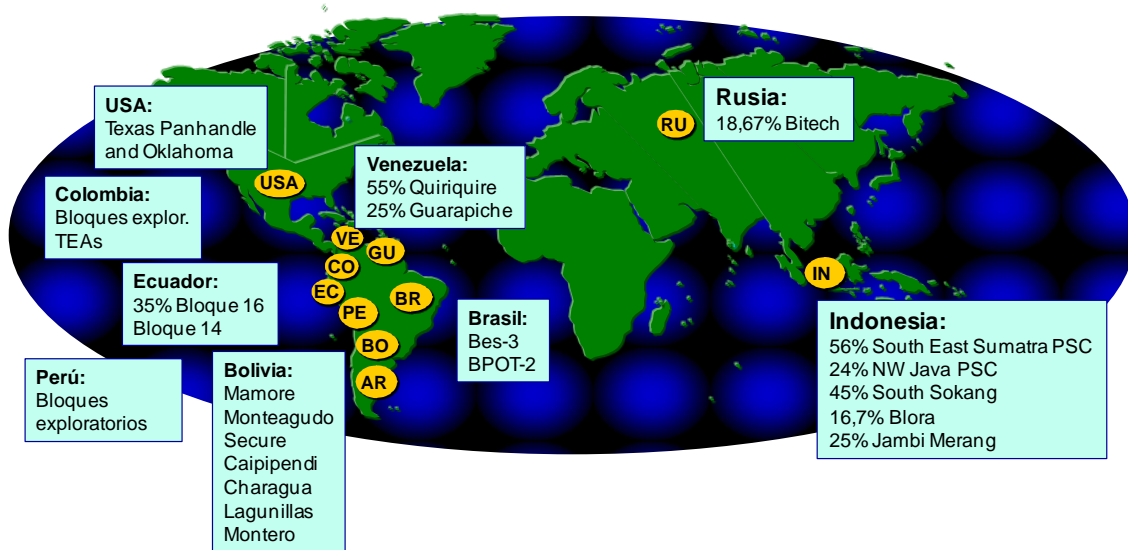
En Brasil, YPF decide participar activamente en el proceso de apertura de la industria de hidrocarburos y como parte de su alianza estratégica con Petrobras, se asocia con dicha empresa y se convierte en la primera empresa en firmar un contrato de exploración y producción en conjunto con Petrobras. YPF se convierte en operador del contrato BES-3 (offshore) y junto con Santa Fe Energy adquieren participación en los bloques Carauna y BPOT-2 en la cuenca Rio Grande del Norte. El objetivo de la empresa era posicionarse en Brasil para la nueva ronda de licitación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos lanzaría durante 1999.

En el año 1998 YPF entró en una alianza estratégica con Bitech Petroleum Corporation, para desarrollar activos de petróleo y gas en Rusia, a través de la adquisición del 18,67% de las acciones de dicha empresa.

Además de los países antes mencionados, para el año 1999 YPF Internacional tenía operaciones en Guyana, Malasia, Colombia, Perú y en el Golfo de Mexico (USA).

Producto de esta estrategia, en el año 1999 la producción internacional de YPF era superior a los 85.000 barriles por día de petróleo, cerca de 200 millones de pies cúbicos de gas natural y las reservas internacionales de YPF superiores a los 400 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Mapa con los activos internacionales de YPF S.A a 1999.



En lo que respecta al área de downstream, adicionalmente al desarrollo y presencia en el mercado nacional de refinación, lubricantes y estaciones de servicios, a partir de 1995 YPF inició un proceso de internacionalización de ese segmento del negocio. El negocio del trading de petróleo y combustibles incluía además de los países vecinos, a Estados Unidos y a países del Oeste de África.

YPF comenzó a vender combustibles refinados a los Estados Unidos agregando el proceso de industrialización del petróleo y con ello ampliando los márgenes de ganancia para la empresa.

En 1995 en Chile, YPF adquirió una cadena de estaciones de servicios que participaba de casi un 6% del mercado.

En Perú en 1996 adquirió, en conjunto con otras compañías, un porcentaje de la refinería La Pampilla, la cual procesaba más de 33 millones de barriles anuales y tenía más del 55% del procesamiento de petróleo del Perú. En 1998 YPF poseía 57 estaciones de servicio con el nombre de YPF.

Desde 1997, YPF empezó a operar en Brasil a través de la distribución de combustibles, lubricantes y productos petroquímicos exportados de Argentina. Asimismo en 1997 y como parte de la alianza estratégica con Petrobras se abrieron en conjunto 2 estaciones de servicio, una en Río de Janeiro bajo la marca YPF y otra en Zarate, Argentina bajo la marca Petrobras. Este acuerdo fue el primero en su tipo que firmara Petrobras con cualquier compañía en el mundo. A su vez, en 1998 YPF adquirió el 29% de participación en la Refinería de Mangueiros, la cual a su vez controlaba 82 bocas de expendio.

En Diciembre de 1998 YPF adquirió el 51% de Global Petroleum Corp. una compañía norteamericana de importación de productos refinados de petróleo para todo Estados Unidos, con 41 terminales y capacidad de abastecimiento de combustibles en 9 estados de dicho país. Esta adquisición fue parte de la estrategia de asegurar mercados para los productos refinados argentinos.

En síntesis, para fines de 1998 y previo a la adquisición de Repsol, YPF poseía alrededor de 1.800 empleados afuera de Argentina, repartidos en las distintas operaciones de upstream y downstream en todo el mundo. YPF era considerada una empresa con un presente y futuro brillante (12va compañía petrolera cotizante en bolsa según la cantidad reservas), posicionándose en los principales países productores de petróleo en Latinoamérica y sentando las bases para el crecimiento en países como Estados Unidos, Rusia e Indonesia. YPF tenía presencia en 12 países, en tres continentes y había pasado de ser una compañía exclusivamente Argentina a una compañía Internacional. Esta expansión se había dado sólo en poco más de 4 años y a pesar que los precios de petróleo en ese momento se encontraban por debajo de los USD 20 por barril.

Sin embargo, a partir del año 1999 con la adquisición de YPF por parte de Repsol esta situación se revirtió dramáticamente.

En los primeros años tras la adquisición de YPF por parte de Repsol, la necesidad de contar con liquidez que le permitiera afrontar la deuda en la que incurrió para adquirir YPF se tradujo en un proceso de desinversión y venta de algunos activos a terceras compañías, principalmente los activos de Crescendo en el Texas' Panhandle e Indonesia. En esos años el precio del petróleo era inferior a los USD 20 por barril, y estos activos podrían considerarse como los de más fácil venta o liquidez ya que se encontraban en producción y se ubicaban en dos de las zonas más atractivas por

posición geográfica y potencial geológico a nivel mundial. Con dichas ventas YPF perdió dos de los objetivos planteados en su estrategia de internacionalización previa: el acceso al mercado norteamericano y la experiencia *offshore* con los activos de Indonesia.

A partir del año 2000, Repsol inició un proceso de transferencia del resto de los activos internacionales que estaban en cabeza de YPF o de alguna de sus subsidiarias a favor de Repsol, perdiendo YPF el gerenciamiento de los mismos casi inmediatamente luego de la compra de Repsol.

Todos los activos de E&P que se indican en la Figura 1 y que YPF tenía al año 1999 fueron transferidos en los primeros 4 años y no pertenecen más al dominio de YPF. A continuación se incluye un cuadro con el detalle del proceso de transferencia de activos, tanto nacionales como internacionales de YPF a favor de Repsol y otras empresas:

Proceso de venta y salida de activos de YPF (Valores en Millones de Dólares)				
Año	Reestructuración de YPF	MU\$	Destino	Tipo
1999	Se vende todo Crescendo (Texas Panhandle) a Apache	624	terceros	E&P
1999	Se vende a Repsol la participación en YPF PERU y REFINADORES DEL PERU	75	REPSOL	DOWN
2001	Se vende YPF Brasil S.A. A Repsol YPF	140	REPSOL	E&P/DOWN
2001	YPF Internacional vende a Repsol YPF Ecuador su participación en Ecuador	307	REPSOL	E&P
2001	YPF S.A. Vende su participación en Ecuador a Repsol YPF Ecuador por	6	REPSOL	E&P
2001	YPF vende a terceros 36% del Oleoducto Trasandino	66	Terceros	DOWN
2001	Acuerdo con Pecom por el cual se adquirió 20,25% en Andina + un 50% de participación en Manantiales Behr y Restinga Ali y se vendió 30% de Santa Cruz I, 62,2% de Santa Cruz II y otros activos menores	435	Terceros	E&P
2001	YPF vendió su participación en Electricidad Argentina S.A. a EDF Intern.	195	Terceros	Otros
2001	YPF Internacional vende a Repsol Exploración el 100% de Repsol YPF Venezuela S.A.	26	REPSOL	E&P
2001	YPF Internacional vende a Repsol Exploración el 100% de Maxus Venezuela y Maxus Guarapiche	47	REPSOL	E&P
2001	YPF vendió su participación en Astra Prod Petrolera (Venezuela) a Repsol Exploración Venezuela	3	REPSOL	E&P
2001	YPF Internacional vendió su participación en Beitech Petroleum Corp a Lukoil Overseas Canada	11	terceros	E&P
2001	YPF vende su participación del 85% en Repsol Gas S.A., acciones resultantes de la fusión entre YPF Gas y Repsol Gas	118	REPSOL	OTRO
2002	YPF vende su participación en YPF Chile a Repsol YPF	104	REPSOL	DOWN
2002	YPF Internacional vende YPF Blora , YPF Maxus Southeast Sumatra, YPF Java Baratlaut, YPF Madura Barat, YPF Poleng y PT IIAPCO Servicios	174	REPSOL	E&P
2002	YPF vende su participación en YPF gas a Repsol Butano	45	REPSOL	DOWN
2002	YPF vendió todos sus activos en Bolivia (Andina y Maxus Bolivia) a Repsol YPF Santa Cruz	883	REPSOL	E&P
2004	YPF vendió su participación en Global (todo el grupo de Compañías)	43	Terceros	DOWN
2004	YPF vendió YPF Indonesia Ltd (vende todas las operaciones en ese país)	41	Terceros	E&P
2005	YPF vendió su participación en PBB Polisur	97,5	Terceros	DOWN
2005	YPF vendió su participación en Petroken	58	Terceros	DOWN
TOTALES DE VENTAS SIN INCLUIR INTERCAMBIO PECOM		3063,5		

Nota: Datos extraídos del 20F de YPF S.A. 1999 en adelante.

Como se pudo observar en el cuadro anterior, Repsol inició un masivo proceso de transferencia de activos desde YPF hacia las empresas afiliadas del grupo español y/o en algunos casos decidió vender a terceros dichos activos. La transferencia de activos por un valor aproximado de USD 3.000 millones si bien ingresaron a la contabilidad de YPF, luego fueron girados a Repsol como dividendos extraordinarios. Es decir, que Repsol no sólo aprovechó su posición en YPF para quedarse con activos estratégicos sino que, además, los fondos que ingresaron producto de estas ventas también terminaron en manos del grupo. Las transferencias de reservas probadas de petróleo y gas se muestran a continuación junto con los valores relativos pagados por barril de petróleo equivalente a efectos de su comparación. El análisis de la información contenida en este cuadro, junto con el mapa presentado previamente, permiten demostrar la significativa descapitalización que sufrió YPF al perder activos estratégicos, proceso que se tradujo en una sensible reducción en el nivel de reservas y de la producción.

Así, el accionar de Repsol, ya sea vinculado a la transferencia de reservas de hidrocarburos a compañías afiliadas o por la falta de inversión en la Argentina, produjo una caída estrepitosa de las reservas totales de la compañía.

Reservas Internacionales de YPF vendidas o transferidas a Repsol

Año	País	MUSD	Reservas PD + PND MBOE	Valor/Boe
1999	USA	624	133	4,69
2001	ECUADOR	313	99	3,16
2001	VENEZUELA	73	117,3	0,62
2002	INDONESIA	174	234	0,74
2002	BOLIVIA	883	548	1,61
2004	INDONESIA	41	9,1	4,51
TOTAL		2108	1140,4	

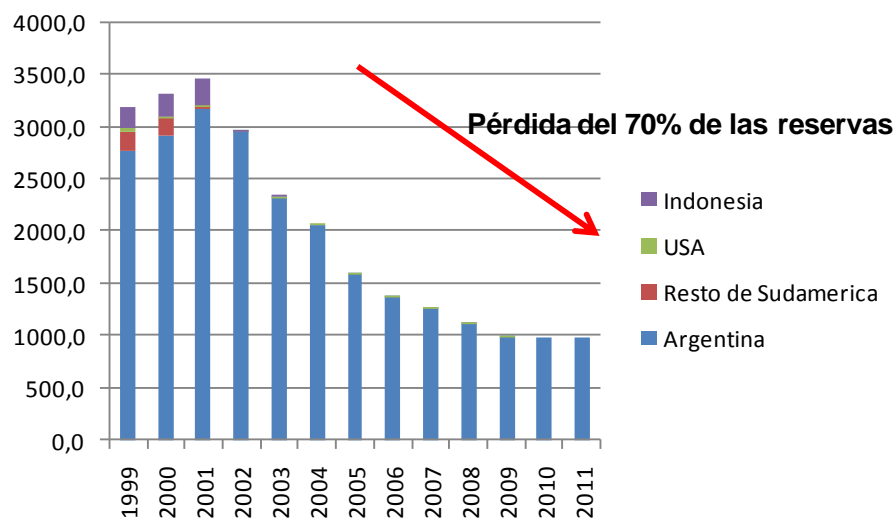
Evolución de las Reservas netas de YPF, en barriles equivalentes de petróleo

AÑO	Argentina	Resto de Sudamerica	USA	Indonesia	WorldWide
1999	2768,5	191,8	41,7	191,3	3193,3
2000	2931,5	180,1	1	206	3318,6
2001	3171,1	40,5	1	252,3	3464,9
2002	2969,3		0,9	14,9	2985,1
2003	2336,8		0,8	13,4	2351
2004	2067,4		7,8		2075,2
2005	1603,6		7,7		1611,3
2006	1387,8		7,6		1395,4
2007	1276,3		6,9		1283,2
2008	1131		2		1133
2009	1012		1		1013
2010	992		0		992
2011	977,6		0		977,6

Nota: Valores correspondientes al 20F de YPF con el Restatement de 2005 .

Estos valores se aprecian de mejor manera en el siguiente gráfico que demuestra la caída en más de un 70% las reservas probadas certificadas de petróleo y gas natural que YPF poseía antes de ser adquirida por Repsol vs el año 2011.

Evolución de las Reservas Totales



Nota: Valores correspondientes al 20F de YPF con el Restatement de 2005.

Un Caso Paradigmático: Los Pasivos de Maxus Energy

Luego de la transferencia masiva de activos llevada a cabo entre 1999 y 2005, YPF perdió casi la totalidad de los activos que Maxus Energy tenía al momento de su adquisición por parte de YPF, sin embargo al 31/12/2011 YPF Holdings Inc. retiene pasivos que Maxus tenía por USD 221 millones, de los cuales USD 155 millones corresponden a pasivos ambientales de corto y largo plazo, el resto son deudas vinculadas a los planes de pensión. En el año 2005, el Departamento de Protección Ambiental de New Jersey inició un juicio ante el “Superior Court of New Jersey Law Division, Essex County” por el pasivo ambiental del “Lister Site” contra:

- Occidental Chemical Corporation,
- Tierra Solutions, Inc.,
- Maxus Energy Corporation,
- Repsol
- YPF
- YPF Holdings, Inc.
- CLH Holdings

Los argumentos del Estado de New Jersey contra Repsol e YPF son:

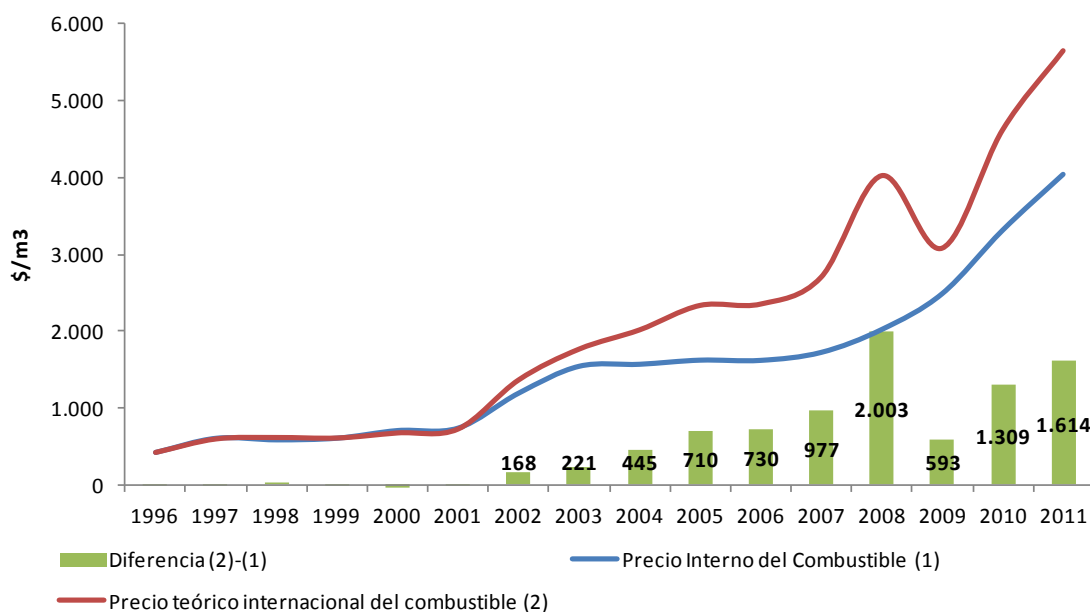
1. Transferencia fraudulenta de activos: Sostiene la actora que Repsol e YPF trabajaron para abandonar las responsabilidades ambientales al tiempo que sistemáticamente quitaron a Maxus y Tierra los activos y su habilidad para satisfacer sus obligaciones en New Jersey. Asimismo, sostiene que no se pagó un valor razonable de mercado por los activos transferidos.
2. Teoría del Alter Ego: Sostiene la actora que Repsol e YPF abusaron de las formas corporativas y que todas las compañías (Maxus/Repsol/YPF) operaron como una única unidad económica. Sorprendentemente, el mismo diagnóstico que se presenta en este informe.

Sección 2

Las Políticas de Repsol en YPF. Depredación, Desinversión y Desabastecimiento.

Buena parte del extraordinario desempeño macroeconómico que exhibió el país entre los años 2003 y 2011 fue el resultado de una política que permitió aislar parcialmente a la economía local de la amplia volatilidad de los precios internacionales de las *commodities*, tanto en lo que respecta a los alimentos como a los combustibles. De hecho, cuando se compara la evolución del precio local de los combustibles con el que hubiera surgido de la paridad internacional, se observa que las políticas de retenciones a las exportaciones acompañada por la administración de los precios locales permitieron aislar a Argentina del ciclo alcista que experimentaron los combustibles, ciclo que estuvo principalmente alimentado por la presencia de capitales especulativos que comenzaron a ver en esos recursos estratégicos una alternativa ante el desplome de otras opciones de inversión de corto plazo en el marco de la virulenta crisis financiera internacional.

Evolución de los precios internos e internacionales de los combustibles



(1) Precio promedio de naftas y gasoil de la empresa YPF ponderados segundo porcentajes de refinación. Fuente: Secretaría de Energía, Resolución SE No. 1104.

(2) Margen bruto real promedio del sector (incluyendo impuestos, refinación y comercialización) aplicado al precio histórico local del petróleo.

Tal como se observa en el gráfico anterior, la desvinculación del precio local del combustible de su paridad internacional permitió que los consumidores locales (tanto familias como empresas) pagaran por el combustible en el mercado interno, en años de fuertes variaciones de los precios internacionales como por ejemplo 2008, casi a la mitad de lo que hubiera resultado de una paridad con el precio mundial. Es decir, por ejemplo en 2008 mientras que el costo promedio de naftas y gasoil en ausencia de una política de administración de precios hubiera sido de \$ 4.029 por m³, en el mercado interno ese precio fue de sólo \$ 2.026 por m³.

La política de administración de los precios internos se deriva naturalmente de la comprensión del hecho de que el combustible es un factor determinante para el desarrollo de las distintas actividades económicas, ya que es un insumo de uso difundido en la estructura productiva del país, es decir, que participa como un costo directo en una enorme variedad de procesos industriales. A su vez, como combustible para el transporte, también está involucrado en la cadena de comercialización y distribución de casi cualquier tipo de producto. De esta forma, la competitividad de la producción local reposa en buena medida sobre el costo de la energía y, por tanto, sobre el precio doméstico del petróleo. La participación del estado en la administración de la oferta y los precios de los hidrocarburos es entendida como un resorte central de la competitividad de la economía argentina.

Sin embargo, dado que los mercados internacionales tratan al petróleo simplemente como un producto genérico de exportación (un *commodity*), la trayectoria de su precio está sujeta a los vaivenes de la economía global. Por ejemplo, en tiempos recientes, la crisis internacional impactó duramente sobre el mercado mundial del petróleo, lo que hizo que el precio del barril (WTI) no sólo exhibiera un marcado incremento, sino que mostró además una creciente volatilidad: mientras que entre los años 1991 y 2002 el precio del barril promedió los US\$ 21 con una volatilidad promedio de US\$ 4, entre 2003 y 2011 se incrementó en un 215% promediando los US\$ 67 por barril, con una volatilidad promedio de US\$ 21. Es en este contexto que se explican las políticas aplicadas por el Gobierno Nacional destinadas a administrar el precio interno de los combustibles, con el fin último de aislar la economía doméstica de las fluctuaciones de los precios internacionales.

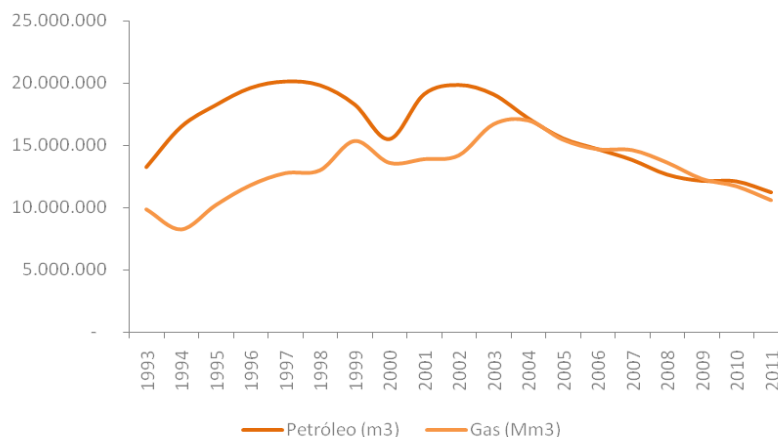
La actitud de Repsol ante los precios domésticos

Las medidas encaminadas a administrar los costos internos de la energía, de los combustibles y de abastecer al mercado interno fue interpretado por Repsol como una amenaza sobre las rentabilidades extraordinarias que pretendía obtener en el país. La empresa expuso en el Balance 2011 cuál es su posición en la filial Argentina (YPF S.A.): “Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país (Argentina) son los siguientes: limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio; restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes; necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017; interrupciones y huelgas sindicales; eventuales alteraciones del marco regulatorio actual mediante la adopción de medidas gubernamentales y/o cambios legislativos que llegasen a afectar a las operaciones del Grupo y a la rentabilidad esperada de las mismas (incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos; establecimiento de tarifas para la adquisición de servicios o bienes que son necesarios para el ejercicio de las actividades; renegociación o cancelación de contratos, cambios en políticas que afecten al comercio o la inversión, etc.); la evolución del tipo de cambio del peso argentino, y las restricciones de acceso al mercado cambiario, tanto para el pago de obligaciones como de dividendos al exterior”.

Y continúa argumentando que “Asimismo, YPF se ha visto obligada a comercializar en el mercado local una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación (...)”.

Es decir que Repsol, al no poder aumentar los precios locales del crudo en la Argentina, encaró una clara estrategia de salida del país y una política depredatoria, tanto en términos de producción de hidrocarburos, como de desinversión.

No debe creerse, no obstante, que la rentabilidad era insuficiente porque, como se ha demostrado, las ganancias de la empresa YPF en poder de Repsol fueron sumamente abultadas. El problema es que el Grupo Repsol comparaba estas ganancias con otras oportunidades de negocio que, a los precios imperantes en el mercado mundial, resultaban aún más rentables y, por tanto, desatendió las actividades de exploración y producción locales.

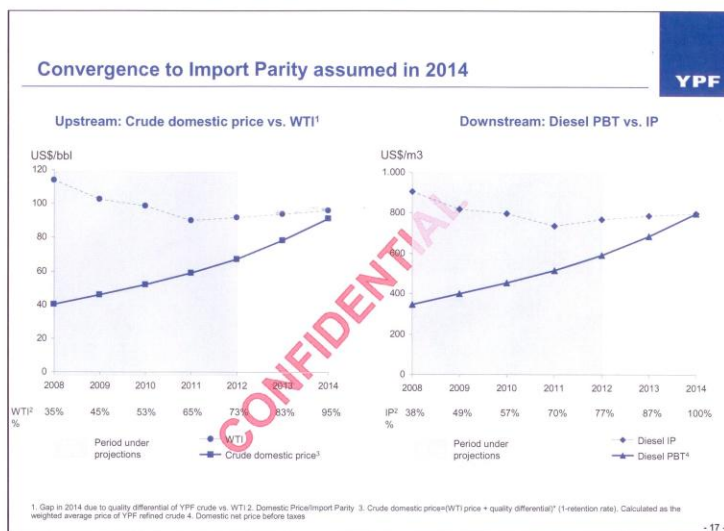
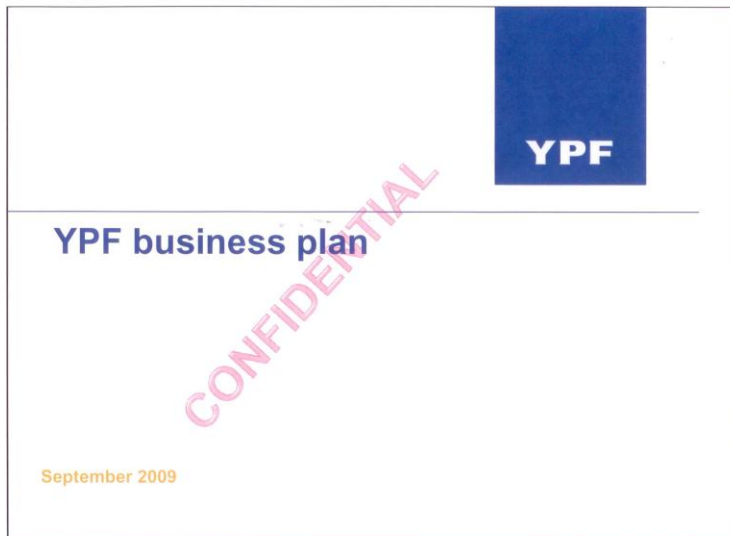


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Se desprende del gráfico anterior que Repsol adoptó una estrategia de producción basada casi exclusivamente en los pozos existentes (que fueron descubiertos años anteriores a la privatización, como es el caso del megayacimiento de Loma La Lata), ya que la producción de petróleo y gas se redujo entre 1999 y 2011 en un 39% y 31% respectivamente. Pero lo más llamativo de este fenómeno de desinversión, segmentación de mercado y continuas presiones por aumento de los precios de los combustibles por parte de Repsol es que el propio grupo era uno de los principales responsables de la escasez de petróleo y gas en el mercado, escasez que lejos de lesionar la rentabilidad de la compañía, aportaba claramente a una estrategia que tenía como objetivo la convergencia de los precios internos con los internacionales.

Esta última estrategia se refleja en informes confidenciales y de circulación restringida que fueron hallados por la Intervención dentro de la compañía, en donde Repsol la hacía explícita. En una presentación de carácter confidencial sobre su Plan de Negocios, Repsol argumentaba que la tan buscada (por el grupo) “convergencia entre precios internos y precios internacionales del petróleo y del gas se completaría en el año 2014”. Resulta interesante comprender los mecanismos por medio de los cuales esa convergencia ocurriría efectivamente.

En un documento confidencial (ver fotos a continuación) donde Repsol exponía los principales lineamientos de su plan de negocios, se marcaba como fecha posible de la tan ansiada igualación entre precios internos y externos ocurriría, en apariencia, como consecuencia del libre juego de la oferta y la demanda de combustibles. Pero en el mismo plan de negocios se deja claro que la acción de la compañía tiende a consolidar una situación en que la oferta interna se sostiene siempre por debajo de la demanda.



Dicho Plan de Negocios de Repsol plantea como hipótesis de trabajo una igualación del precio del crudo en el mercado interno con su paridad de importación producto de una supuesta (y no justificada) “evolución de las retenciones a las exportaciones de crudo que permitirían aumentos en los precios internos”. Es decir, lejos de ser una consecuencia natural del libre mercado, Repsol elaboraba su Plan de Negocios sobre la base de la supuesta eliminación total de las retenciones a las exportaciones de petróleo para el año 2014, con eliminaciones parciales en los años 2012 y 2013. En lo que hace al gas, los planes de Repsol resultan aún más reveladores. De acuerdo a este Plan de Negocios confidencial, los precios internos del gas aumentarían como consecuencia de la presión al alza sobre el costo del combustible impuesta por los mayores niveles importación.

Sin embargo, y como lo demuestra el presente informe, la necesidad de importar combustibles fue la consecuencia directa del propio accionar de Repsol en YPF, cuya desinversión significó la caída de la producción de petróleo y gas, con la consecuente necesidad de recurrir a las compras de estos combustibles en el exterior.

Este Plan de Negocios de Repsol para YPF contribuye a comprender también las causas de la desinversión realizada por la compañía en materia de exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos. Se reconoce en el documento que el crecimiento económico de Argentina desde el año 2003 se encuentra “entre los mayores del mundo” y que, como consecuencia, la demanda por combustibles se expande a tasas anuales mayores al 5%. Este mayor crecimiento imprime presiones sobre la oferta de hidrocarburos, puesto que genera la necesidad de mayores inversiones, tanto en los segmentos de *upstream* como de *downstream*, que permitan que la ampliación de la capacidad de explotación y refinación se encuentre alineada con el crecimiento de la demanda y que, al mismo tiempo, esa mayor producción no se traduzca en un depletamiento de los yacimientos y desemboque en una reducción de las reservas de gas y de petróleo.

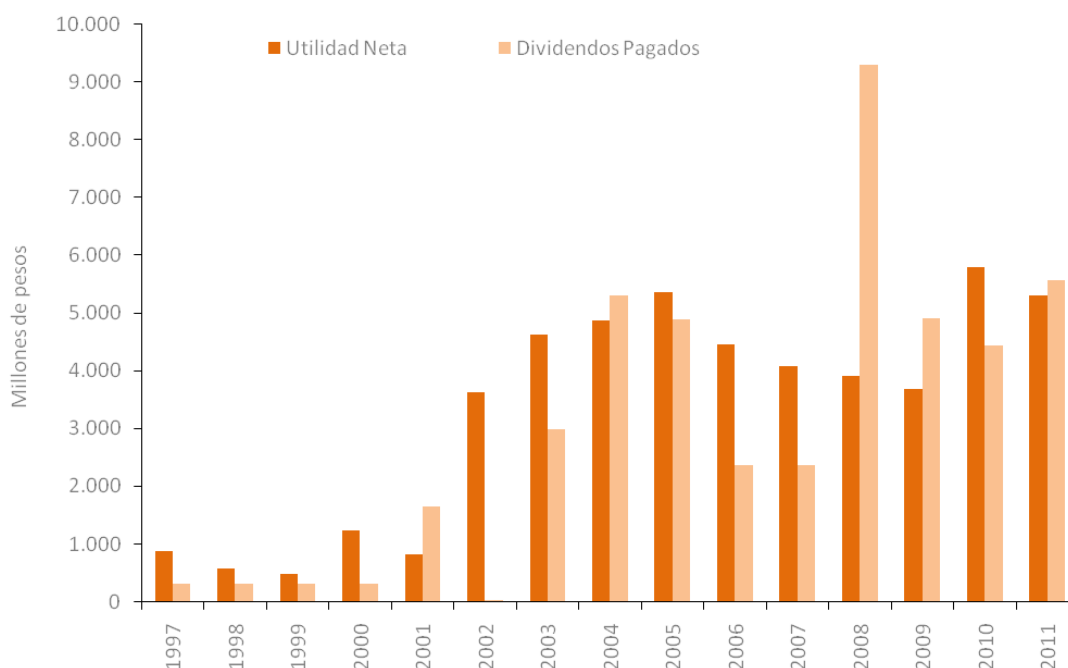
Sin embargo, la desinversión de Repsol produjo exactamente ese efecto sobre la oferta doméstica: no solo que la falta de inversión implicó crecientes necesidades de importación de combustibles, sino que el abandono de la exploración y de las actividades de recuperación por parte de Repsol significaron el agotamiento de las reservas hidrocarburíferas de YPF. Según este Plan de Negocios de carácter confidencial, una demanda en franca expansión solo podía ser satisfecha mediante un crecimiento de la oferta doméstica del mismo orden toda vez que “el marco regulatorio asegurara márgenes suficientes en todos los eslabones de la cadena de valor del sector”. Caben respecto de este argumento dos apreciaciones. En primer lugar, referirse a la existencia de márgenes de rentabilidad suficientes en “todos los eslabones de la cadena de valor del sector” muestra a las claras la forma de entender el negocio por parte de Repsol. Como se verá más en detalle en la subsección dedicada a analizar la estrategia de comercialización y de fijación de precios por parte del grupo, la forma de calcular rentabilidad que tenía Repsol ignoraba completamente la integración vertical presente en YPF. Es decir, Repsol computaba un margen de ganancias en, por ejemplo, su segmento de comercialización de idéntica manera a como lo podría hacer una empresa que fuera exclusivamente comercializadora de combustibles. Es decir, el segmento de comercialización computaba su “costo de adquisición” de combustibles como si ese producto fuera comprado a precios de mercado, aplicando de esta manera un margen de comercialización sobre combustibles cuyo costo ya incluía márgenes de refinación, de explotación y de exploración. Multiplicaba de este modo las ganancias a lo largo de toda la cadena productiva.

En segundo lugar, cabe preguntarse si los márgenes de rentabilidad obtenidos por Repsol en YPF no resultaban “suficientes”. Como se mostró, las ganancias obtenidas por Repsol en YPF estuvieron lejos de resultar “insuficientes”, puesto que le permitieron al grupo no solo apalancar su expansión internacional, sino también hacer un muy buen negocio con la compra de YPF. Por esta razón, resulta plausible pensar que las ganancias obtenidas por Repsol en YPF resultaban “insuficientes” en algún otro sentido. Del propio Plan de Negocios confidencial elaborado por Repsol surge que esta insuficiencia surge de un cálculo muy específico: comparar las rentabilidades obtenidas por el grupo en el mercado local con aquella rentabilidad que el grupo habría podido obtener si los precios internos de los combustibles hubiesen sido los mismos que los precios internacionales. Como ya se señaló al principio de esta sección, la política de retenciones y administración de precios llevada a cabo por el Gobierno Nacional implicó diferencias de hasta un 100% entre el precio local y la paridad (teórica) de importación. Si bien un primer análisis puede concluir que estas diferencias no hacían más que repercutir negativamente sobre la rentabilidad de Repsol en YPF, la performance del grupo durante el período 1999-2011 da por tierra con esa hipótesis. Para comprender esta aparente contradicción, es necesario tener en cuenta que contemplar que si bien gracias a las políticas macro y microeconómicas aplicadas por el Gobierno Nacional los precios internos de venta de los combustibles se apartan de los internacionales, esas mismas políticas desvinculan la evolución de los costos internos de los del resto del mundo. De esta manera, Repsol olvidaba deliberadamente señalar que además de existir una desvinculación entre los precios internos y los precios externos de los combustibles, también existía (gracias a políticas implementadas por el Gobierno Nacional de las cuales el grupo era crítico) una desvinculación entre los costos internos y los externos, que permitieron la obtención de las cuantiosas ganancias antes observadas. Y que esas mismas políticas fueron artífices del elevado crecimiento de la economía y, por tanto, de la prosperidad de la empresa.

De esta manera, el proceso de desinversión de Repsol en YPF no fue la consecuencia de una rentabilidad “insuficiente” obtenida por el grupo en YPF, sino más bien de la continua comparación de esa rentabilidad con el valor teórico que podrían haber alcanzado de concretarse una suba en los precios internos, suba que era al mismo tiempo propiciada por la propia política de Repsol en YPF, a través de la reducción de la oferta de petróleo y gas para abastecer un mercado interno en franca expansión.

Ese proceso de desinversión a nivel local se pone de manifiesto al analizar el nivel de remisión de utilidades, ya que grupo Repsol optó por maximizar las utilidades en la Argentina para luego remitirlas hacia el exterior.

Evolución de la utilidad neta y de los dividendos pagados de YPF S.A.,
1997-2011, en millones de pesos



Fuente: elaboración propia en base Memoria y Balance YPF y Sociedades Controladas.

En el gráfico se observa cómo la remisión de utilidades se intensificó a partir del año 2008, dado que entre los años 2008-2011 se pagaron dividendos similares a los abonados a lo largo de los 10 años anteriores, 1997-2007.

A su vez, se debe resaltar que el Grupo Repsol en su conjunto a nivel mundial distribuyó dividendos por US\$ 13.370 millones en el período 1999-2011, es decir, una suma prácticamente equivalente a lo girado desde la filial argentina. “En otras palabras, la expansión del grupo a nivel internacional se basó fundamentalmente en la política depredatoria llevada adelante en Argentina por Repsol, y la contracara del agudo proceso de desinversión y vaciamiento de la principal firma de nuestro país.”⁴ Como se explicó en el primer apartado, Repsol comenzó siendo una empresa del área de *downstream* (refinación, venta y distribución) y en muy pocos años se expandió internacionalmente. A continuación se muestran las principales sociedades del grupo, su participación y los resultados obtenidos en 2011.

⁴ Mensaje del Poder Ejecutivo Nacional, Ley N° 26.741

Principales Sociedades del Grupo Repsol- Diciembre de 2011, en porcentajes y millones de euros

Sociedad	País	Actividad	Participación	Resultados 2011 (Millones de Euros)
YPF, S.A.	Argentina	Exploración y Producción de Hidrocarburos	57,43%	1.095,40 €
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Exploración y Comercial. De Hidrocarburos	60,10%	82,20 €
GAS Natural SDG SA	España	Distribución de gas	30,10%	1.021,00 €
Repsol YPF Bolivia SA	Bolivia	Sociedad de Cartera	100,00%	5,80 €
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	99,97%	319,10 €
Repsol Internacional Finance BV	Holanda	Financiera y Tenencia de Participaciones	100,00%	129,90 €
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y Comercialización de Productos Petrolíferos	100,00%	44,20 €
Repsol Química S.A.	España	Fabricación y Venta de Productos Petroquímicos	100,00%	- 18,60 €
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Servicios de Tesorería a las Sociedades del Grupo	100,00%	- 83,90 €
Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y Producción de Hidrocarburos	100,00%	- 26,50 €
Petróleo del Norte (PETRONOR)	España	Refino	85,98%	291,20 €
Repsol YPF Peru BV	Holanda	Sociedad de Cartera	100,00%	4,70 €
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Sociedad de Cartera	100,00%	41,30 €
Compañía Logística de Hidrocarburo	España	Transporte y almacen de pdtos petrolíferos	10,00%	155,30 €
Repsol Butano SA	España	Comercializadora deGLP	100,00%	56,30 €
Repsol Italia	Italia	Comercialización de Productos Petrolíferos	100,00%	4,80 €
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de Productos Petrolíferos	96,67%	277,00 €
Otras participaciones				

Fuente: Balance Repsol YPF S.A. 2011

En el año 2008 el Grupo Repsol segmentó a la empresa en las siguientes unidades de negocio.

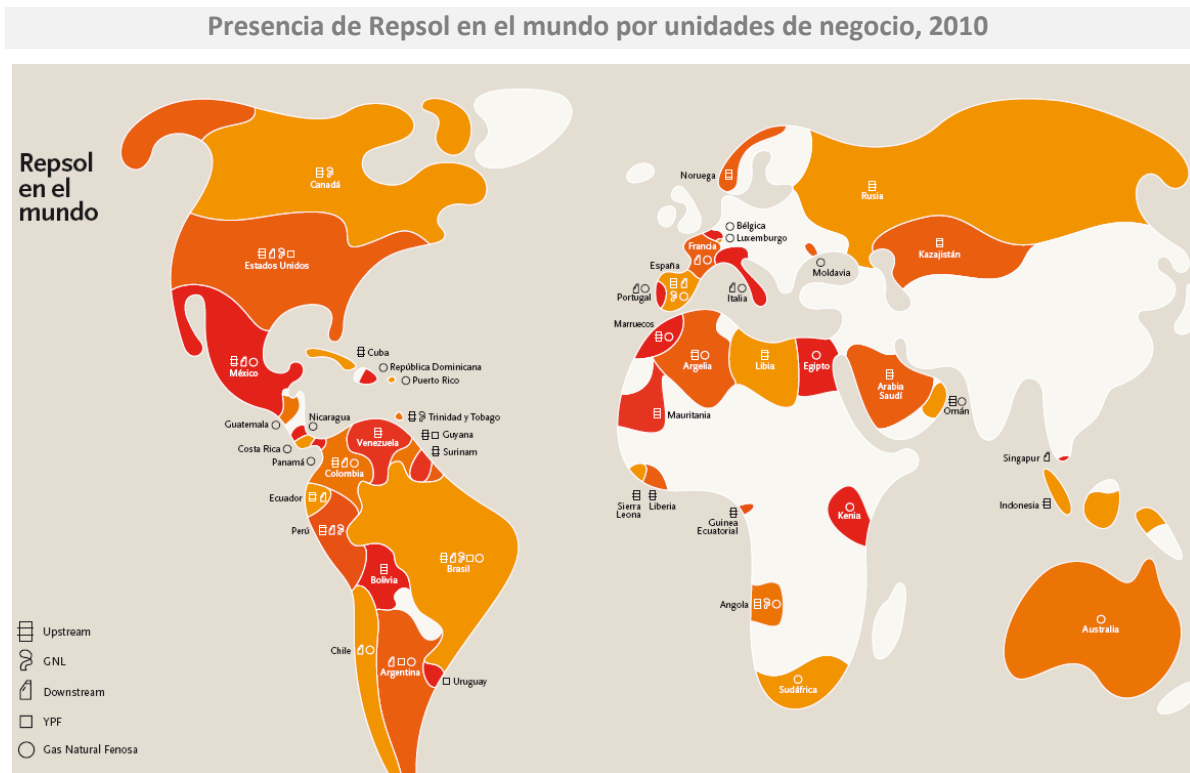
Las primeras tres son las denominadas “negocios estratégicos integrados”.

- *Upstream* (exploración y producción de hidrocarburos);
- GNL (operaciones de la fase *midstream* (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado);
- *Downstream* (refino, comercialización de productos petrolíferos, química y gases licuados del petróleo).

Y dos participaciones estratégicas:

- YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios (al 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 57,43% en YPF).
- Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad (al 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 30,10 % en Gas Natural Fenosa).

La penetración del Grupo a nivel mundial se puede observar en el siguiente gráfico:



Fuente: Informe Anual consolidado 2010

Pero incluso luego del marcado proceso de desinversión que Repsol llevó a cabo en YPF en la actualidad puede aún comprobarse la importancia de esta última empresa para el grupo. Es que a pesar de la significativa reducción de las reservas de hidrocarburos que generó Repsol en YPF, las reservas de petróleo existentes en ésta superan incluso a las que posee la totalidad del Grupo Repsol. De hecho, para el año 2011 las reservas probadas de Repsol (excluyendo YPF) estimadas de acuerdo a la metodología de la Security Exchange Commission (SEC) alcanzaban los 1.167 millones de barriles equivalentes de crudo (Mbep), de los cuales 393 Mbep correspondían a crudo y el resto, 774 Mbep, a gas natural⁵. Para finales de 2011, las reservas probadas de YPF ascendían a 1.103 Mbep, de los cuales 585 Mbep correspondían a crudo y 427 Mbep a gas natural. Es decir que a pesar de la deliberada desinversión, reducción de reservas y producción que Repsol realizó en YPF las reservas de esta última representaban a 2011 el 60% de las reservas del grupo y el 36% de las de gas natural.

En este sentido, la importancia estratégica de YPF, sus niveles de reservas, de producción, de capacidad de exportación y de comercialización permiten entonces comprender los significativos cambios que experimentó el grupo Repsol luego de la adquisición de la compañía local, compañía que luego extenuaría para solventar su expansión mundial. Para ilustrar este hecho, basta comparar las principales variables de la ecuación económico-financiera del grupo antes y después de la adquisición de YPF. La tabla que sigue muestra estas variables para los años 1998 y 1999.

Resultados de Repsol antes y después de la Adquisición de YPF, en millones de USD

	1998	1999	Variación
Ingresos operativos	18.989	26.295	38%
Resultados después de impuestos	875	1.011	16%
Resultado operativo	1.658	2.629	59%
Activo	17.351	42.050	142%
Fondos propios	6.043	12.526	107%
Accionistas minoritarios	1.513	1.870	24%
Deuda financiera a LP	2.275	10.223	349%
Otras deudas a LP	1.718	3.173	85%
Pasivo comercial	3.412	5.488	61%
Deuda financiera a CP	2.390	8.769	267%

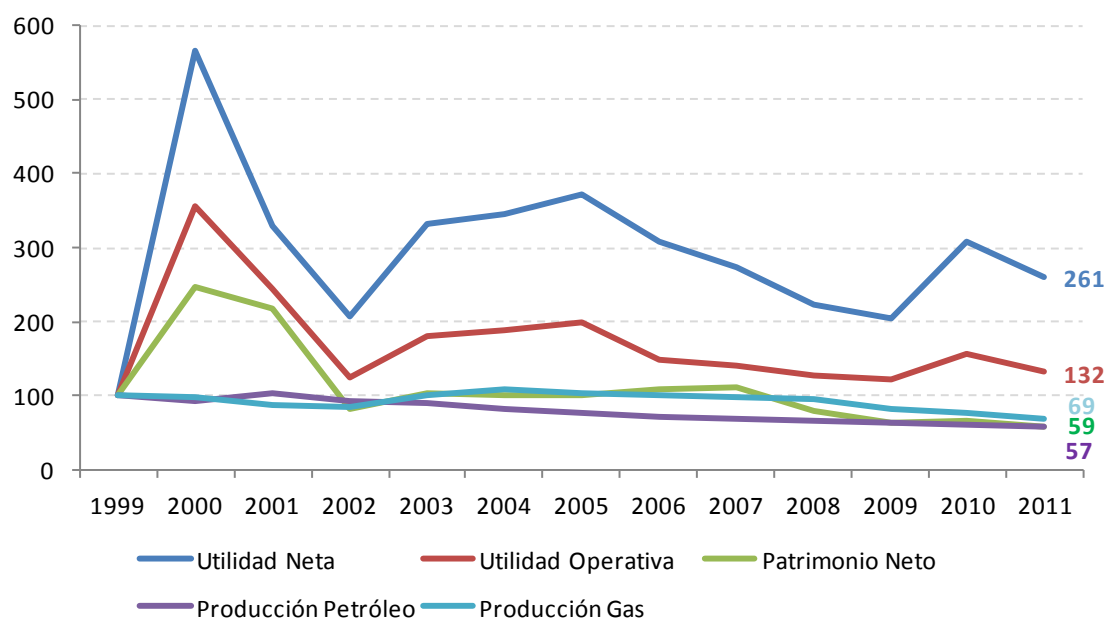
Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF

⁵ Fuente: http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/actividad/exploracion-produccion/descubrimientos-produccion/default.aspx

Del análisis de la tabla precedente, se evidencia la estrategia de Repsol, que para financiar una expansión del 142% de sus activos mediante la adquisición de YPF, debió incrementar su endeudamiento tanto a corto (267%) como a largo plazo (349%). La adquisición de YPF por parte de Repsol permitió que el grupo elevara significativamente sus ingresos (38%) y, aún más, su resultado operativo (59%), flujos que luego le permitirían implementar la estrategia de financiamiento de la diversificación en el resto del mundo con la liquidez extraída de YPF.

De hecho, una mirada de más largo plazo del desempeño del grupo Repsol en YPF muestra a las claras que el negocio económico-financiero se hizo a costa del desempeño productivo de la compañía. En el gráfico que sigue puede observarse la evolución de la utilidad neta y operativa, el patrimonio neto y la producción de petróleo y crudo de YPF para el período 1997-2003. Allí se muestra claramente que cuando se compara el año de ingreso de Repsol a la empresa con 2011 los dos indicadores de utilidades mejoran significativamente, mientras que tanto el patrimonio neto como la producción de petróleo y de gas se reducen dramáticamente. De hecho, mientras que entre 1999 y 2011 la utilidad operativa se multiplicó por 2,6 veces y la utilidad neta lo hizo por 1,3 veces, el patrimonio neto se redujo 41%, la producción de petróleo cayó 43% y la producción de gas disminuyó 31%. Como se dijo, el negocio financiero de Repsol se produjo a costa de la reducción de la producción y exploración de hidrocarburos de YPF.

YPF: evolución de variables seleccionadas, 1999-2011 (en números índice base 1999=100)

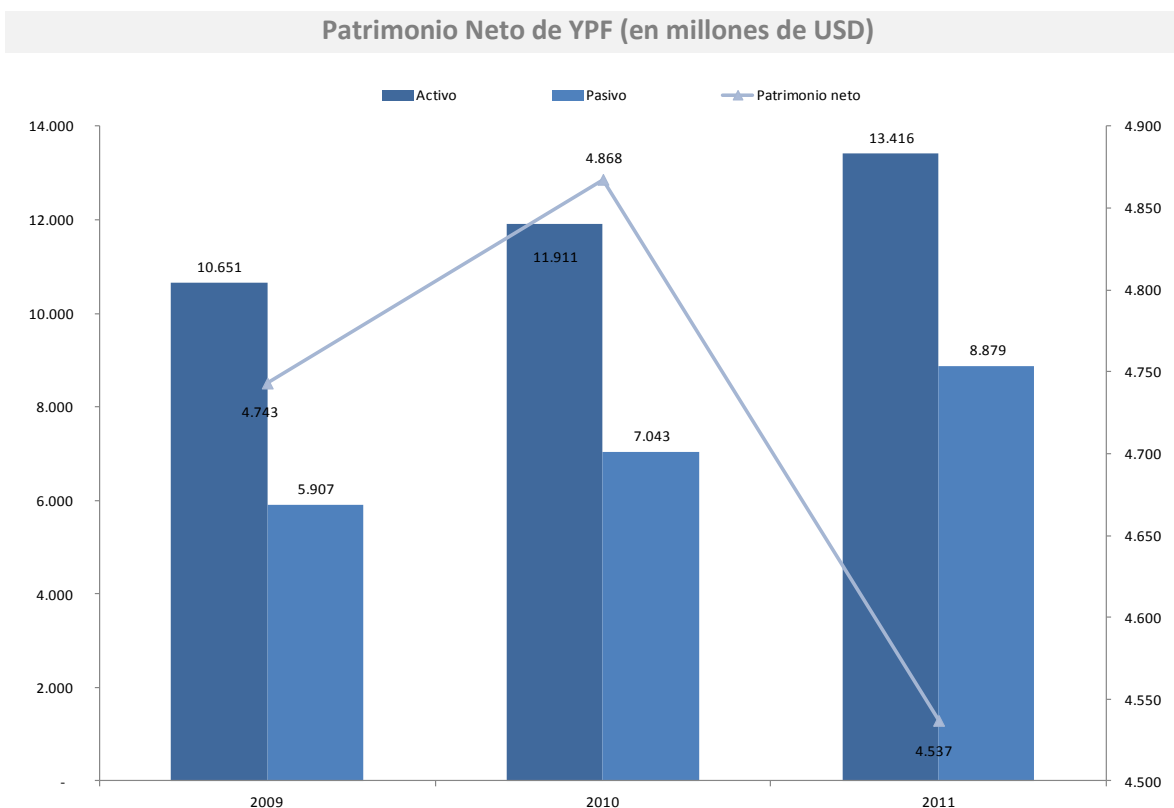


Fuente: Memoria y Balance de YPF.

La Segunda Etapa de la Estrategia Financiera de Repsol en YPF

La segunda etapa de la estrategia financiera de Repsol en YPF estuvo marcada por los planes por parte del grupo de vender la empresa gracias a la oportunidad de negocios que implicó la puesta en valor del yacimiento Vaca Muerta (para una descripción exhaustiva de este punto, ver Sección 3). Por esta razón, los últimos dos años muestran una aceleración de la estrategia de desinversión implementada por el grupo, junto con un incremento del endeudamiento que deja a YPF en una situación financieramente comprometida. A continuación se describen los principales aspectos de esta segunda etapa de la estrategia financiera de Repsol en YPF que puede caracterizarse como una aceleración de su salida de la empresa.

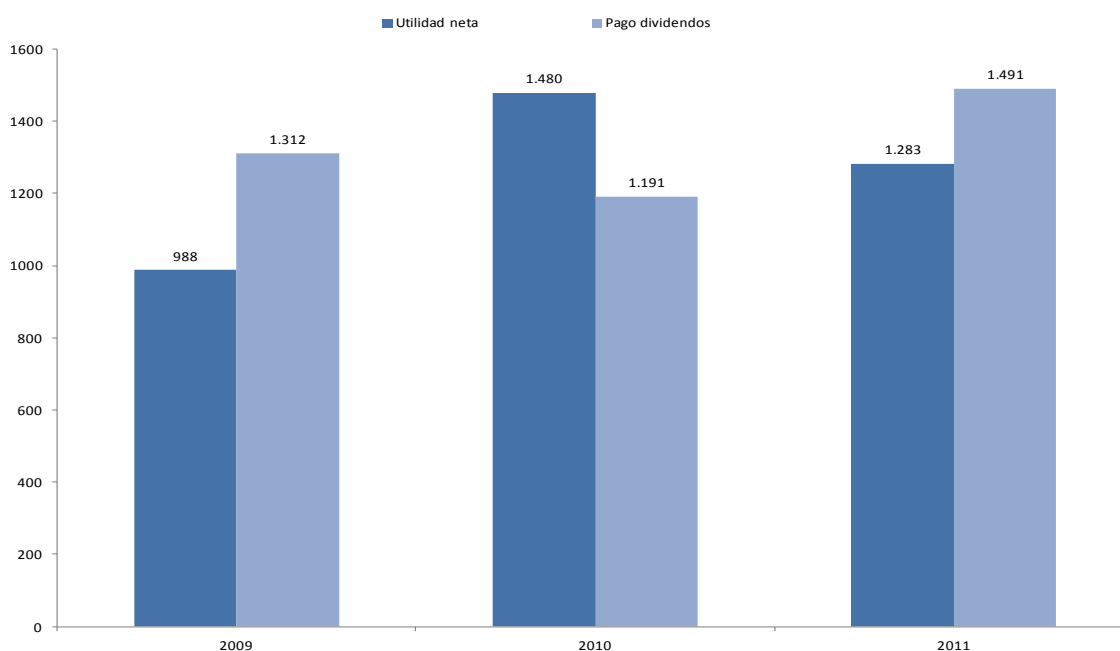
En primer lugar, durante el año 2011, el patrimonio neto de la compañía se redujo casi en un 7%, pasando de los USD 4.868 millones a USD 4.537. Esa reducción se explica por un incremento del pasivo total de la empresa, que aumentó 26% entre esos dos años, pasando de los USD 7.043 millones a USD 8.879.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

A su vez, ese aumento en el pasivo fue principalmente consecuencia de un pago de dividendos que superó en mucho la capacidad de pago por parte de YPF. Como se observa en el gráfico que sigue, mientras que durante el año 2011 la utilidad neta generada por la compañía fue de USD 1.283 millones, el pago de dividendos superó en un 16% esa cifra, llegando a los USD 1.491 millones.

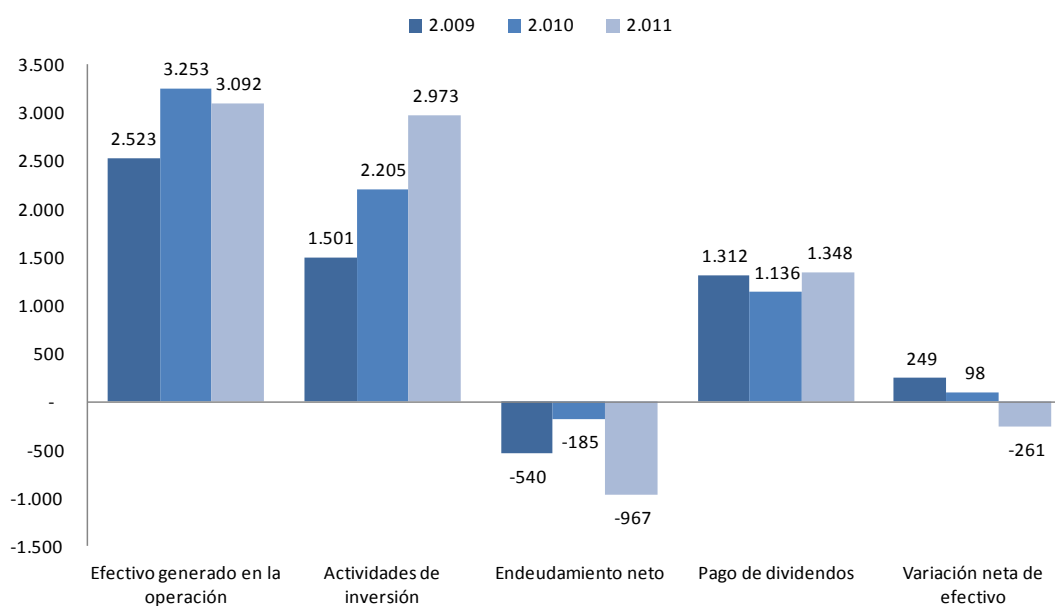
Evolución de la Utilidad Neta y del pago de dividendos de YPF (Consolidado),
2009-2011 (en millones de USD)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

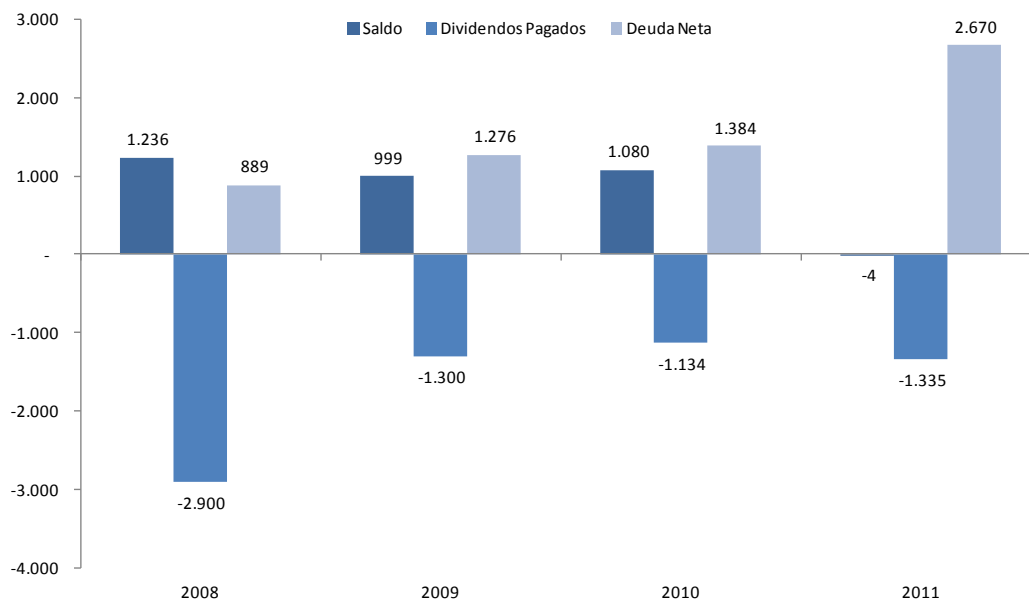
Incluso a pesar de su política de desinversión, la preponderancia del pago de dividendos en la definición de los objetivos corto-placistas de la compañía deterioró sus finanzas y generó que la deuda neta se multiplicara por tres en tan solo tres años. De hecho, el flujo de efectivo generado por la empresa durante el período 2009-2011 no alcanzó para sustentar los gastos de inversión (lo que explica parte del deterioro en el negocio de exploración y explotación antes expuesto) y el pago de dividendos, siendo la única forma de continuar con estos últimos el endeudamiento.

Estado de flujo de efectivo de YPF (Consolidado), 2009-2011 (en millones de USD)



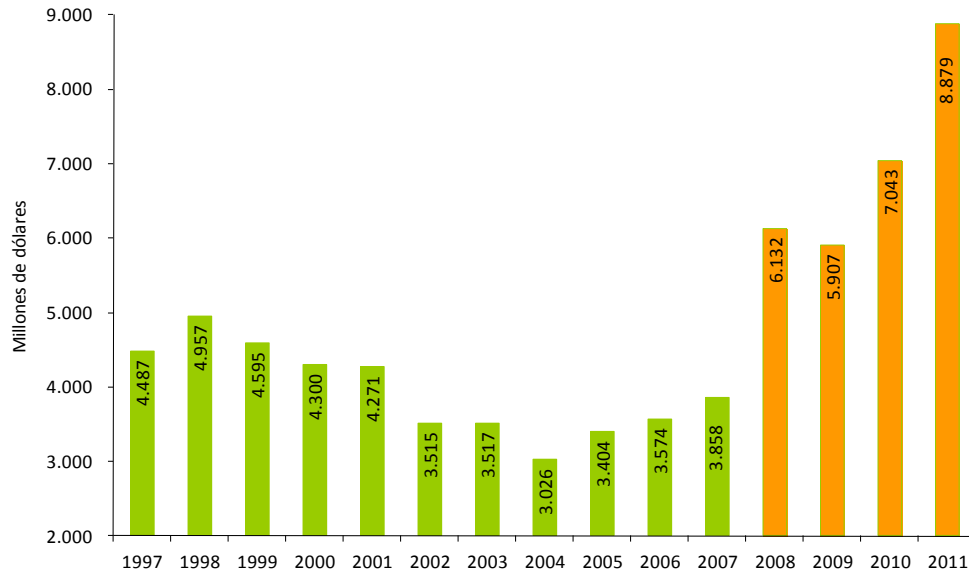
Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Estado de flujo de caja de YPF (Consolidado), 2008-2011 (en millones de USD)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Evolución del Nivel de Endeudamiento de Repsol en YPF, 1997-2011, en millones de USD



Fuente: YPF, Memoria y Balances años 1997 a 2011.

A su vez, en esta segunda etapa la estrategia de endeudamiento fue claramente corto-placista en virtud de la inminente venta a capitales extranjeros por parte del grupo Repsol, ya que buena parte del endeudamiento es de corto plazo.

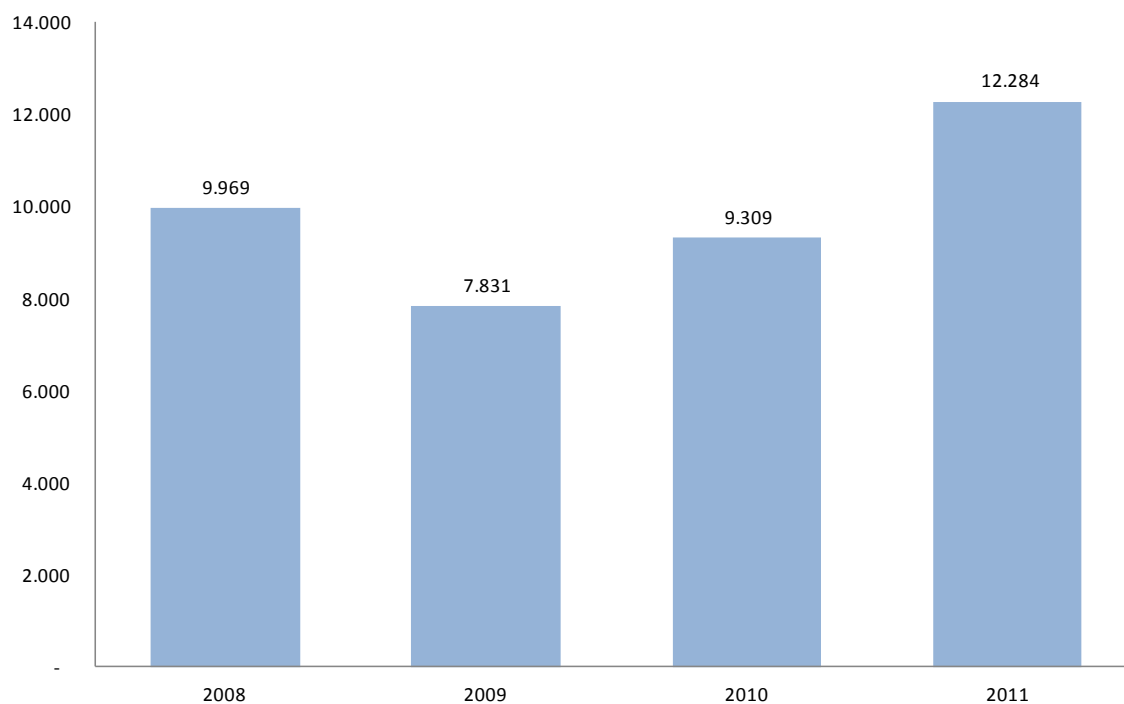
El deterioro del resultado operativo experimentado por YPF en los últimos años, producto de la deliberada desinversión por parte de Repsol y la concentración de la estructura de la deuda en el corto plazo pone en evidencia que el grupo planeaba una inminente venta de la compañía.

La Profundización de la Estrategia de Segmentación de Mercado en un Contexto de Caída de la Producción por parte de YPF

La estrategia de segmentación de mercado por parte de Repsol ha quedado aún más clara a partir de algunos hallazgos por parte de la Intervención. De hecho, la evolución de la producción, la importación de combustibles y los aumentos de precios por parte de Repsol en YPF son la más clara evidencia de la estrategia de segmentación de mercado por parte de la compañía, que apuntó a quedarse con el segmento “*premium*” del mercado en un contexto de desinversión y caída de la producción interna.

De hecho, la desinversión implementada por Repsol en YPF produjo un significativo incremento de los costos operativos, producto principalmente de la creciente necesidad de importaciones de combustibles, que no solo eran consecuencia de la falta de exploración y explotación de nuevos yacimientos, sino que además permitían a Repsol continuar presionando por la convergencia de los precios internos de los combustibles con su equivalente internacional. Como se observa en el siguiente gráfico, los costos operativos de YPF en 2011 se incrementaron 32% si se lo compara con el año 2010 y 57% si la comparación es con el año 2009 (donde la crisis internacional y la desaceleración de la actividad económica interna minimizaron las necesidades de importación de combustible por parte de la empresa).

Evolución de los costos operativos de YPF (Consolidado), 2008-2011 (en millones de USD)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Así, en un contexto de caída de la producción local de crudo y gas por parte de YPF y un mercado interno en franca expansión, la estrategia de Repsol apuntó a cubrir parte del incremento de su demanda con mayores importaciones de combustibles. La mayor importación, claro está, deterioró el resultado operativo de la empresa, cuyos ingresos se vieron incrementados por el solo efecto de mayores precios de venta, en un contexto de caída en las cantidades producidas e

incluso comercializadas. A título de ejemplo, entre 2010 y 2011 mientras que la cantidad de naftas y gasoil se incrementaron solo un 9% (producto principalmente de la mayor importación de combustibles *Premium*, tanto en naftas como en gasoil), los precios promedio de esos combustibles aumentaron 21%. En el caso del fueloil, la situación es aún más dramática, puesto que mientras que las cantidades se redujeron en 46%, los precios subieron 22%.

Evolución de las ventas de YPF al mercado interno

Mercado Local	2008			2009			2010			2011			2011 vs 2008	
	cantidad	precio	Total	cantidad	precio	Total	cantidad	precio	Total	cantidad	precio	Total	MUS\$	%
Gas Oil	8.285	421	3.486	7.733	417	3.228	7.577	505	3.828	7.644	602	4.603	1.117	32%
Euro Diesel	0	0	0	0	0	0	452	764	345	901	904	814	814	100%
Nafta Premium	755	471	355	619	473	293	782	567	444	1.126	682	768	413	116%
Nafta Súper	2.084	379	790	2.550	408	1.041	2.647	474	1.255	2.757	541	1.493	703	89%
Nafta Normal	216	312	67	213	321	68	85	379	32	1	0	0	(67)	-100%
Sub-Total Naftas y Gas Oil en Miles M3	11.340	414	4.698	11.115	417	4.631	11.543	511	5.904	12.429	618	7.678	2.980	63%
CRUDO en Miles de M3	437	273	119	496	261	130	363	331	120	333	383	127	8	7%
Gas Natural en Millones de M3	15.864	73	1.153	14.238	65	925	12.238	74	903	12.170	83	1.007	(146)	-13%
Kerosene en Miles de M3	0	0	0	0	0	0	37	577	21	36	633	23	23	100%
Aerokerosene en Miles de M3	67	419	28	44	444	20	444	662	294	382	892	341	313	1121%
LPG - Up en Miles de Tn	372	838	312	420	524	220	0	0	0	0	0	0	(312)	-100%
LPG - Down en Miles de Tn	12	259	3	10	337	3	688	520	357	701	630	442	439	14544%
Aceites Lubricantes en Miles de M3	624	537	335	667	322	215	108	1.917	208	117	2.263	264	(71)	-21%
Bases lubricantes en Miles de M3	103	2.056	211	101	1.693	171	79	840	67	56	1.097	61	(150)	-71%
Fuel Oil en Miles de Tn	42	1.011	42	60	652	39	650	397	258	353	483	170	128	302%
Fertilizantes y granos en Miles de Tn	931	424	395	529	334	177	361	389	140	787	407	320	(75)	-19%
Asfaltos en Miles de Tn	161	436	70	237	384	91	221	434	96	223	488	109	39	55%
Carbón Residual en Miles de Tn	1.014	102	103	962	82	79	988	98	97	976	145	141	38	37%
Petroquímicos en Miles de Tn	676	683	461	678	410	278	548	556	305	665	647	431	(31)	-7%
Sub-Total			7.931			6.978			8.770			11.113	3.182	40%
Otros			375			366			409			416	41	11%
TOTAL MERCADO LOCAL			8.306			7.344			9.179			11.530	3.224	39%

A su vez, y como puede observarse en el siguiente cuadro, la estrategia de Repsol también consistió en neutralizar la caída en los ingresos por exportaciones producto de la menor producción y de la caída de la demanda externa con incrementos de precios a lo largo del período 2008-2011.

Evolución de las ventas de YPF al mercado externo

Mercado Externo	2008			2009			2010			2011			2011 vs 2008	
	cantidad	precio	Total	cantidad	precio	Total	cantidad	precio	Total	cantidad	precio	Total	MUS\$	%
Gas Oil en Miles de M3	376	897	337	117	536	63	114	669	76	83	874	73	(264)	-78%
Nafta Virgen en Miles de Tn	434	888	386	336	471	158	304	684	208	206	942	194	(192)	100%
Nafta RON2 en Miles de M3	446	636	284	301	387	117	19	539	10	0	0	0	(284)	-100%
Sub-Total Naftas y Gas Oil			1.006			338			295			267	(739)	-73%
CRUDO en Miles de M3	321	579	186	2	264	1	7	446	3	1	575	1	(186)	-100%
Gas Natural en Millones de M3	580	536	311	630	426	268	315	432	136	91	877	80	(231)	-74%
Petroquimicos en Miles de Tn	530	815	432	430	506	218	461	715	330	334	980	327	(105)	100%
LPG en Miles de Tn	252	687	173	212	413	87	168	689	116	165	863	142	(31)	-18%
Aerokerosene en Miles de M3	501	839	420	491	461	226	507	595	302	544	829	451	31	7%
Fuel Oil en Miles de Tn	1.138	471	536	828	372	308	677	473	320	490	605	296	(240)	-45%
Aceites Lubricantes en Miles de M3	69	1.424	98	41	1.231	50	32	1.453	47	34	1.765	61	(38)	-38%
Harinas & Aceites en Miles de Tn	0	0	0	0	0	0	186	420	78	278	589	164	164	100%
Sub-Total			3.163			1.496			1.626			1.788	(1.375)	-43%
Otros			12			8			13			18	6	44%
TOTAL MERCADO EXTERNO			3.175			1.504			1.639			1.806	(1.369)	-43%
TOTAL VENTAS YPF			11.481			8.848			10.817			13.335	1.854	16%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Por último, cuando se comprara la evolución de ambos mercados, interno y externo, se evidencia un marcado incremento de precios en ambos destinos, junto con una mayor importación de fueloil.

La Estrategia Comercial de Repsol en YPF

A nivel mundial, el grupo Repsol tenía gran experiencia en el segmento de comercialización, y no así en el área de *downstream*, y mucho menos de *upstream*. Así, apuntó a que el área comercial contara con gran independencia respecto del resto de la compañía, característica esta que repercutía en mayores precios, una mayor segmentación del mercado, una clara omisión del carácter de empresa verticalmente integrada de YPF y, en consecuencia, en una mayor apropiación de renta por parte de la compañía.

Esto se refleja también, a nivel interno, en el modo en el cual cada una de sus áreas determinaba sus costos, los cuales siempre incluían la ganancia del correspondiente segmento, ganancias que se incorporaban como un costo más en el segmento subsiguiente. Es decir, el área de *upstream* calculaba los costos de exploración, extracción y transporte a los cuales les sumaba una tasa de ganancia (generalmente, en torno al 12% sobre los activos comprometidos en la operación, además de la correspondiente depreciación) y así determinaba el “precio de venta” que debería computar como costo el área de *downstream*. A su vez, esta área hacía lo propio con los costos de refinación y de transporte, sumando la correspondiente ganancia del segmento, para que luego

estos “costos” fueran computados por el área comercial. Finalmente, el área comercial imputaba los “costos” del área de *upstream* y *downstream* (que, huelga repetirlo, incluían tasas de ganancia para cada uno de estos segmentos) y sumaba el correspondiente margen de comercialización (que podía alcanzar valores brutos de hasta un 30% adicional). Así, en el precio de venta final de los combustibles se incluían las tasas de ganancia de cada uno de estos tres segmentos como si fueran compañías autónomas. Esta extraña forma de determinación de precios implicaba que para el año 2011 YPF tuviera un “costo” de producción por barril que oscilaba en torno a los USD 100 por barril de petróleo equivalente, cuando el precio en el mercado internacional para ese mismo año era de US\$ 103.

De hecho, la Intervención pudo comprobar que el área comercial de la compañía determinaba sus “costos” de adquisición del crudo de manera idéntica a una empresa que no cuenta con producción y refinación propia, y debe adquirir el combustible a otra empresa productora. Esta forma de determinación de precios implica de hecho la apropiación de una renta extraordinaria por parte de Repsol en YPF, renta que podía realizarse gracias, a su vez, a la retracción de la oferta generada por la propia Repsol, que permitió configurar un mercado estructuralmente deficitario, con las consecuentes presiones al alza del precio interno. Así, el racionamiento de cantidades por parte de Repsol en YPF, la segmentación del mercado a favor del segmento *premium* y el consecuente aumento de precios permitía a la compañía “competir” vía precios con otras empresas, que no cuentan con una integración vertical como la de YPF. La Intervención ha comprobado que en no pocas ocasiones el método de determinación de precios antes descrito era lisa y llanamente reemplazado por aumentos de precios que buscaban “seguir a la competencia”, de manera de no generar una brecha de precios que redireccionara la demanda desde el resto de las compañías hacia YPF. Este tipo de aumentos de precios generaban una rentabilidad extraordinaria en YPF, incluso por encima de las rentabilidades que cada uno de los segmentos determinaban de manera absolutamente autónoma.

¿Por qué la compañía no usó las ventajas provenientes de su integración vertical para incrementar su cuota de mercado respecto de otras empresas, apropiándose así de otros los segmentos de la demanda? La explicación de este fenómeno tiene por los menos dos aspectos centrales. En primer lugar, esta estrategia hubiese requerido de un significativo aumento de las cantidades comercializadas por YPF que, para mantener esa ventaja comparativa, deberían haber provenido de sus propios pozos petroleros, y no de la importación de combustibles. De esta manera, acaparar una porción mayor del mercado hubiera requerido de sustantivas inversiones en exploración y explotación que se encontraban en marcada contraposición con la estrategia económico-financiera de Repsol en YPF. A su vez, la concentración de YPF en los segmentos Premium de la demanda ofrecía tasas de retorno mayores a las obtenidas por la compañía en los segmentos no Premium. De hecho, en un contexto de continuo achicamiento de la oferta interna

(como ya se dijo, principalmente generado por el deterioro productivo de la propia YPF) YPF comenzó a posicionar la marca en el segmento Premium, de manera tal de que en un futuro la compañía estuviera en una posición favorable para disputarle a sus competidoras este segmento de alta rentabilidad del mercado.

Esto explica además que una porción significativa de los recursos financieros de la compañía haya estado destinada a mejorar la imagen de sus estaciones de servicio y al posicionamiento de la marca YPF mediante agresivas campañas publicitarias. Como parte de su estrategia de posicionamiento en el segmento Premium.

Repsol apuntó también a apropiarse de los puntos de venta adecuados para esta estrategia, es decir, las estaciones de servicio con mejor ubicación. A través del estrangulamiento financiero a estaciones de servicio de terceros pudo adquirir estaciones consideradas como “clave” para su estrategia comercial. En el mismo sentido, muchas estaciones de servicio de terceros ubicadas en zonas de medios a bajos recursos tuvieron que cerrar sus puertas debido al desabastecimiento en materia de combustibles no Premium. Estos cierres, lejos de reducir la rentabilidad de Repsol en YPF, fueron funcionales para concentración geográfica en zonas que tuvieran la suficiente capacidad adquisitiva como para absorber mayores cantidades de combustibles Premium.

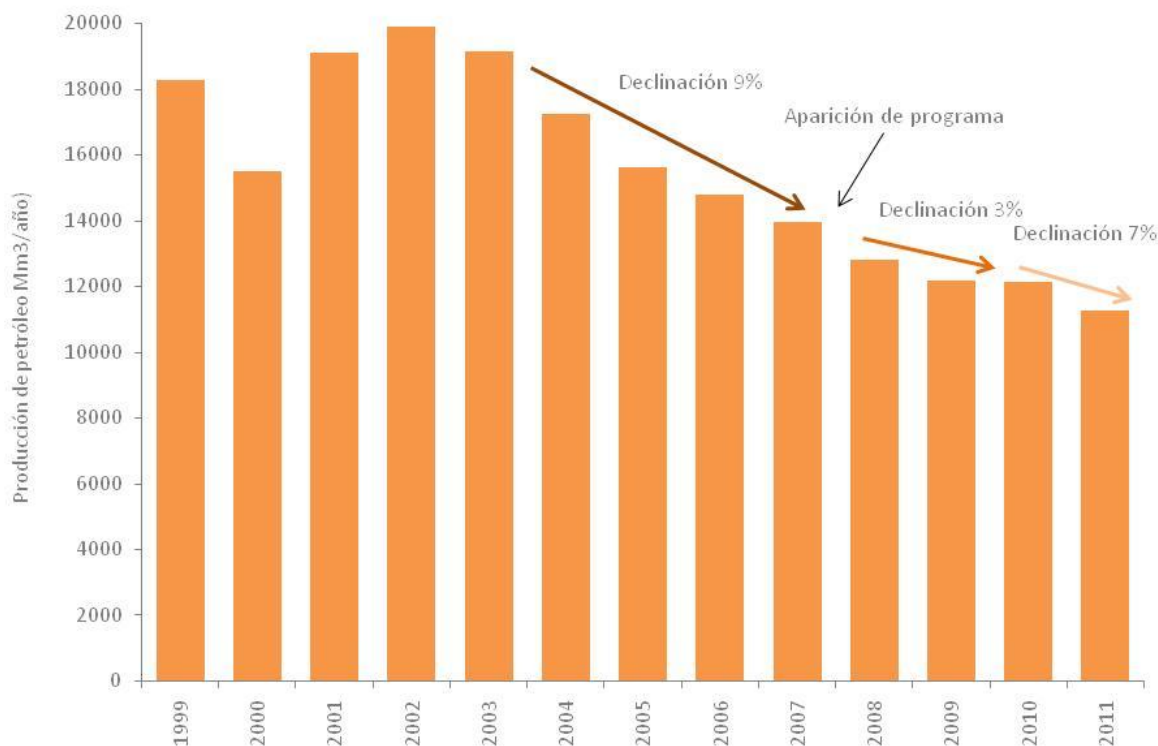
Los Aspectos Técnicos de la Gestión de Repsol en YPF

Los argumentos vertidos en la Ley 26741 apuntaban a denunciar el vaciamiento, la desinversión y la depredación de los recursos hidrocarburíferos que realizó Repsol en YPF. Las investigaciones llevadas a cabo por la Intervención, que contó con la invaluable y incondicional ayuda de todo el personal técnico de YPF, permite demostrar en detalle este tipo de accionar por parte del grupo.

Caída de la Producción de Petróleo entre 1999 y 2011

Desde que Repsol tomó el control de YPF en el año 1999, la compañía experimentó una pérdida sustancial de la producción de petróleo en Argentina equivalente al 39%. Los motivos de esta declinación se explican principalmente por la política empleada por parte del grupo para maximizar la producción primaria de hidrocarburos en desmedro de otras alternativas de producción que conllevan una recuperación de la inversión de más largo plazo, pero que al mismo tiempo garantizan un mayor factor de recuperación final.

Evolución de la producción de petróleo YPF 1999-2011



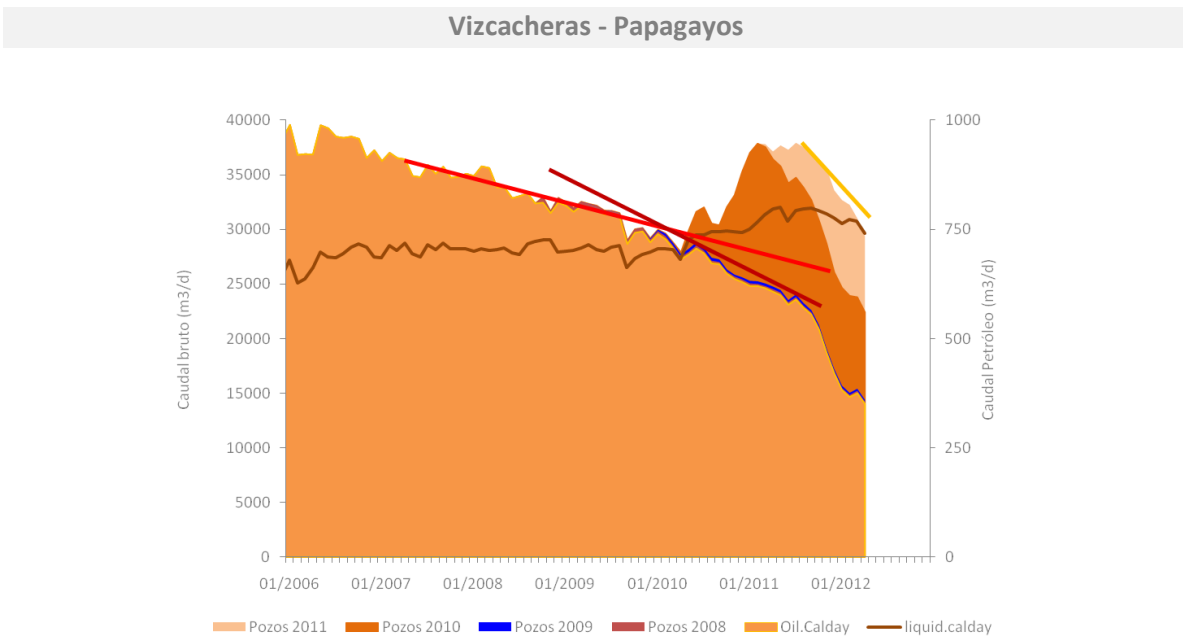
Fuente: SEN

Adicionalmente, esta situación se vio agravada por una mínima actividad exploratoria; insuficiente inversión en instalaciones de superficie y retraso en la implementación de proyectos de producción secundaria. De hecho, los pequeños cambios en los años 2008 y 2009 en la curva de declinación se deben a los incentivos creados por el Gobierno Nacional (principalmente, el Programa Petróleo Plus) que provocaron que se trabajara intensamente en optimizar la producción básica de los yacimientos (aunque continuó la tendencia por parte de Repsol a no invertir en recuperación secundaria e instalaciones de superficie). Una vez lograda esa optimización de la producción de base, la única manera de seguir manteniendo un nivel de producción que permitiera seguir alcanzando el beneficio de Petróleo Plus fue aumentar drásticamente la actividad de perforación.

La Falta de Inversión en Instalaciones

Las investigaciones realizadas por la Intervención encontraron que a partir del año 2004 se puede observar que algunos campos maduros de producción significativa para la compañía comenzaban a mostrar los efectos de la falta de inversión y mantenimiento en instalaciones de superficie y pozos, que se manifiesta como un aumento de las pérdidas y mermas en la producción. La política de maximizar la extracción por primaria, posponer la recuperación secundaria y no realizar inversiones en mantenimiento afectó en forma notoria la vida útil de los yacimientos, con pérdida de la recuperación final y en contra de las mejores prácticas de la industria.

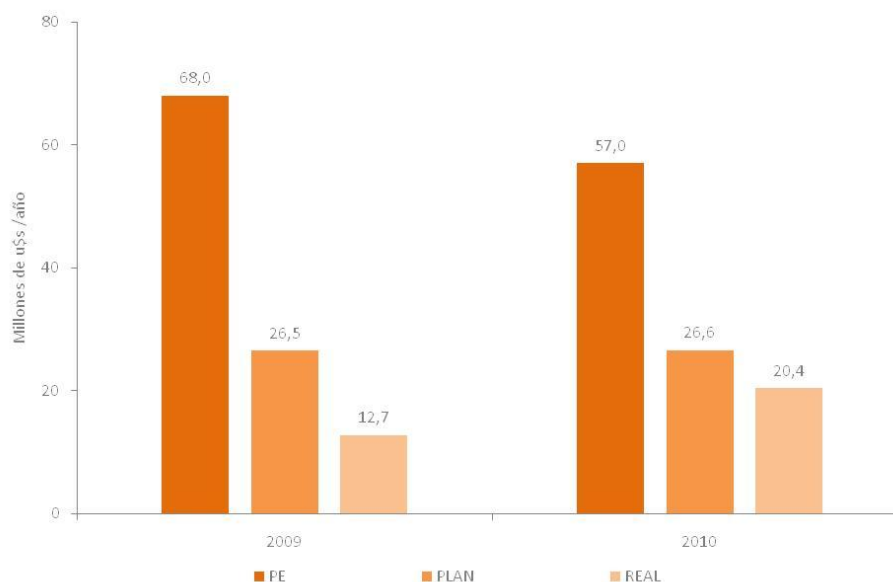
Entre los yacimientos perjudicados por este accionar se encuentran Vizcacheras, Barrancas y La Ventana en Mendoza, Señal Picada-Punta Barda, Chihuido de la Sierra Negra en Neuquén/Río Negro y Los Perales en Santa Cruz, así como otros yacimientos de la cuenca del Golfo San Jorge. A modo de ejemplo, el gráfico que se incluye a continuación muestra la caída de la producción debido a la salida de producción de pozos productores pre-existentes al año 2010 en yacimiento Vizcacheras, formación Papagayos, que contienen un mayor porcentaje de agua, para permitir la entrada de pozos nuevos con menor porcentaje de agua inicial. La razón de esta parada de pozos es la falta de capacidad en las instalaciones para manejar volúmenes totales de fluidos (petróleo y agua), con la consiguiente pérdida de producción. En el gráfico se puede apreciar también las campañas posteriores de perforación.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Esta falta de inversión también se observa en el siguiente ejemplo, donde en cuatro campos significativos de las cuencas cuyana y neuquina (Barrancas, La Ventana, Vizcacheras, Señal Picada, Punta Barda) existe una gran diferencia entre las necesidades de inversión en instalaciones manifestada por el negocio en el Plan Estratégico (PE), el plan comprometido ante la Secretaría de Energía (PLAN) y el realmente ejecutado en los últimos años. Como se observa en el gráfico que se incluye a continuación, durante el año 2009 Repsol no cumplió con su plan, invirtiendo un 81% menos de lo estimado como necesario por ellos mismos y, además, invirtió un 61% menos que lo comprometido ante la autoridad de aplicación, la Secretaría de Energía. Este mismo comportamiento tuvo lugar durante el año 2010, donde Repsol invirtió 64% menos que lo que había proyectado y 53% menos que lo comprometido ante la Secretaría de Energía.

Evolución de las Inversiones totales en Instalaciones de Superficie Areas Barrancas, La Ventana, Vizcacheras y Señal Picada-Punta Barda



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

El estado en que quedan estas instalaciones, que no han sido debidamente mantenidas y adecuadas, son efecto de una estrategia de explotación tendiente a maximizar los márgenes de ganancia, priorizando la perforación de pozos debido a su menor tiempo de retorno y atentando contra el retorno acumulado que se obtiene al final del yacimiento. Para el caso particular de estos cuatro yacimientos, el perjuicio en pérdida de reservas comprobadas solamente por lo ocurrido en 2012 se prevé en 750.000 m³. Este hecho no solo afecta significativamente la provisión de combustibles del país, sino que además actúa claramente en desmedro del valor futuro de la compañía. De esta manera, estos hechos constituyen evidencias irrefutables que demuestran que

el interés de Repsol estaba centrado en la obtención de la máxima ganancia posible en corto plazo, estrategia que se explica, a su vez, por el interés por parte del grupo de desprenderse de YPF una vez que la hubiera utilizado para apalancar su estrategia de expansión internacional y pudiera obtener un beneficio mayor al esperado por su venta gracias a la “puesta en valor” del yacimiento Vaca Muerta (al respecto, ver Sección 3).

Los Casos de las Resoluciones 785 y 1460

La investigación efectuada por la Intervención se focalizó también en comprender los principales aspectos del análisis del estado de las instalaciones de superficie realizado por la propia Repsol en el año 2011, año en el que se estudió el estado de situación de los Tanques y Ductos de los yacimientos en función de la Resolución 785 (Tanques) y 1460 (Ductos), generándose consecuentemente un plan de inversiones.

El análisis realizado por Repsol consistió en la evaluación de la criticidad de la totalidad de los tanques de E&P. En la tabla que se incluye a continuación se puede observar que a esa fecha se contaba con 254 tanques en estado crítico (marcados con el color rojo) y 625 tanques en estado semi-crítico (color naranja) de un total de 2042 tanques.

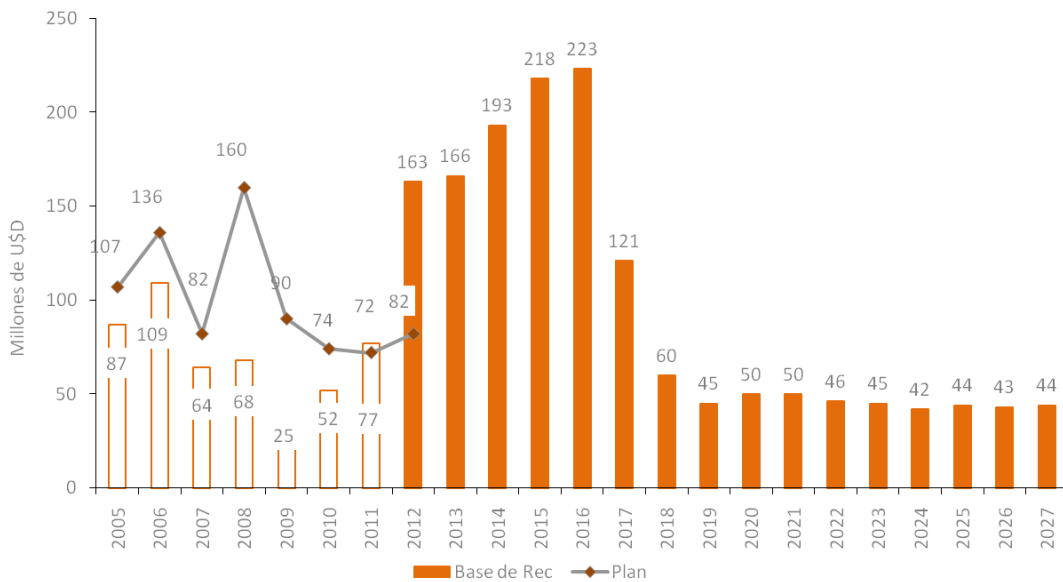
5	Excesivo	25	7	35	28	27
4	Mayor	32	21	48	30	26
3	Importante	132	146	339	116	60
2	Menor	184	181	414	142	49
1	MuyMenor	0	0	0	0	0
		Muy poco probable	Poco probable	Probable	Muy probable	Posible
		1	2	3	4	5

En el caso de la Resolución 1460, la empresa realizó la evaluación de criticidad de la totalidad de los ductos alcanzados por la norma. En la matriz de criticidad incluida a continuación se puede observar que 13 de ellos (36%) se encuentran en estado crítico (color rojo) lo que representa 412 km de 961 Km, es decir el 50% de los ductos existentes.

5	Excesivo	2 48,751 Km	0 0 Km	3 22,2 Km	2 11 Km	0 0 Km
4	Mayor	1 59 Km	8 205,438 Km	6 198,8 Km	2 131,6 Km	1 49,2 Km
3	Importante	2 15,2 Km	5 48,4 Km	3 85,5 Km	0 0 Km	0 0 Km
2	Menor	0 0 Km	0 0 Km	0 0 Km	0 0 Km	0 0 Km
1	MuyMenor	1 84,5 Km	0 0 Km	0 0 Km	0 0 Km	0 0 Km
		Muy poco probable	Poco probable	Probable	Muy probable	Posible
		1	2	3	4	5

En función de este análisis realizado en el año 2011, la empresa elaboró un plan de inversiones de aproximadamente USD 1.500 millones con el objetivo de adecuar las instalaciones que tenían el perfil de que se observa en el cuadro de abajo y que fue cargado a la Base de Recursos de la compañía, la principal herramienta de gestión de este tipo de acciones.

Evolución de Inversiones Facilidades - Argentina

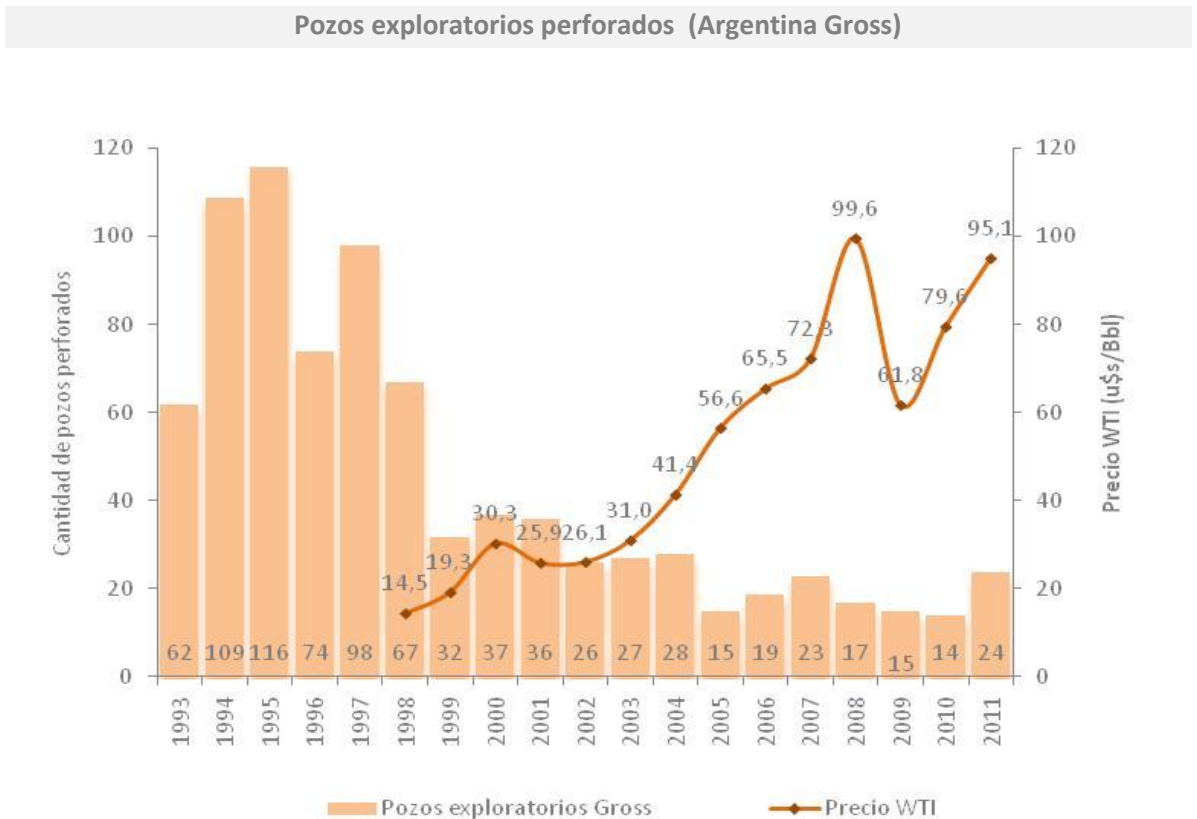


Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Como se puede observar para el caso del año 2012, las inversiones aprobadas fueron aproximadamente un 50% inferior a lo requerido. Por lo expuesto se concluye que en la actualidad un 54% de los tanques no se encuentran en condiciones óptimas de uso, mientras que un 76% de los ductos requieren también inversiones para adecuación a la normativa. Ante esta situación, la empresa ya se encuentra trabajando con el objetivo de minimizar los riesgos asociados a esta situación y recuperar condiciones óptimas de operación para los Tanques y Ductos de la compañía.

Evolución de la Exploración

Como puede observarse en el siguiente gráfico, la evolución de la perforación de pozos exploratorios en Argentina sufrió un quiebre muy importante en el año 1999. Si bien esta caída abrupta en la actividad exploratoria tiene en parte su explicación en la fuerte caída del precio WTI del petróleo durante el año 1999, puede observarse que la actividad nunca volvió a tomar un impulso similar al alcanzado durante los años anteriores a la gestión de Repsol, a pesar de contar con precios de petróleo significativamente más altos.



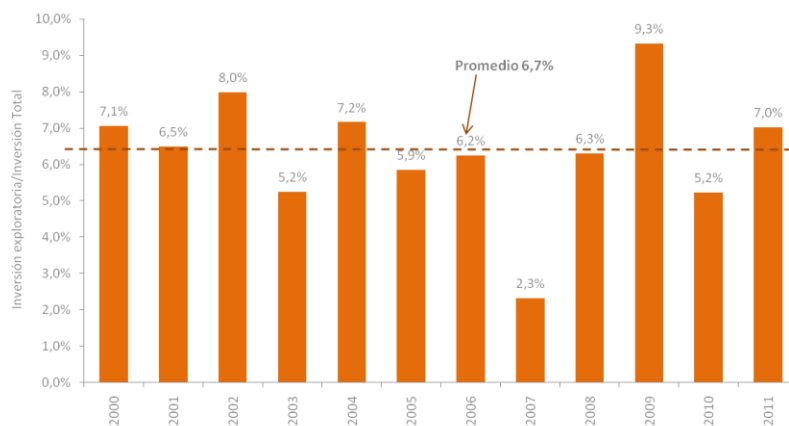
Fuente: formulario 20F

Analizando con algo más de detalle el gráfico se pueden reconocer 3 etapas:

- Una primera entre los años 1993 y 1998 donde el promedio de pozos exploratorios perforados era de 77 por año.
- Luego una segunda etapa entre los años 1999 y 2004, donde el promedio se redujo a 26 pozos por año, lo que representa una contracción de 70% de la actividad.
- Una tercera etapa entre los años 2005 y 2010 donde la actividad vuelve a reducirse a un promedio de 13 pozos perforados por año, produciendo una contracción del 84% con respecto al período de referencia (1993-1998). Recién en el año 2011 se observa un pequeño repunte de la actividad exploratoria vinculada principalmente a la perforación de pozos de Vaca Muerta (Shale Oil), aunque los valores alcanzados siguen siendo inferiores a la media de la actividad llevada a cabo entre los años 1999 y 2004 (al respecto, ver Sección 3).

Si la caída en los pozos explorados se analiza desde el punto de vista de la evolución de la relación entre las inversiones en exploración y las inversiones totales de Exploración y Producción, (ver gráfico a continuación) no se vislumbra una política definida, sino más bien variaciones aleatorias en cuanto a los esfuerzos dedicados a la exploración, lo que demuestra a las claras la inexistencia de un plan de incorporación de reservas de reemplazo provenientes de la actividad de exploración. Analizando el fenómeno a nivel acumulado, el presupuesto destinado a exploración representa solo el 6,7% del total de presupuesto destinado a E&P, muy inferior a los valores que anteriormente permitían alcanzar el reemplazo de reservas y su crecimiento orgánico. Adicionalmente, y como ya fue señalado en la Sección 1, Repsol favorecía sus proyectos exploratorios internacionales en desmedro de sus proyectos en Argentina.

Evolución del % Inversión en Exploración sobre el presupuesto Total Argentina



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF

La revisión de esta información no deja dudas con respecto a la priorización que realizó Repsol en los diversos Planes Anuales llevados adelante en Argentina durante sus años de gestión, dando absoluta prioridad a la monetización de las reservas ya descubiertas por sobre la incorporación de nuevos volúmenes, reduciendo de esta manera la inversión de riesgo propia de una práctica sana para el negocio en lo que atañe al reemplazo de volúmenes de reserva. Así, los efectos de la baja inversión exploratoria impactan significativamente en la caída de las reservas de YPF (que se muestra más adelante en esta sección) y afecta el futuro perfil de producción de la empresa. Por estas razones, la empresa ya se encuentra trabajando para garantizar la reversión de esta situación.

Dilación de los proyectos de recuperación secundaria

Las mejores prácticas en el desarrollo de reservas de un yacimiento implican la utilización de técnicas coordinadas de recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria. Estos métodos de recuperación deben iniciarse lo más pronto posible a fin de tener una respuesta más temprana, maximizar la recuperación final de hidrocarburos del yacimiento y optimizar el uso de las instalaciones de superficie. En contra de estas prácticas básicas del negocio hidrocarburífero, la política de Repsol fue favorecer la perforación de pozos de explotación de rápido repago, en desmedro de un desarrollo equilibrado y de un mejor recupero del volumen de reservas. Una forma de ejemplificar esta política seguida por Repsol es la presentada en el siguiente gráfico, donde se aprecia la evolución de la relación entre los pozos inyectores y productores en el flanco oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge (Las Heras). La evolución de esta relación podría llegar a un límite teórico máximo de 0,5 (2 pozos productores por 1 inyector) y práctico de entre 0,3 y 0,35.

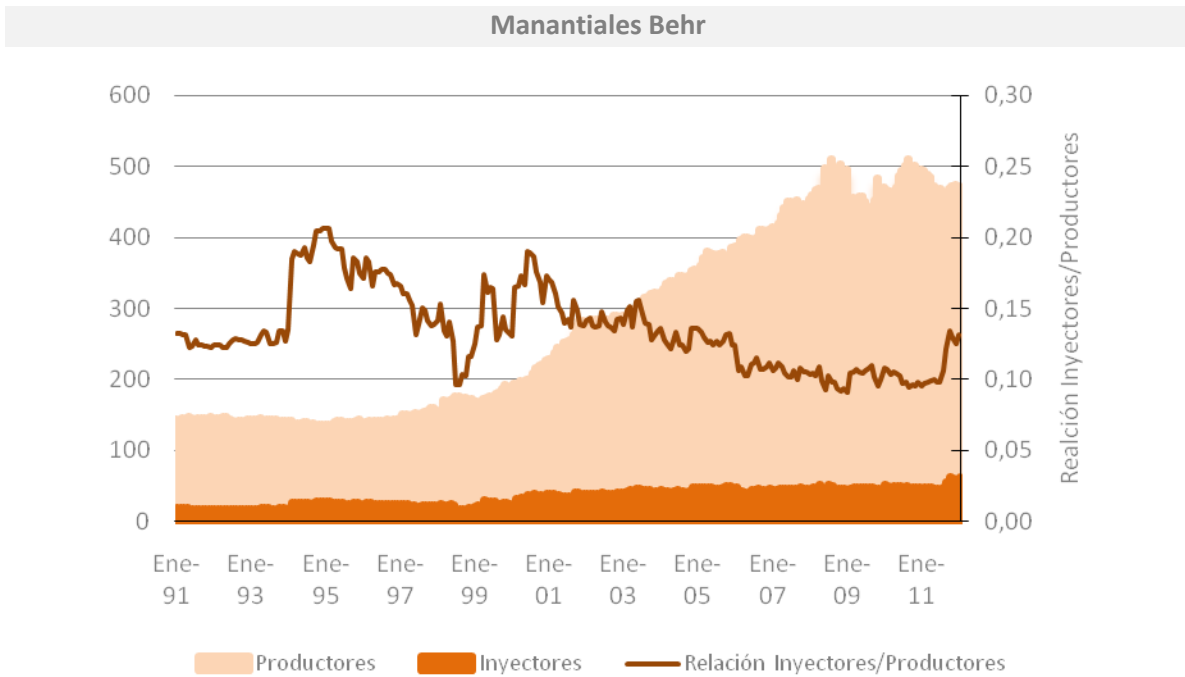
Evolución de la relación de pozos Inyectores/Pozos productores Las Heras



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

La curva de relación entre ambos muestra a partir de mediados de 1996 y hasta fines del 2000 un fuerte incremento que responde a la implementación masiva de nuevos proyectos de recuperación secundaria. Posteriormente esta curva se mantiene estable hasta fines del 2006, lo que demuestra el cambio de política por parte de Repsol y una desaceleración en la implementación de nuevos proyectos de recuperación secundaria, a pesar de estar lejos de desarrollar el máximo potencial de secundaria en los yacimientos analizados. Para fines de 2006, se observa una brusca caída en la relación, producto de una pésima política de mantenimiento que ocasionó la pérdida de integridad de los pozos inyectores y el cierre de aproximadamente un tercio de ellos por parte de la Secretaría de Medio Ambiente de Santa Cruz. La recuperación posterior implica una lenta recuperación del número de inyectores activos y una caída de pozos productores.

En otro ejemplo, para el caso del Área Manantiales Behr en Chubut (ver gráfico a continuación), se ve el esfuerzo centrado casi con exclusividad en la perforación de pozos nuevos a la par de una dilación o estancamiento en la cantidad de pozos inyectores. La cantidad de pozos a fines de 1999 era de 187 productores y 25 inyectores y a fines del 2011 es de 473 productores y 59 inyectores. Aquí se ve que la relación productor/injector no sólo se estanca, sino que disminuye con el tiempo mostrando una preferencia en el desarrollo de proyectos de primaria por sobre los de secundaria que son, en definitiva, los proyectos que mantienen la producción de base en el largo plazo.

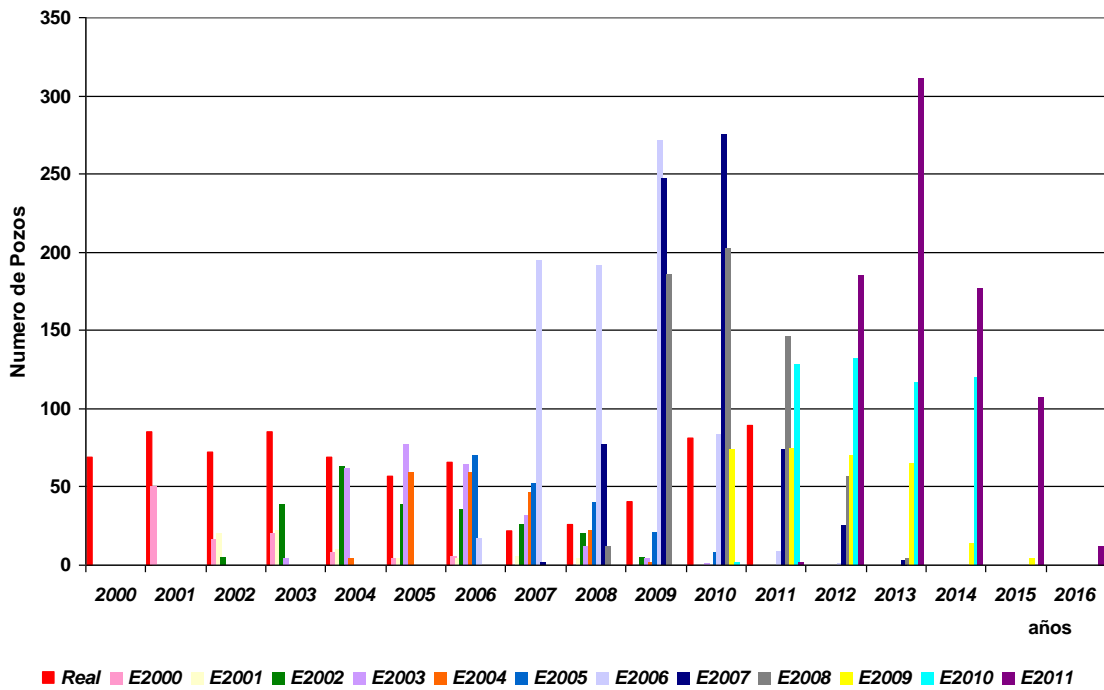


Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Desaprovechamiento del potencial productivo de las concesiones

Cuando se analiza el grado de aprovechamiento del potencial productivo de las concesiones en manos de Repsol, se observa que sistemáticamente los planes ejecutados están en defecto respecto al perfil de agotamiento de reservas presentados según declaración jurada a la Secretaría de Energía. Este fenómeno se aprecia con claridad en el siguiente gráfico, donde se muestra la evolución temporal de distintos perfiles de agotamiento y la actividad real de todo el flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. Es evidente que, a medida que pasan los años, la actividad no realizada en años anteriores se posterga, concentrándose en años posteriores hasta alcanzar en algunos casos niveles de actividad proyectada no compatible con el parque de equipos disponible, el límite de la concesión y la disponibilidad de otros recursos. Esta práctica está orientada a la incorporación de volúmenes al libro de reservas, que evidentemente la empresa no tenía intención de desarrollar.

FLANCO SUR- Pozos Nuevos Reales vs. Proyectados

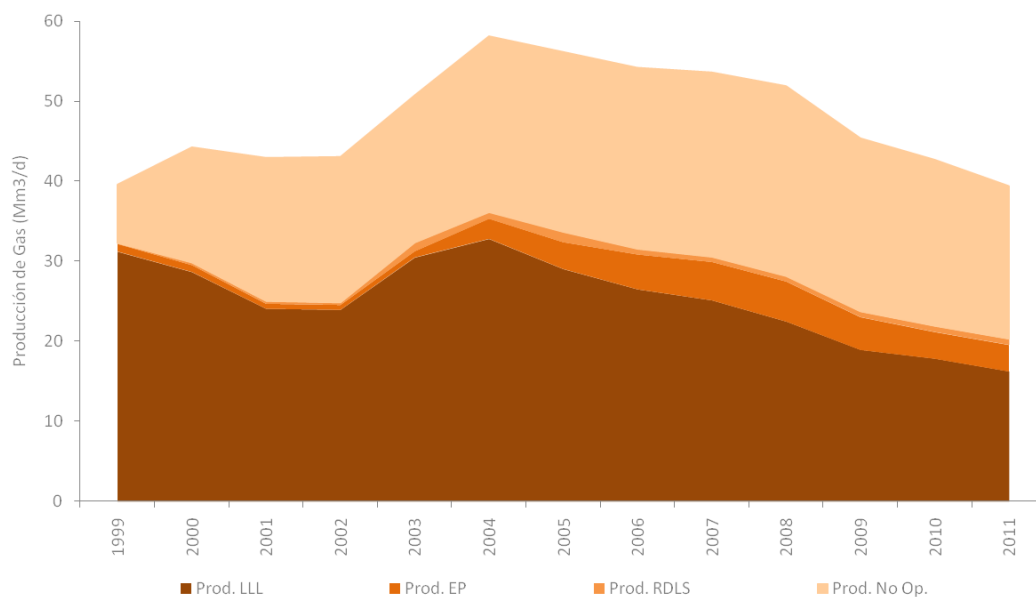


Estrategia de Repsol en el negocio del Gas Natural en Argentina

En este apartado se establecen los principales lineamientos de las estrategias adoptadas por Repsol respecto de la exploración y explotación de gas natural y como éstas fueron transformándose en el tiempo, particularmente en lo que respecta a la cuenca Neuquina, donde la compañía posee las principales áreas productivas operadas de gas. En el siguiente gráfico se puede observar la comparativa entre la evolución de la producción de gas correspondiente a las Áreas Operadas por YPF desde el año 1999 al 2011 (Loma La Lata, El Portón, Rincón de los Sauces) y la evolución de la producción correspondiente a las Áreas No Operadas por YPF en la cuenca neuquina (Aguada Pichana, Aguada San Roque y Lindero Atravesado), donde la política de explotación de gas es fijada por el operador de las áreas en las cuales YPF está asociada.

Cuenca Neuquina - Evolución real de la producción de Gas

Operadas y No Operadas (volúmenes SEC)

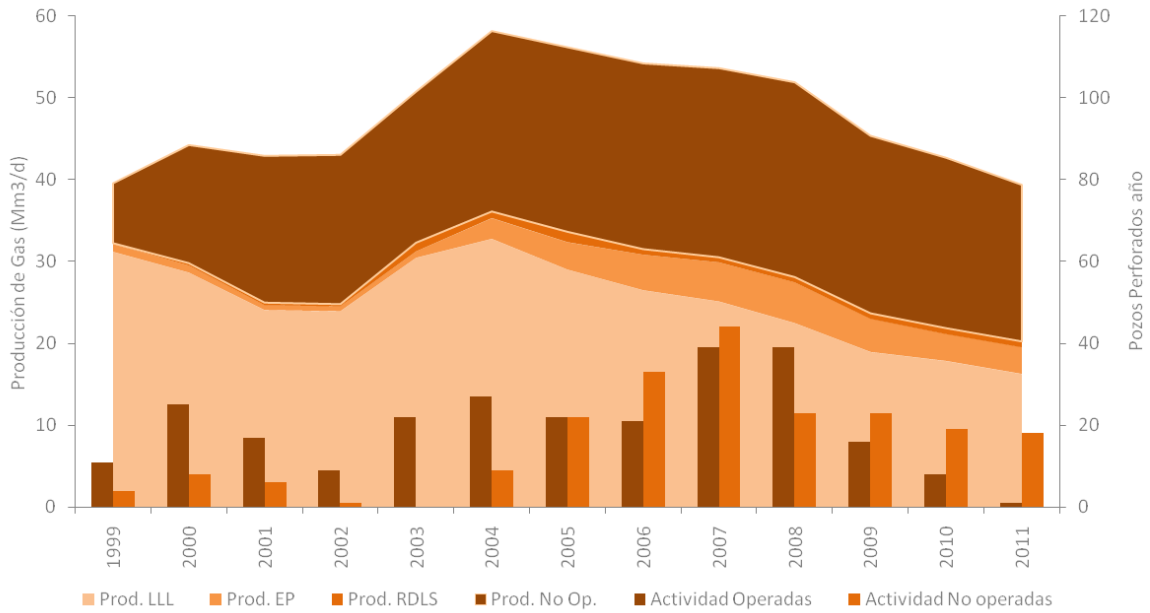


Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Es evidente que mientras la producción de Áreas No operadas, se mantiene en un *plateau* de producción promedio anual de entre 20 y 23 Mm³/d a partir del año 2001 (momento de máxima contracción de la demanda por la crisis económica que atravesaba el país), el comportamiento de la curva de producción de las Áreas Operadas muestra una franca declinación a partir del año 2004, desde un promedio anual de 36 Mm³/d a 20 Mm³/d en 2011, con una pérdida neta de producción que representa una caída del 45% en un lapso de 7 años.

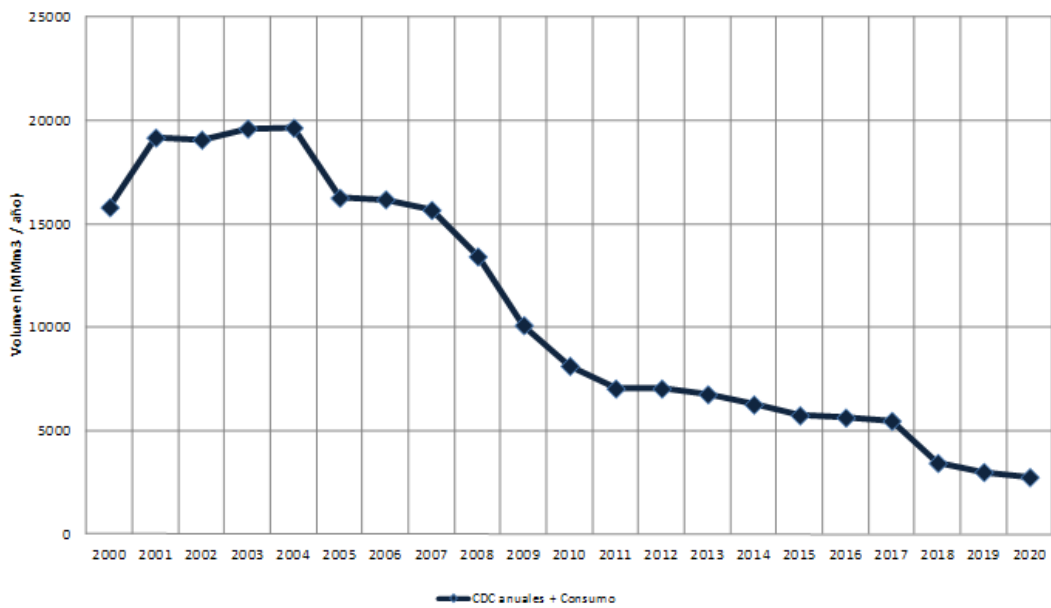
Si se analiza la actividad física en las áreas operadas, se puede observar en el gráfico que se incluye a continuación una mayor actividad entre los años 2007 y 2008, disminuyendo abruptamente de 39 pozos perforados por año en el periodo 2007-2008, a 1 solo pozo perforado en 2011. Este esfuerzo está íntimamente relacionado a los compromisos de cumplimiento de contratos de provisión de gas a terceros con cláusulas del tipo *delivery or pay*, los cuales disminuyen sustancialmente en el año 2009 y posteriores como puede verse en el segundo gráfico incluido a continuación. En resumen, al vencerse los compromisos importantes del tipo *delivery or pay*, la compañía priorizó la monetización de las reservas de gas de Bolivia o la venta de GNL por sobre la perforación y desarrollo de los yacimientos operados en el país.

Cuenca Neuquina - Actividad de perforación
Operadas, No Operadas (Volúmenes SEC)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Evolución de los Contratos de Venta de Gas mas Consumo Propio. Período 2000-2020

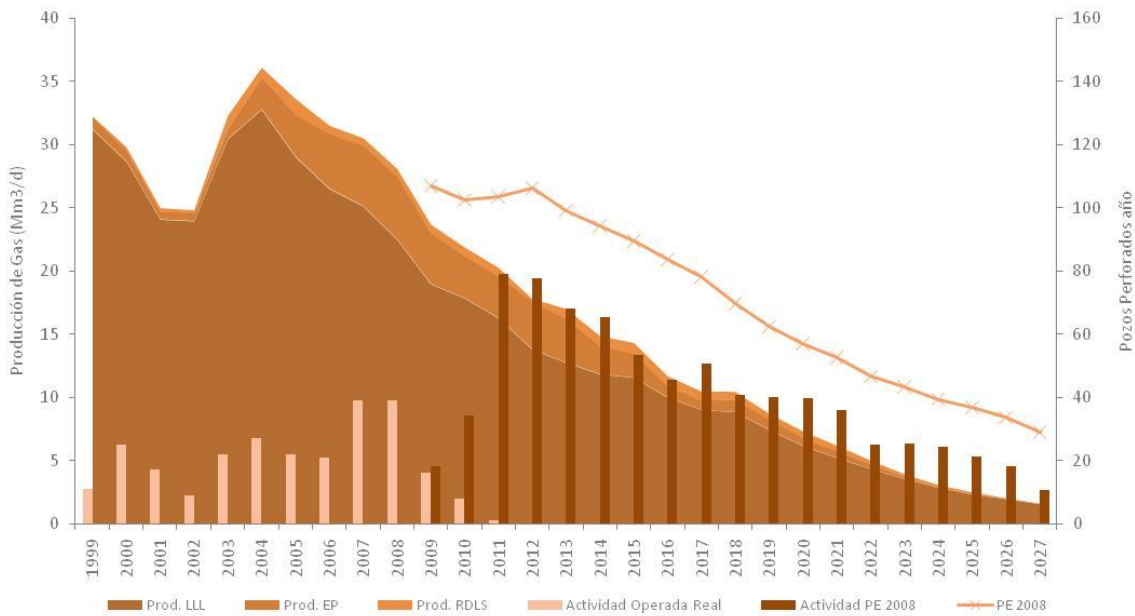


Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Como contrapartida, si observamos la evolución de la curva de actividad física de Áreas No Operadas desde el año 2008 a la fecha, se observa una actividad bastante homogénea de alrededor de 20 pozos por año. Vale aclarar que una buena parte de esta actividad corresponde al desarrollo de proyectos Gas Plus en la zona de Main Aguada Pichana, Cañadón de la Zorra y Las Cárcelas, donde se comercializa el gas con precios de hasta 6,5 USD/MMBTU.

En el siguiente gráfico se puede observar la producción de gas de los yacimientos de las zonas de Loma La Lata, El Portón y Rincón de los Sauces hasta fines del 2011 y su proyección futura sin perforación posterior, mientras que la línea presenta la proyección de la producción incluida en el Plan Estratégico de 2008 (PE 2008) así como la actividad de perforación que soportaba este incremento de producción. Este crecimiento estaba apoyado básicamente sobre el proyecto Tight Gas Lajas diseñado para alcanzar un plateau sostenido de 5 Mm3/d de gas. Este proyecto necesitaba un precio de venta de 6 USD/MMBTU similar al de otros proyectos de gas no convencional (Gas-Plus) desarrollados en la cuenca para poder ser monetizado. Como se observa en el gráfico, la actividad real efectuada durante los años 2009, 2010 y 2011, lejos de crecer sufrió una abrupta caída. Es obvio que el proyecto Tight Gas Lajas dejó de ser una prioridad de desarrollo para la compañía que prefirió sustituir este proyecto con la importación de su propio gas, desde y Bolivia y GNL, ya que este tipo de negocios presentaban, en el corto plazo, una mayor rentabilidad para Repsol.

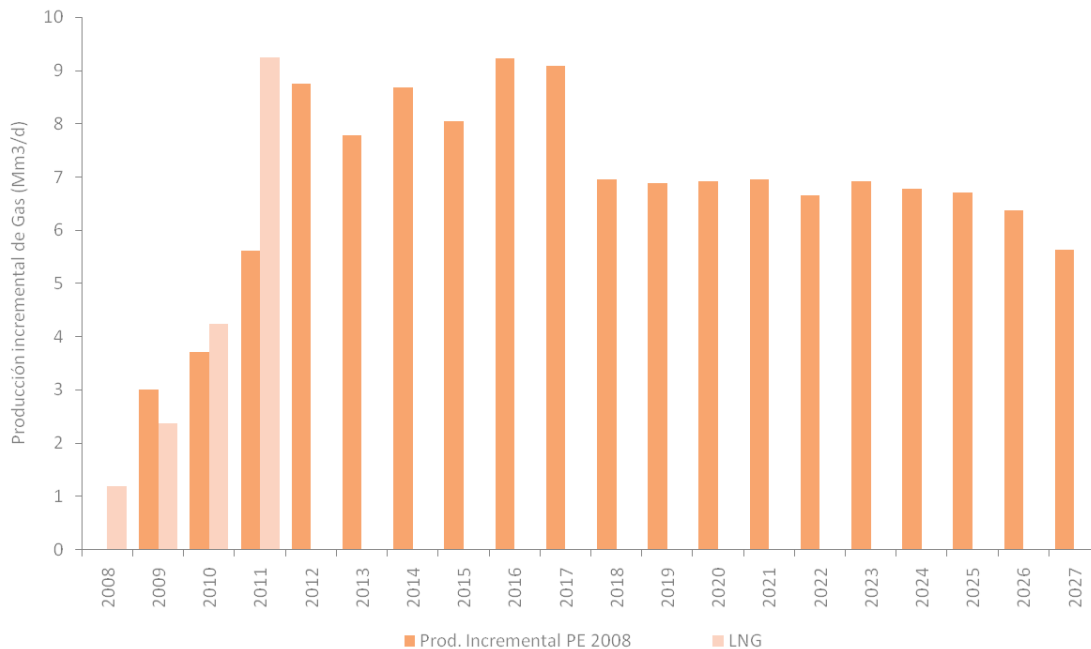
Pronóstico PE2008 - Actividad prevista y realizada / Áreas Operadas (volúmenes SEC)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

En el siguiente gráfico puede verse el comparativo anual de los volúmenes de producción incrementales de los proyectos que conformaban la cartera del Plan Estratégico 2008 y los volúmenes inyectados por los buques de GNL. A partir de esta comparación se demuestra que de haber desarrollado el proyecto Tight Gas Lajas Repsol podría haber postergado hasta el año 2011 el proyecto GNL, lo cual a su vez hubiera significado un ahorro estimado de aproximadamente USD 780 millones para el Estado Nacional. Esta diferencia surge a partir de la brecha que existe entre la tarifa a la cual se cobraría el gas que podría haber aportado el proyecto Tight Gas Lajas y la del proyecto GNL.

Proyectos en PE2008 vs Proyecto LNG



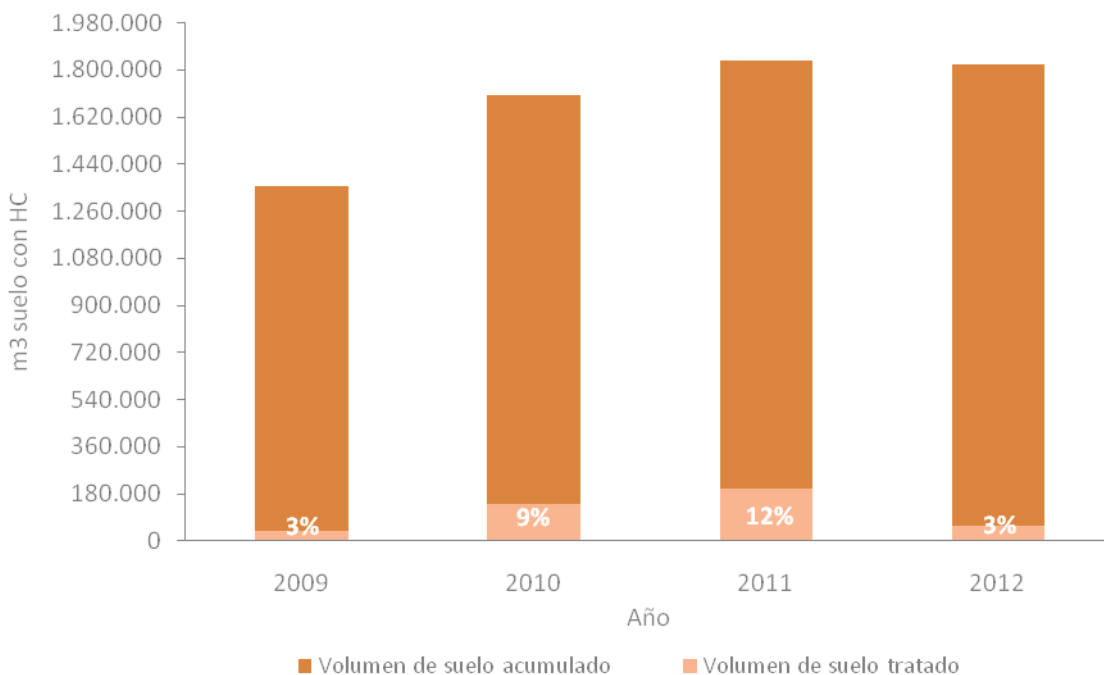
Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

En síntesis, los argumentos precedentes constituyen prueba suficiente de la absoluta responsabilidad de la ausencia del desarrollo de los yacimientos de gas no convencional, debido a la apuesta por parte del grupo de maximizar sus ganancias de corto plazo, estrategia que a su vez estuvo a contramano de lo implementado por el resto de los operadores de esa cuenca.

Gestión Ambiental - Depósitos con tierras con hidrocarburos

Con el fin de evaluar la gestión ambiental de Repsol en YPF, la Intervención encontró como principal escoyo que recién a partir del año 2008 se encuentra disponibilidad de datos centralizados a nivel de *upstream* que permitan realizar un análisis de la tendencia de acumulación de tierras contaminadas con hidrocarburos repositorios. Los aportes principales a los repositorios provienen de tierras contaminadas por derrames, tierras provenientes de saneamientos de pasivos ambientales, y *cutting* de perforación con lodos con base oleosa (esto último en aquellas provincias que aún permiten dicha práctica). Se observa en el siguiente gráfico la evolución de los volúmenes. De acuerdo a cálculos preliminares, la acumulación generada implica un costo aproximado para YPF de USD 115 millones (1.764.000 m³ x USD 65) que deberían ser invertidos para lograr su tratamiento y disposición final.

Volumen de suelo con HC acumulado en repositorios



Fuente: Informe Mensual MASC Upstream

Gestión Ambiental - Índice de frecuencia de derrames

Este indicador, cuya evolución se lleva desde el año 2006, evidencia hasta 2008 una tendencia decreciente. A partir de 2009 se produce un incremento significativo en la cantidad de derrames, finalizando 2010 y 2011 con más de 4.500 derrames, constituyendo un aporte relevante al aumento de volúmenes de suelo con hidrocarburo en los repositorios.

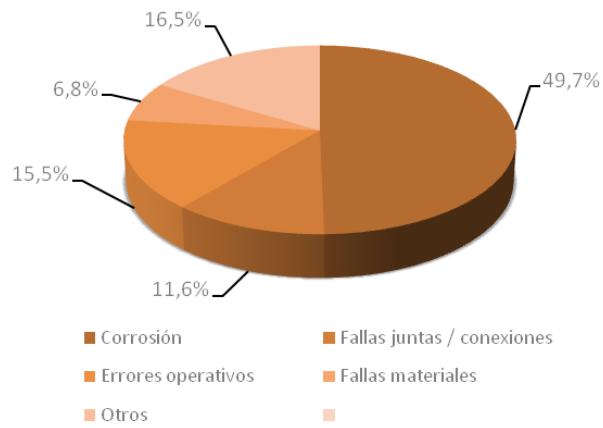


Fuente: Informe Mensual MASC Upstream / El 2012 contabiliza sólo hasta marzo

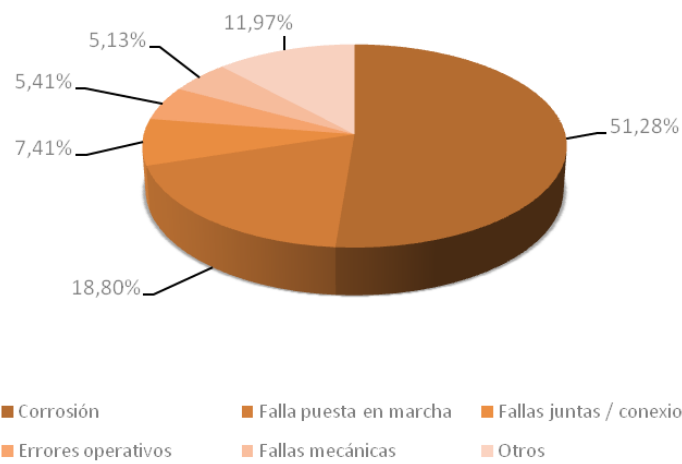
NOTA: Índice de Frecuencia de Derrames (IFD) = (Cantidad de incidentes con derrames / Volumen Bruto Producido + Agua Inyectada) x 10⁶.

Asimismo se observa que en los últimos seis años la principal causa identificada de rotura es corrosión, lo que se vincula con la falta de inversión para reemplazar ductos en mal estado, o bien con deficiencias en la gestión de la integridad de activos críticos.

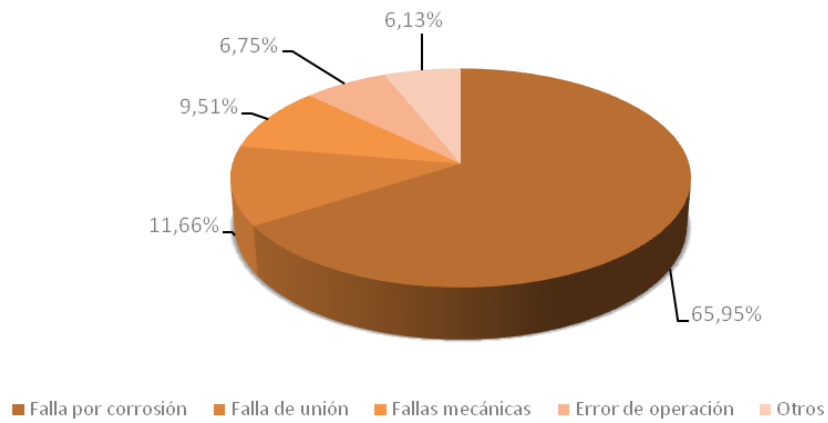
Distribución porcentual de causas de derrames del mes de Diciembre - Año 2006



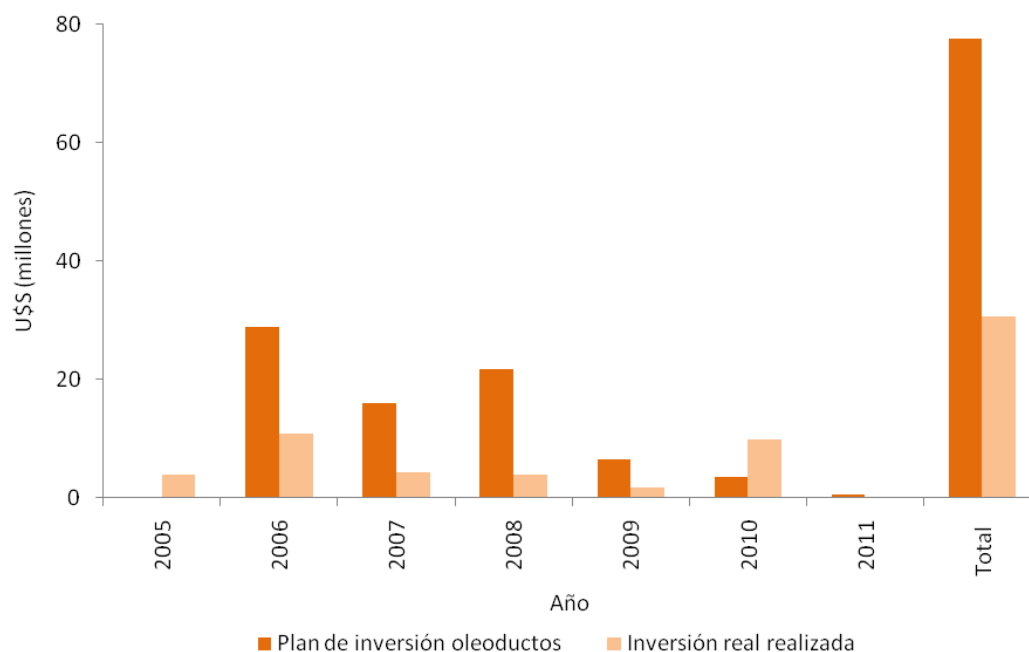
Distribución porcentual de causas de derrames del mes de Diciembre - Año 2010



Distribución porcentual de causas de derrames del mes de Diciembre - Año 2011



En el siguiente gráfico se observa la inversión real en oleoductos en función del plan de inversión por año y el total informado a la Secretaría de Energía de acuerdo a resoluciones vigentes. Las diferencias entre ambas magnitudes habla por sí sola.

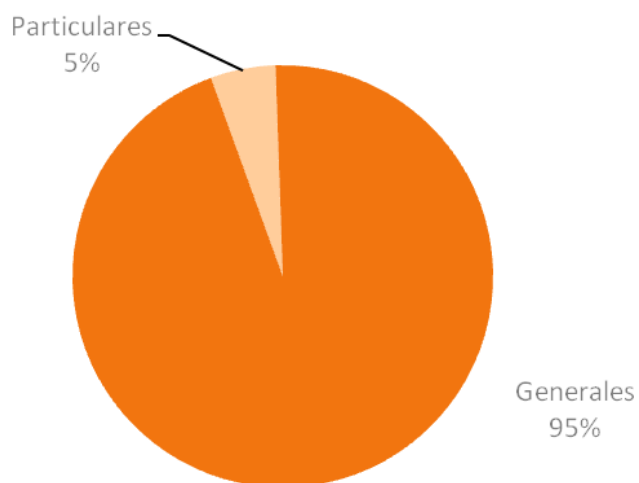


Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Gestión Ambiental - Situaciones Ambientales (Pasivos ambientales) en Upstream y Downstream

Las situaciones ambientales están clasificadas según su magnitud, riesgo y complejidad de gestión en particulares y generales. Las situaciones ambientales particulares ascienden a 76, agrupadas en 40 proyectos de gestión. Las situaciones ambientales generales registradas suman un total de 1.426, de las cuales 1.353 se encuentran en la categoría de probables o posibles. Se adjunta como **Anexo 2.**, una clasificación por tipo de Situación Ambiental, tanto para las Particulares como para las Generales.

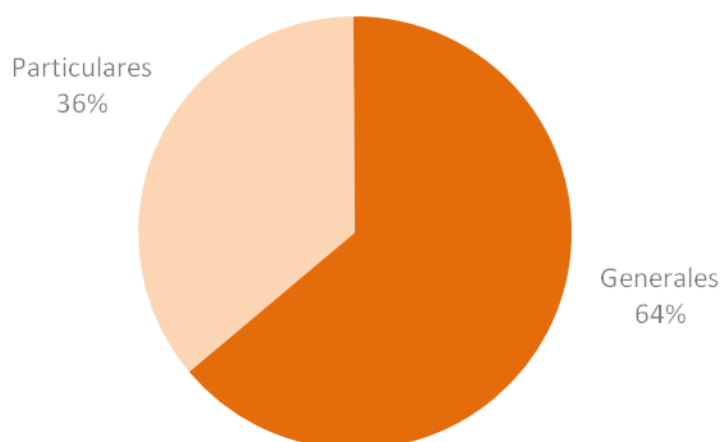
Distribución de Situaciones Ambientales



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Por otra parte la provisión total a fecha 31/03/2012 de las situaciones ambientales que figuran en el registro correspondiente es de USD 94 millones (expresado en USD al tipo de cambio equivalente promedio del año en cuestión). Con una distribución en monto provisionado de acuerdo al siguiente gráfico:

Distribución de Situaciones Ambientales en monto provisionado



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

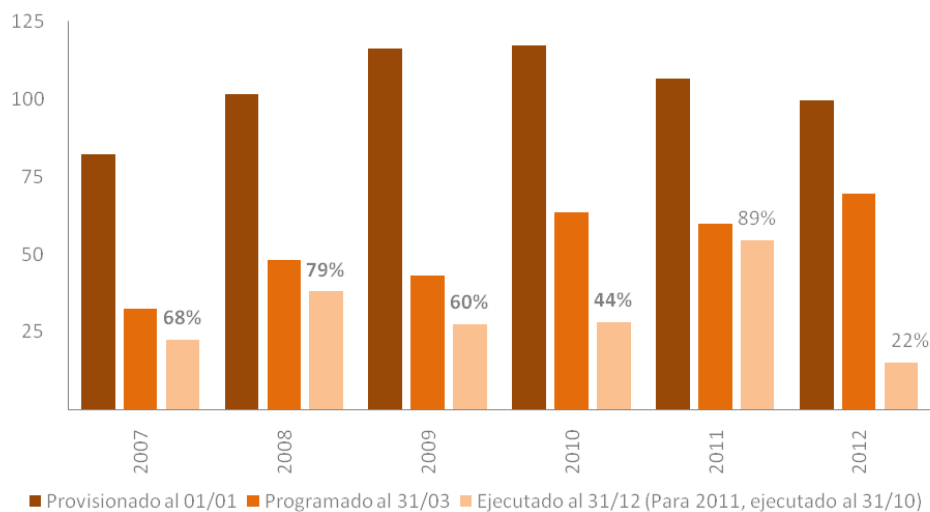
La evolución de los montos provisionados permite observar que desde el año 2007 donde se provisionaron USD 101 millones se produce un incremento anual hasta llegar al 2009 con USD 117. A partir del año 2010 comienza a disminuir la provisión hasta llegar a los USD 94 millones en el primer trimestre de 2012. Es interesante observar el flujo neto que se produce entre las salidas (montos erogados) y las entradas (aumento de provisión), dado que se observa que en los últimos tres años dicho flujo es negativo, es decir que no se aumenta la provisión ni aún para mantener los montos históricos.

PROVISIONES (Mill. USD)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Inicial	82,3	101,3	116,1	117,2	106,4	99,6
Entradas	41,5	52,7	28,6	17,4	48	9,4
Salidas	22,4	38	27,5	28,2	54,5	15,2
Flujo Neto	19,1	14,8	1,2	-10,8	-6,7	-5,8
Final	101,3	116,1	117,2	106,4	99,6	93,8

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Por otra parte se observa desde el 2007 y hasta 2010 sistemáticas sub-ejecuciones significativas de las erogaciones anuales programadas, destacándose el período 2010 donde se llega a sub-ejecutar el 56% de lo previsto.

Montos provisionados, programados y ejecutados por YPF (en millones de USD)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Gestión Ambiental - Compromisos Integrales Asumidos con Autoridades de Aplicación

La Situación de la Provincia de Santa Cruz

En marzo de 2011, se presentó a la Autoridad de Aplicación de Santa Cruz; el Plan de Acción Medio Ambiental (PAMA), habiéndose establecido los siguientes objetivos:

- Organizar la gestión ambiental anual que se desarrollará en la Unidad de Negocios Santa Cruz, sobre la base de un Plan Ambiental Estratégico a largo plazo.
- Promover la optimización/modificación de los métodos y tratamientos implementados en la operación ambiental, a través del desarrollo de nuevas técnicas, mejora de las técnicas existentes y articulación con instituciones de investigación.
- Desarrollar una herramienta que permita proporcionar a las Autoridades de Aplicación, respuestas rápidas y certeras ante sus requerimientos; como resultado del adelanto de una gestión preventiva.
- Servir de base y complemento para el cumplimiento y gestión de planes y programas requeridos de la Ley 3117.
- Permitir la ejecución de los trabajos en forma planificada y continua, anticipando y previendo las necesidades de los recursos.

El avance a fecha 31/12/2011 en los diferentes aspectos en que fue dividido el plan, se detalla en la siguiente tabla (en miles de pesos), observándose una sub-ejecución del 37% en el total, principalmente asociado a los aspectos medioambientales (saneamiento, piletas de emergencia, residuos, recurso hídrico y estudios y auditorías ambientales) sub-ejecutados en un 69%.

DETALLE	COMPROMETIDO AL 31/12/2011	REAL TECNICO ACUM. AL 31/12/2011
SANEAMIENTO	39.549,63	28.965,37
PILETAS DE EMERGENCIA	13.120,00	6.972,59
RESIDUOS	72.120,66	17.197,20
RECURSO HÍDRICO	10.369,97	4.817,57
ESTUDIOS Y AUDITORÍAS AMBIENTALES	24.646,00	4.524,63
MANTENIMIENTO E INTEGRIDAD DE INSTALACIONES	433.923,76	309.915,05
TOTAL	593.730,02	372.392,41

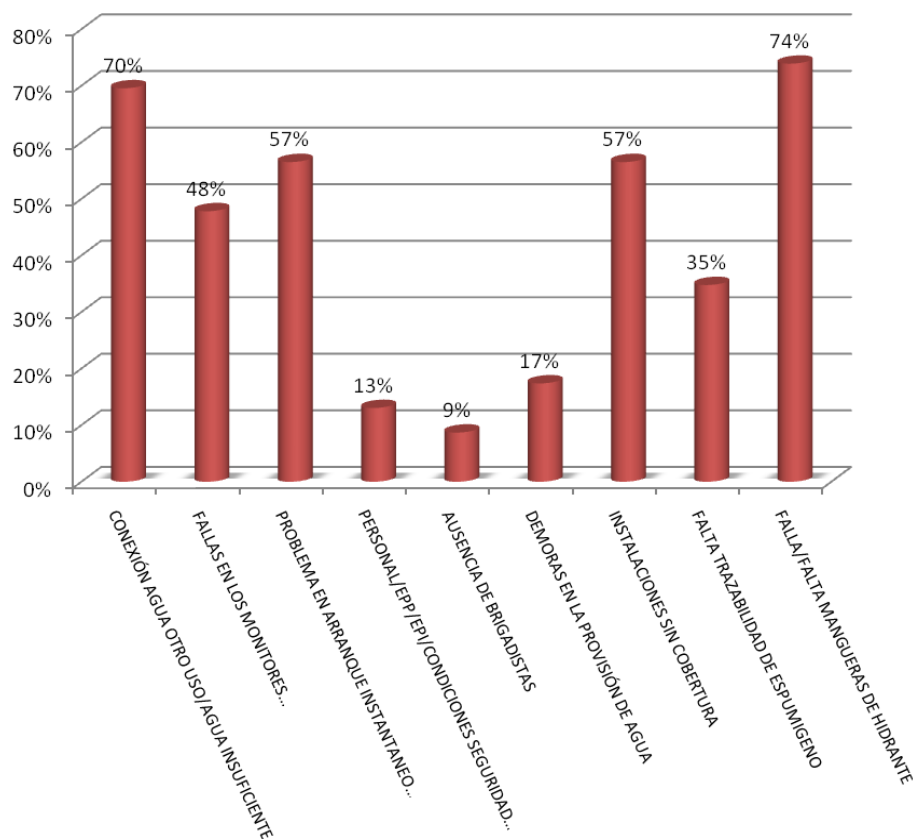
Gestión Ambiental - Situación de las Redes contra Incendio Upstream

Se realizó un relevamiento, dentro del contexto de auditorías internas, de 23 instalaciones de las UN de *Upstream*, observándose una serie de desvíos, principalmente en los tiempos de respuesta y en fallas en los monitores, con contaminación de agua en algunos casos. Asimismo se detectaron deficiencias en la provisión de agua, en el arranque instantáneo de las bombas de emergencia y en la cobertura de las instalaciones. Para proceder a su análisis, las fallas observadas fueron clasificadas de la siguiente manera:

- Conexión agua otro uso / Agua insuficiente
- Fallas en los monitores (ausencia, rotura, falta de alcanza, contaminación)
- Problema en arranque instantáneo (bombas)
- Personal, EPP, EPI, condiciones de seguridad laboral
- Ausencia de brigadistas
- Demoras en la provisión de agua
- Instalaciones sin cobertura
- Falta de trazabilidad de espumígeno
- Falla / falta de mangueras de hidrante

En el siguiente gráfico se observa la distribución porcentual de fallas en función de las instalaciones auditadas. Lo expuesto manifiesta un desvío significativo en un aspecto fundamental para la protección de los activos y de la seguridad personal. Asimismo representa un claro incumplimiento legal. En el **Anexo 3** se presentan fotografías ilustrativas a este respecto.

Fallas en las Redes Contra Incendios



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Gestión Ambiental - Abandono de pozos

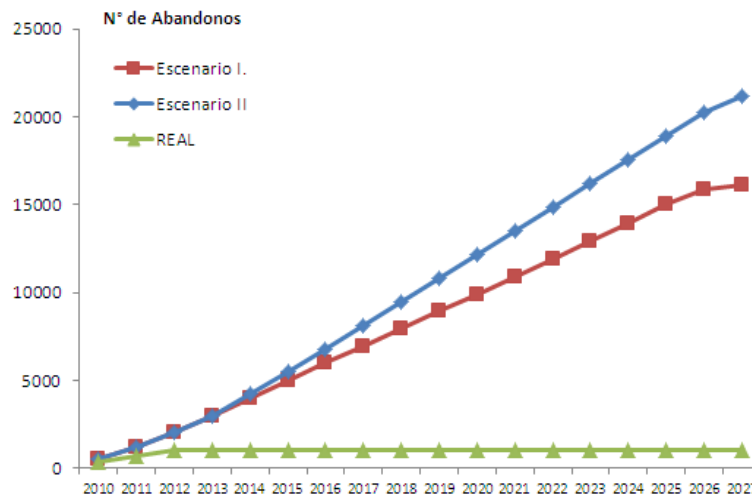
Hasta el año 2009, la actividad de abandono de pozos no cumplía con ninguna metodología definida que regulara su ritmo, al tiempo que el ritmo de perforación de pozos nuevos era superior al de abandono, hecho que incrementaba el stock de pozos a abandonar. A partir del 2009 Repsol elaboró un plan de abandono de pozos que contemplaba 2 escenarios:

Escenario 1 “Estimación Declinatoria”, que asume: Abandono de todos los Pozos cuya producción declinatoria no alcanza hasta el fin de concesión (2027), de igual manera se asume que todos los pozos nuevos perforados luego a partir del 2010 no sean abandonados antes del fin de concesión. Argentina: 16.162 Pozos (Región Sur: 11.133 pozos / Región Oeste: 5.029 pozos)

Escenario 2 “Abandono de 100% de los Pozos”, que asume: Abandono de todos los Pozos hasta fin de concesión (2027), de igual manera se asume que todos los pozos nuevos perforados luego a partir del 2010 no sean abandonados antes del fin de concesión. Argentina: 21.187 pozos (**Región Sur: 14.152 pozos / Región Oeste: 7.035 pozos**).

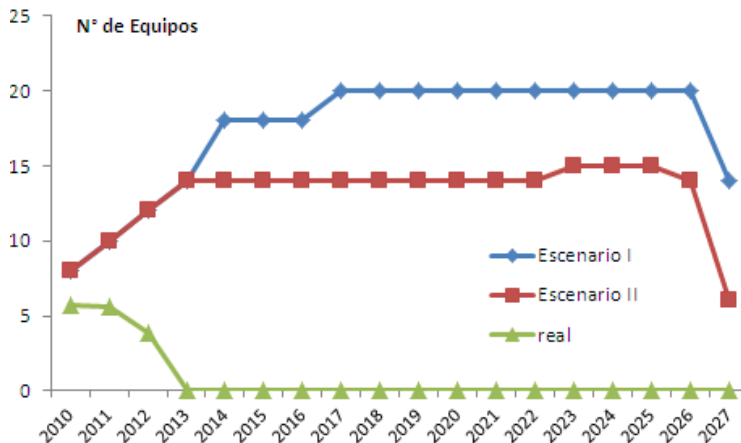
El plan ejecutado en la actualidad presenta un desvío de al menos el 50% del estimado, con tendencia a aumentar el desvío debido a la utilización de recursos en otras actividades. Ver gráficos a continuación:

Evolución del plan 2009 de Abono



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Evolución N° de Equipos



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF.

Gestión Ambiental - Fotografías ilustrativas de derrames













Sección 3

El “Descubrimiento de Vaca Muerta”. La (Re)Venta de las Joyas de la Abuela.

Estrategia de Repsol-YPF respecto de los recursos no convencionales

La formación Vaca Muerta se extiende en un área de unos 30.000 km², dentro de los cuales Repsol YPF posee una participación de 12.000 km² (40% del total). Los primeros resultados indicarían que un 77% de su área tendría petróleo y el resto se repartiría entre gas húmedo y gas seco.

Repsol YPF estuvo trabajando sobre un área delineada de menos de 1.000 km², equivalentes únicamente al 8% del área que compete a la empresa. La empresa contrató una auditoría externa a la empresa Ryder Scott, que arrojó el siguiente análisis de los recursos y reservas:

Recursos y reservas de Vaca Muerta, febrero 2012, en MBBL, MBEP y TCV

Tipo de recurso	Bruto (100%)				Neto YPF			
	Petróleo (Mbbbl)	Condensado (Mbbbl)	Gas (Mbep)	Total (Mbep)	Petróleo (Mbbbl)	Condensado (Mbbbl)	Gas (TCF)	Total (Mbep)
Recursos Prospectivos*	5.732	396	15.038	21.167	3.966	224	8.161	12.351
Recursos Contingentes**	1.115	-	410	1.525	883	-	330	1.213
Reservas 3P	81	-	35	116	81	-	35	116
Posibles	33	-	15	48	33	-	15	48
Probables	25	-	11	35	25	-	11	35
Probadas	23	-	10	33	23	-	10	33

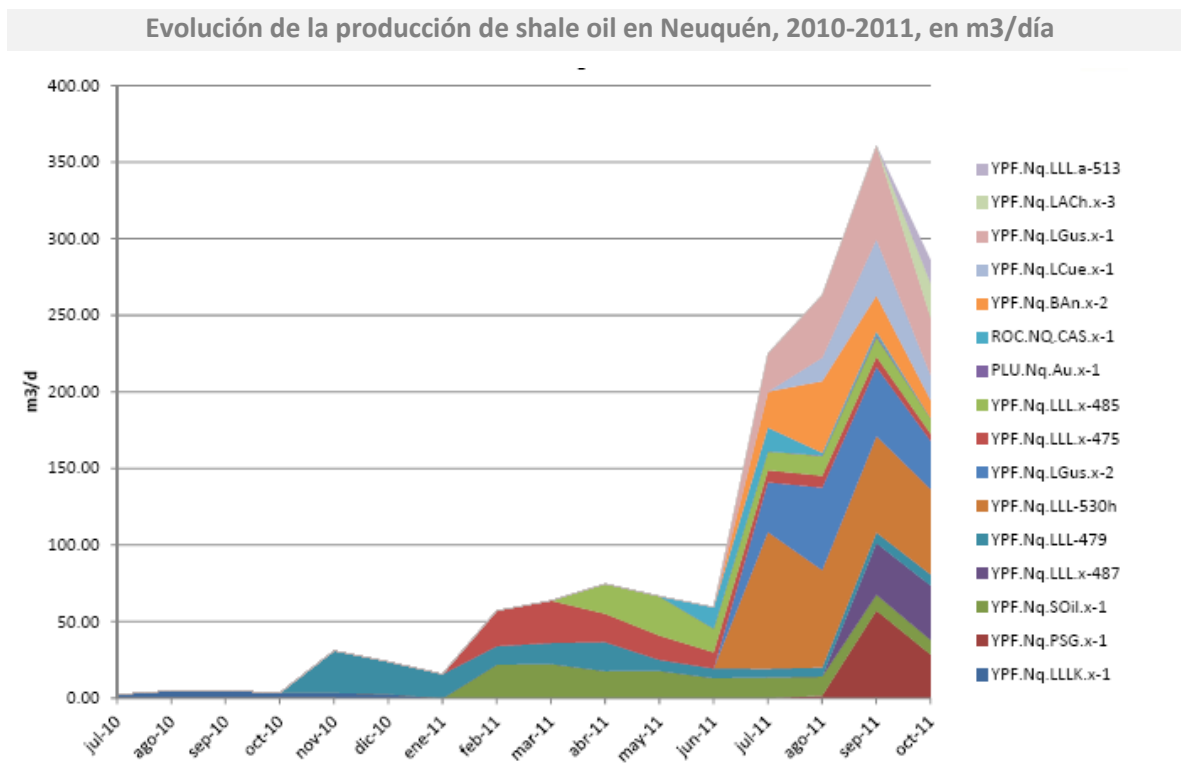
Fuente: Ryder Scott - 1 bep = 5,615 miles de pies cúbicos de gas

* Recursos prospectivos: Son aquellas cantidades de hidrocarburo potencialmente recuperables en base a una acumulación de la que se tienen datos preliminares pero en la que todavía no se han perforando pozos descubridores.

** Recursos contingentes: Son aquellas cantidades de hidrocarburo potencialmente recuperables en base a una actividad exploratoria previa que incluye descubrimientos. Estos recursos no pueden ser considerados comerciales al momento de la evaluación (es decir pueden ser económicamente viables, pero pendientes de un permiso de explotación, de la aplicación de ciertas tecnologías, etc.).

Puede apreciarse que de los 1.525 millones de barriles equivalentes de petróleo –MBEP- (de un área delineada por YPF, en 1.100 km²), únicamente se consideraron como reservas probadas 33 MBEP, equivalentes al 2% de los recursos contingentes y al 0,16% de los prospectivos. A su vez,

YPF realizó la explotación de parte del yacimiento. Al 31 de diciembre de 2011, se habían producido más de 700.000 BEP (barriles de petróleo equivalente) provenientes de la formación Vaca Muerta, lo que representa un 2% de las reservas consideradas probadas. Este incremento en la producción de shale oil también fue mínimo en relación con la producción diaria, ya que el máximo alcanzado representó menos del 0,5% de la producción local. En el grafico siguiente se muestra esa evolución.



Fuente: Mendiberry H. Valdez A., Giusiano A., Reservorios no convencionales. Cálculo de recursos. La visión desde la Provincia de Neuquén. Dirección Provincial de Hidrocarburos y Energía del Gobierno de la Provincia de Neuquén.

Repsol describe en su comunicado de febrero de 2012 que para realizar esta explotación contó con la colaboración de empresas líderes en el desarrollo del shale en EEUU que además, fruto de las expectativas que Vaca Muerta generó, decidieron asociarse con YPF en diversas áreas para su exploración. Por otra parte, expresa que el desarrollo de este proyecto, incluyendo las fases de exploración, delineación e inicio de desarrollo requirió más de USD 300 millones. Además, evalúa que sería necesario acometer un plan de inversiones de unos USD 28.000 millones (brutos al 100%) en los próximos años para la realización de casi 2.000 pozos productivos de petróleo, para lo cual serían necesarios 60 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país.

La compañía expresa que este proyecto requerirá en los próximos años la atracción de capitales internacionales a Argentina como fuente de financiación de los ingentes recursos económicos requeridos y considera esto como una condición necesaria para un proyecto de esta magnitud. En esta línea, algunos medios publicaron la búsqueda de alianzas de la empresa con petroleras de los Estados Unidos, Europa, Rusia y China.

Breve Cronología de Vaca Muerta

A continuación se realizará un detalle de los anuncios relevantes que YPF S. A. realizó en relación a Vaca Muerta:

A inicios del 2010 el gobierno de la Provincia de Neuquén anunció la existencia de gas no convencional en su provincia (equivalente a dos veces Loma La Lata). En paralelo al gobierno provincial, YPF presentó (2009) su Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014. A partir de la confirmación del potencial de la cuenca, YPF anunció inversiones para la exploración de Vaca Muerta y la determinación del nivel de reservas. La empresa expresó el aumento del valor de la cuenca y resaltó que:

“La estrategia de YPF está siendo valorada positivamente por los inversores internacionales y ha despertado un creciente interés en los mercados, que se ha traducido en importantes transacciones de títulos de YPF en Wall Street y en el actual proceso de incorporación de YPF al índice Latibex de la Bolsa de Madrid”⁶.

A fines del 2010 Repsol-YPF y la minera brasileña Vale anunciaron inversiones por USD 5.000 millones para el desarrollo de gas no convencional en Neuquén, que abastecería de energía al Proyecto Potasio Río Colorado en Malargüe, Mendoza. Repsol continuó con las actividades de exploración en la cuenca de Vaca Muerta durante el 2011. A principios de dicho año, sumó a los anuncios sobre el potencial de shale gas, el hallazgo de recursos técnicamente recuperables de shale oil, equivalentes a 150 millones de barriles de petróleo, e identificó recursos potenciales de tight gas en Loma La Lata.

A fines de 2011, la compañía confirmó un volumen de recursos recuperables de 927 millones de barriles equivalentes de petróleo de hidrocarburos no convencionales, de los que 741 millones de barriles corresponden a petróleo crudo de alta calidad (40-45º API) y el resto a gas, en una superficie de 428 km² en el área Loma La Lata Norte, en la provincia de Neuquén. A su vez anunció que iniciaría la exploración de otra área de Vaca Muerta (502 km²), cuyos pozos evidenciaban niveles similares de producción y calidad. Al mismo tiempo, Repsol adquirió concesiones para la explotación de recursos no convencionales en Estados Unidos.

⁶ Nota de Prensa-Repsol 07-12-2010.

A inicios del 2012, la compañía encargó a Ryder Scott (compañía internacional especializada en la certificación de reservas y recursos de hidrocarburos) una auditoría externa de sus reservas y recursos contingentes y prospectivos no convencionales procedentes de la formación Vaca Muerta, ubicada en determinadas concesiones de la cuenca neuquina. El estudio realizado por Ryder Scott abarcó un área total de 8.071 km², donde Repsol YPF tiene una participación neta de 5.016 km² dentro de la cuenca neuquina (equivalente al 42% del área concesionada a la empresa).

En febrero de 2012, la auditoría de Ryder Scott determinó, en un área de 1.100 km², una estimación de recursos contingentes asociados de 1.115 MBBL de petróleo y 410 MBEP de gas, es decir, un total de 1.525 MBEP. Para la participación de YPF, estos recursos contingentes serían 883 MBBL de petróleo y 330 MBEP de gas, un total de 1.213 MBEP.

En cuanto a la exploración y producción actual, a fines de enero de 2012, YPF había perforado 28 pozos nuevos y recompletado un pozo existente en los bloques de Loma La Lata y Loma Campana, avanzando en su plan de delineación de recursos no convencionales en la formación Vaca Muerta. Actualmente 20 de estos pozos se encuentran produciendo por surgencia natural un crudo de excelente calidad. En base a los resultados, que Repsol valoró como positivos, por la cantidad de recursos y su alta calidad (incluso superiores a los del shale de EEUU, según el estudio) la compañía expresó la continuidad de la exploración y producción del yacimiento durante el 2012 y evaluó que la actividad la realizaría en algunos casos por su propia cuenta y en otros en forma conjunta con diversos socios.

Se desprende de los hechos descriptos que la estrategia de YPF en Vaca Muerta era sólo de “declamación” y no pasó a la etapa de inversión, ya que sólo invirtió USD 300 millones para el desarrollo del shale oil en Vaca Muerta, suma que resulta irrisoria cuando se la compara contra los USD 1.000 millones de dólares que la propia Repsol invirtió en yacimientos no convencionales en los EEUU⁷. Esta dilación de la inversión efectiva se encuentra relacionada con la apuesta por parte de la empresa a una convergencia entre el precio interno de los hidrocarburos y el precio internacional, ya que lo que se aprecia es que se estaba persiguiendo una señal de precios favorable a sus intereses.

Lo primero que hay que destacar respecto a este supuesto “descubrimiento” por parte de Repsol, es que desde el comienzo de la exploración en el ámbito de Loma La Lata en la década del ‘60 la unidad formacional Vaca Muerta ha sido atravesada en la mayoría de los sondeos, conociéndose su característica generadora de hidrocarburos, así como la presencia de los mismos en esta unidad formacional. En dicha cuenca han sido más de 500 los pozos exploratorios que han atravesado esta unidad hasta su base. El pozo Bajada del Palo.a-7 es uno de los antecedentes mejor conocidos de producción de petróleo con más de 25 años de producción continua y ha llegado a acumular más de 700 KBBL de petróleo.

⁷ Ver http://www.repsol.com/es_es/corporacion/prensa/notas-de-prensa/ultimas-notas/20122011-repsol-produciria-hidrocarburos-no-convencionales-en-eeuu.aspx

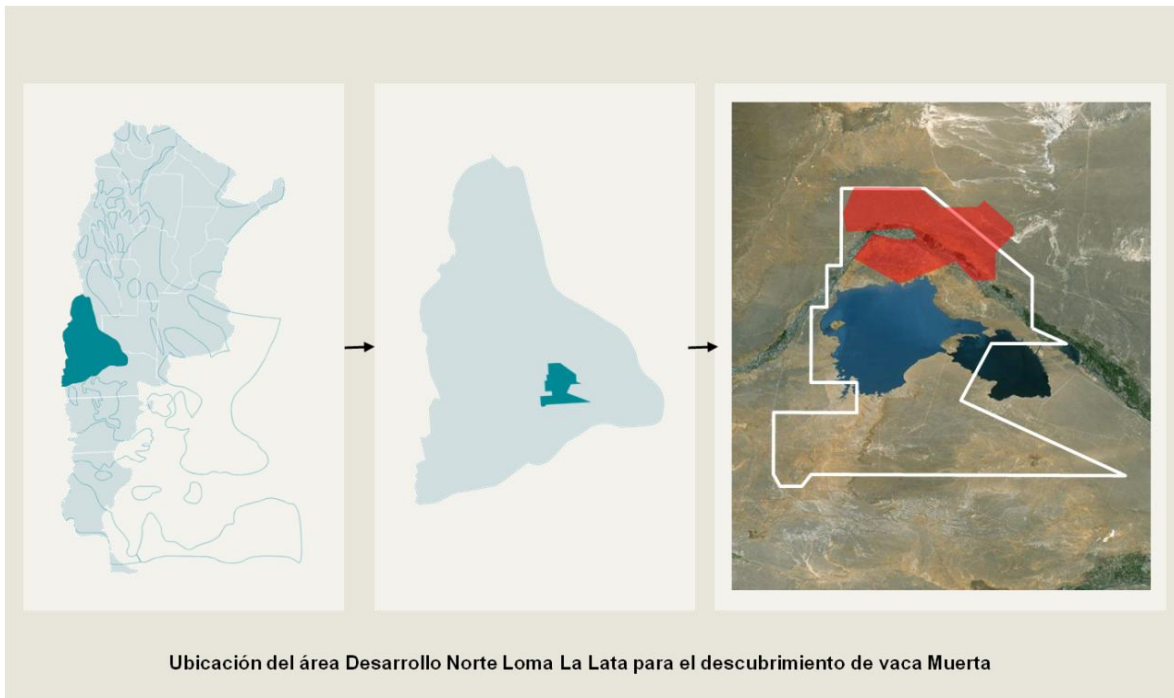
En la década del '70 el Departamento de Energía de Estados Unidos inició una serie de estudios (Shale Gas Project) para la caracterización geológica y geoquímica, así como estudios de ingeniería enfocados al desarrollo de los tratamientos de estimulación. En la década del '80, momento en que se inició la producción económica del shale, el Instituto de Investigación del Gas (GRI) evaluó el potencial de gas para mejorar la producción de las formaciones shale del Devónico y Carbonífero de los Estados Unidos. Estos avances técnicos explican por qué el desarrollo con pozos horizontales, así como el "boom" del shale oil es relativamente reciente, ya que solo mediante la aplicación de este tipo de tecnología de fracturas masivas se logra producir este tipo de roca.

Como se señaló, en el plano local, el análisis de las rocas generadoras desde la perspectiva no convencional fue iniciado por YPF en el año 2007. De este modo durante los años 2007 y 2008 se realizó una recopilación de la información geoquímica y geológica de las principales rocas madres de las cuencas productivas en Argentina. El compendio consistió en obtener esencialmente, rangos de riqueza orgánica y madurez, así como también espesor, continuidad areal y profundidad. Dichos parámetros sirvieron para generar un ranking y definir así la unidad con mayor potencial de reservorio shale gas en Argentina.

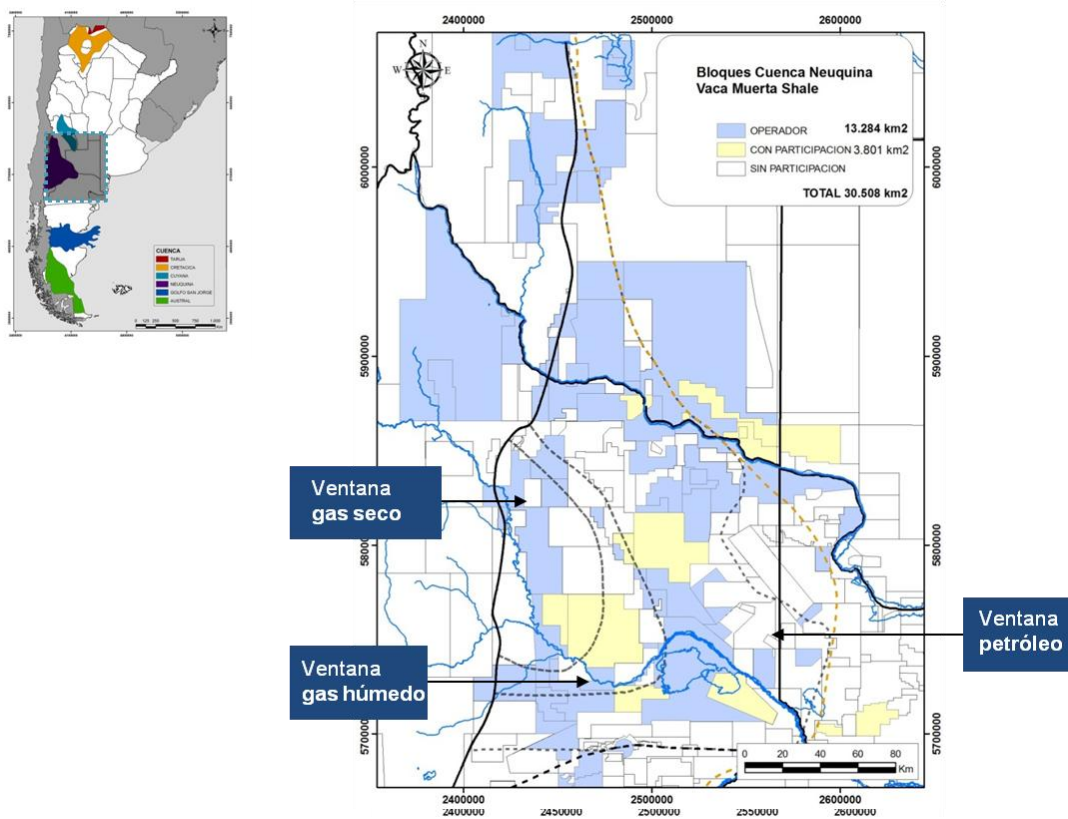
Así fue que la formación Vaca Muerta fue definida como la unidad que reviste principal interés y potencial, dadas sus características geoquímicas, distribución areal y profundidad. Por lo tanto, durante el año 2009, se hizo foco inicialmente en las condiciones de madurez de la unidad para definir los bloques operados por YPF que se encontraban dentro de la ventana de gas, dado que dicho fluido era el principal objetivo del proyecto. Con ese objetivo claro, Repsol planteó tres escenarios o bloques que cumplieran con la madurez necesaria para la viabilidad de un proyecto de shale gas. Los bloques de interés definidos fueron dos, Loma La Lata y Chihuido de la Sierra Negra.

De acuerdo a las condiciones de madurez térmica de Vaca Muerta, se las consideraba en la ventana de gas húmedo. En ambos casos, existen instalaciones de producción debido a los yacimientos de gas/petróleo existentes en dichos bloques. En el caso del Cerro Arena, este último bloque, se halla en ventana de gas seco y en principio en condiciones óptimas para la productividad de shale gas. Entre los bloques viables al corto plazo, Repsol consideró como mejor opción a Loma La Lata, debido a las instalaciones de gas disponibles que favorecían principalmente la evaluación, así como un eventual futuro desarrollo, debido a las condiciones de sobrepresión probadas para Quintuco – Vaca Muerta en dicho ámbito.

Una vez seleccionado Loma La Lata para iniciar el Proyecto Piloto Shale Gas, se diseñaron dos proyectos pilotos enfocados respectivamente primero al Shale Gas y segundo al Shale Oil, ambos con resultados positivos. A partir de estos resultados se continuó con una campaña exploratoria claramente insuficiente en el área, perforando 11 pozos más que, en realidad, tuvieron como objetivo principal permitir la delineación de un área de 428 Km² para un eventual desarrollo sobre los cuales aún restan cumplir compromisos de inversión asumidos.



Así, la actividad “exploratoria” continuó en el resto de la cuenca con el solo objetivo de evaluar el potencial productivo de esta formación, lo cual ha llevado a la perforación y estimulación masiva de 12 pozos exploratorios hasta la fecha.



Para finales de 2010, el proyecto se encontraba evaluando el comportamiento de los pozos perforados, habiendo cambiado el foco del gas natural al petróleo (en línea con la estrategia global de Repsol, descrita en la Sección 2), como primeros pozos de investigación del comportamiento del reservorio y de los costos de producción. A la fecha, la intervención ha podido comprobar que todavía no se encuentra definido un bloque de desarrollo ni una modalidad operativa típica de los desarrollos de recursos no convencionales, tal como se indica en los antecedentes internacionales citados más arriba.

Pero, tomando en cuenta el enorme potencial de la formación Vaca Muerta ¿cuál es la razón para semejante demora en su explotación? La principal razón, como ya ha quedado varias veces demostrado en el presente informe, son las intenciones de Repsol de desprenderse de una compañía que sufrió una política de desinversión y depredación de sus recursos como la descrita en las secciones previas. La estrategia de delineación de Vaca Muerta no buscó más que ser la punta de lanza para concretar una venta de YPF a inversores extranjeros con la promesa de un potencial de explotación en materia de no convencionales que vinieron a salvar a Repsol de su política de depredación de los recursos convencionales.

Tal y como era de esperarse, Repsol ha negado estas acusaciones, aduciendo que los ritmos de exploración en Vaca Muerta eran los normales y que su intención no era de manera alguna desprenderse de la compañía. Luego de una ardua tarea de investigación al respecto, el equipo de la Intervención ha logrado demostrar la absoluta falsedad de los argumentos de Repsol. Si la intención del grupo no era la de vender YPF, entonces sería interesante comprender de qué manera se justifica la existencia de informes confidenciales que estaban destinados a exponer el potencial de Vaca Muerta en actividades de tipo *road show*, donde Repsol utilizaba la delineación realizada en esta formación para ofrecer a inversores externos un buen negocio a futuro. Dentro de los hallazgos de la Intervención, el cronograma (que se incluye a continuación) de este tipo de reuniones realizadas durante la gestión de Repsol en YPF con el objetivo de desprenderse de esta última gracias al potencial de Vaca Muerta demuestra a las claras la existencia de una estrategia deliberada en este sentido.

Cronograma de Reuniones Realizadas para la Promoción de Vaca Muerta y Posterior Venta de YPF

		Diciembre 2011																																	
EMPRESAS		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total		
		J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S			
Talisman				1	1							1	1		1	1			1	1						1	1						1	11	
Exxon				1	1						1	1		1	1			1	1		1	1			1	1						1	11		
																																		22	
		Enero 2012																																	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total		
		D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M			
Chevron		1						1	1			1	1		1	1							1	1								1	1	11	
Petrominerales		1						1	1						1	1			1	1			1	1					1	1		1	1	11	
Exxon (Parte II)		1						1	1						1	1							1	1				1	1	1		1	1	10	
Statoil		1						1	1						1	1							1	1					1	1		1	1	11	
																																		43	
		Febrero 2012																																	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	Total				
		M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M					
Conoco (Parte II)					1	1						1	1		1				1	1	1	1											12		
VALE					1	1						1	1		1				1	1	1	1				1	1	1				12			
Anadarko					1	1						1	1						1	1	1	1				1	1	1		1			12		
																																		36	
		Mar-12																																	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total		
		J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S			
Anadarko		1			1	1						1	1						1	1					1	1							1	10	
Sowthwestern (Parte II)					1	1						1	1						1	1					1	1							1	10	
Sinopec					1	1					1	1		1	1				1	1					1	1							1	11	
Hess (Parte II)					1	1						1	1		1				1	1					1	1							1	10	
Chevron (Parte II)					1	1						1	1						1	1				1	1	1	1						1	12	
Shell (Parte II)					1	1						1	1						1	1					1	1		1					1	10	
																																			63
	DRs ya realizados																																		

Como se puede observar, la existencia de un total de 142 reuniones concentradas a lo largo de sólo cuatro meses con las empresas Talisman, Exxon, Chevron, Petrominerales, Statoil, Conoco, Vale, Andarko, Sowthwestern, Sinopec, Hess y Shell comprueba las ansias por parte de Repsol de desprenderse de una empresa que había sufrido por más de diez años su desastrosa gestión.

Sección 4

Principales Conclusiones

En este informe se demuestra que el grupo Repsol efectivamente utilizó a YPF para apalancar y financiar su estrategia de expansión a escala mundial, depredando los recursos hidrocarburíferos argentinos con una visión corto-placista que priorizó el giro de dividendos a su casa matriz por sobre las actividades de exploración y explotación propias de las mejores prácticas del negocio petrolero. Que, además, esta estrategia se vio profundizada cuando a partir del año 2003 el país comenzó a recorrer un sendero de reindustrialización y crecimiento acelerado para el cual el petróleo volvió a ser un recurso estratégico esencial, y su precio, un elemento central para la economía, por tratarse de un resorte de la competitividad sistémica del país. La desvinculación de la evolución de los precios internos de los hidrocarburos de su paridad a nivel internacional llevó, bajo la conducción de Repsol, en un contexto de precios mundiales crecientes, al paulatino abandono de las actividades de exploración y explotación por parte de YPF.

La estrategia internacional de Repsol se reflejó en YPF en un proceso de sistemática desinversión en Argentina con el objetivo explícito de “bajar su exposición al riesgo en este país”. Sin embargo, por la confluencia de un ciclo alcista de los precios internacionales y la aparición de nuevas tecnologías, se tornó rentable la explotación de los llamados “recursos no convencionales” presentes en el yacimiento denominado “Vaca Muerta”. Ante este escenario, en lugar de apuntar a la mejora de su performance en términos de producción, el Grupo Repsol comenzó a “delinear” el yacimiento de Vaca Muerta, con el objetivo de cuantificar el potencial del yacimiento para posteriormente desprenderse de él ya sea a través de la venta o la sub-concesión. Esta nueva estrategia por parte Repsol exacerbó la desinversión en materia de recursos convencionales, puesto que los recursos financieros que se volcaron hacia el país estuvieron destinados en buena medida a examinar los recursos no convencionales que pretendían colocar a terceros.

La información recopilada en el presente informe demuestra que Repsol priorizó el rápido retorno de caja sobre la inversión, en desmedro de maximizar la recuperación final de los activos y su valor. Esto queda evidenciado por la baja inversión en exploración, el retraso de las inversiones en secundaria frente a la primaria, y la falta de mantenimiento e inversiones en instalaciones de superficie. Estos factores impactaron negativamente en el perfil de producción de gas y petróleo y en el volumen de reservas. Al mismo tiempo, priorizo la monetización de reservas en activos ajenos a YPF ubicados fuera del país (importación de gas de Bolivia y GNL principalmente) en desmedro del desarrollo de la oferta de local de gas natural.

En el mismo sentido, Repsol no llevó adelante un plan adecuado de gestión ambiental, con una sub-ejecución sistemática de los compromisos asumidos con la autoridad de aplicación. Desde el comienzo de su gestión, el grupo realizó un plan de vaciamiento de los activos internacionales de la compañía, tomando posesión de la mayoría de ellos y quitándole a YPF la proyección internacional que había logrado en la gestión anterior. A su vez, el monto de los dividendos percibidos por Repsol más el valor de los activos internacionales transferidos, claramente supera el valor pagado por YPF.

En síntesis, con su accionar Repsol priorizó el retorno de caja, desarticulando el portafolio de activos de YPF para posicionarse mejor en el resto del mundo. En el camino, no siguió las buenas prácticas de la industria y no acompañó el crecimiento de la economía del país. La adquisición de YPF por parte de Repsol en 1999 implicó el desperdicio de una oportunidad histórica para consolidar a la principal empresa nacional productora de hidrocarburos como una compañía líder a nivel internacional. La venta de sus activos externos de carácter estratégico y el continuo proceso de desinversión por parte de Repsol se tradujeron en una progresiva pérdida de mercados, así como también en una reducción de la producción y de las reservas, comprometiendo sensiblemente el autoabastecimiento energético del país. En este sentido, la declaración de interés público nacional de la explotación, la industrialización, transporte, y comercialización de hidrocarburos, así como la recuperación del control de la principal empresa petrolera de nuestro país, a través de la sanción de la Ley N° 26741, es el primer paso para avanzar en la recuperación del autoabastecimiento energético y para volver a colocar a YPF entre las compañías líderes a nivel mundial.

Anexo 1

Clasificación de Situaciones Ambientales y grado de avance

SITUACIONES AMBIENTALES PARTICULARES

TIPO de SAP	DEU	DED	YPF
Piletas / Ex piletas conteniendo contaminantes	6	0	6
Suelos y aguas subterráneas contaminadas con HC u otras sustancias contaminantes	23	8	31
Acumulación histórica de residuos / basurales / residuos enterrados o depositados directamente sobre el terreno	0	0	0
Acumulación histórica de residuos con posible contaminación de suelo y agua subterránea	0	0	0
Zona de cobertura vegetal alterada / topografía alterada	0	0	0
Sedimentos contaminados depositados en cauces superficiales, zonas portuarias, humedales, lagos, estuarios y entornos marinos.	0	2	2
Fuga de gases en pozos abandonados	0	0	0
Boosters sísmicos	1	0	1
TOTAL	30	10	40

SITUACIONES AMBIENTALES GENERALES

TIPO de SAG	DEU	DED	YPF
Piletas / Ex piletas conteniendo contaminantes	352	1	353
Suelos y aguas subterráneas contaminadas con HC u otras sustancias contaminantes	820	116	936
Acumulación histórica de residuos / basurales / residuos enterrados o depositados directamente sobre el terreno	20	6	26
Acumulación histórica de residuos con posible contaminación de suelo y agua subterránea	0	1	1
Zona de cobertura vegetal alterada / topografía alterada	31	0	31
Sedimentos contaminados depositados en cauces superficiales, zonas portuarias, humedales, lagos, estuarios y entornos marinos.	3	0	3
Fuga de gases en pozos abandonados	3	0	3
TOTAL	1.229	124	1353

Anexo 2

Fotografías Redes contra incendio







