

Promoción y declive de la actividad petrolera costa afuera en el margen continental argentino (2002-2011)

Promotion and decline of offshore oil and gas development in the Argentine continental margin (2002-2011)

Recibido
10|03|2020

Diego Pérez Roig
dperezroig@gmail.com

Aceptado
07|09|2020

Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas; Centro de Estudios e Investigaciones Laborales. Argentina

Publicado
21|12|2020

RESUMEN

Hacia fines de 2002, Argentina comenzó un ciclo de crecimiento económico que rápidamente evidenció las limitaciones de la producción doméstica de hidrocarburos para garantizar el abastecimiento interno de energía. Tal situación se explicaba, *prima facie*, por la relativa madurez de los yacimientos *onshore* explotados a lo largo del siglo XX. Como respuesta, durante los primeros años de la postconvertibilidad, la intervención estatal articuló un conjunto de medidas orientadas a promover el desarrollo de la extracción de petróleo y gas en el mar territorial y la plataforma continental. El objetivo del presente artículo es analizar el diseño y la implementación de estas políticas entre los años 2002 y 2011. Apelamos a una estrategia metodológica mixta que triangula distintas técnicas de recolección y análisis de datos de fuentes primarias y secundarias. Entre sus resultados, el trabajo muestra los límites de la intervención estatal frente al legado de las reformas neoliberales y las demandas de los capitales petroleros.

Palabras clave: Industria petrolera; Margen continental argentino; Política estatal; Postconvertibilidad.

ABSTRACT

By the end of 2002, Argentina began a remarkable cycle of recovery and subsequent economic growth. Given the maturity of conventional onshore fields exploited throughout the XX century, it soon became evident that domestic hydrocarbons production would face severe difficulties to guarantee the internal energy supply. As a response, during the first years of the "postconvertibility" regime, State intervention promoted offshore exploration and drilling in the continental margin. This article analyses the public policies designed and implemented to that end between the years 2002 and 2011. We have appealed to a mixed methodological strategy which triangulated different data collection and analysis techniques from primary and secondary sources. Among its results, the paper shows the limits of State intervention against the neoliberal legacy and the demands of oil companies.

Key words: Oil Industry; Argentine Continental Margin; State Policy; Postconvertibility regime.

1. INTRODUCCIÓN

Hacia fines de 2002, Argentina inició un prolongado ciclo de recuperación y crecimiento económico. Luego de tres años consecutivos de caída, el relanzamiento del proceso de acumulación disparó rápidamente el consumo de energía¹. Dada la composición de la matriz energética nacional², así como la reproducción desarticulada del modo de acumulación postconvertibilidad³, el vertiginoso incremento de la demanda confrontó a la política hidrocarburífera del Estado con la necesidad de promover la reposición de reservas y el aumento de la extracción.

El artículo 3° de la Ley N° 17.319/67 establece que el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) debe adoptar políticas destinadas a satisfacer las necesidades del país con el producido de sus yacimientos. De esta manera, fija una función social general que puede considerarse “objetiva” por su modalidad de aparición, pero a la vez contingente en su forma de cumplimiento. El aseguramiento de la oferta energética se presenta como *prerrequisito material de la acumulación* que no puede ser creado o mantenido por la mera acción de los capitales en competencia. Liberado de la compulsión inmediata de la producción de plusvalor, el Estado puede comportarse frente a esa y otras necesidades como “capitalista colectivo en idea”. Pero lo hace en condiciones históricas específicas —que dependen del grado de difusión del valor en el tejido social, los cambios en la composición técnica de la producción, la escasez relativa de recursos naturales, entre otros factores— ante las cuales no existen formas concretas de intervención ni resultados determinados *a priori* (Hirsch 1978).

En nuestro caso, el punto de partida de aquel impulso era el legado por la reestructuración neoliberal de la industria petrolera (ver Kozulj y Bravo 1993; entre otros). Por un lado, en ausencia de transformaciones cualitativas, la política estatal debía intervenir sobre un sector dominado por la presencia de capitales internacionales (Pérez Roig 2020b). Por el otro, enfrentaba el desafío de estimular inversiones de alto riesgo. Espoleados por la lógica de la valorización, durante los noventa los esfuerzos se habían dirigido, fundamentalmente, a la monetización de las reservas comprobadas. Este comportamiento había extenuado los principales yacimientos del país y, a inicios de la postconvertibilidad, existía un amplio consenso en la industria acerca de la necesidad de migrar hacia horizontes geológicos más complejos que los convencionales (Pérez Roig 2017).

Como respuesta a la relativa madurez de los campos *onshore*, durante los primeros años de esta etapa los distintos actores concentraron su atención sobre las cuencas existentes en el mar territorial y la plataforma continental argentina. *El objetivo del presente trabajo es analizar el conjunto de políticas estatales articuladas a fin de promover la producción hidrocarburífera costa afuera entre los años 2002 y 2011*. Este recorte temporal presupone un importante cambio en la política petrolera del Estado a partir de 2012, dado por la recuperación del control de YPF S.A. y el carácter estratégico atribuido desde entonces a la obtención de hidrocarburos de reservorios “no convencionales” (Pérez Roig 2020c).

El artículo se encuentra organizado en tres partes principales. A continuación, presentamos los antecedentes de las explotaciones *offshore* en Argentina, de acuerdo a las cuencas sedimentarias existentes en la plataforma continental y sus distintas etapas de desarrollo. Luego, caracterizamos la situación de este tipo de proyectos a inicios de la postconvertibilidad desde la perspectiva de los emprendimientos trazados, las evaluaciones realizadas en función del conocimiento de la realidad geológica y las demandas planteadas por los capitales petroleros tras la salida de la crisis de 2001. Finalmente, analizamos las políticas de promoción implementadas por el Estado nacional, colocando especial énfasis en la actividad de Energía Argentina S.A. (ENARSA), empresa formada en 2004 a tal fin.

Hemos empleado una estrategia metodológica mixta, basada en la triangulación de métodos y técnicas de recolección y análisis de datos. La reposición histórica de los antecedentes del

¹ El consumo de energía primaria y secundaria había caído de 43.056 kTEP (miles de toneladas equivalentes de petróleo) en 1999 a 38.668 kTEP en 2002. Entre este piso y 2007, creció a una tasa anual del 7,1%.

² En 2002, el gas natural y el petróleo explicaban el 87,1% de la oferta interna de energía.

³ Hemos trabajado el problema de los límites del modo de acumulación en su articulación con la dinámica del sector hidrocarburífero en Pérez Roig (2020a).

offshore se apoya principalmente en la lectura analítica de indagaciones hechas por otros investigadores. Luego, los siguientes apartados recurren, por un lado, al análisis documental de fuentes primarias y fuentes secundarias “directas” e “indirectas” (Ynoub 2011). Entre las primeras, se consideró el relevamiento de diferentes actos oficiales y documentos (leyes, resoluciones y decretos, versiones taquigráficas de sesiones parlamentarias) que constituyen parte del *corpus* jurídico de la actividad.⁴ Entre las segundas, de menor a mayor elaboración previa de los datos, pueden mencionarse: testimonios de informantes clave aparecidos en publicaciones especializadas y en actas de congresos organizados por instituciones que nuclean a los distintos actores de la industria⁵; artículos de prensa escrita de tirada nacional; información pública suministrada por los capitales del sector. Por otro lado, analizamos estadísticamente datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación en su sitio web, a los que hemos adicionado otros proporcionados por fuentes privadas.

Las conclusiones sintetizan los resultados del artículo y plantean una serie de presupuestos que sirven de orientación para futuros trabajos. En este sentido, el análisis muestra un fracaso de la política oficial de estímulo a la obtención de hidrocarburos de reservorios *offshore*, que aparece enraizado en dos tipos de límites planteados a la acción estatal. Por un lado, el déficit de capacidades materializado en la ausencia de un instrumento de intervención acorde a las exigencias técnicas y económicas de la industria. Por el otro, el surgimiento de un conjunto de demandas de los capitales del sector cuya satisfacción colisionaba con los objetivos generales de la política hidrocarburífera.

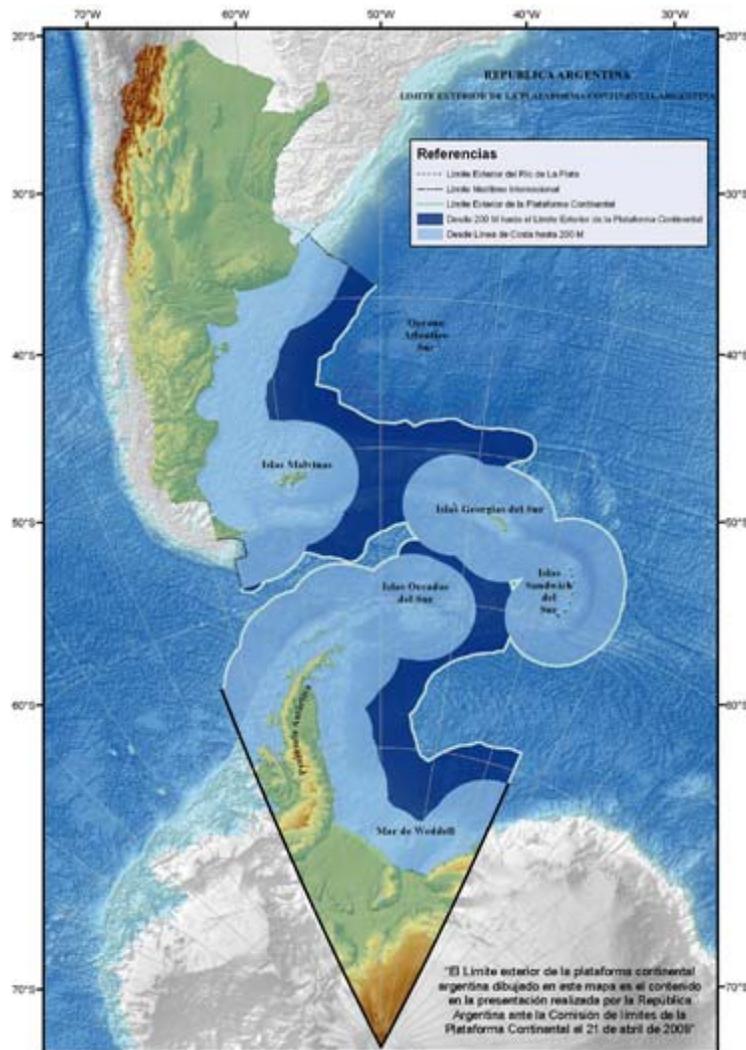
2. ANTECEDENTES DEL OFFSHORE EN ARGENTINA

De acuerdo a la investigación realizada por la Comisión Nacional del Límite Exterior de la Plataforma Continental (COPLA), Argentina cuenta con derechos de soberanía sobre los recursos del lecho y subsuelo en 4.799.000 km² de plataforma continental —delimitados entre las líneas de base y las 200 millas marinas—, a los que se adiciona una extensión geográfica de 1.782.000 km² comprendida entre ese punto y el límite exterior (COPLA 2017) —ver figura 1.

⁴ En general, la literatura especializada aborda la cuestión de las fuentes de investigación desde el punto de vista de una serie de atributos: *validez, factibilidad, accesibilidad, fiabilidad*. Estas cualidades se relacionan, a su vez, con distintos criterios de clasificación: *primarias/secundarias, directas/indirectas, internas/externas*, entre otros. Los criterios se aplican, luego, para caracterizar a los datos generados y obtenidos, así como para indicar el “tipo” de investigación producida. Sin embargo, *es bastante notoria la falta de consenso acerca de cómo deben trazarse ciertas delimitaciones*. Básicamente, porque las fuentes no son el mero “lugar” donde los datos aparecen dados y disponibles, sino un aspecto inescindible del complejo proceso de la praxis científica (Ralón 2010). Desde esta perspectiva, los atributos de una fuente no son “objetivos”, sino que, entre otros factores, se desprenden de la relación que ella guarde con el esquema, el diseño y los propósitos de la investigación. En nuestro caso, determinados actos oficiales a través de los cuales la política se materializa constituyen fuentes primarias, porque la actuación estatal no puede desenvolverse sino mediante la producción de normas. En términos generales, el “lenguaje” del Estado moderno es el derecho, y es allí donde existe información de cuyo procesamiento pueden obtenerse datos sobre sus posicionamientos en la trama del proceso social.

⁵ Otorgamos particular importancia al relevamiento de *Petrotecnia*, revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) que sirve como fuente de las expectativas y demandas de esos agentes.

Figura 1
 Límite exterior de la Plataforma Continental Argentina



Fuente: COPLA (2017)

Aproximadamente, 1.200.000 km² de la plataforma continental corresponden al desarrollo de las cuencas sedimentarias costa afuera: Salado, Colorado, Rawson, Golfo San Jorge, San Julián, Austral, Malvinas, Malvinas Norte, Malvinas Oriental y Argentina (o Cuña Cretácica del Talud) —ver figura 2.

Figura 2
Cuencas *offshore* de Argentina



Fuente: Visor SIG de Secretaría de Energía de la Nación
(Fecha de consulta, 2/4/2018)

Como muestra la tabla 1, pese a representar alrededor de la cuarta parte de la superficie total de las cuencas existentes en el país, hasta 2002 sólo se habían perforado poco más de 180 pozos en el mar.

Tabla 1. Cuencas sedimentarias *offshore*

Tabla 1 Cuencas sedimentarias <i>Offshore</i>				
Cuenca	Extensión offshore (km ²)	Extensión total (km ²)	Primer pozo perforado	Pozos perforados hasta 2002
Salado	34.000	85.000	1969	4
Colorado	178.000	215.000	1970	18
Rawson	42.000	42.000	1990	1
Golfo San Jorge	34.000	170.000	1970	26
San Julián	14.325	14.325	1995	1
Austral	46.000	165.000	1980	108
Malvinas	141.116	141.116	1981	18
Malvinas Norte	56.084	56.084	1998	6
Malvinas Oriental	316.038	316.038	-	-
Cuenca Argentina (o Cuña Cretácica del Talud)	356.400	356.400	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Turic (2002), Pucci (2006), Palomeque (2008)

Fuente: Turic (2002), Pucci (2006), Palomeque (2008)

La historia del *offshore* en Argentina registra tres hitos: la perforación del primer pozo costa afuera, realizada en 1969 por Sun Oil en la cuenca del Salado; el primer descubrimiento, de junio de 1970, hecho por Agip en el Golfo San Jorge; y el inicio de la producción en 1989, en el yacimiento Hydra de la Cuenca Austral, operado por un consorcio encabezado por Total Austral. Como muestra la tabla 2, cada uno de ellos señala cuáles fueron las tendencias del *offshore* hasta comienzos de la postconvertibilidad.

Tabla 2. Pozos de exploración *offshore* hasta 2002

Tabla 2 Pozos de exploración <i>offshore</i> hasta 2002					
Período	Cuenca*	Pozos	Empresas operadoras	Década	Pozos
1969-1972	Salado	2	Union Oil	1969-1979	41
		1	Sun Oil		
	Colorado	9	Phillips		
		3	Hunt		
	Golfo San Jorge	7	Agip		
		6	Tennessee		
		4	Sinclair		
1977-1980	Colorado	2	YPF	1980-1989	84
	Golfo San Jorge	7	YPF		
	Malvinas	1	YPF		
1981-2002	Austral	56	Total	1990-1999	46
		21	Shell		
		3	Occidental (1990-1991)		
	Malvinas	13	Esso		
	Golfo San Jorge	2	Shell		
	San Julián	1	Petrobras (1994)		
	Salado	1	Amoco (1994)		
	Colorado	3	Union Texas (1994-1995)		
		1	Shell (1997)		
	Rawson	1	Esso (1990)		
* Por la disparidad de criterio de las fuentes algunos pozos de la cuenca de Malvinas se incluyen dentro de la Austral					
Fuente: Elaboración propia en base a datos de <i>La Nación</i> (1997), <i>Lesta</i> (2002) y <i>Turic</i> (2009a; 2009b)					

Fuente: *La Nación* (1997); *Lesta* (2002); *Turic* (2009a; 2009b)

Los primeros estudios sobre las áreas marinas de la Argentina se realizaron entre 1957-1961 y estuvieron a cargo del Servicio de Hidrografía Naval Argentino y el Observatorio Geológico Lamont (Pucci 2006). Entre 1969-1972, al amparo de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319/67, un grupo de empresas estadounidenses perforó 15 pozos exploratorios en las cuencas marinas Salado y Colorado —privilegiando su cercanía respecto de los grandes centros de consumo del país—, aunque sin resultados satisfactorios (Lesta 2002; Turic 2009a). En ese mismo período, a su vez, Sinclair, Agip y Tennessee realizaron 17 pozos en áreas *offshore* de la cuenca Golfo San Jorge, con el objetivo de hallar una prolongación de los yacimientos explotados en tierra. Pese a que tres perforaciones comprobaron la existencia de petróleo, los descubrimientos fueron considerados sub-comerciales y abandonados en su desarrollo.

El segundo período comenzó a fines de los años setenta, con los primeros intentos exploratorios *offshore* de YPF mediante la puesta en operaciones de la plataforma semisumergible General Mosconi, encargada en 1975 y construida en Dunkerque por los astilleros franceses CFEM. Pese a los antecedentes negativos registrados por capitales privados, entre 1977-1979 la empresa estatal ensayó 9 pozos exploratorios en las cuencas del Colorado y Golfo San Jorge que, una vez

más, culminaron con resultados insatisfactorios.⁶ En 1980, la plataforma fue trasladada a la cuenca Malvinas, donde perforó el pozo Ciclón es-1, que tampoco generó perspectivas comerciales.

Inmediatamente después de esta breve e infructuosa incursión de YPF, comenzó el período de mayor intensidad exploratoria, que sería inicialmente protagonizado por Total Austral, Shell y Esso, y se prolongaría durante toda la década de 1980. La tabla 3 muestra las licitaciones de contratos con YPF que estas empresas y sus respectivos asociados habían ganado —en el marco de las leyes N° 17.319/67 y 21.778/78— para el desarrollo de áreas marinas en las cuencas Golfo San Jorge, Austral y Malvinas. Entre 1981-1982, las tres perforaron 60 pozos: Total y sus asociados lograron descubrimientos comerciales en los yacimientos Ara, Aries, Lobo, Vega, Hydra y Argo, ubicados frente a las costas de Tierra del Fuego; Shell, por su parte, halló gas en la desembocadura del Estrecho de Magallanes; Esso, en cambio, perforó 13 pozos en la cuenca de Malvinas, cuyos resultados económicos —sumados a la distancia respecto de la costa y las condiciones climáticas— no motivaron desarrollos ulteriores.

Tabla 3. Contratos con YPF por área marina (1978 -1981)

Tabla 3 Contratos con YPF por áreas marinas (1978-1981)							
Ley	Nombre	Cuenca	Sup. (km ²)	Contratista	Objetivo	Resultado	Estado a 1985
17.319/67	Área 1	Austral	10.665	Total / Deminex / Bidas	Exploración, desarrollo y explotación	Positivo	En explor.
	Área 2	Austral	-	-	Exploración, desarrollo y explotación	Sin ofertas	-
21.778/78	San Jorge Norte	GSJ	14.827	Shell Hidroc. / Shell CAPSA / Petrolar	Exploración, desarrollo y explotación	Negativo	Devuelto
	San Jorge Centro	GSJ	13322	Shell Hidroc. / Shell CAPSA / Petrolar	Exploración, desarrollo y explotación	Negativo	Devuelto
	Río Gallegos	Austral	8.542	Shell Hidroc. / Shell CAPSA / Petrolar	Exploración, desarrollo y explotación	Negativo	Devuelto
	Magallanes Este	Malvinas	-	-	Exploración, desarrollo y explotación	Anulada	-
	Magallanes	Austral	4.890	Shell Hidroc. / Shell CAPSA / Petrolar	Exploración, desarrollo y explotación	Positivo	En explor.
	Tierra del Fuego Este I	Malvinas	11.101	Esso Explor. / Astra / Pérez Compac / CADIPSA	Exploración, desarrollo y explotación	Negativo	Devuelto
	Tierra del Fuego Este II	Malvinas	12.744	Esso Explor. / Astra / Pérez Compac / CADIPSA	Exploración, desarrollo y explotación	Negativo	Devuelto

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bulgheroni (1985) y Turic (2009a)

Fuente: Bulgheroni (1985) y Turic (2009a)

A partir de 1983, la actividad *offshore* quedó concentrada en la cuenca Austral, siendo liderada por Total Austral y sus asociados. Ese año, descubrieron el yacimiento Carina, “que, por sus dimensiones, verificadas con otros pozos de exploración, pasó a llamarse Gran Carina y podría ser el yacimiento de gas más importante [de la cuenca]” (Lesta 2002: 20). Hasta 2001, la compañía perforó 29 pozos exploratorios más y, como muestra la tabla 4, desarrolló comercialmente varios yacimientos de petróleo y gas.

⁶ La plataforma se encontraba originalmente destinada a la exploración en la cuenca Austral, frente a las costas de Tierra del Fuego y Santa Cruz, donde geológicamente se habían determinado mayores posibilidades de éxito. Luego del golpe de Estado, se produjo un cambio en los planes exploratorios que acabó favoreciendo a Shell, Total Austral y Esso, empresas que, entre fines de los setenta y principios de los ochenta, ganaron licitaciones en la zona inicialmente reservada a YPF (ver tabla 3).

Tabla 4. Yacimientos explotados por Total Austral y asociados (2001)

Tabla 4			
Yacimientos explotados por Total Austral y asociados (2001)			
<i>Yacimiento</i>	<i>Comienzo de producción</i>	<i>Extracción de petróleo (m3)</i>	<i>Extracción de Gas (miles m3)</i>
<i>Hydra</i>	1989	265.503,80	212.694,63
<i>Kaus</i>	1998	140.457,40	7.685,42
<i>Argo</i>	1999	304.219,30	47.984,93
<i>Cañadón Alfa / Ara / Ara Sur / Antares / Argo</i>	1996-1999	578.805,00	2.903.880,02
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación. Fecha de consulta, 2/4/2018			

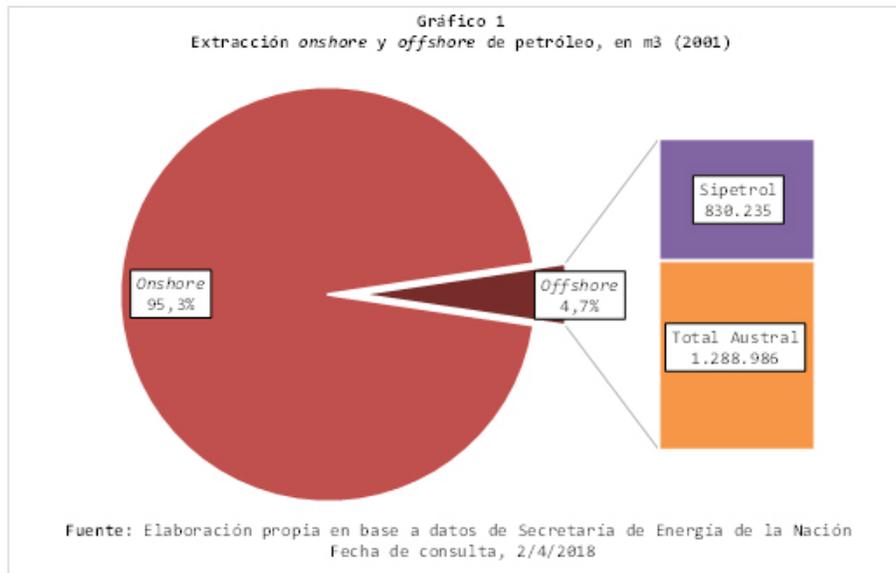
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. 2018

Adicionalmente, Total participaba, en calidad de socio no operador, de permisos de exploración en las cuencas Austral (CAM-2A Norte) y Malvinas (CAA-39, CAA-40 y CAA-46).

De esta manera, a inicios de la postconvertibilidad, los lotes de explotación operados por Total en el área CMA-1 aportaban, respectivamente, el 61% y el 86% del petróleo y el gas *offshore* extraídos a nivel nacional. El resto de la extracción provenía del área Magallanes, previamente explorada por Shell, y adjudicada en 1991 a una UTE conformada por YPF y Enap Sipetrol Argentina. Operada por esta última, allí se instalaron cinco plataformas cuya producción, iniciada en 1994, era mayormente exportada a Chile. Por otro lado, en 1999, en el marco del Plan Argentina, las mismas empresas fueron adjudicatarias del Permiso de Exploración sobre el Área CAM 2/A SUR, donde también hallaron hidrocarburos y obtuvieron una concesión de explotación a fines de 2003.

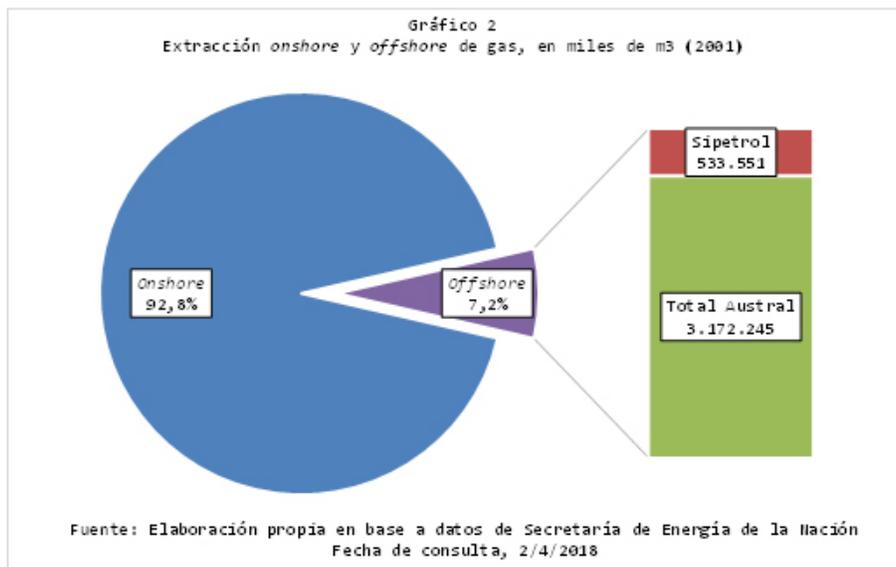
Según muestran los gráficos 1 y 2, durante 2001 la extracción *offshore* de petróleo y gas natural representó el 4,7% y el 7,2% del total a nivel nacional, respectivamente.

Gráfico 1.
Extracción *onshore* y *offshore* de petróleo, en m3 (2001)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. 2018

Gráfico 2.
Extracción *onshore* y *offshore* de gas, en miles de m3 (2001)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. 2018

Hasta ese momento, salvo por los 6 pozos perforados en la cuenca Malvinas Norte —bajo jurisdicción británica—, toda la actividad se había desarrollado en el *shelf*, en aguas de menos de 200 metros de profundidad.

3. EXPECTATIVAS Y DEMANDAS DE LOS CAPITALES PETROLEROS A INICIOS DE LA POSTCONVERTIBILIDAD

La reestructuración neoliberal del sector hidrocarburífero conllevó, entre otras consecuencias, una reducción del esfuerzo exploratorio en áreas de alto riesgo. En lo referido a las cuencas *offshore*, durante los años noventa la cantidad de pozos de exploración cayó un 45% en comparación con la década anterior (ver tabla 2). Dejando a un lado las perforaciones hechas en los yacimientos productivos operados por Total y Sipetrol Argentina en la cuenca Austral, fueron pocos los intentos exploratorios que alcanzaron ese grado de concreción.

Entre 1990-1991, Esso perforó el pozo Tayra, el primero de la cuenca Rawson, con resultado negativo; al mismo tiempo, Occidental Petroleum llevó adelante tres intentos en la cuenca Austral, al este de las exploraciones de Shell de los años ochenta. Entre 1994-1995, se produjeron tres perforaciones: Petrobras, asociada a YPF, realizó el pozo San Julián es-1, también el primero de la cuenca homónima, sin que se hallaran cantidades comercialmente explotables de hidrocarburos; Amoco hizo lo propio en la cuenca del Salado, con un pozo denominado El Dorado; y el consorcio integrado por Union Texas, YPF y Pérez Companc realizó tres perforaciones en el flanco sur de la cuenca Colorado, en las inmediaciones del área explorada por YPF en 1977. Del pozo Cruz del Sur x-1 se recuperó petróleo de gravedad API 39° (Pucci 2006), pero no fue considerado económicamente viable para un desarrollo posterior. El último intento de la década se enmarca en el denominado Plan Argentina, que incluyó 51 áreas correspondientes a la plataforma continental. Pese a las ventajosas condiciones imperantes, como detalla la tabla 5, hasta 2001 sólo se habían otorgado 15 permisos de exploración en las cuencas Salado, Colorado, Malvinas Norte, Austral y Malvinas. Al margen de los adjudicados a Total Austral y a la UTE Enap Sipetrol-YPF en la cuenca Malvinas, se registra una única perforación de Shell a comienzos de 1997.

Tabla 5.
Permisos de exploración costa afuera otorgados en el marco del "Plan Argentina" hasta 2001.

Tabla 5 Permisos de exploración costa afuera otorgados en el marco del "Plan Argentina" hasta 2001			
Área	Cuenca	Operador	Decreto o decisión administrativa
CSM-1	Salado	YPF	64/96
CAA-4	Colorado	Shell Capsa	93/96
CAA-35	Austral	Total Austral	1639/94
CAM-2B	Austral	Total Austral	705/97
CAA-38	Malvinas	Pluspetrol	282/98
CAA-39	Malvinas	YPF	283/98
CAA-40	Malvinas	YPF	284/98
CAA-42	Colorado	Shell Capsa	29/99
CAM-2/A SUR	Austral	Sipetrol · YPF	14/99
CAM-2/A NORTE	Austral	Petrobras	355/99
CAM-3 SANTA CRUZ SUR	Austral	Sipetrol	28/98
CAA-7	Colorado	YPF	S/D
CAA-44	Colorado	YPF	S/D
CCM-2	Colorado	YPF	32/2001
CAA-46	Malvinas	YPF	31/2001
			Áreas perforadas

Fuente: Elaboración propia en base a datos de InfoLEG y Secretaría de Energía de la Nación. Fechas de consulta, 10/10/2017 y 2/4/2018.

Fuente: Base de datos InfoLEG y Secretaría de Energía de la Nación. 2018.

Como parte del mismo plan, aunque con menores montos de inversión, en 1995 YPF formó un consorcio con British Gas para iniciar el tendido de líneas sísmicas en las áreas CAA-39, CAA-40 y CAA-46 de la cuenca Malvinas. Posteriormente, en 1997, la empresa firmó un acuerdo con la estadounidense Unocal, orientado a reevaluar el potencial de los pozos perforados por Agip a comienzos de los años setenta en el Golfo San Jorge (D'Eramo, 14 de octubre de 1997) —que volvieron a resultar sub-económicos.

El desarrollo de estos proyectos, así como la participación en otros procesos exploratorios en calidad de socio secundario, no formaban parte de los objetivos prioritarios en materia exploratoria trazados por la conducción de YPF. Una vez privatizada, y en el marco de una creciente internacionalización, la empresa desplazó su foco hacia el agotamiento de los prospectos conocidos y el avance sobre áreas de frontera dentro de las cuencas productivas. De esta manera, la ampliación del horizonte geológico, comenzando por la aplicación de tecnologías como la sísmica 3D, iba de la mano de un elevado grado de maduración de los campos productivos. Si bien las autoridades de YPF no descartaban públicamente la participación en actividades *offshore*, la realidad es que a corto y mediano plazo estos proyectos se encontraban subordinados a la explotación de las cuencas sedimentarias conocidas.

Hacia fines de la convertibilidad, los únicos planes de inversión costa afuera se vincularon con la posible instalación de cuatro plantas de conversión de gas natural a combustibles líquidos en Tierra del Fuego. Shell pretendía desembolsar US\$ 1.500 millones para producir gasoil, combustibles para aviones, base para lubricantes, nafta virgen e insumos para la industria petroquímica, y el

consorcio gasífero integrado por Total, PAE y Wintershall hubiese aportado otros US\$ 500 millones para duplicar sus niveles de extracción y abastecer de materia prima a las plantas (Rebossio, 14 de agosto de 2001). Sin embargo, la expansión fue suspendida con motivo de la crisis, la devaluación de enero de 2002 y la pesificación de los precios de venta del gas.

A inicios de la postconvertibilidad, pues, las posibilidades del *offshore* diferían de acuerdo a la perspectiva adoptada. Desde el punto de vista geológico, los especialistas se mostraban esperanzados en el margen continental, aunque su potencial hidrocarburífero debía determinarse mediante nuevas investigaciones y procesos exploratorios (Lesta 2002; entre otros). Este optimismo contrastaba con las expectativas de los capitales privados tras la salida del régimen de paridad cambiaria. Consultado acerca de la situación del *offshore* en el país, el Gerente General de Sipetrol Argentina, Bernardo Bergmann, sostenía:

La gran demanda de capital requerido para estos proyectos y los resultados logrados por algunas compañías que han intentado este desafío han sido poco alentadores. *Frente a la competencia de otros lugares con una esperanza de yacimientos más grandes y prolíficos o de menor costo de inversión de riesgo es difícil fijar incentivos* [destacado nuestro] (Petrotecnica 2002: 9).

Ante la misma pregunta, Javier Rielo, Gerente de Estrategias de Total Austral, argumentaba:

[...] bajo el actual contexto económico ninguna empresa se va a arriesgar a efectuar inversiones en exploración o desarrollo *offshore* en la Argentina, ya que difícilmente las pueda recuperar. *Esas inversiones sin duda van a ser dirigidas hacia otros lugares que sean atractivos*, siendo nuestro país el único perjudicado de esta situación, ya que va a ir viendo disminuir gradualmente sus reservas hidrocarburíferas [...] Creemos que indudablemente se debe incentivar la actividad *offshore* del país para poder encontrar y monetizar las riquezas hidrocarburíferas que posee [...] en este momento *el aspecto más importante a resolver para favorecer a la actividad pasa por recomponer el mercado energético, y sobre todo el de gas* [destacado nuestro] (Petrotecnica 2002: 12-13).

Las declaraciones eran manifestación de una agenda de demandas articulada en torno a tres ejes⁷. En primer término, *incentivos económicos* que implicaban, principalmente, la eliminación de las retenciones⁸; una doble deducción impositiva de gastos e inversiones; y la aplicación de un sistema diferencial de regalías. En segundo término, un nuevo *ordenamiento normativo* a partir de la aprobación de una ley de hidrocarburos que cristalizara las reformas estructurales de los noventa. En este sentido, se pretendía la unificación de normas y procedimientos a nivel provincial — concursos de áreas, poderes de policía y contralor—, así como la centralización de las políticas en el Estado nacional; la reformulación geométrica de los bloques exploratorios para hacerlos más atractivos; el establecimiento de plazos y condiciones diferenciales de los permisos de exploración

⁷ Para elaborar esta síntesis, hemos relevado las actas, gacetillas y crónicas periodísticas de las actividades organizadas por el IAPG, el capítulo argentino de la *Society of Petroleum Engineers* y el *International Energy Forum*, en el período 2002-2006. Entre otros encuentros (foros, exposiciones, talleres), contabilizamos 6 congresos, 6 jornadas, 9 mesas redondas, 9 simposios y 4 seminarios dedicados al problema de la madurez de las cuencas productivas y donde se presentaban públicamente las demandas de la industria. En este sentido, deben destacarse el seminario “El futuro de la industria del petróleo y del gas” (septiembre de 2002), el “II Congreso de Hidrocarburos” (junio-julio de 2003), el taller “La situación de la exploración en Argentina” (noviembre de 2003), el “III Seminario Estratégico sobre la sustentabilidad de la industria de los hidrocarburos” (noviembre de 2004), el “VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: ‘Ampliando las fronteras’” (noviembre de 2005) y el “III Congreso de Producción: ‘Más reservas, un trabajo de todos’” (septiembre de 2006). Para un detalle, ver Pérez Roig 2017.

⁸ Como hemos analizado en Pérez Roig (2020a), durante la postconvertibilidad las retenciones a las exportaciones se transformaron en un instrumento permanente de intervención estatal en el sector hidrocarburífero, que permitía controlar indirectamente los precios y desacoplar al espacio nacional de la volatilidad existente en el mercado mundial. Desde el punto de vista de los capitales petroleros, este mecanismo limitaba su movilidad y sus posibilidades de realización de ganancias.

en áreas de frontera o con características geológicas complejas; la renovación anticipada de las concesiones de explotación hasta el agotamiento de las reservas; y el reconocimiento superficial con exclusividad de derechos. Finalmente, en tercer término, se demandaban *políticas de promoción* relacionadas con el conocimiento disponible sobre las distintas cuencas. Para la obtención de información, o el reprocesamiento de la existente mediante nuevas metodologías y técnicas de cateo, se consideraba crucial una activa participación e inversión del Estado.

Cobraban expresión, así, las desventajosas condiciones geológicas y económicas en las que debía llevarse adelante la producción de hidrocarburos en Argentina, sobre todo si se las comparaba con oportunidades de negocio existentes en otras partes del mundo. En el marco de una extendida internacionalización de la industria petrolera, la realidad local imponía mayores riesgos que los existentes en otras regiones. *Para los capitales del sector resultaba indispensable, pues, contar con un claro panorama de estabilización institucional luego de la crisis de 2001, con garantías acerca de la libertad de mercado y la normativa vigente, así como con medidas de estímulo para la incorporación de tecnología.*

4. LA PROMOCIÓN DE EXPLOTACIONES COSTA AFUERA DURANTE LA POSTCONVERTIBILIDAD

La política estatal de promoción del *offshore* coincidió con un fuerte desarrollo de este tipo de explotaciones a nivel mundial. Como fruto de los adelantos tecnológicos y las importantes inversiones realizadas en aquellos años, entre 2007 y 2012 se descubrieron 481 campos petroleros de al menos 170.000 millones de barriles de reservas en aguas profundas y ultra-profundas (Lange 2014). En los últimos años, el *offshore* aportó alrededor de un 30% de la producción mundial de petróleo —cerca de 22 millones de barriles diarios. Aunque este porcentaje es similar al de principios de siglo, la extracción ha crecido en términos absolutos y ha caído el aporte de los reservorios ubicados en el *shelf*.

4.1. La afirmación de derechos de soberanía

Una dimensión relevante del interés oficial fue la continuidad de la política de afirmación de derechos de soberanía. La COPLA fue creada en 1997 mediante la Ley N° 24.815, con el objetivo de elaborar una propuesta definitiva acerca del límite exterior de la Plataforma Continental Argentina, de acuerdo a lo establecido por la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (CONVEMAR) y la Ley N° 23.968/91 de Espacios Marítimos argentinos.

En términos jurídicos, la plataforma continental define el espacio marítimo sobre el cual un Estado ribereño detenta derechos de soberanía, pudiendo estudiar y explotar su dotación de recursos naturales. De acuerdo a las normas mencionadas, dicha plataforma comprende el lecho y el subsuelo de las áreas submarinas que se extienden más allá de su mar territorial —en Argentina es a partir de las 12 millas marinas medidas desde las líneas de base—, hasta el borde exterior del margen continental. Cuando, según una serie de parámetros geológicos fijados por la CONVEMAR, éste se encuentra más allá de las 200 millas, el Estado ribereño puede presentar su propuesta de límite exterior ante la Comisión de Límites de la Plataforma Continental (CLPC), siempre que no supere las 350 millas marinas desde las líneas de base a partir de las cuales se mide el mar territorial o las 100 millas marinas desde la isobata de 2.500 metros.

Desde un comienzo, las actividades de la COPLA estuvieron orientadas por la necesidad de alcanzar un mayor conocimiento del subsuelo marino, que posibilitara hallazgos comercialmente viables de petróleo y gas.⁹ Durante el cumplimiento del plan general de tareas y la realización de

⁹ El proyecto quinquenal de fijación del límite exterior de la plataforma continental —aprobado mediante el Decreto N° 752/00—, asumía que “la nueva frontera exploratoria del país se ubica sin ningunas dudas en la plataforma continental” y que, por lo tanto, el mayor beneficio del proyecto consistiría “en el conocimiento de una base importante de recursos naturales no renovables que le permitirá a la Argentina un mayor aprovechamiento de la potencialidad que dispone para el desarrollo de la minería y nuevas fuentes de energía”.

las diferentes campañas oceanográficas, la COPLA contó con asistencia técnica —entre otras agencias estatales— de Secretaría de Energía de la Nación, así como con la colaboración de capitales y *think tanks* vinculados a esta rama de la industria.¹⁰ Tras casi doce años de trabajo, en abril de 2009, la Comisión presentó la propuesta de límite exterior de la plataforma continental argentina ante la CLPC.

4.2. El impulso del offshore a través de ENARSA

La creación de Energía Argentina S.A. (ENARSA) estuvo atravesada por conflictos entre el Estado y capitales del sector hidrocarburífero. A comienzos de 2004, el Poder Ejecutivo dio la orden de acelerar las negociaciones para alcanzar convenios con PDVSA, Petrobras e YPF. La iniciativa cobró fuerza en medio de graves restricciones de abastecimiento de energía, que el Gobierno imputaba a un accionar deliberado de las empresas petroleras para obtener mejores precios de comercialización que los impuestos por los derechos de exportación (Granovsky, 25 de abril de 2004).

Al igual que otras reformas de “segunda generación”, la formación de ENARSA buscó calibrar la acción estatal en el marco dado por la reestructuración neoliberal del sector hidrocarburífero. Durante las semanas posteriores al anuncio, diversos integrantes del elenco gubernamental y los futuros directivos de la empresa buscaron ahuyentar cualquier paralelismo que pudiera trazarse entre este tipo de intervención y el perimido paradigma de la YPF S.E.¹¹ ENARSA se inscribía en una estrategia de modernización estatal, que incluía acciones de desburocratización, descentralización e introducción de nuevos sistemas de información. Su desarrollo debía tomar una orientación empresaria, que propiciara la apertura de áreas a la valorización de capital y cumpliera un rol catalítico en emprendimientos con compañías privadas. Asimismo, como empresa testigo, tenía el propósito de velar por el abastecimiento de energía a precios y cantidades adecuadas.

Luego de dos meses de debate parlamentario, el 20 de octubre de 2004 fue sancionada la Ley N° 25.943. ENARSA quedó regida por el derecho privado y bajo control del Estado nacional.

¹⁰ En noviembre de 2000, la COPLA coordinó un Seminario sobre Plataforma Continental en Buenos Aires, organizado por el Consejo Argentino para las Relaciones Internacionales (CARI), que fue patrocinado por Repsol-YPF y auspiciado por el IAPG. Al año siguiente se ofertaron dos licitaciones públicas para la realización de trabajos de registración sísmica, gravimetría y magnetometría, que fueron adjudicadas a la consultora Thales Geosolutions, empresa especializada en la realización de estudios topográficos para el desarrollo de actividades *offshore*. En mayo de 2006, la Comisión co-organizó junto al CARI el Seminario internacional “Los recursos del lecho y subsuelo del mar”, con el auspicio de Repsol-YPF y ENARSA.

¹¹ En palabras de Nicolás Fernández, miembro informante por el FpV en el Senado: “Hasta esta iniciativa parlamentaria, el Estado nacional estaba absolutamente desprovisto de herramientas idóneas. ENARSA viene a ser eso: una herramienta, un instrumento que le permite al Estado cambiar su papel, empezar a ser promotor activo y presencial, fiel custodio de los intereses de la ciudadanía [...] De cualquier manera, esto no significa [...] que es posible reeditar, en la Argentina actual, el monopolio estatal que se vivía cuando estaba vigente YPF. No es así: ENARSA es un justo punto medio [...] Se está cambiando la ropa al Estado. Este desciende a lo privado, se viste como él y compete de igual a igual, sin privilegios, asimetrías ni ninguna prerrogativa, pero tampoco sin ninguna ventaja. Por eso se buscó la figura de la sociedad anónima, para que efectivamente tenga agilidad, inteligencia y destreza para actuar en la misma sintonía, sin limitaciones burocráticas ni pesadas que la condenen a muerte antes de su nacimiento” (Diario de sesiones del Senado de la Nación, 11/8/2004, p. 41-46).

Tabla 6.
Composición accionaria de ENARSA según Ley N° 25.943

Tabla 6 Composición accionaria de ENARSA según Ley N° 25.943		
Tipo de acción	Porcentaje	Titular
Clase A	53%	Estado nacional
Clase B y C	12%	Provincias que las suscribieran
Clase D	35%	Oferta pública

Fuente: Elaboración propia

Fuente: elaboración propia

Como instrumento para la promoción del *offshore*, recibió la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación de todas las áreas marítimas nacionales que se encontraran vacantes hasta el momento de entrada en vigencia de la normativa. Por otro lado, se la facultó para “intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios”. En relación con este punto, ENARSA recibió la potestad de “crear, administrar, mantener, operar, gerenciar y gestionar una Base de Datos Integral de los Hidrocarburos” (BDIH)¹², a la cual tendrían acceso todos los operadores del mercado. Para ello, los concesionarios y permisionarios debían suministrar toda la información que les fuera requerida por el Poder Ejecutivo.

Durante el debate parlamentario, la oposición objetó la falta de información oficial acerca del monto de capitalización de la empresa. En ese momento, el Gobierno dejó trascender que haría un aporte de entre \$ 100 y \$ 200 millones. Finalmente, según el estatuto de la empresa, el capital social se estableció en la suma de \$ 50 millones (Decreto N° 1.692/04) y, para el desarrollo de actividades durante 2005, se presupuestó un aporte de capital de sólo \$ 100 millones. Consultado por esta restricción, Luis Corsiglia, director de ENARSA, respondía:

“El mayor capital serán más de un millón de kilómetros cuadrados por explorar. Va a ser una gran invitación a participar. Se harán joint ventures con un capital mínimo. Y las empresas tendrán que asociarse [...] Habrá un marco normativo confiable y predecible. El país tiene que aprovechar sus recursos” (Olivera, 27 de septiembre de 2004).

Simultáneamente, el PEN diseñó un paquete de medidas que refrendaba esta política. La Ley N° 26.154/06 creó dos regímenes promocionales de exploración y explotación de hidrocarburos, aplicables a todas las provincias que adhirieran a los mismos, así como a la Plataforma Continental Argentina. El primero correspondía a todas las áreas con potencial geológico sobre las que no se hubiese otorgado un permiso de exploración o una concesión de explotación. Las áreas serían asignadas por la autoridad correspondiente mediante la realización de Concursos Públicos. Salvo renuncia explícita, ENARSA debía formar parte de la asociación en la etapa exploratoria y durante una eventual explotación para que los beneficios fueran efectivos.

Una vez logrado el permiso, los titulares podrían acceder a áreas adyacentes sin mediar concurso, siempre que demostraran la existencia de continuidades geológicas y no se afectaran derechos preexistentes de terceros. En lo referido a los incentivos fiscales, se recuperaba el sistema de devolución anticipada de IVA y amortización acelerada del Impuesto a las ganancias, establecido por la Ley N° 25.924/04 para las inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura. Asimismo, se excluía de la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta a todos aquellos bienes que, pertenecientes a los titulares de los permisos, se encontraran afectados al

¹² Atribución que sólo se justificaba por su rol de agente dinamizador de la inversión privada mediante la generación, difusión y comercialización de información, pues entrañaba una superposición de competencias con la Secretaría de Energía de la Nación.

desarrollo de las actividades exploratorias. Finalmente, también se eximía de pago de derechos de importación y otros tributos a la introducción de bienes de capital, partes o elementos componentes de estos bienes que no fueran fabricados en el país y que resultaran necesarios para llevar a cabo las tareas de prospección.

El segundo régimen promocional establecía la posibilidad de que los titulares de Concesiones de Explotación hicieran una propuesta de subdivisión del área, a fin de generar una nueva que sería alcanzada por aquellos beneficios. El área de exploración resultante estaría nuevamente sometida a Concurso Público o licitación, dando al antiguo titular el derecho de preferencia a igualar la mejor oferta recibida. En tal caso, se haría efectiva una prórroga anticipada de diez años en la concesión, que comenzaría a contarse a partir del plazo de vencimiento original. Nuevamente, salvo renuncia explícita, ENARSA debía formar parte en asociación del Permiso de Exploración y la eventual Concesión de Explotación.

Los capitales del sector criticaron severamente el proyecto durante su tratamiento parlamentario. Por un lado, evaluaban que, más allá de los beneficios previstos, el *government take* —compuesto por la suma de Impuesto a las Ganancias, regalías y derechos de exportación— *continuaba siendo demasiado alto para la seducción que podían ejercer las condiciones geológicas locales*. Por el otro, *se reclamaba una participación activa del Estado a través de ENARSA*, que no debía quedar reducida a una socia minoritaria que parasitara los desembolsos del capital privado. Las compañías con un *portfolio* internacionalizado no iban a realizar grandes apuestas, si en primer lugar no arriesgaba la empresa estatal.

La creación de ENARSA supuso una dramática extensión de la superficie de la plataforma continental considerada “prospectable” y abierta a inversiones. Sin embargo, la falta de capital para realizar desembolsos en infraestructura y tecnología, así como para la contratación acorde de personal, bloquearon el cumplimiento de sus principales objetivos. Aquella “*gran invitación a participar*”, que las autoridades consideraban abierta por la simple existencia de la empresa y su rol facilitador¹³, se materializó únicamente en un puñado de acuerdos suscriptos entre 2006 y 2008, sobre los bloques denominados E-1, E-2 y E-3.

Tabla 7.
ENARSA -Asociados offshore

Tabla 7 ENARSA - Asociaciones offshore				
Área	Cuenca	Participación de ENARSA	Operador	Socios
E-1	Colorado Marina	35%	YPF S.A.	YPF S.A., Petrobras y Petrouuguay
E-2	Austral Marina	33,33%	Enap SIPETROL	ENAP Sipetrol, YPF S.A.
E-3	Colorado Marina	35%	Petrobras	Petrobras, YPF S.A.

Fuente: ENARSA. Fecha de consulta, 9/3/2015

Fuente: ENARSA, 2015.

Invariablemente, las asociaciones incluyeron dos cláusulas: a) Durante la etapa de exploración, los socios asumirían los costos requeridos para el desarrollo de las operaciones — incluyendo lo que correspondería a ENARSA en virtud de su participación (modalidad *Carry*); b) Si los resultados eran negativos, ENARSA quedaba eximida de reintegrar los desembolsos efectuados por las demás partes, mientras que, en caso contrario, lo haría mediante pagos en efectivo o en hidrocarburos provenientes del área.¹⁴

¹³ En rigor, la “estrategia de puesta en valor de los recursos ubicados costa afuera [...] consiste básicamente en generar, difundir y comercializar información, como así también, atraer inversiones de riesgo para la explotación de los mismos” [énfasis nuestro]. Fuente: ENARSA.

¹⁴ Fuente: Contratos UTE y Convenios de Asociación; Auditoría General de la Nación (2014).

La tabla 8 muestra que, de las tres áreas, la única que recibió perforaciones exploratorias fue E-2 durante 2008, en el marco del "Proyecto Hélix E2" operado por Enap Sipetrol.

Tabla 8.
Trabajos realizados en los bloques E-1, E-2 y E-3 (2007- 2013)

Tabla 8 Trabajos realizados en los bloques E-1, E-2 y E-3 (2007-2013)						
Área	2007	2008	2009	2010	2011	2013
E-1	Registro de sísmica 3D en 2.000km	-	Finaliza el procesamiento y la interpretación de la sísmica 3D; se propone la realización de un pozo exploratorio	Sin actividad	Sin actividad	No se registran perforaciones
E-2	Estudio geológico para la perforación de pozos exploratorios	Contratación de la plataforma "Ocean Scepter" para perforación de pozos	Se perforan 3 pozos exploratorios (Proyecto Hélix E2)	Se abandona el Proyecto Hélix E2	Se revierte el 50% del área, que se desestima por la falta de reservorios	Confección de Informes de Mensura y protocolización en Nación y Provincia de Santa Cruz
E-3	Compromiso para realizar trabajos de aerogravimetría y magnetometría	Culmina la campaña de registro con el relevamiento de 7.500km	Se completa el procesamiento y la interpretación de la información relevada	Sin actividad	Sin actividad	No se registran perforaciones
Fuentes: Auditoría General de la Nación (2014) y ENARSA. Fecha de consulta, 9/3/2015						

Fuente Auditoría General de la Nación (2014) y ENARSA. 2015.

El área se encuentra en aguas someras de la Cuenca Austral Marina y surgió de la fusión de CAM-1 (aportada por ENARSA) y CAM-3 (previamente concesionadas a un consorcio integrado por Enap Sipetrol e YPF). Su desarrollo se explica, en realidad, por ser lindante con el área Magallanes y el lote de explotación Poseidón, donde la empresa de origen chileno tiene instaladas seis plataformas productoras de petróleo y gas. De hecho, Enap Sipetrol comenzó a realizar trabajos de exploración geológica y a obtener sísmica 3D en CAM-3 a partir del año 2003, es decir, con anterioridad a la creación de ENARSA. Luego de un año y medio de trabajos exploratorios, en 2010 el Proyecto Hélix E2 fue abandonado y se revirtió el 50% del área original, equivalente a 6.890 km².

Por otro lado, en noviembre de 2005, Argentina y Venezuela firmaron un memorando de entendimiento en el que se establecieron pautas para la exploración y eventual explotación conjunta de los bloques CAA-16, CAA-20 (Cuenca del Golfo San Jorge), Calamar y Salmón (Cuenca Malvinas). En enero de 2006, el acuerdo fue ratificado mediante una Carta de Intención, realizándose trabajos de recopilación de información en el Golfo San Jorge entre noviembre de ese año y abril de 2007. Luego de los estudios y la interpretación de datos sísmicos 2D, cotejados con los perfiles de 2 pozos exploratorios realizados previamente en las áreas (Pandora y Astarte x-1), se decidió abandonar la zona y concentrar los esfuerzos en la Cuenca Malvinas. La actividad en los

bloques Calamar y Salmón se inició recién en septiembre de 2012, sin alcanzar avances significativos.¹⁵

En noviembre de 2011, durante el VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos organizado por el IAPG, el directorio de ENARSA admitió la paralización en la que se encontraba el *offshore*. Tres años más tarde, la Auditoría General de la Nación (AGN) constató que “ENARSA no [contaba] con una planificación estratégica en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en la Plataforma Continental Argentina”, pues no había “definido objetivos, metas y plazos” (AGN 2014: 46). De hecho, la empresa carecía de información precisa sobre el grado de avance y el estado de situación de las actividades exploratorias realizadas por sus asociados en las áreas E-1, E-2, E-3 y los bloques CAA-16, CAA-20, Calamar y Salmón. A su vez, como gestora de la BDIH, no había generado los vínculos interinstitucionales pertinentes para mejorar el conocimiento de la Plataforma Continental Argentina y vehiculizar la búsqueda o explotación de hidrocarburos.

Como saldo general, ENARSA fue incapaz de intervenir y regular el mercado, a fin de lograr un incremento de las inversiones que revirtiera la declinante performance del sector. Como muestra la tabla 9, en el *onshore* argentino se incorporó en calidad de socia minoritaria a distintas UTE conformadas en áreas de La Pampa y Neuquén, de escasa o nula gravitación sobre el total de la producción nacional.

Tabla 9.
ENARSA - Actividades onshore

Tabla 9 ENARSA - Actividades onshore					
Cuenca	Área	Empresas asociadas	Actividad	Producción en 2011	
				Petróleo (m3)	Gas (Miles de m3)
Neuquina [La Pampa]	Gobernador Ayala III	RAISER · Petro Andina Resources · Pluspetrol	Exploración y explotación	11.055,77	145,67
	Medanito Sur	Américas Petrogas · Raiser	Exploración y explotación	29.157,94	1.214,17
Neuquina [Neuquén]	Aguada del Chañar	Gas y Petróleo del Neuquén	Exploración y explotación	2.281,85	4.893,99
	Laguna Blanca	Pluspetrol	Exploración	-	-
	Zapala			-	-

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación. Fecha de consulta, 2/4/2018

Fuente Secretaría de Energía de la Nación. 2018.

Consecuentemente, ENARSA quedó reducida a un medio para la firma de tratados en materia energética con Bolivia y Venezuela, así como para la importación de combustibles. A partir de 2006, fue responsable por la comercialización de gas natural desde Bolivia y licitó el Gasoducto Internacional Juana Azurduy, inaugurado en 2011. En el caso del GNL, se convirtió en la encargada de contratar la provisión con operadores internacionales y se asoció con YPF en la instalación de una terminal portuaria de regasificación en el partido bonaerense de Escobar.

4.3. La actividad del resto de los privados

¹⁵ Asimismo, ENARSA desarrolló, junto a la empresa GX Technology Corporation (GXT), el Programa de Adquisición de Sísmica 2D Regional (denominado “Argentine Span”), cuyo objetivo era registrar 11.000 km de sísmica 2D en las áreas sobre las que es titular.

En octubre de 2008, YPF puso en marcha el “Proyecto Aurora” en las aguas del Golfo San Jorge, luego de treinta años sin actividad *offshore* en la cuenca. Hasta julio de 2009, la plataforma Ocean Scepter realizó cuatro pozos de exploración en el Área GSJM-1, con una inversión aproximada de US\$ 100 millones¹⁶; si bien se hallaron hidrocarburos, los volúmenes fueron considerados insuficientes para justificar su extracción en el mar. Dos años más tarde, en el marco del “Programa de Desarrollo Exploratorio 2010/2014”, un consorcio encabezado por YPF e integrado por PAE y Petrobras realizó un pozo en aguas profundas en el bloque CAA-40 de la Cuenca Malvinas, en el que se invirtieron más de US\$ 150 millones. Al no producirse resultados satisfactorios, el área fue devuelta a Secretaría de Energía de la Nación en diciembre de 2011.¹⁷ Finalmente, como operadora del área E-1, YPF llevó adelante tareas de exploración sísmica en la Cuenca Colorado Marina, mediante la contratación del buque Geco Triton. La prospección tridimensional comenzó en 2007, previendo que, de acuerdo a los resultados y la interpretación de los datos, la perforación de pozos podría iniciarse en 2009, con un costo individual de US\$ 30 millones y una inversión global de US\$ 2.000 millones (Petrotecnia 2007). No obstante, “luego de los estudios realizados, se determinó no perforar el pozo exploratorio debido a las bajas chances de éxito y los altos costos”.¹⁸

El resto de la actividad *offshore* se centró en la Cuenca Austral y supuso, casi excluyentemente, el desarrollo de yacimientos en áreas ya productivas o de bajo riesgo minero. Total Austral y sus socios (Wintershall y PAE) realizaron nuevas perforaciones en Ara-Cañadón Alfa (*offshore-onshore*) e Hidra; asimismo, en junio de 2005, pusieron en producción los yacimientos Carina-Aries del bloque CMA-1.¹⁹ El único pozo de exploración —denominado Géminis— fue perforado en el bloque CAA-35, a 70 km de la costa de Tierra del Fuego, en el límite entre las cuencas Austral y Malvinas. Por su parte, Sipetrol profundizó el desarrollo del área Magallanes y el lote de explotación Poseidón, ubicado en CAM 2/A Sur, mediante la realización de nuevos pozos direccionales y horizontales (Lesta 2006).

4.5. Los magros resultados

En abril de 2009, la revista *Petrotecnia* dedicó su *dossier* a la exploración *offshore*. En la nota que prologaba el número, Ernesto López Anadón, presidente del IAPG, señalaba que “ante un panorama de yacimientos maduros”, las cuencas *offshore* eran las que despertaban mayor interés y las que demandarían grandes esfuerzos e inversión. Por este motivo, hacía falta “contar con el marco apropiado” para que esos primeros proyectos de exploración se multiplicaran y brindaran a la Argentina “nuevos recursos energéticos que le [permitieran] mantener su desarrollo y crecimiento en el futuro”.

Pese a estos pronósticos, el *offshore* desapareció como tema central en los siguientes cuarenta números de la revista. Su sustitución por distintas variantes de hidrocarburos “no convencionales”²⁰ puede considerarse índice del cambio de expectativas de la industria. A medida que se conocieron los resultados de los pocos proyectos exploratorios concretados, cobró cada vez más fuerza la previsión de que, para lograr explotaciones marinas comercialmente viables, las inversiones debían desplazarse hacia el este en una faja de entre 1.500-2.000 m de profundidad. La inexistencia de vinculaciones geológicas entre las cuencas argentinas y brasileñas configuraba, así, un escenario de alto riesgo exploratorio (Kokogian 2010) que contrastaba notablemente con los incentivos propuestos por la política estatal.

El gráfico 3 muestra que, entre 2002 y 2011, se perforaron sólo once pozos de exploración —que representan apenas el 6% del total histórico.

¹⁶ Fuente: Informe Anual YPF 2008.

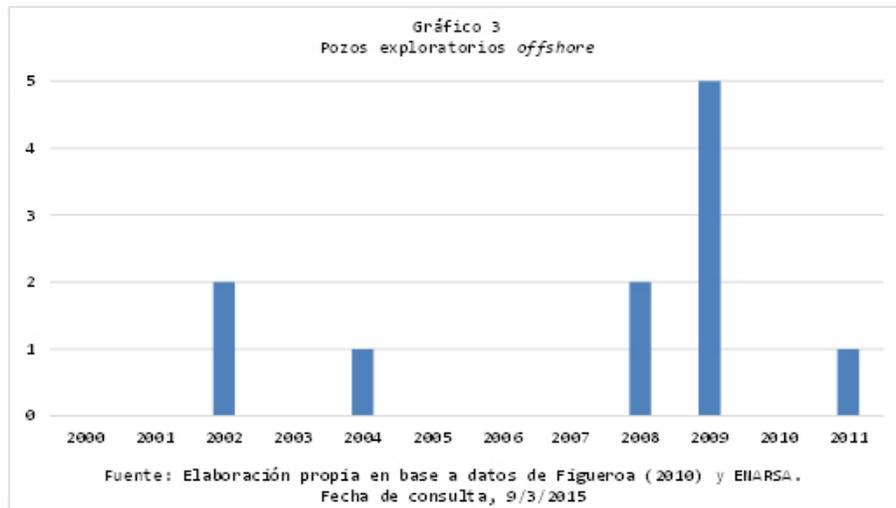
¹⁷ El bloque lindante, CAA-46, fue revertido a Secretaría de Energía de la Nación en un 50% y, luego del retiro de Total Austral y Pan American Energy, quedó plenamente bajo titularidad de YPF.

¹⁸ Fuente: ENARSA.

¹⁹ Total Austral volvería a realizar inversiones de envergadura en la zona recién en 2013, con el desarrollo de las reservas del yacimiento Vega Pléyade.

²⁰ Nuestro relevamiento culmina en diciembre de 2015.

Gráfico 3.
Pozos exploratorios *offshore*

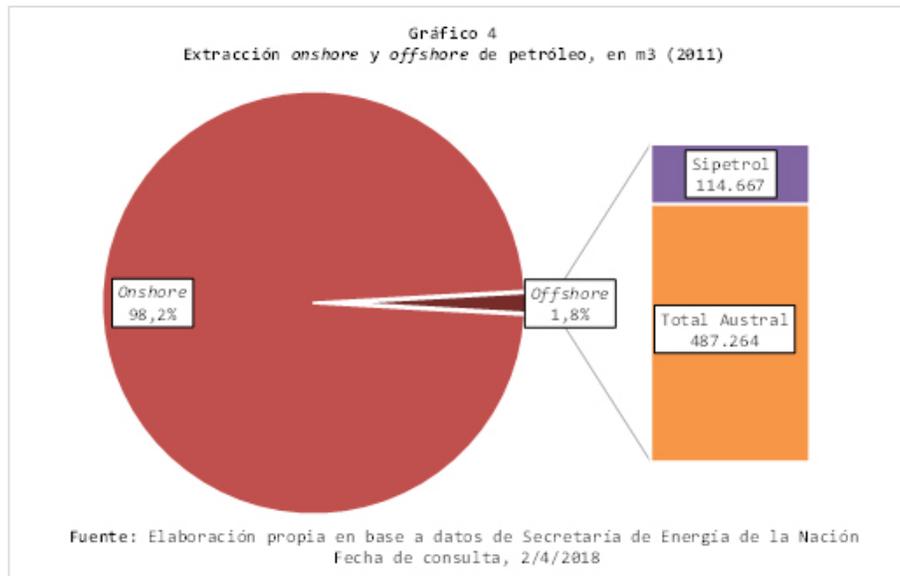


Fuente: Figueroa (2010); ENARSA (2015)

Así, el *offshore* argentino se encontraba prácticamente en el mismo punto de partida que a inicios de la postconvertibilidad. El desarrollo exploratorio fue el más pobre desde el comienzo de las actividades costa afuera en la década del sesenta y la extracción no pudo extenderse más allá de las aguas de baja profundidad de la Cuenca Austral.

La producción de petróleo se redujo en términos absolutos y relativos, pasando de 2,1 Mm³ a 600.000 m³, un 1,87% del total extraído a nivel nacional en 2011.

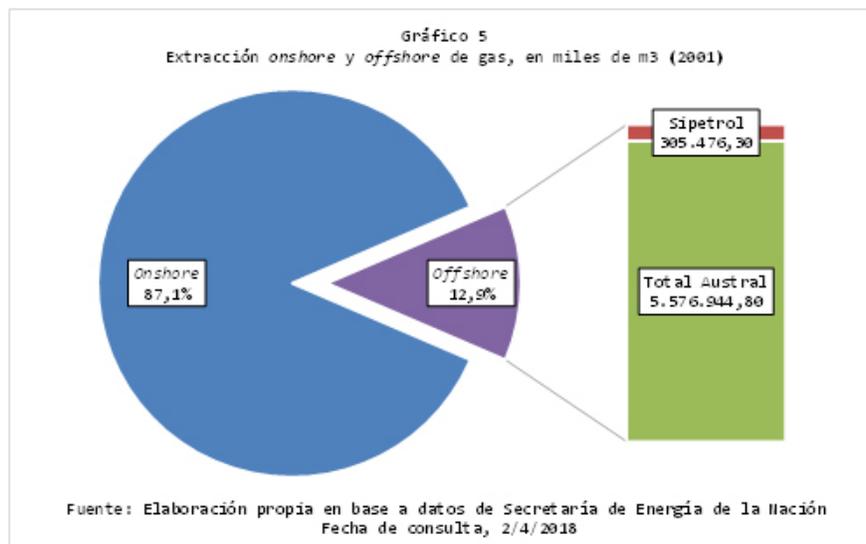
Gráfico 4.
Extracción *onshore* y *offshore* de petróleo, en m3 (2011)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación, 2018.

En el caso del gas natural, la producción alcanzó los 5.900 Mm³, pero gracias al mayor desarrollo de los yacimientos operados por Total Austral desde la década del ochenta. Este crecimiento, junto a la caída general de la producción, determinaron que la extracción *offshore* de gas incrementara su participación sobre el total del 7,2% al 12,9% entre 2001 y 2011.

Gráfico 5. Extracción *onshore* y *offshore* de gas, en miles de m3 (2001)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación, 2018.

5. CONCLUSIONES

En el presente artículo hemos analizado las políticas estatales implementadas a fin de impulsar la extracción hidrocarburífera costa afuera entre los años 2002 y 2011. Tras un período de extenuación de los principales yacimientos del país, la caída de los horizontes de reservas de petróleo y gas amenazaba con estrangular el relanzamiento del proceso de acumulación iniciado a fines de 2002. Aquella promoción fue la primera de un conjunto de iniciativas articuladas a lo largo de la postconvertibilidad con el propósito de avanzar sobre prospectos geológicos más complejos que los convencionales (Pérez Roig 2020a; 2020c).

Como vimos, luego de una fase de auge exploratorio que dio inicio a la primera producción comercial a fines de la década del ochenta, la actividad *offshore* había quedado concentrada en la cuenca Austral, bajo aguas de menos de 200 metros de profundidad. En un contexto mundial de creciente desarrollo de este tipo de proyectos, el desconocimiento de aquellas áreas ubicadas más allá del *shelf* planteaba dos panoramas. Desde el punto de vista geológico, los especialistas albergaban optimismo respecto de la posibilidad de hallar cuantiosos reservorios. Por su parte, quienes expresaban más inmediatamente los intereses de los capitales del sector, advertían acerca de la necesidad de contar con apoyo estatal y estímulos económicos acordes tanto al riesgo local, como a la internacionalización de la competencia. *No podía subestimarse la gravitación de estas demandas sobre la suerte de la política estatal, mientras la lógica de la valorización siguiese determinando las decisiones de inversión de la industria.*

Observamos, entonces, que las políticas de impulso adoptadas comprendieron dos aspectos. En primer término, la consolidación de derechos de soberanía sobre la plataforma continental y aquellas cuencas sedimentarias ubicadas más allá de las 200 millas marinas. En segundo término, la creación de ENARSA, empresa que no buscaba reproducir la lógica de intervención de la vieja YPF S.E., sino que fue concebida de acuerdo a los principios rectores de la segunda generación de reformas del Estado. Carente de recursos económicos y capacidades organizacionales, ENARSA sólo podía motorizar su crecimiento corporativo, así como el desarrollo de la actividad costa afuera, a través de esquemas de asociación vía *carry*. Debió “monopolizar”, a tales efectos, el acceso a las áreas *offshore* y a los regímenes promocionales previstos por la Ley N° 26.154/06, encomendándose a los planes de negocios de otras compañías.

A nuestro juicio, *los magros resultados obtenidos por estas políticas permiten deducir dos tipos de límites planteados a la intervención estatal.* Por un lado, el sostenimiento de la reestructuración neoliberal encarnado por ENARSA suponía la subordinación del sector a las compulsiones de la acumulación y, en consecuencia, *la imposibilidad de regular las estrategias de inversión de acuerdo a la lógica política que subyace al propósito de asegurar el abastecimiento energético.* Por el otro, las dificultades para satisfacer las demandas de los capitales petroleros *revelaban las tensiones del vínculo entre el sector hidrocarburífero y el modo de acumulación.* Suprimir el sistema de derechos de exportación —la principal exigencia de los privados— implicaba, entre otras consecuencias, someter al espacio nacional a la constricción de la dinámica internacional de precios del petróleo. El consiguiente impacto sobre las tarifas de energía hubiese erosionado tanto la competitividad de la producción local —con particular perjuicio para las ramas de la industria orientadas al mercado doméstico que sostenían buena parte de la recuperación del producto y del empleo—, como la recomposición del consumo.

Estos dilemas, que aparecen como resultado de nuestro trabajo, son buenos puntos de observación para el análisis de posteriores políticas de impulso implementadas durante la postconvertibilidad. Por un lado, porque abren el estudio a la exploración teórica. Sobre una base empírica más amplia, los límites deducidos podrían ser interpretados en clave del “Estado nacional de competencia” (Hirsch, 1999). Mediante esa categoría, se ha intentado aprehender los cambios en la forma contemporánea de Estado frente al proceso de internacionalización del capital. De modo general, este enfoque advierte una potencial contradicción, congruente con el dilema planteado más arriba. La creciente movilidad del capital empuja al Estado a la implementación de políticas destinadas a la atracción de inversores. Pero tal posicionamiento en la arena de competencia puede implicar la erosión de sus bases territoriales de legitimación. En nuestro caso, esto podría desprenderse no sólo del disciplinamiento impuesto por un cambio en la política de precios y

retenciones, sino también de los impactos ambientales de la industria petrolera y sus eventuales perjuicios para otras actividades económicas.

Por otro lado, los resultados del artículo sirven como antecedente para el análisis de políticas más recientes y en curso. El *offshore* volvió a estar en agenda a fines de la administración del Frente para la Victoria y durante la gestión de la Alianza Cambiemos. En 2014, fue sancionada la Ley de hidrocarburos N° 27.007/14. Entre otras disposiciones, la normativa estableció nuevos plazos para el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, así como diferentes mecanismos de promoción fiscal. En ambos sentidos, la actividad costa afuera fue distinguida de los objetivos *onshore* y reconocida con beneficios sustancialmente mayores. En mayo de 2019, la Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía N° 276 adjudicó 18 permisos exploratorios en las cuencas Argentina Este, Austral y Malvinas Oeste. Aunque muchas de las áreas licitadas no recibieron ofertas,²¹ entre las adjudicaciones se destaca la participación de capitales globales con amplia experticia en el desarrollo de actividades costa afuera: BP, ExxonMobil, Shell y Equinor.

Un futuro estudio sobre la implementación y los resultados de estas políticas debe considerar la forma en que ellas se articularon con el cambio en la modalidad de intervención estatal propiciado por la recuperación del control de YPF, así como con las contradicciones y límites del modo de acumulación postconvertibilidad agudizados en el período 2016-2019.

²¹ Según se desprende de la convocatoria —Decreto N° 872/2018 y Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía N° 65/18—, fueron desestimados 20 bloques.

REFERENCIAS

1. Auditoría General de la Nación. *Control de gestión ambiental realizado en Energía Argentina S.A.* Ciudad Autónoma de Buenos Aires. 2014.
2. Bulgheroni, Alejandro. "Análisis de los contratos petroleros en la República Argentina". En *Jornadas de Política Petrolera*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Fundación Sudamericana. 1985.
3. COPLA. *El margen continental argentino*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. 2017.
4. Diario de sesiones del H. Senado de la Nación, 11/8/2004.
5. D'Eramo, R. (14 de octubre de 1997). "YPF y Unocal van a explorar costa afuera en San Jorge". *La Nación*. Recuperado de <https://www.lanacion.com.ar>
6. ENARSA. Sitio web, <http://www.enarsa.com.ar/index.php/en/petroleo/132-actividades-off-shore>. Consultado el 9 de marzo de 2015.
7. Figueroa, Daniel. "Perspectivas exploratorias en el offshore argentino". En *Congreso de Producción del Bicentenario del IAPG: 2010*. Salta: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
8. Granovsky, M. (25 de abril de 2004). "Kirchner sueña con la petrosociedad". *Página/12*. Recuperado de <https://www.pagina12.com.ar>
9. Hirsch, Joachim. "The State Apparatus and Social Reproduction: Elements of a Theory of the Burgeois State". John Holloway y Sol Piccioto (Eds.). *State and Capital. A Marxist Debate*. Londres: Edward Arnold Publishers. 1978. pp. 57-107.
10. Hirsch, Joachim. "Globalización del capital y la transformación de los sistemas de Estado: del 'Estado de seguridad' al 'Estado nacional competitivo'". *Cuadernos del Sur*: 1999, 28, 71-81.
11. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Sitio web, <http://www.iapg.org.ar/>. Consultado el 10 de noviembre de 2017.
12. Información Legislativa y Documental (InfoLEG), Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Sitio web, <http://www.infoleg.gob.ar/>. Consultado el 10 de octubre de 2017.
13. Kokogian, D.A. "Perspectivas exploratorias de la Plataforma continental argentina (II)". *Petrotecnia*: 2010, LI(6), 16-35.
14. Kozulj, Roberto y Bravo, Víctor. *La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos*. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina. 1993.
15. Lange, Erna. *World Ocean Review. Marine Resources - Opportunities & Risks*. Hamburgo: Maribus. 2014.
16. Lesta, Pedro. "La exploración de la plataforma continental argentina: pasado, presente y futuro". *Petrotecnia*: 2002, XLIII(3), 16-23.
17. Lesta, Pedro. "La exploración del margen continental argentino: presente y futuro". *Petrotecnia*: 2006, XLVII(2), 10-14.
18. Olivera, F. (27 de septiembre de 2004). "ENARSA no es un capricho ni una vuelta hacia el pasado". *La Nación*. Recuperado de <https://www.lanacion.com.ar>
19. Palomeque, Mariel. "Historia de la exploración en la Argentina: cuencas offshore y reflexiones finales". *Petrotecnia*: 2008, XLIX(6), 88-91.
20. Petrotecnia. "Las empresas y el offshore en la Argentina". *Petrotecnia*: 2002, XLIII(3), 8-14.
21. Petrotecnia. "Inicio de la exploración offshore en la Cuenca Colorado Marina de la plataforma argentina". *Petrotecnia*: 2007, XLVIII(1), 52-53.
22. Pérez Roig, Diego. "Situación y desafíos planteados por el sector petrolífero y gasífero a la política hidrocarbúrica del Estado a comienzos de la postconvertibilidad". En *1º Jornadas*

Interdisciplinarias de Estudios Sociales Latinoamericanos. Bahía Blanca: Universidad Nacional del Sur. 2017.

23. Pérez Roig, Diego. "Política hidrocarburífera del Estado y modo de acumulación de capital durante la Argentina postconvertibilidad (2002-2011)". *Economía e Sociedad*: 2020, en prensa.

24. Pérez Roig, Diego. "Reestructuración del sector hidrocarburífero argentino y «estrategia de acumulación» de capital en la convertibilidad". *Papers. Revista de Sociología*: 2020, 105(3): doi <http://dx.doi.org/10.5565/rev/papers.2655>

25. Pérez Roig, Diego. "La recuperación del control de YPF: lógica política y constricciones económicas de la intervención estatal en la postconvertibilidad". *Trabajo y Sociedad*: 2020, XXI(35), 517-543.

26. Pucci, Juan Carlos. "Situación de las cuencas marinas de la República Argentina". *Petrotecnia*: 2006, XLVII(2), 16-26.

27. Ralón, Gonzalo. "El lugar de la praxis en la génesis del dato científico: hacia una crítica del concepto de fuentes". VI Jornadas de Sociología de la UNLP: 2010. La Plata: Universidad Nacional de La Plata.

28. Rebossio, A. (14 de agosto de 2001). "Shell quiere invertir en Tierra del Fuego". *La Nación*. Recuperado de <https://www.lanacion.com.ar>

29. Secretaría de Energía de la Nación. "Producción de petróleo y gas", 1999-2008 y 2009-actualidad. Tablas dinámicas recuperadas de: <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>. Consultado el 2 de abril de 2018.

30. Secretaría de Energía de la Nación. "Mapa de Exploración de Hidrocarburos - Pozos, Concesiones de Explotación, Yacimientos y Cuencas Sedimentarias". Visor SIG, <https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php?t=4>. Consultado el 2 de abril de 2018.

31. Turic, Mateo. "Actividades exploratorias en el margen continental argentino: perspectivas". *Petrotecnia*: 2002, XLIII(3), 24-29.

32. Turic, Mateo. "La exploración en el margen continental y sus perspectivas". *Petrotecnia*: 2009a, L(2), 10-16.

33. Turic, Mateo. "Potencial Hidrocarburífero Costa Afuera de Argentina". En *Argentina Energética: Claves para el análisis de su estado actual*: 2009b. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi.

34. Ynoub, Roxana Cecilia. *El proyecto y la metodología de la investigación*. Buenos Aires: Cengage Learning Argentina. 2011.