

Informe Técnico

Relevamiento de actividades relacionadas con la explotación de petróleo en zona costera patagónica y datos preliminares sobre residuos de hidrocarburos en puertos

Nievas Marina L. - Esteves José Luis

Relevamiento de actividades relacionadas con la explotación de petróleo en zona costera patagónica y datos preliminares sobre residuos de hidrocarburos en puertos - 1a ed. - Puerto Madryn: Fundación Patagonia Natural, 2007. 50p. + CD-ROM; 21 x 29 cm.



ISBN 978-987-97411-5-3

1. Hidrocarburos-Contaminación.
CDD 661.81 Ñ 363.179 8

Fecha de Catalogación: 08/02/07

Índice

1. Introducción.....	2
2. Objetivos de este informe.....	3
3. Las cuencas petrolíferas en Argentina.....	4
3.1. Las Cuencas petrolíferas en la región costera Patagónica	5
3.1.1 Cuenca del Golfo San Jorge	6
3.1.2 Cuenca Austral.....	6
4. La explotación de hidrocarburos en las cuencas de la región costera patagónica	8
4.1. Producción histórica de petróleo crudo en Argentina	8
4.2. Empresas que operan en las cuencas patagónicas costeras: CGSJ y CA.....	12
4.3. Actividades petroleras offshore en Argentina.....	20
4.3.1. Las cuencas offshore y su exploración.....	20
4.3.2. Producción actual offshore de petróleo y gas	24
4.3.3. Perspectivas de exploración offshore	31
4.4. El transporte de petróleo.....	36
4.4.1. Las terminales petroleras en la costa patagónica	38
4.4.2. Características del sistema de boya de carga	46
5. Datos preliminares sobre residuos de hidrocarburos en puertos.	49
5.1. Marco Legal de la protección del medio marino por vertimiento de hidrocarburos.....	51
5.1.1 Políticas Internacionales respecto al medio ambiente marino	51
5.1.2 Legislación Nacional	54
5.2. La región Costera patagónica	56
5.2.1. Características.....	56
5.2.2. Zonas de protección especial (ZPE).....	57
5.2.3. Contaminación por hidrocarburos de la costa Patagónica	59
5.2.4. Estimación de la generación de residuos de sentina	60
6. Conclusiones	63

1 - Introducción

El presente informe técnico se ha realizado en el marco del Proyecto ARG/02/G31 - PNUD – GEF "Consolidación e implementación del plan de manejo de la zona costero-patagónica para la conservación de la biodiversidad", implementado por la Fundación Patagonia Natural.

El uso masivo del petróleo y sus derivados como principal fuente de energía a nivel mundial ha causado contaminación por hidrocarburos, ya sea de manera accidental o por derrames intencionales en suelos, subsuelos, ríos y mares, la cual se encuentra ampliamente documentada (Atlas, 1981; Colombo et al., 1989; Hinchee et al., 1994; Aboul-Kassim y Simoneit, 1995; Wells et al., 1995; Hozumi et al., 2000; Readman et al., 2002; Tolosa et al., 2004).

Especialmente el ambiente marino está expuesto a estos contaminantes debido a que el transporte de crudo desde las zonas de producción a las zonas de procesamiento se realiza en su mayoría por medio de buques tanques. La producción de petróleo en zonas costeras y offshore genera fugas o derrames crónicos de hidrocarburos. Por otro lado, las actividades de consumo de petróleo y sus derivados contribuyen en un 70% a los hidrocarburos que ingresan al mar por actividades antrópicas. Estos ingresos están asociados, entre otros, a: a) transporte desde la parte continental por ríos, arroyos, aguas de lluvia, drenajes naturales y otros cursos de agua que arrastran hidrocarburos, b) descargas desde instalaciones industriales y urbanas costeras, c) derrames por accidentes de buques no tanqueros, d) descargas operacionales de buques, relacionadas con el consumo de productos de petróleo y operaciones de las flotas navieras (comercio internacional, producción pesquera y turística), y e) descargas de combustibles desde aviones. El consumo de petróleo durante los próximos 20 años se proyecta como el 160% del consumo actual. La mayoría de este aumento en la producción será transportada por vía marítima, con lo cual se reincrementa el riesgo de ingreso de hidrocarburos al mar (NAS, 2003).

En la zona costera patagónica convergen diferentes actividades que utilizan sus recursos naturales como por ejemplo, la explotación petrolera, la industria pesquera, la industria alguera y una intensa actividad turística en numerosos sectores. En esta región existen importantes zonas de reproducción y de cría de peces, crustáceos y moluscos, sustentando uno de los ecosistemas marinos templados más ricos y productivos del mundo (Esteves et al., 2000; Vázquez, 2004). Sus costas están particularmente expuestas a la contaminación por hidrocarburos por constituir la ruta de tránsito en el transporte de petróleo desde los puntos de concentración de la producción petrolera (localizados en las costas de Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut) hasta los sitios de procesamiento de la misma en el centro-norte del país (Numerosky, 2004; Petrotecnia, 2004; Verini, 2004).

En este informe se realizó un relevamiento de las actividades petroleras y portuarias que presenten riesgos de contaminación por hidrocarburos de la zona costera patagónica, indicándose brevemente los aspectos legales de protección del medio marino por hidrocarburos.

2 - Objetivos de este informe

El objetivo de este trabajo es relevar y organizar información existente sobre la producción de petróleo en las cuencas que afectan la región costera patagónica y la generación de residuos por las actividades portuarias. En particular se pretende recabar información sobre:

- Cantidad de crudo producido en Argentina. Valores históricos y actuales.
- Empresas que operan en la producción de petróleo.
- Producción de petróleo en instalaciones offshore.
- Formas de transporte del crudo en la región.
- Características de terminales marítimas petroleras de la región patagónica.
- Los puertos de la región patagónica.
- Instalaciones portuarias existentes para la recepción de residuos generados en las actividades portuarias y navieras.

3 - Las cuencas petrolíferas en Argentina

En la República Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km². Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo el océano profundo. La superficie de las cuencas ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km², y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 m; de unos 400.000 km², cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud (Secretaría de Energía, 2006a). En la Figura 1 se muestra la distribución geográfica de estas cuencas.

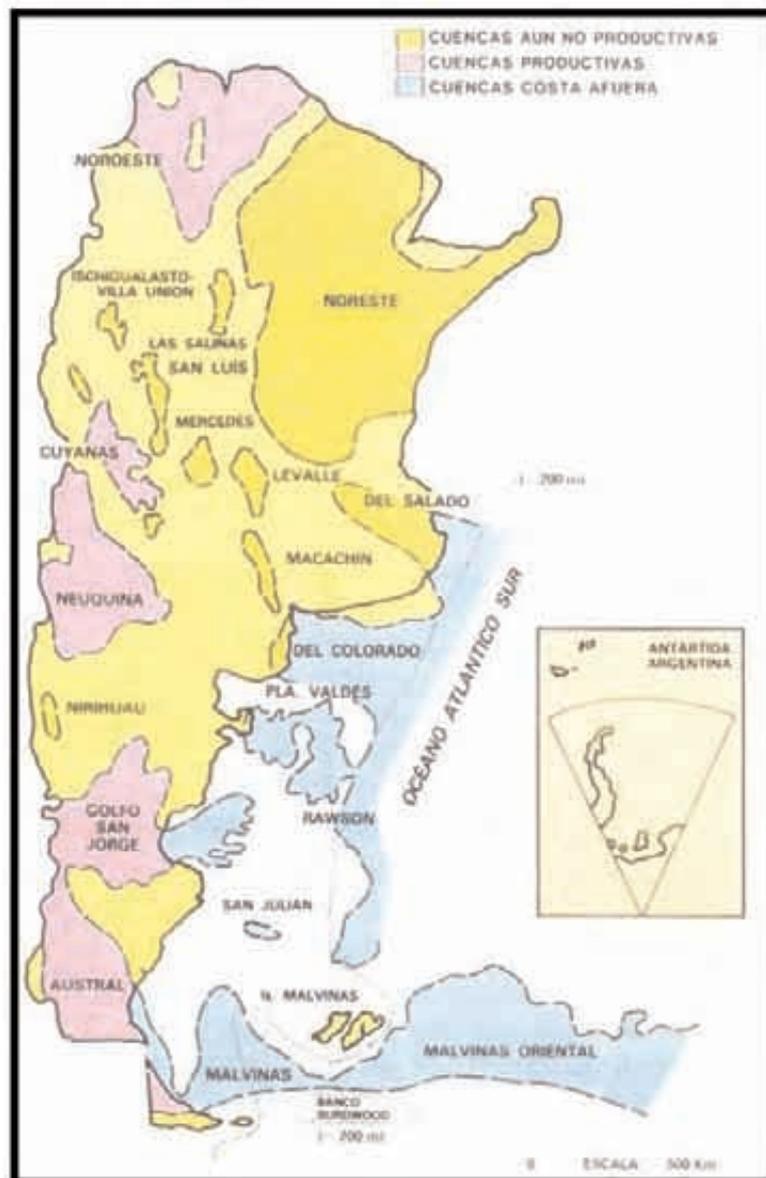


Figura 1. Cuencas petroleras sedimentarias argentinas (Fuente: Secretaría de Energía, 2006a).

Actualmente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral o de Magallanes. Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros. En la Figura 2 se muestran las cuencas productivas y las áreas concesionadas para la explotación de hidrocarburos.

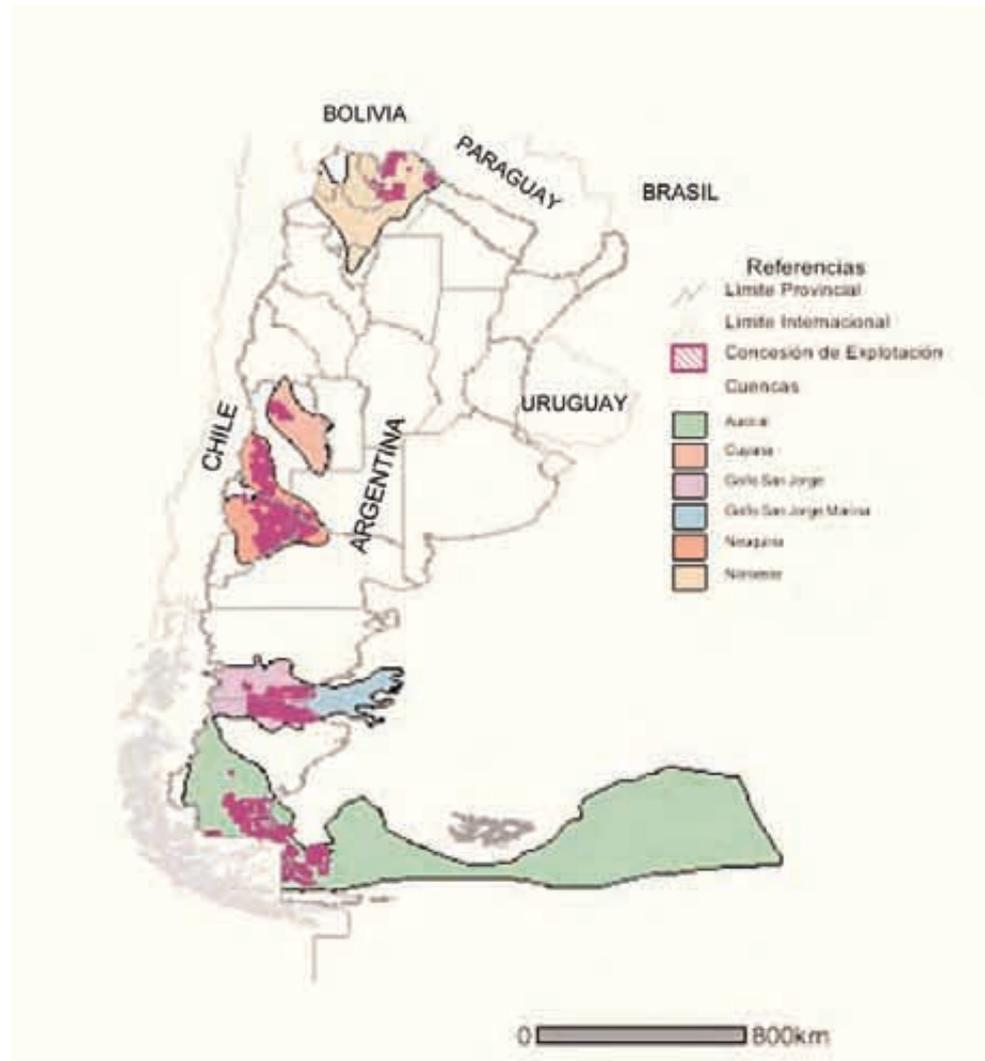


Figura 2. Cuencas petrolíferas productivas y áreas de concesión de explotación (Fuente: Secretaría de Energía, 2006c). (<http://sig.mecom.gov.ar>).

3.1. Las Cuencas petrolíferas en la región costera Patagónica

En dos de las cinco cuencas productivas en la actualidad, Cuenca de Golfo San Jorge y Cuenca Austral, se desarrollan actividades de producción en zonas costeras y se realizan actividades de transporte de la producción de petróleo a través del mar Argentino.

3.1.1 Cuenca del Golfo San Jorge

La Cuenca del Golfo San Jorge es una amplia región ubicada en la Patagonia central entre los paralelos 43 y 47 grados de latitud sur. Comprende la zona meridional de la provincia del Chubut, la parte norte de la provincia de Santa Cruz y gran parte de la plataforma continental argentina en el golfo San Jorge (Figura 2 y 3). Abarca áreas dentro del continente (65%), como de la plataforma continental (35%). Esta cuenca tiene forma irregular, presentando una mayor elongación en la dirección este-oeste. Hacia el norte sobrepasa el curso medio del río Chubut, por el sur se extiende más allá del río Deseado, hacia el este llega hasta el alto de basamento oriental ya fuera de las aguas del engolfamiento mientras que hacia el oeste llega hasta la Cordillera de los Andes, como puede observarse en la Figura 3 (Secretaría de Energía, 2006a).

El área total de la cuenca se estima en unos 200.000 km² de los cuales 70.000 km² (35%) tienen interés petrolero (posibilidades potenciales de contener hidrocarburos) según los conocimientos y datos actuales (Secretaría de Energía, 2006a).

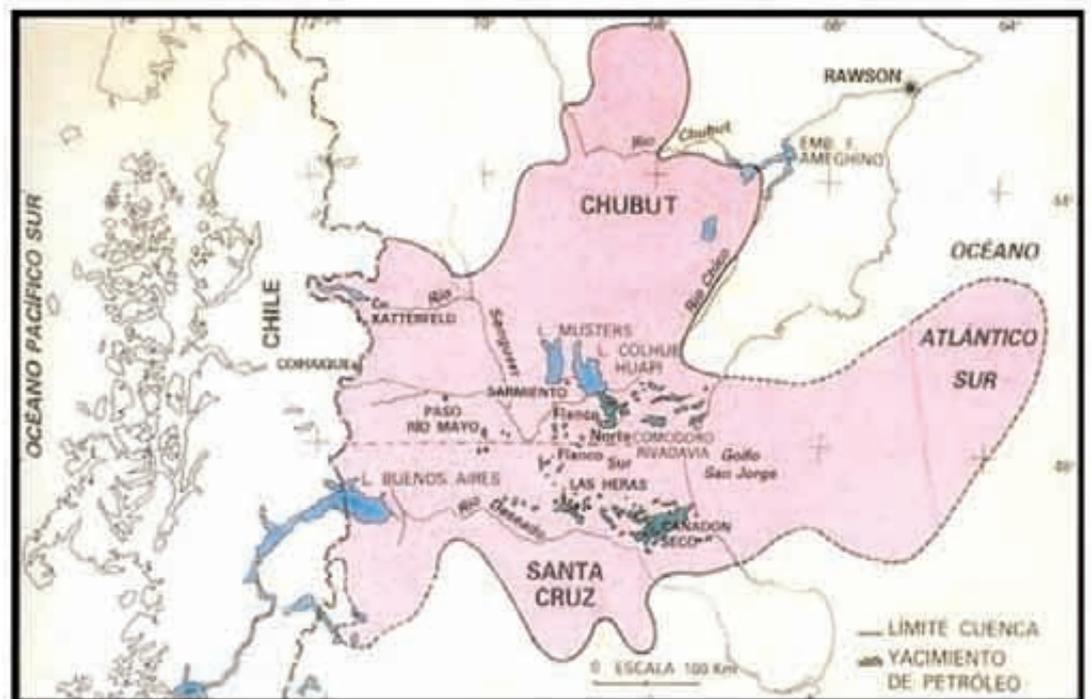


Figura 3. Cuenca del Golfo San Jorge (Fuente: Secretaría de Energía, 2006a).

3.1.2 Cuenca Austral

La Cuenca Austral se extiende en el extremo sur del continente americano. Abarca una parte importante de la provincia argentina de Santa Cruz, la chilena de Magallanes, la zona oriental del estrecho del mismo nombre, la isla Grande de la Tierra del Fuego y una porción de la plataforma continental argentina lindante al este de las mismas, como se observa en las Figuras 2, 4 y 5.

Esta cuenca aparenta un triángulo rectángulo cuya hipotenusa, por el noreste y este, corre próximo el curso del río Chico y sigue esa dirección internándose en el océano Atlántico. Los otros catetos, correspondientes a la altura por el oeste y base por el sur, coinciden con el tramo Patagónico – Fueguino de la Cordillera de los Andes. En la Figura 4 se indica el límite de la cuenca. La ubicación de los principales yacimientos de petróleo y gas de la cuenca se muestran en la Figura 5. Esta cuenca posee una superficie total de 170.000 km², de los cuales alrededor de 23.000 km² pertenecen al área costa afuera (Secretaría de Energía, 2006a).

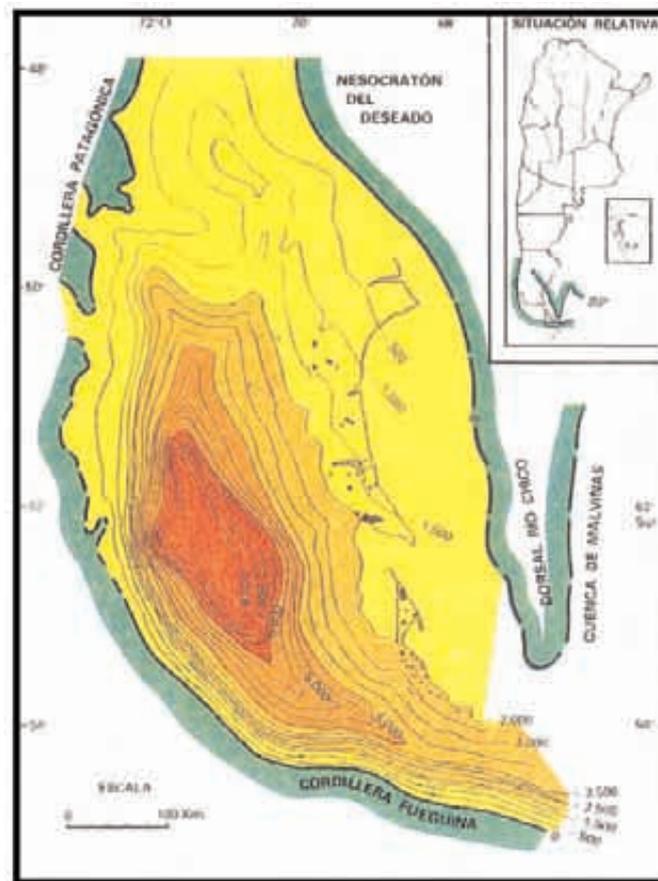


Figura 4. Cuenca Austral. Límite de cuenca - Mapa estructural base Cretácico (Fuente: Secretaría de Energía, 2006a).

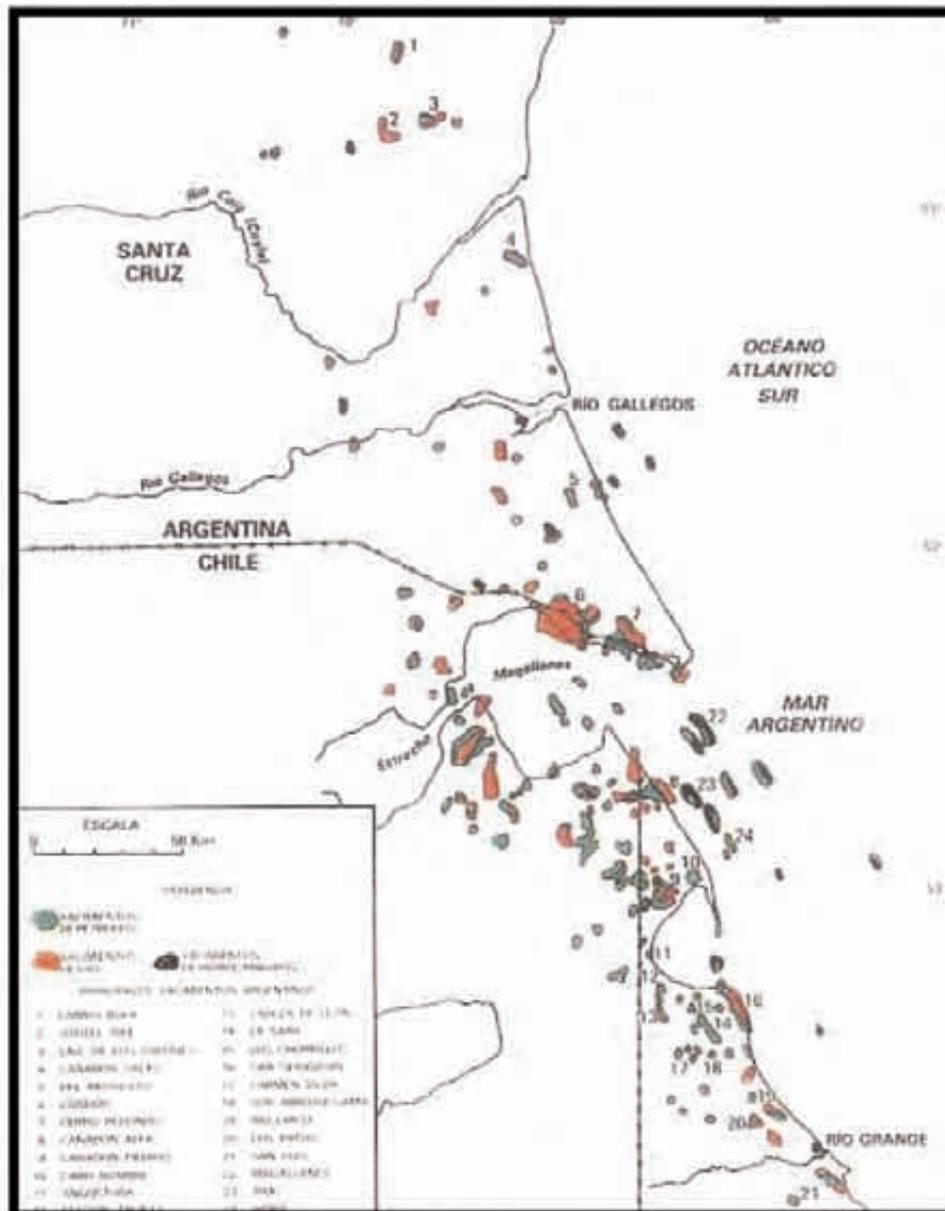


Figura 5. Cuenca Austral. Distribución de los principales yacimientos de hidrocarburos (Fuente: Secretaría de Energía, 2006a).

4. La explotación de hidrocarburos en las cuencas de la región costera patagónica

4.1. Producción histórica de petróleo crudo en Argentina

Tradicionalmente se considera que la producción de petróleo en Argentina comenzó con el inesperado hallazgo de hidrocarburos en la zona de Comodoro Rivadavia a fines de 1907 (Irigoyen, 1997). A partir de entonces la extracción de petróleo fue realizada por la Dirección de Minas y otras dependencias estatales, y por el aporte de empresas privadas nacionales y extranjeras que obtuvieron diversas concesiones.

La producción de petróleo en Argentina creció desde su descubrimiento, afectada por las variaciones producidas por las políticas nacionales, el escenario mundial y el mercado de precios. Entre los principales hitos históricos en la producción nacional de petróleo y gas figuran los siguientes (IAPG, 2000):

- 1907/1916 Entre otras, las compañías *Astra*, *Shell*, *Ferrocarrilera de Petróleo*, *Standard Oil* y *Gulf Oil* obtienen concesiones petroleras, basadas en el Código de Minería de 1886, en Comodoro Rivadavia, Neuquén, Salta y Mendoza.
- 1918 Se descubre petróleo en Plaza Huincul (Huincul: “lomas bajas” en araucano), Neuquén, a 605 metros, perforando a percusión un pozo comisionado por la entonces denominada Dirección General de Minas, Geología e Hidrología de la Nación.
- 1922 Se crea Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), la primera empresa petrolera estatal latinoamericana. En esa época la producción nacional abastecía sólo el 36% del consumo: el 76% de la misma era de origen fiscal y el resto de empresas privadas.
- 1930. YPF descubre Tranquitas, en Salta, seguido en 1933 por Río Pescado.
- 1935 Se sanciona en la Argentina la “Ley del Petróleo” o “Ley de Reserva” que amplía la reserva de zonas presumiblemente petrolíferas a favor de YPF, con lo que el aporte privado a la producción del país, entonces del 53%, comienza a declinar progresivamente.
- 1946 Se crea la Dirección General de Gas del Estado.
- 1949 Se descubre petróleo en el área argentina de Tierra del Fuego.
- 1949 Se inaugura el gasoducto de 1.605 km y 10^{3/4}” de diámetro desde Comodoro Rivadavia a Buenos Aires, que por su extensión se ubica como el segundo gasoducto en el mundo y el primero en Latinoamérica de entonces.
- 1952 YPF descubre el yacimiento petrolífero gasífero de Campo Durán, Salta, abriendo así la producción profunda en el noroeste argentino.
- 1956 El gobierno argentino aprueba el “Plan de Reactivación de YPF”: se importaba el 64% del consumo del país con gran incidencia negativa en la balanza comercial.
- 1958 YPF contrata en forma directa y rápida con empresas privadas extranjeras importantes trabajos de perforación, exploración y producción.
- 1960 Comienza a operar el gasoducto de Campo Durán (Salta) – Buenos Aires, de 1.767 km de longitud.
- 1962 Se logra por primera vez en la historia argentina, el autoabastecimiento petrolero.
- 1963 Se anulan en la Argentina los contratos petroleros del año 1958.
- 1968 Se promulga en la República Argentina la Ley de Hidrocarburos N° 17319. Esta Ley permite nuevas contrataciones de exploración y producción.
- 1971 Se inicia en el mar argentino la perforación de una serie de pozos exploratorios, que en sucesivas campañas dan como resultado en 1982 el descubrimiento al norte de Tierra del Fuego del primer yacimiento costa afuera comercialmente productivo: el Hidra.

- 1977 YPF descubre en Neuquén el gran yacimiento gasífero de Loma de la Lata. Las reservas de gas en el país pasan a ser más importantes que las de petróleo.
- 1979 YPF descubre los yacimientos gasíferos de Ramos y Aguaragüe en Salta.
- 1991-1996 Período de transformación de la industria en el país. Se la desregula y se privatizan Yacimientos Petrolíferos Fiscales, que pasa a llamarse YPF S.A. y Gas del Estado. La República Argentina pasa definitivamente a ser exportador neto de petróleo.
- 1994 Se inaugura el oleoducto de Neuquén a Concepción, Chile.
- 1997 Se inaugura el gasoducto a Chile GasAndes, y comienza la exportación de gas natural a dicho país.
- 1999 La empresa española REPSOL adquiere la totalidad de las acciones de YPF S.A.

La producción histórica de petróleo y gas de Argentina se muestra en la Figura 6, en la cual se observan las variaciones producidas por los diferentes hitos mencionados. La producción de petróleo en la última década sufre un incremento drástico debido a la desregulación del mercado de los hidrocarburos y a la privatización que se realizó del sector hidrocarburífero desde 1992 hasta 1999 con la venta de YPF. Sin embargo a pesar de este proceso las reservas de petróleo en Argentina no mostraron un incremento notable en los últimos 25 años debido principalmente a falta de inversiones del sector privado en actividades de exploración y de desarrollo de hidrocarburos en sectores descubiertos después de 1990 (Cruz, 2005). Luego de un pico de producción en 1998 se ha producido un descenso en la producción debido a que los productores no han desarrollado nuevas capacidades para reemplazar la producción en declive de los yacimientos productivos ya maduros.

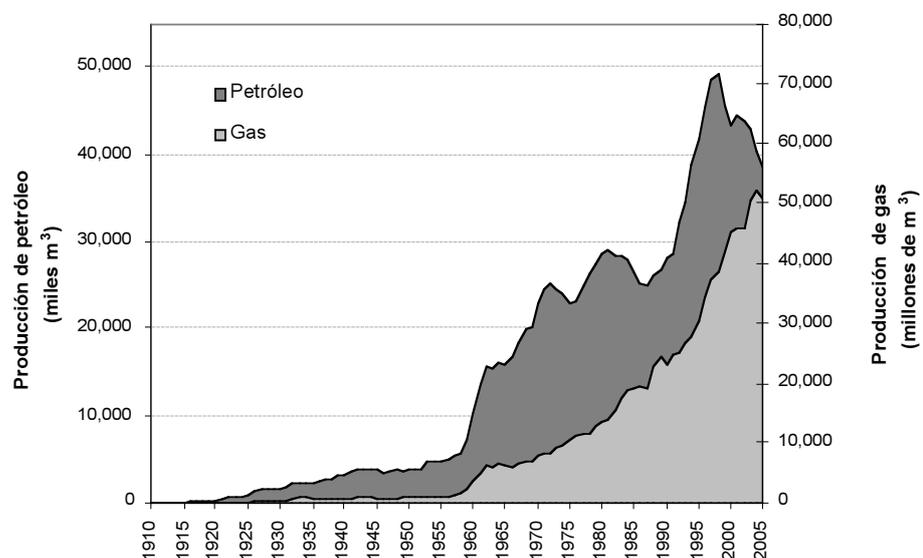


Figura 6. Evolución de la producción de petróleo y gas en Argentina en el período 1910 –actual. Fuente: Datos de la Secretaría de Energía, 2006b.

Las cuencas más productivas del país corresponden a la Neuquina y del Golfo San Jorge en la producción de petróleo (Figura 7 y 9) y a la Neuquina y Austral en la producción de Gas (Figura 8 y 10) (Secretaría de Energía, 2006b).

Argentina es el tercer productor de petróleo de Latinoamérica luego de Venezuela y Brasil. Actualmente produce alrededor de 38,6 millones de m³/año de petróleo, de los cuales exportó más del 23% en 2005 (Secretaría de energía (b), 2006). Sin embargo algunas estimaciones con escenarios de crecimiento del país con una tasa del 9% anual indicarían que en el corto plazo (antes del año 2010) será necesaria la importación de petróleo para satisfacer la demanda nacional de energía (Cruz, 2005).

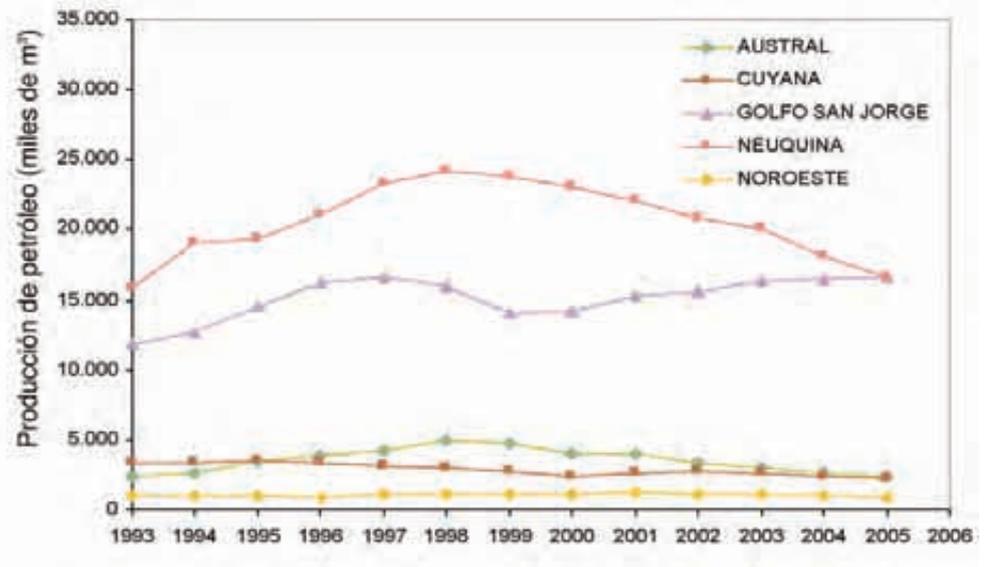


Figura 7. Producción de petróleo en Argentina por cuenca de origen en los últimos 13 años. Fuente: Secretaría de Energía, 2006b.

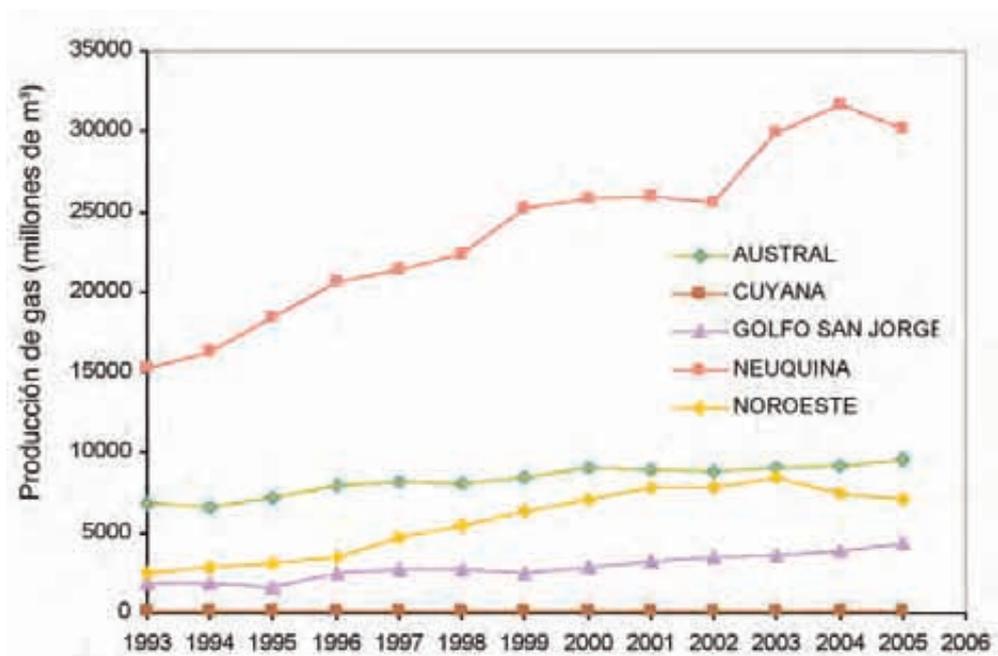


Figura 8. Producción de gas en Argentina por cuenca de origen en los últimos 13 años. Fuente: Secretaría de Energía, 2006b.

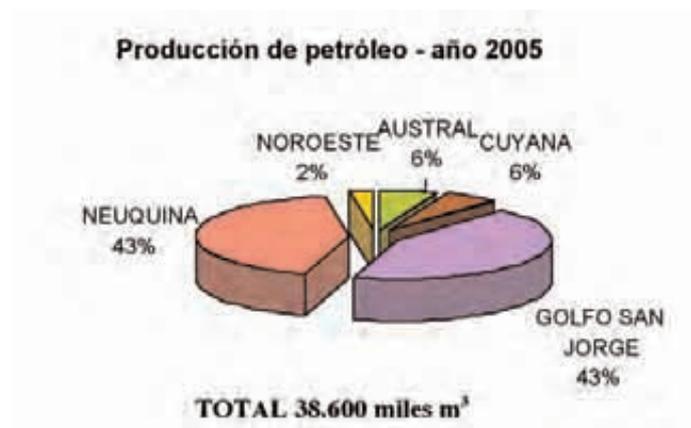


Figura 9. Distribución de la producción de petróleo durante el año 2005. Fuente: Secretaría de Energía, 2006b.

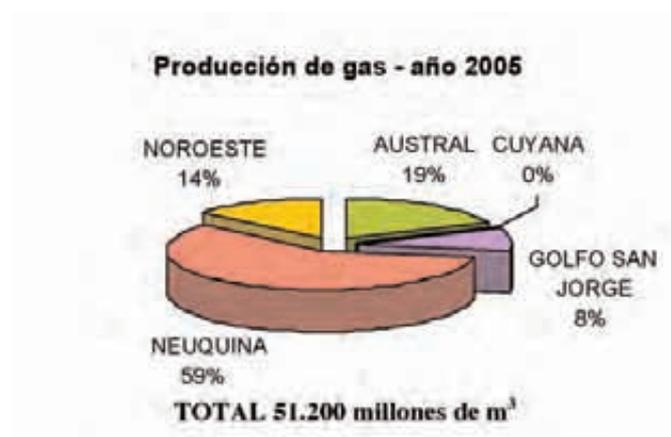


Figura 10. Producción de gas en Argentina por Cuenca de origen, en el año 2005. Fuente: Secretaría de Energía, 2006b.

4.2. Empresas que operan en las cuencas patagónicas costeras: Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) y Cuenca Austral (CA)

A comienzos de la década de los noventa, el sector petrolero argentino sufrió una profunda transformación, en el marco del proceso de reforma económica que experimentó a nivel global la economía argentina. Con el objeto de promover la competencia en el mercado de los hidrocarburos se realizó la desregulación y privatización de la industria petrolera. Con este hecho se puso fin a un período prolongado de gestión estatal en la industria energética Argentina. En 1992 fue privatizada Gas del Estado (dividida en 2 empresas de transporte y 8 distribuidoras regionales de gas natural), y un año después YPF. Con el proceso de privatización de las empresas públicas, las decisiones de precios de los hidrocarburos, su producción, exploración y comercio exterior quedaron desregulados en la industria del petróleo.

Desde 1992 se instrumentó en Argentina un plan para llevar a cabo la exploración, la explotación, la industrialización, el transporte y la comercialización de los hidrocarburos a través de empresas privadas. Este plan entre otras cosas otorga permisos de exploración, desarrollo, explotación, transporte y comercio de hidrocarburos de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos N° 17319 y sus decretos reglamentarios. Los derechos para desarrollar áreas de petróleo y gas se

Tabla 1. Empresas operadoras y áreas concesionadas para la explotación petrolera en la cuenca del Golfo San Jorge. (Fuente: Secretaría de Energía, 2006b).

EMPRESA	PROVINCIA	ÁREA CONCESIONADA
ALIANZA PETROLERA ARGENTINA S.A.	SANTA CRUZ	ESTANCIA LA MARIPOSA
APCO ARGENTINA INC.	CHUBUT	CAÑADON RAMIREZ
CENTRAL PATAGONIA S.R.L.	CHUBUT	ALBERTO
		DON ERNESTO
CLEAR S.R.L.	CHUBUT	CERRO NEGRO
COLHUE HUAPI S.A.	CHUBUT	ESTANCIA LA ESCONDIDA
COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	CHUBUT	DIADEMA
		GEMELOS
		KM. 20
		MINA RESERVA
		SINDICATO
		SOLANO
CRI HOLDING, INC.	CHUBUT	KM. 8
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	CHUBUT	PAMPA DEL CASTILLO-LA GUITARRA
EZ HOLDINGS S.A.	CHUBUT	CAÑADON PILAR
		MINA SALAMANCA
		PICO SALAMANCA
INGENIERIA ALPA S.A.	SANTA CRUZ	ANTICLINAL AGUADA BANDERA
		EL VALLE
INTERENERGY ARGENTINA S.A.	CHUBUT	CALETA CORDOVA
MISAHAR ARGENTINA S.A.	SANTA CRUZ	MATA MAGALLANES ESTE
PAN AMERICAN ENERGY LLC (SUC.ARG.)	CHUBUT	ANTICLINAL FUNES
		ANTICLINAL GRANDE-CERRO DRAGON
		ANTICLINAL GRANDE-CERRO DRAGON
		CERRO TORTUGA-LAS FLORES
		CHULENGO
	SANTA CRUZ	ANTICLINAL GRANDE-CERRO DRAGON
		KOLUEL KAIKE-EL VALLE
		PIEDRA CLAVADA
PETROMINERA CHUBUT S.E.	CHUBUT	MATAMAGALLANES OESTE
PIONEER NATURAL RESOURCES (ARG) S.A.	SANTA CRUZ	MESETA SIRVEN
PROVINCIA	CHUBUT	CAYELLI
		PAMPA MARIA SANTISIMA
	SANTA CRUZ	PAMPA VERDUN
		SIERRA DEL CARRIL
ROCH S.A.	SANTA CRUZ	SUR RIO DESEADO ESTE

Tabla 1. Empresas operadoras y áreas concesionadas para la explotación petrolera en la cuenca del Golfo San Jorge. (Fuente: Secretaría de Energía, 2006b) (Continuación).

EMPRESA	PROVINCIA	ÁREA CONCESIONADA		
TECPETROL S.A.	CHUBUT	EL TORDILLO		
		JOSE SEGUNDO		
		LA TAPERA		
		PUESTO QUIROGA		
VINTAGE OIL ARGENTINA S.A.	CHUBUT	BELLA VISTA OESTE		
	SANTA CRUZ	BLOQUE 127		
		CAÑADON LEON		
		CAÑADON MINERALES		
		CAÑADON SECO		
		CERRO OVERO		
		CERRO WENCESLAO		
		EL CORDON		
		EL HUEMUL-KOLUEL KAIKE		
		LAS HERAS		
		MESETA ESPINOSA		
		MESETA ESPINOSA (CGSJ-10)		
		PIEDRA CLAVADA (CGSJ-IV)		
		SUR PIEDRA CLAVADA		
		TRES PICOS		
		YPF S.A.	CHUBUT	BARRANCA YANKOWSKY
				CAMPAMENTO CENTRAL-CAÑADON PERDIDO
ESCALANTE-EL TREBOL				
MANANTIALES BEHR				
MINA PROCYON				
RESTINGA ALI				
RIO MAYO				
SARMIENTO				
SANTA CRUZ	CAÑADON DE LA ESCONDIDA-LAS HERAS			
	CAÑADON LEON-MESETA ESPINOSA			
	CAÑADON VASCO			
	CAÑADON YATEL			
	CERRO PIEDRAS-CERRO GUADAL NORTE			
			EL GUADAL-LOMAS DEL CUY	
			LOS MONOS	
		LOS PERALES-LAS MESETAS		
		PICO TRUNCADO-EL CORDON		

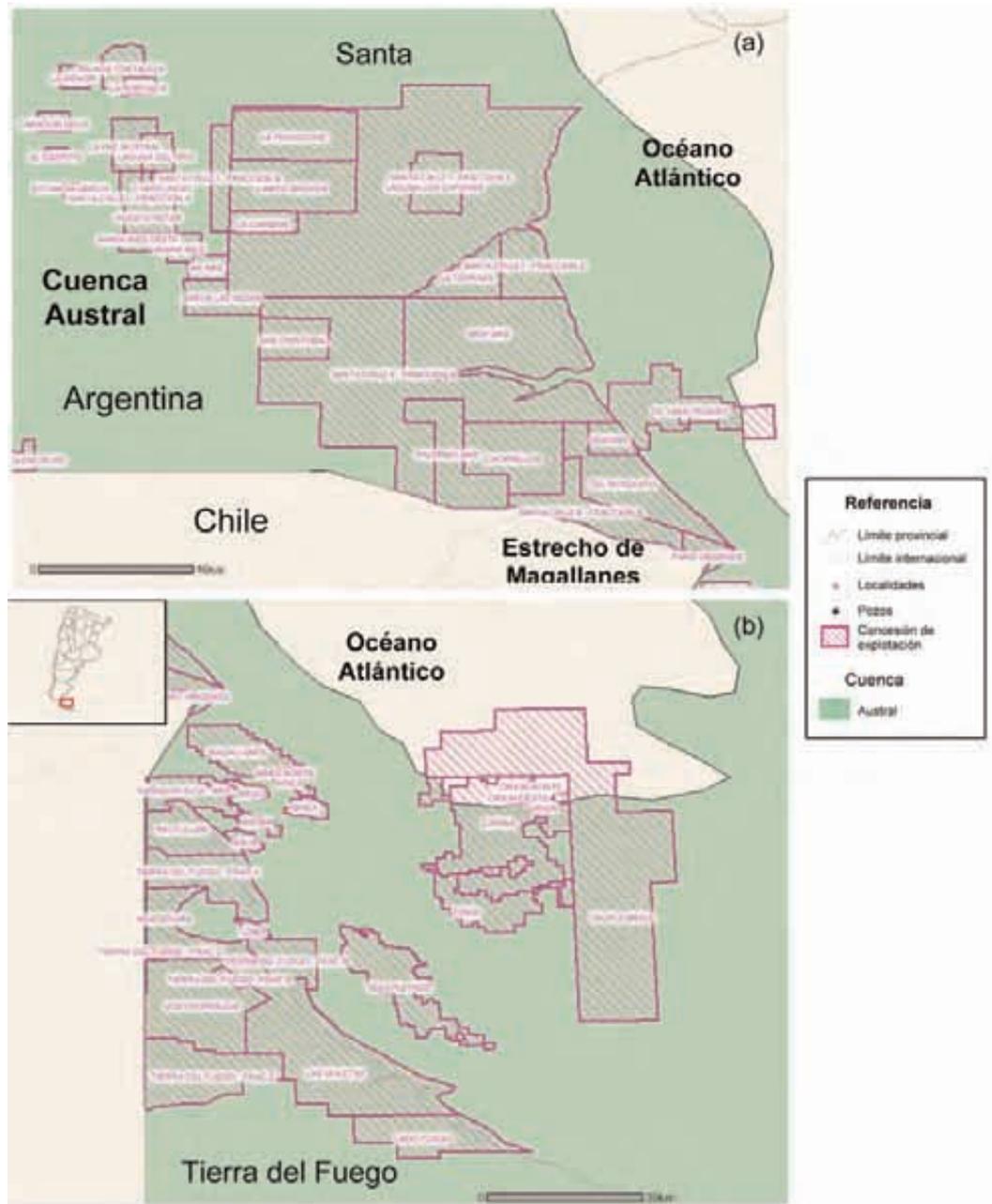


Figura 12. Cuenca Austral (a) Áreas de concesión de explotación en la Provincia de Santa Cruz (b) Áreas de concesión de explotación en la Provincia de Tierra del Fuego.
Fuente: Secretaría de Energía, 2006c.

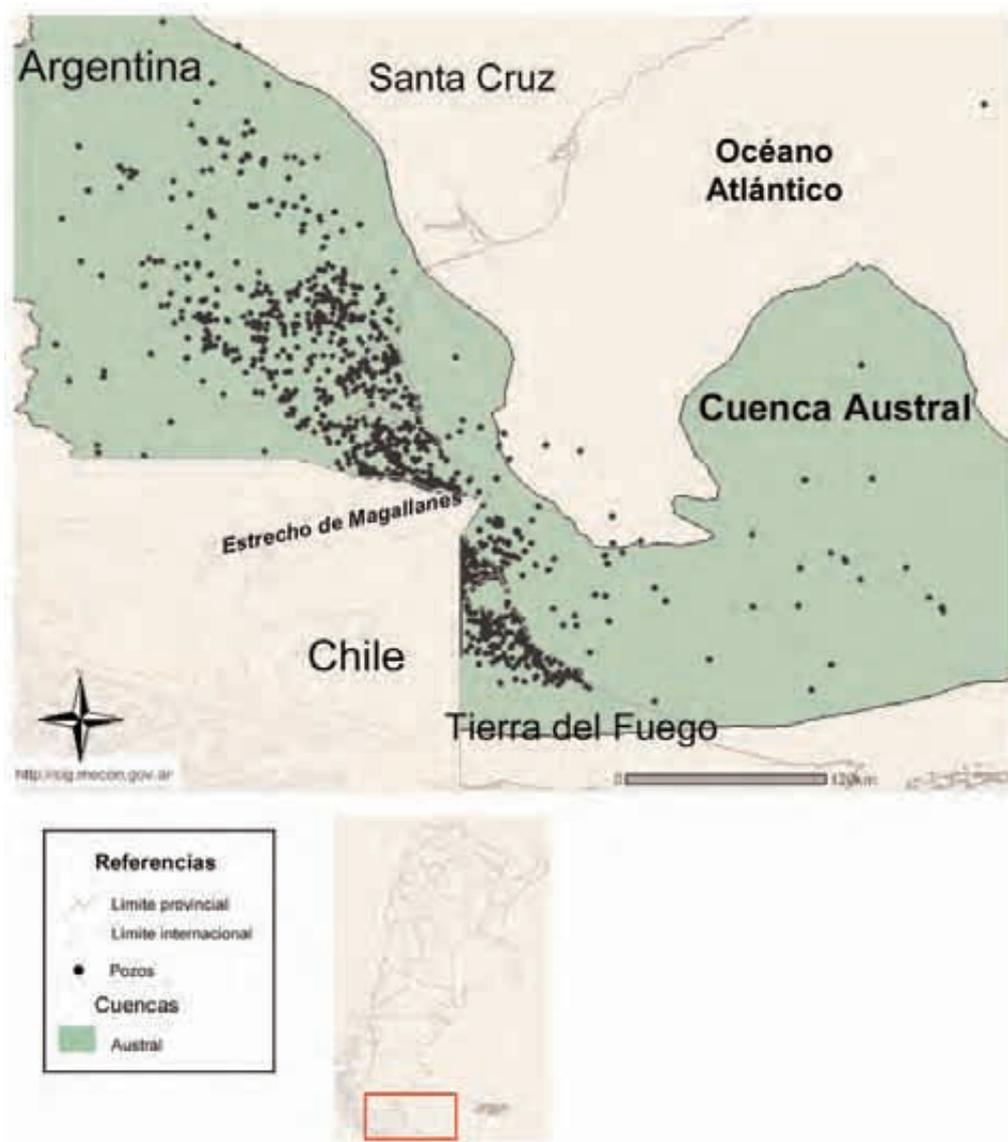


Figura 13. Cuenca Austral. Localización de pozos perforados.
Fuente: Secretaría de Energía, 2006c.

Tabla 2. Empresas operadoras y áreas concesionadas para la explotación petrolera en la Cuenca Austral (Fuente: Secretaría de Energía, 2006b)

EMPRESA	PROVINCIA	ÁREA CONCESIONADA
CGC S.A.	SANTA CRUZ	LAGUNA DE LOS CAPONES
CHEVRON SAN JORGE S.R.L.	SANTA CRUZ	CAMPO BREMEN
		CHORRILLOS
		LA CARMEN
		LA TEHUELICHE
		LA TERRAZA
		MOY AIKE
		OCEANO
		PALERMO AIKE
		SAN CRISTOBAL
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	SANTA CRUZ	MAGALLANES
	TIERRA DEL FUEGO	MAGALLANES
		POSEIDON
	ESTADO NACIONAL	MAGALLANES
GEODYNE ENERGY S.A.	SANTA CRUZ	FARO VIRGENES
GEOPARK ARGENTINA LIMITED (SUC.ARG)	SANTA CRUZ	DEL MOSQUITO
PAN AMERICAN ENERGY LLC (SUC.ARG.)	SANTA CRUZ	LA PAMPA
PAN AMERICAN FUEGUINA S.R.L.	TIERRA DEL FUEGO	LOS CHORRILLOS
		TIERRA DEL FUEGO - FRACCION A
		TIERRA DEL FUEGO - FRACCION B
		TIERRA DEL FUEGO - FRACCION C
		TIERRA DEL FUEGO - FRACCION D
		TIERRA DEL FUEGO - FRACCION E
PETROBRAS ENERGIA S.A.	SANTA CRUZ	AN-AIKE
		BAJADA FORTALEZA
		BARDA LAS VEGAS
		CAMPO BOLEADORAS
		CAMPO INDIO
		CAÑADON DEUS
		DOS HERMANOS
		EL CERRITO

Tabla 2. Empresas operadoras y áreas concesionadas para la explotación petrolera en la Cuenca Austral (Fuente: Secretaría de Energía, 2006b) (continuación).

EMPRESA	PROVINCIA	ÁREA CONCESIONADA
PETROBRAS ENERGIA S.A.	SANTA CRUZ	ESTANCIA AGUA FRESCA
		ESTANCIA CHIRIPA
		ESTANCIA LIBRUN
		GLENCROSS
		LAGUNA DEL ORO
		LA MENOR
		LA PAZ
		LA PORFIADA
		MARIA INES
		MARIA INES OESTE
		PUESTO OLIVERIO
		PUESTO PETER
		SANTA CRUZ I - FRACCION A
		SANTA CRUZ I - FRACCION B
		SANTA CRUZ I - FRACCION C
		SANTA CRUZ I - FRACCION D
		SANTA CRUZ II - FRACCION A
		SANTA CRUZ II - FRACCION B
		PIONEER NATURAL RESOURCES (TDF) S.A.
ROCH S.A.	TIERRA DEL FUEGO	ANGOSTURA
		LAS VIOLETAS
		RIO CULLEN
TOTAL AUSTRAL S.A.	SANTA CRUZ	OCTANS-PEGASO
	ESTADO NACIONAL	CUENCA MARINA AUSTRAL 1
		OCTANS-PEGASO
		TAURO-SIRIUS
YPF S.A.	TIERRA DEL FUEGO	LOBO

4.3. Actividades petroleras offshore en Argentina

4.3.1. Las cuencas offshore y su exploración

El margen continental argentino tiene una superficie de más de 3.000.000 de km² de los que, tomando como límite una profundidad de agua de 200 m, aproximadamente 1.000.000 de km² corresponden a la plataforma continental y el resto al talud y a la emergencia continental (continental rise). En el margen continental argentino se conoce el desarrollo de 10 cuencas, las cuales se indican la Figura 14 (Turic, 2002).

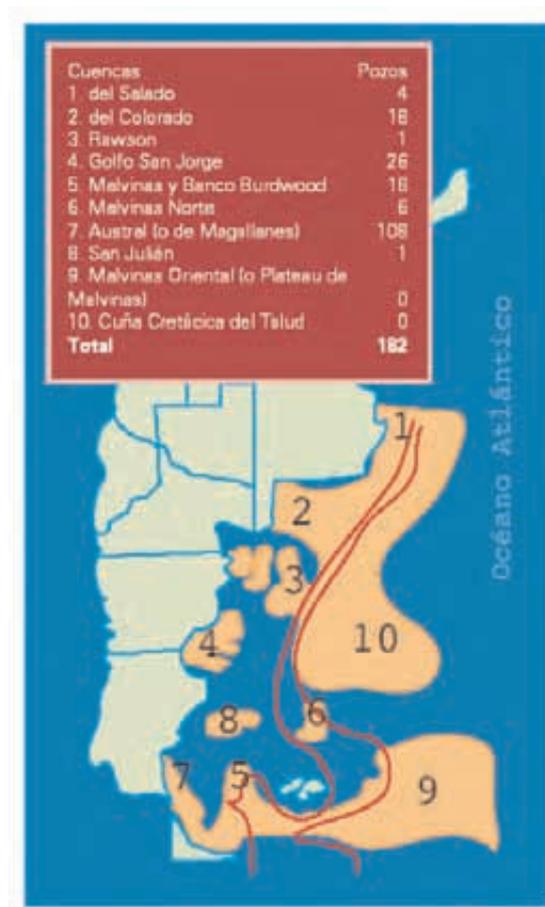


Figura 14. Cuencas petroleras costa afuera y pozos de exploración perforados.
Fuente: Turic, 2002.

Las actividades de exploración offshore (costa afuera en inglés) comenzaron en Argentina alrededor del año 1969 (Lesta, 2002). En un primer período de actividad entre 1969 y 1971 se perforaron las cuencas del Salado, del Colorado y del Golfo San Jorge a través de permisos de exploración a diferentes empresas privadas. En el costa afuera de la cuenca del Colorado se perforaron 18 pozos, sin ningún descubrimiento comercial. La empresa Hunt y Phillips perforaron 12 pozos en 1970, YPF 2 pozos en 1977, Unión Texas 3 pozos en 1994/95 y Shell 1 pozo en 1996 (Figura 15a). Todos los pozos fueron perfora-

dos en aguas someras y mayormente en la mitad occidental de la cuenca (Turic, 2002).

La cuenca Colorado Marina luego del fracaso inicial en 1970 con 12 pozos realizados, fue perforada por YPF en 1977 a más de 200 km de la costa (pozos Ranquel y Puelche) (Lesta, 2002). Estos pozos tampoco dieron resultados positivos en la búsqueda de hidrocarburos. Veinte años después la empresa Union Texas perforó 3 pozos más, ubicados al este de los anteriores, de los cuales 2 tuvieron manifestaciones no comerciales de hidrocarburos (Figura 15b).

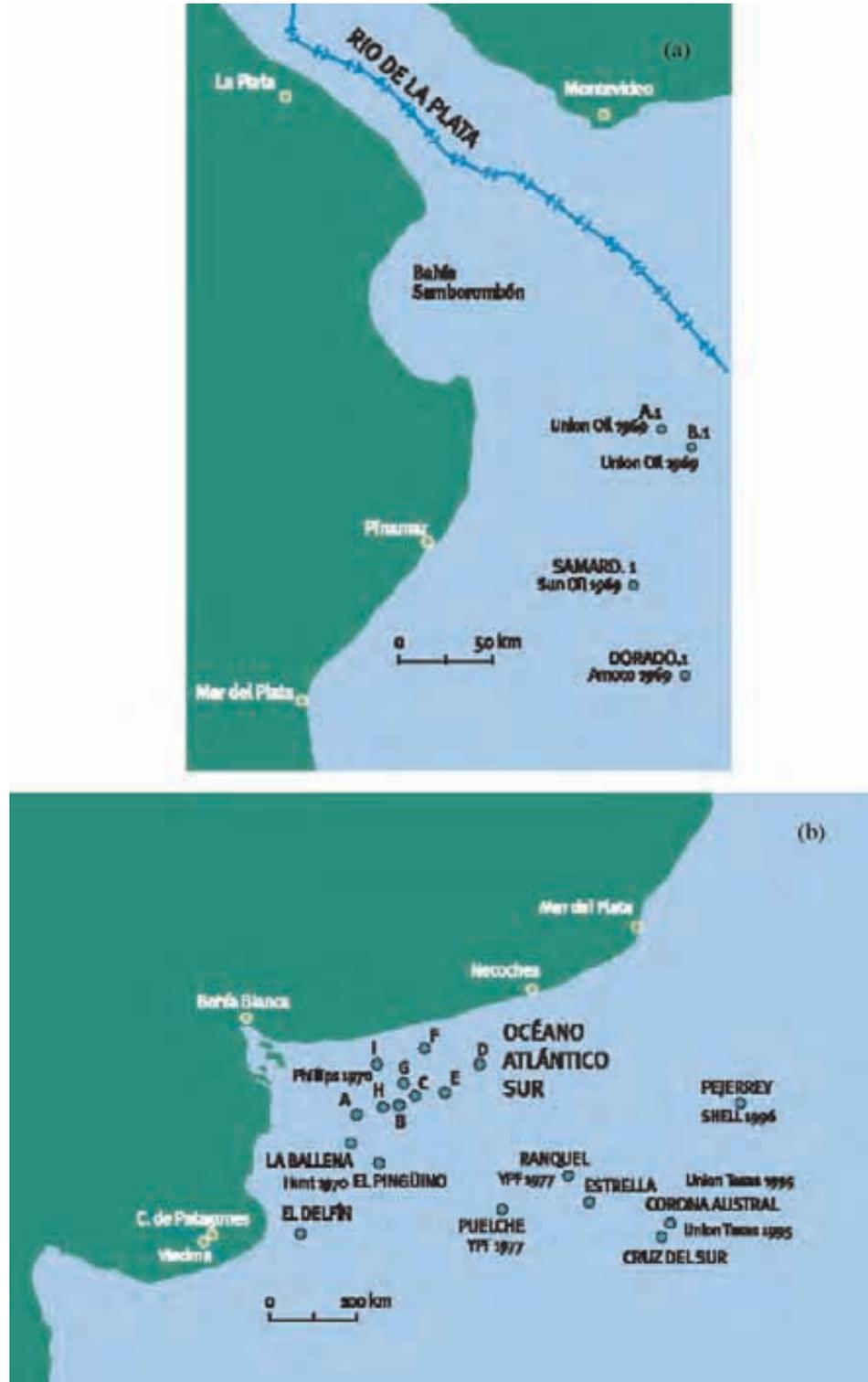




Figura 15. Pozos de exploración realizados en el offshore argentino desde 1969. (a) Cuenca del Salado (o Salado Marina); (b) cuenca Colorado Marina; (c) cuenca Rawson; (d) cuenca del Golfo San Jorge; (e) cuenca San Julián; (f) cuenca Austral Marina. Se indica en la posición de perforación el nombre del pozo, el año y la empresa que lo llevó a cabo. Fuente: Lesta, 2002.

La cuenca del Golfo San Jorge fue perforada con el objeto de hallar la prolongación de los extensos yacimientos explotados en tierra. Entre 1970 y 1971 las empresas AGIP, Tennessee y Sinclair perforaron 17 pozos. Encontraron manifestaciones de hidrocarburos en 3 de los pozos realizados (Marta x1 y x2 y Petrel), pero en una magnitud insuficiente para un desarrollo costa afuera (Figura 15d). Luego en 1978/1979 utilizando una plataforma semisumergible (denominada General Mosconi) YPF perfora 7 pozos más sin éxito comercial, y en 1981 Shell perfora dos pozos más hacia el este de los anteriores con el mismo resultado (Lesta, 2002).

En 1980 la plataforma General Mosconi fue trasladada a la cuenca Austral donde perforó el pozo Ciclón sin éxito. A partir de 1981 comenzó una exploración intensa por parte de compañías privadas (Shell, Total y Esso) con 29 pozos perforados ese año y 21 pozos al año siguiente. La empresa Total y sus socios descubrieron en 1981 los yacimientos Ara, Aries, Lobo y Vega, y en 1982 Hydra y Argo. Por otro lado, Shell descubrió gas cerca de la boca del Estrecho de Magallanes. En 1983 Total descubrió el yacimiento Carina que podría ser el más grande de la cuenca Austral (Figura 15f).

La compañía chilena Sipetrol subsidiaria de ENAP adquirió en 1990 un área en el estrecho de Magallanes y perforó 5 pozos con éxito (Figura 15f).

Otros intentos sin hallazgos de hidrocarburos se realizaron en la cuenca Rawson por parte de la empresa Shell en 1990, en la cuenca San Julián por Petrobras en 1995 y en la cuenca del salado por Amoco en 1994 (Figura 15b, c, y e).

Durante los 30 años de actividad exploratoria en el offshore se encontró petróleo en las cuencas del Golfo San Jorge de carácter no comercial hasta el momento. En la cuenca Austral se encontró y comenzó la explotación de petróleo y gas. Se perforaron en la misma 108 pozos de desarrollo e inyectores, operando en esta zona las empresas Sipetrol y Total Austral ambas con sus socios. La zona de explotación se caracteriza por fuertes vientos y oleajes.

La cantidad de superficie costa afuera explorada en Argentina se considera baja si se tiene en cuenta la gran extensión del margen continental argentino, razón por la cual es lícito considerarlo como en un estadio de baja madurez exploratoria, más aún si se repara en que 108 de los 182 pozos de exploración fueron perforados en la cuenca Austral mayormente frente a las costas de Tierra del Fuego y la boca oriental del Estrecho de Magallanes. Estos dos sectores pueden ser calificados como moderadamente maduros a los efectos de la exploración costa afuera (Turic, 2002). En la Figura 16 se presenta el panorama actual con la totalidad de los pozos perforados en actividades de exploración.



Figura 16. Pozos de exploración de petróleo perforados hasta el momento en el costa afuera argentino. Fuente: Lesta, 2006.

4.3.2. Producción actual offshore de petróleo y gas

Actualmente la producción costa afuera en la Argentina se realiza exclusivamente en la Cuenca Marina Austral frente a las costas de Tierra del Fuego y en la boca del Estrecho de Magallanes. Esta cuenca fue subdividida en Austral Marina (CAM), Marina Austral (CMA) y Malvinas Marina (Lesta, 2002). En la Figura 17, se observan las concesiones de explotación de petróleo y gas activas que se desarrollan en esta región (Secretaría de Energía, 2006c).

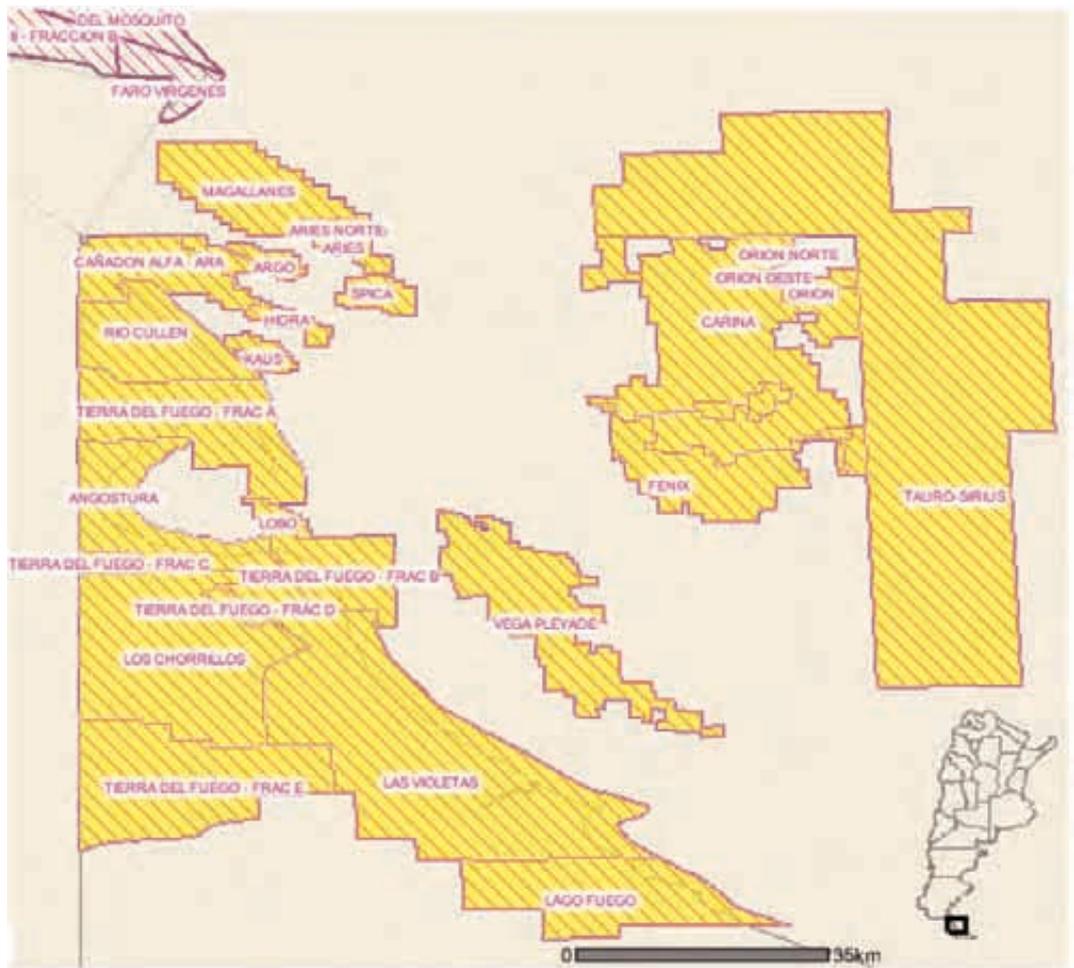


Figura 17. Áreas de exploración offshore de la cuenca Marina Austral. Las empresas concesionarias se indican en la Tabla 3. Fuente: Secretaría de Energía, 2006c.

La producción total de petróleo y gas que se produce en áreas costa afuera representan alrededor del 5% de la producción del total del país. Particularmente la producción de gas natural muestra una tendencia creciente de la producción offshore (Figura 18 y 19).

Tabla 3. Empresas operadoras de concesiones de explotación offshore de petróleo y gas.
Fuente: Secretaría de Energía, 2006b.

NOMBRE	SIGLA	OPERADOR
TAURO-SIRIUS	TAURO-SIRIUS	TOTAL AUSTRAL
CARINA	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
ARIES	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
ARIES NORTE	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
ANTARES	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
SPICA	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
ORION OESTE	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
ORION	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
FENIX	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
ORION NORTE	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
CAÑADON ALFA - ARA	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
KAUS	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
LOBO	AREA 1-CA	YPF S.A.
VEGA PLEYADE	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
MAGALLANES	MAGALLANES	SIPETROL
ARGO	AREA 1-CA	TOTAL AUSTRAL
TIERRA DEL FUEGO FRAC B	TIERRA DEL FUEGO FRAC B	PAN AMERICAN ENERGY

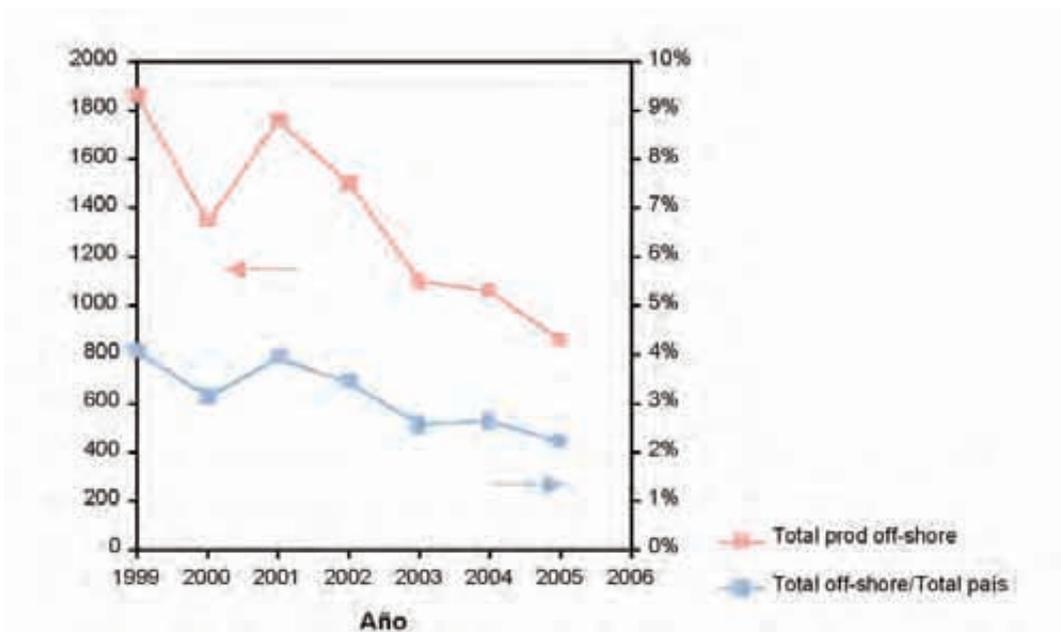


Figura 18. Producción anual de petróleo en Argentina en pozos costa afuera. Cantidad en miles de m³ y expresado como porcentaje de la producción total del país. Fuente: Secretaría de Energía, 2006c.

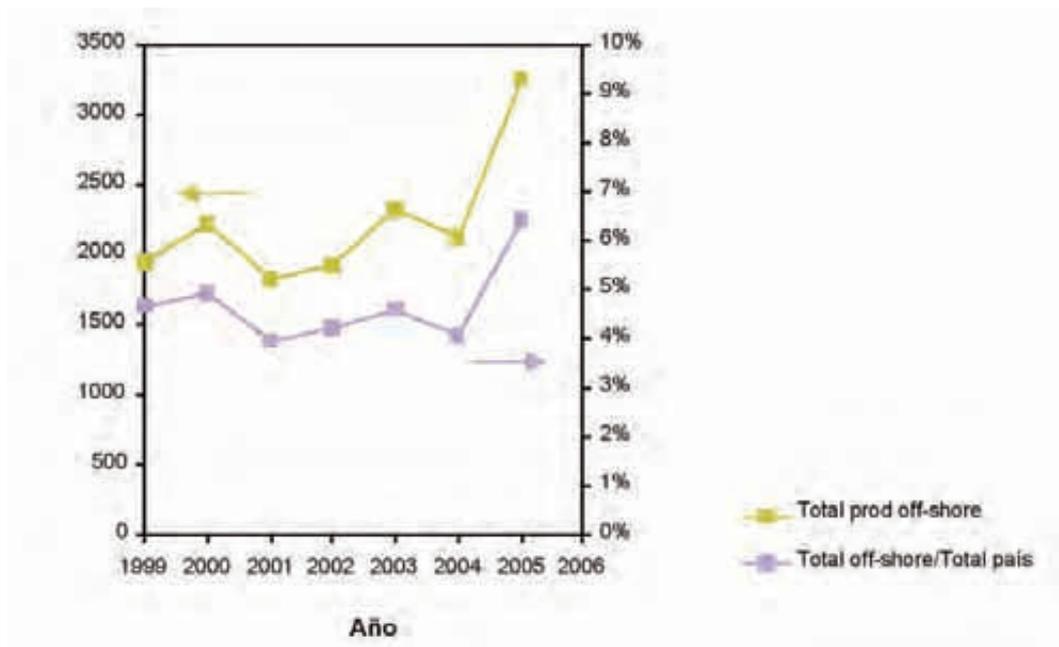


Figura 19. Producción anual de gas natural en Argentina en pozos costa afuera. Cantidad en millones de m³ y expresado como porcentaje de la producción total del país.

Fuente: Secretaría de Energía, 2006c.

Las empresas que operan las áreas costa afuera presentan las siguientes características (Petrotecnica, 2002; Petrotecnica, 2006):

1. Sipetrol Argentina S.A.: Esta empresa asociada en un *joint venture* con Repsol YPF (socio no operador con 50%) actúa como Operador en el Área Magallanes, situada en la boca oriental del Estrecho de Magallanes desde el año 1993. En esta zona se han instalado cinco plataformas de producción, de las cuales dos incorporan además parte del proceso de separación, compresión de gas y bombeo de petróleo y agua a tierra (Figura 20 a y b). La producción se envía a tierra mediante un gasoducto de 10" y 22 km de extensión y un oleoducto de 8" y 21 km de extensión. Las plataformas están unidas entre sí mediante un sistema de colectores y gasoductos tendidos en el fondo marino, de diámetros variables entre 4" y 10" y una extensión total de alrededor de 43 km. Todos los caños tendidos en el mar cuentan con varias capas de recubrimiento anticorrosivo, térmico y una cubierta de cemento para darle peso suficiente y evitar su flotabilidad. En tierra la producción se recibe en una batería de paso donde se acondiciona el Punto de Rocío y se separa el agua del petróleo. La producción de petróleo se exporta a Chile mediante un oleoducto en tierra de 16 km y en el caso del gas una parte es exportado mediante un gasoducto de 1,2 km y el resto se comercializa en el mercado local (Petrotecnica, 2002).

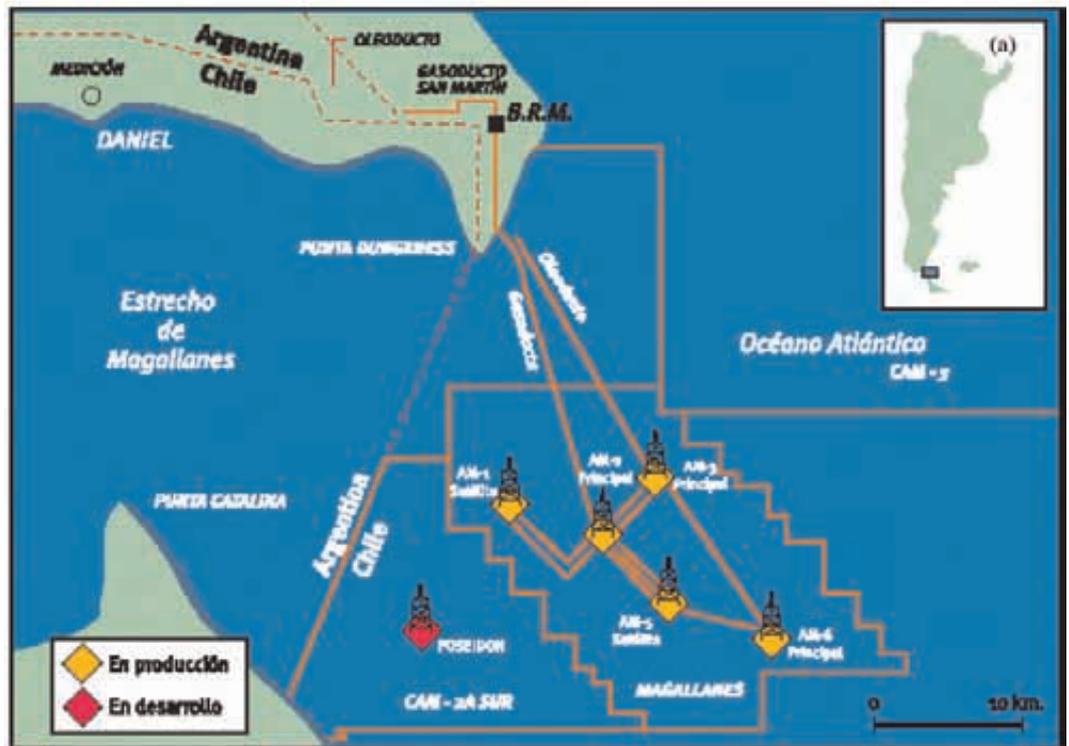


Figura 20. (a) Área de operación de Sipetrol en la cuenca Austral Marina, se indican la posición de las plataformas y la conexiones por medio de oleoductos y gasoductos (Fuente: Petrotecnia, 2002). (b) Plataforma AN-1 de Sipetrol ubicada en el área de explotación Magallanes (Fuente: http://www.energiaynegocios.com.ar/LIBRO/paginas/petroleo_sipetrol.htm#).

2 - Total Austral: La actividad offshore de esta empresa se desarrolla básicamente en el mar territorial argentino de la Cuenca Austral, en la cual opera varios lotes de explotación dentro del área CMA-1 (Tabla 3). Los orígenes de la actividad offshore de Total Austral en la Argentina se remontan al año 1978 cuando obtuvo el permiso de exploración de la Cuenca Austral CMA-1, en Tierra del Fuego, que cubría una superficie original de 10.500 km². Desde ese entonces ha desarrollado una intensa actividad exploratoria en el permiso. Entre 1981 y 1987 se perforaron 46 pozos offshore de exploración con un por-

centaje de éxito superior al 80% (la media internacional raramente supera el 10%). Los yacimientos de hidrocarburos descubiertos fueron: Ara, Antares, Argo, Aries, Hidra, Kaus, Vega-Pleyade, Carina, Spica y Lobo (ver Figura 16).

Las actividades de desarrollo y explotación comenzaron en el yacimiento Hidra, ubicado a 13 km de la costa de Tierra del Fuego y con una profundidad de agua de 30 metros. Este yacimiento fue el primer desarrollo offshore de la Argentina e inició su producción en el año 1989. El mismo cuenta con 2 plataformas fijas de producción inhabitadas (Hidra Norte e Hidra Centro), oleoductos, gasoductos y acueductos correspondientes, y operan en conjunto con la planta de Río Cullen, ubicada en la costa de Tierra del Fuego en la cual se reciben y tratan los fluidos producidos. En esta planta se realiza el almacenamiento de petróleo y la carga de buques tanque a través de una boya de carga ubicada a 14 km mar adentro.

Posteriormente se desarrolló el yacimiento Argo, el cual se ubica a 20 km de la costa de Tierra del Fuego y bajo 80 metros de agua. Dado el contexto de su posición geográfica y tamaño de reservas, el diseño que justificó el desarrollo económico de este yacimiento fue el de perforar dos pozos submarinos vertical-horizontal con tramos horizontales de 1.107 metros uno y 2.360 metros el otro, donde la profundidad vertical es de aproximadamente 1.800 metros. Estos pozos utilizan cabezas y *manifolds* submarinos que se operan a control remoto electrohidráulico desde la plataforma de Hidra Centro y telemetría desde la sala de control de la planta Río Cullen (en Tierra del Fuego). La producción es transportada hasta la plataforma de Hidra Centro, distante a 13 km por medio de una cañería de 8", asistida por *gas lift*. La producción de estos pozos se inició en 1999, constituyéndose así en los primeros pozos submarinos en aguas argentinas (Figura 22).



Figura 21. Planta procesadora de gas y petróleo Río Cullen, ubicada en la costa de Tierra del Fuego. Fuente: Wintershall AG, 2006a.

El yacimiento Ara, que se extiende desde la costa hacia el mar fue desarrollado en dos etapas con metodologías distintas: la primera con pozos dirigidos desde la plataforma de Hidra Norte (en 1996) y la segunda con pozos de largo alcance desde la costa (entre 1998 y 1999). Finalmente, el desarrollo del yacimiento Kaus, que se ubica a 8 km de la costa de Tierra del Fuego, fue realizado a través de dos pozos dirigidos de largo alcance desde la costa, en 1998 (Figura 22).

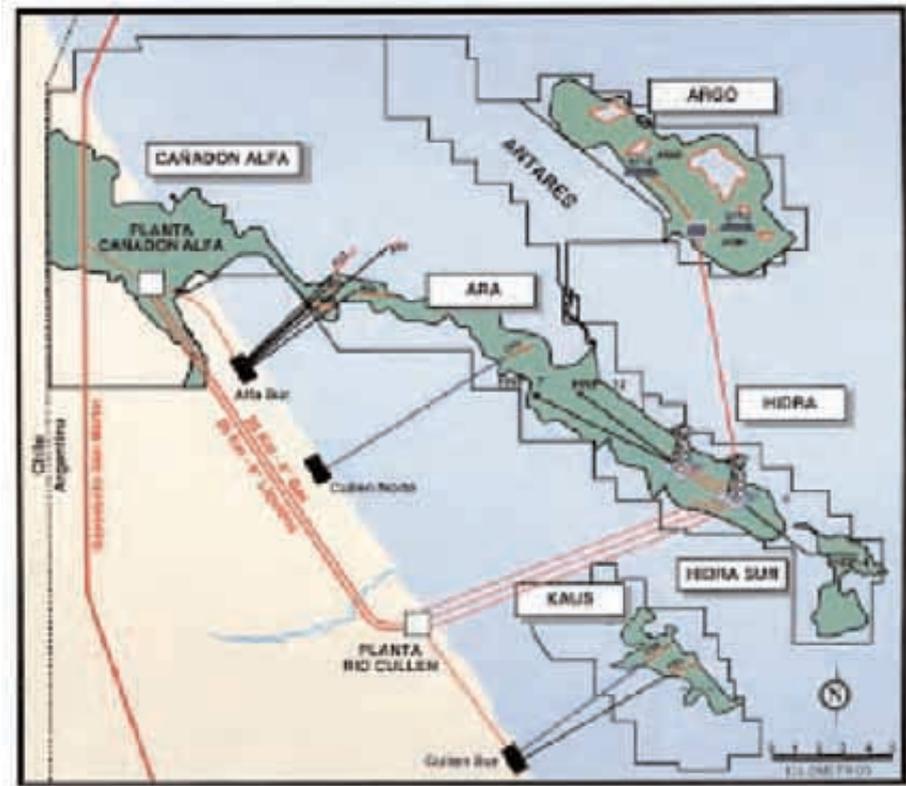


Figura 22. Yacimientos desarrollados y explotados por Total Austral en el bloque CMA-1.
Fuente: Petrotecnia, 2002.

3 - Consorcio Total Austral-Pan American Energy- Winthershall

En 1981 el consorcio operado por Total Austral, e integrado por Wintershall Energía subsidiaria de Basf y Pan American Energy LLC descubre después de varios años de exploración el yacimiento Aries, ubicado a 30 km de la costa fueguina, y dos años más tarde descubren Carina a 80 km al este de la costa (Figura 23). Durante los 17 años siguiente este consorcio realizó campañas de sísmica 2D y 3 D, y perforó 15 pozos exploratorios. Estas actividades permitieron detectar lo que hoy constituye la mayor reserva de gas aún no desarrollada de Argentina. En el año 2001 comenzaron las tareas de desarrollo de los yacimientos Carina Y Aries. En junio de 2005 comenzaron a operar estas instalaciones. La evacuación de la producción de estos yacimientos se realiza por el método multifásico. Los yacimientos cuentan con una red de ductos submarinos de más de 100 km de longitud que une los pozos de producción de las plataformas con la plantas de tratamiento ubicada la

costa fueguina Cañadón Alfa y Río Cullen. Este sistema de producción hace que los líquidos y el gas fluyan juntos sin separación previa, lo que permite que las plataformas sean operadas sin tripulación permanente. El fluido compuesto de gas y en menor proporción por agua y petróleo son conducidos a la planta de Río Cullen en la cual se separan. El gas rico es enviado a la planta de Cañadón Alfa por medio de un gasoducto terrestre de 27 km de largo (Figura 23a) donde se le realiza el tratamiento para su inyección final al gasoducto General San Martín (Wintershall AG, 2006b).

El ducto submarino está construido por tubos de acero de 24” revestidos con polietileno y cemento, excepto la ramificación hacia el yacimiento Aries que es de 18”. la ramificación hacia el yacimiento Aries. Las plataformas son fijadas por medio de patas (o jackets) al fondo marino y son operadas y controladas desde tierra vía satélite. El primer pozo perforado de los dos que se encuentran en operación en Carina, es un pozo desviado de largo alcance con 455 m de drenaje horizontal que se efectuó a una extensión de 2000 m horizontales y a una profundidad de 986 m debajo del fondo marino (Wintershall AG, 2006b).

4.3.3. Perspectivas de exploración offshore

A partir del año 1998, la actividad económica argentina sufrió un descenso que se revirtió recién a partir del año 2003. Desde entonces ha presentado un crecimiento sostenido. En los últimos años se ha incrementado el consumo de energía debido a este crecimiento resultando crítico el aprovisionamiento de la misma. El gobierno argentino adoptó medidas para suplir la producción de energía nacional, solucionando coyunturalmente este problema con la importación de fuel-oil de Venezuela, gas natural de Bolivia y electricidad de Brasil, debiendo nuestro país asumir en estas transacciones costos superiores a los del mercado interno (Solo energía, 2004). Por otro lado el gobierno impulsó una política para favorecer la exploración y explotación de hidrocarburos (Cameron, 2005).

Dentro de las medidas adoptadas el gobierno argentino creó una empresa estatal para incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos. El Poder Ejecutivo envió al Congreso un proyecto de Ley a mediados de 2004 como una forma de hacer frente a la crisis en el mercado energético. Esta crisis se debió, básicamente, a un desequilibrio entre la oferta y la demanda de gas y electricidad en el mercado mayorista. Desde la perspectiva gubernamental, la falta de inversión de las empresas privadas era lo que generó la escasez de oferta energética en el mercado y, por lo tanto, provocó el incumplimiento de los contratos de exportación con países vecinos y el desabastecimiento en el país. Por su parte, el sector privado, en particular las empresas privatizadas, replicaban que habían invertido de manera sostenida hasta el año 2001 y que la responsabilidad de la crisis descansaba en manos del gobierno nacional ya que el congelamiento y la pesificación de las tarifas (establecido por la ley de emergencia pública de enero de 2002) generaron un problema de exceso de demanda del gas y de la electricidad, gracias a la inmovilidad de sus precios después de la devaluación (Solo energía, 2004).

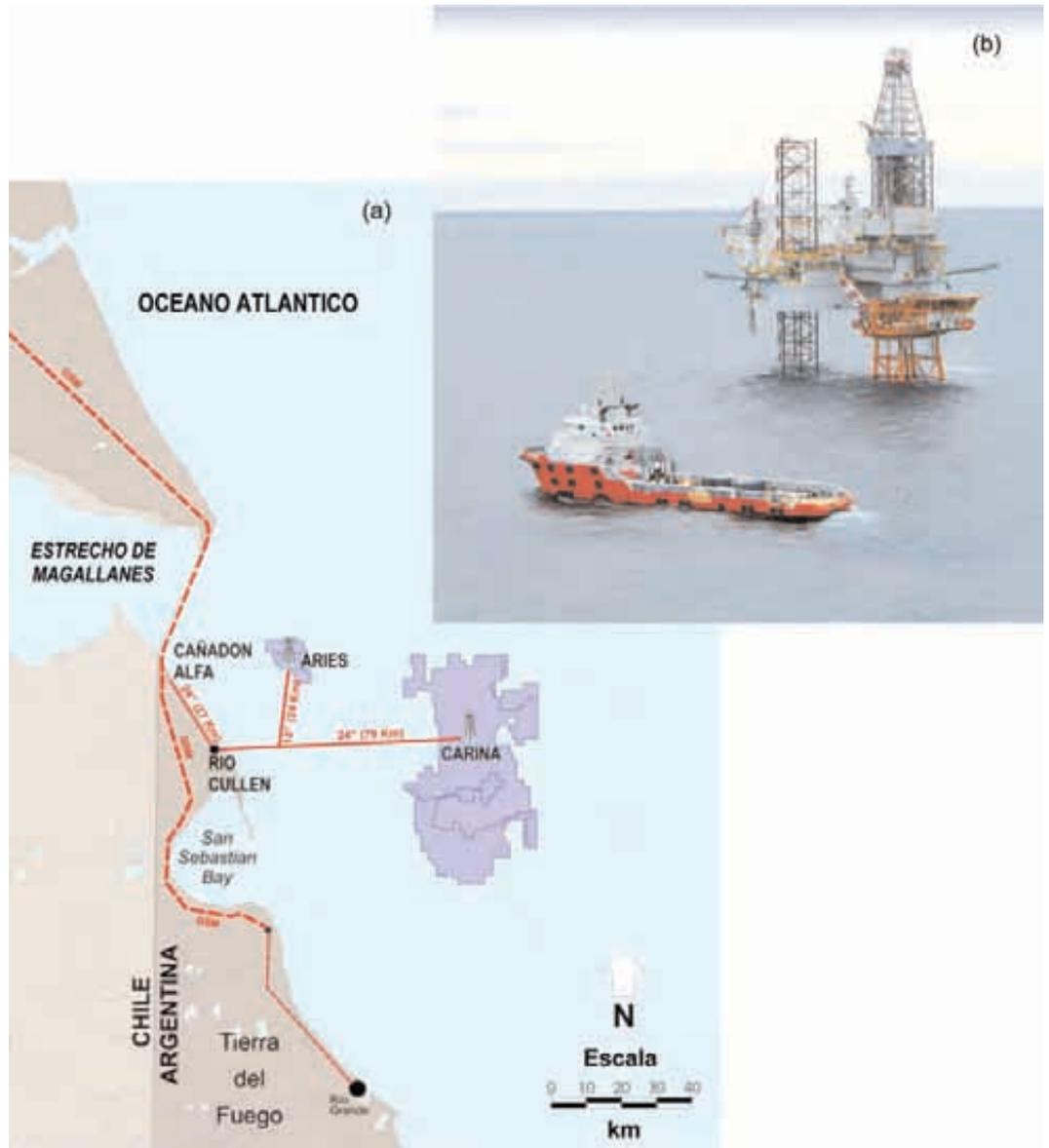


Figura 23. (a) Ubicación de las zonas de explotación de petróleo y gas, del consorcio empresario Total Austral - Pan American Energy y Wintershall AG, con indicación del ducto para el transporte de los hidrocarburos hacia las instalaciones costeras. (b) Equipo de perforación offshore Constellation II durante las actividades de perforación en el pozo gasífero Carina
Fuente: Wintershall AG, 2006a.

En el año 2004 fue creada la empresa estatal argentina ENARSA (Energía Argentina S.A.) por medio Ley Nacional 25943. El objetivo de ENARSA es llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. ENARSA tiene la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentran suje-

tas a tales permisos o concesiones (Repsol YPF, 2006a; Solo energía 2004).

Por otro lado el gobierno continua impulsando leyes de incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos, en las que se incluyen medidas como la devolución anticipada del IVA correspondiente a los bienes de capital utilizados en estas actividades, la exención del pago del impuesto a las ganancias a las compañías petroleras por un período de 3 años desde el otorgamiento de la concesión y exención del pago de los derechos de importación de sobre equipos y bienes de capital dedicados a esta actividad, entre otros beneficios (Cameron, 2005; Clarín, 2006a).

Desde la creación de ENARSA, se han firmado varios acuerdos con empresas privadas para la exploración de hidrocarburos. Este hecho revierte la situación de los últimos 5 años, que se muestra en la Figura 24, en los cuales se ha observado un escaso interés de la compañías privadas por la adquisición de concesiones de exploración, debido a que el sector privado se ha concentrado en la explotación de yacimientos descubiertos con anterioridad (Cruz, 2005). En el año 2005 ENARSA adjudicó más de 600.000 km² para la exploración. En la Figura 25 se indican las áreas ofrecidas en concesión por la empresa ENARSA y aquellas adquiridas por compañías privadas.

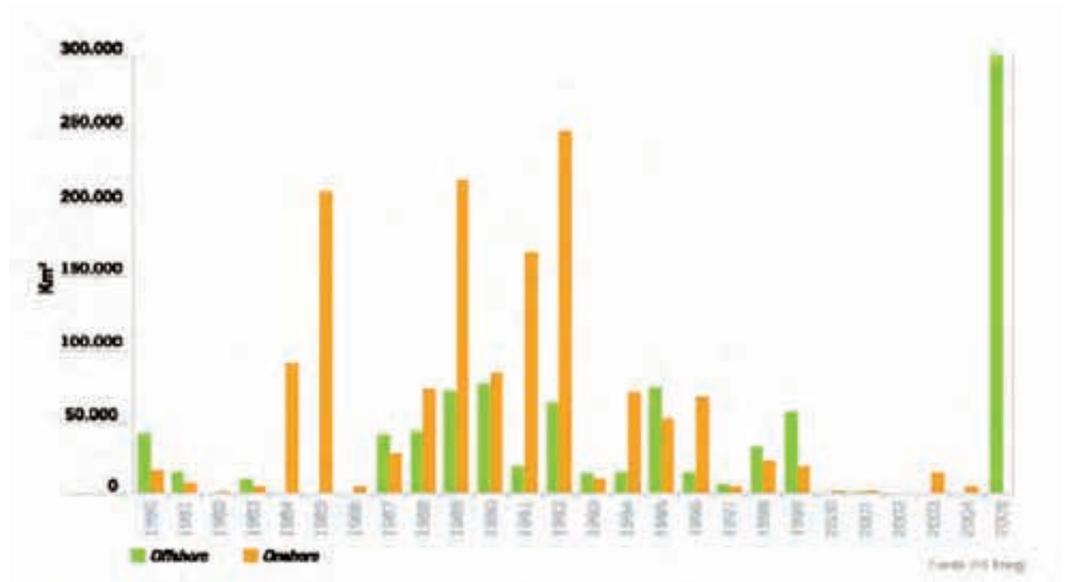


Figura 24. Áreas adjudicadas a compañías privadas por el gobierno argentino para la exploración de hidrocarburos en el período 1980-2005, diferenciados por su ubicación en tierra (onshore) o costa afuera (offshore). Fuente: Cruz, 2005.

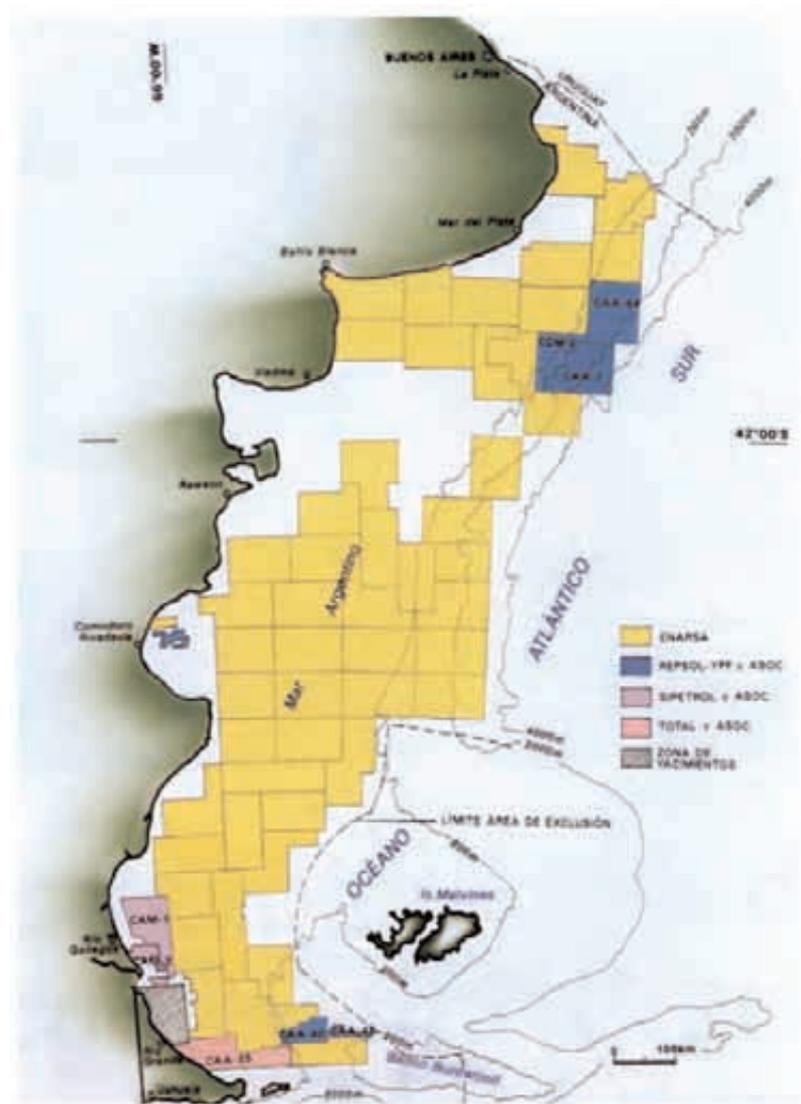


Figura 25. Estado de las áreas de exploración costa afuera. Fuente Lesta, 2006.

Dentro de las concesiones adquiridas para actividades de exploración y en las que se espera que se desarrollen la mayor actividad en el futuro inmediato se encuentran las siguientes:

a- Áreas en la cuenca Colorado Marina

En el año 2005 ENARSA firmó un acuerdo con las empresas Repsol-YPF S.A. y Petrobrás, ambas operadoras en Argentina, y Petrouuguay. Estas empresas conformaron un consorcio con para comenzar actividades de exploración de tres bloques exploratorios de alto riesgo en la cuenca Colorado Marina, ubicada en el mar argentino. El opera-

dor del área será Repsol-YPF, quien tendrá 35% de participación, siendo acompañado por ENARSA (35%), y secundado por Petrobras (25%) y Petrouuguay (5%). Por medio de este convenio, ENARSA aporta 2 áreas (ex CAA-7 y CAA-44), mientras que Repsol-YPF y Petrouuguay suman la restante (CCM-2) (Figura 25), comprometiéndose a aportar toda la información registrada hasta la fecha en dicha área. Repsol YPF en su calidad de operador, comenzó en 2005 el registro y procesamiento de 1000 km² de sísmica 3D, mientras que el primer pozo se estima que se perforará en el 2008, una vez concluidos los trabajos de prospección y procesamiento de la información sísmica adquirida. Este proyecto se trata de exploración de frontera y de alto riesgo en aguas profundas el primero de estas características que se emprende en el país (1.500 metros de profundidad) (Repsol-YPF, 2006a).

b- Áreas en la Cuenca del Golfo San Jorge

Repsol YPF y Energía Argentina S.A. (ENARSA), firmaron en enero de 2006 dos acuerdos para la exploración de hidrocarburos en la plataforma continental argentina. El primero de ellos es un convenio estratégico con una vigencia de 10 años. El acuerdo comprende todas las áreas y/o bloques, cuya titularidad al 100% sea de Repsol YPF o de ENARSA, ubicados en el offshore argentino dentro de tres zonas de interés del denominado talud continental (desde la frontera con Uruguay hasta las Islas Malvinas), el Golfo San Jorge y en la Cuenca Austral (Figura 25). El convenio establece que Repsol YPF y ENARSA se predisponen a colaborar para la exploración y el eventual desarrollo de la plataforma continental argentina.

c- Áreas en la Cuenca Austral Marina:

ENARSA, Sipetrol Argentina S.A. y Repsol YPF, firmaron en febrero de 2006 un acuerdo de exploración y producción de hidrocarburos en la plataforma marina argentina. El acuerdo contempla una inversión aproximada de US\$ 30 millones y considera la exploración, desarrollo y explotación de un prospecto a constituirse con las actuales áreas de producción CAM-1 y CAM-3, en la entrada del Estrecho de Magallanes, frente a las costas de la provincia de Santa Cruz, donde ya opera Enap Sipetrol S.A. La nueva zona concesionada se ubica en el límite externo del mar territorial argentino austral adyacentes a la otras áreas ya operadas por Sipetrol. Esta empresa está presente en el país desde 1990. Actualmente actúa como operador con un 50% de participación en las concesiones de explotación del área Magallanes y del CAM 2/A SUR, y en los permisos de exploración de las áreas CAM-1 y CAM-3, en la Cuenca Austral (ENAP, 2006).

La empresa Total Austral continua realizando actividades de desarrollo de pozos en los bloques de explotación Ara-Cañadón Alfa, Aries, Carina e Hidra, y realizó un pozo de exploración en el bloque CAA-35 (Figura 25) en el cual posee un permiso de exploración (Lesta, 2006).

Repsol YPF también es operadora de dos áreas en las cercanías del banco Burdwood, en el extremo sueste de la plataforma continental, con las áreas CAA-40 y CAA46 (Figura 25), con Pan American Energy como socio (Lesta, 2006).

4.4 El transporte de petróleo

A nivel mundial, la producción de petróleo se encuentra concentrada en una serie de países que no son los mayores consumidores. Por este motivo la gran mayoría del petróleo se transporta desde los países productores hasta los países consumidores por buques dedicados al traslado de petróleo denominados buques tanques o tanqueros. Por ejemplo en el año 2002 el 59% de la producción mundial de petróleo se transportó en buques tanque; y en ese mismo año la flota de petroleros representaba aproximadamente un 40% de la flota mundial de la marina mercante que en más de un 80% se encontraba a cargo de armadores independientes (Gaeda, 2004).

En Argentina, la producción de petróleo que se obtiene de las cuencas Austral y del Golfo San Jorge son transportadas desde la zona de extracción hacia las zonas procesamiento y/o consumo en el norte del país y hacia el mercado externo en caso de que la producción sea exportada. En la Figura 26 se presenta un esquema que sintetiza el transporte de petróleo y gas en Argentina.

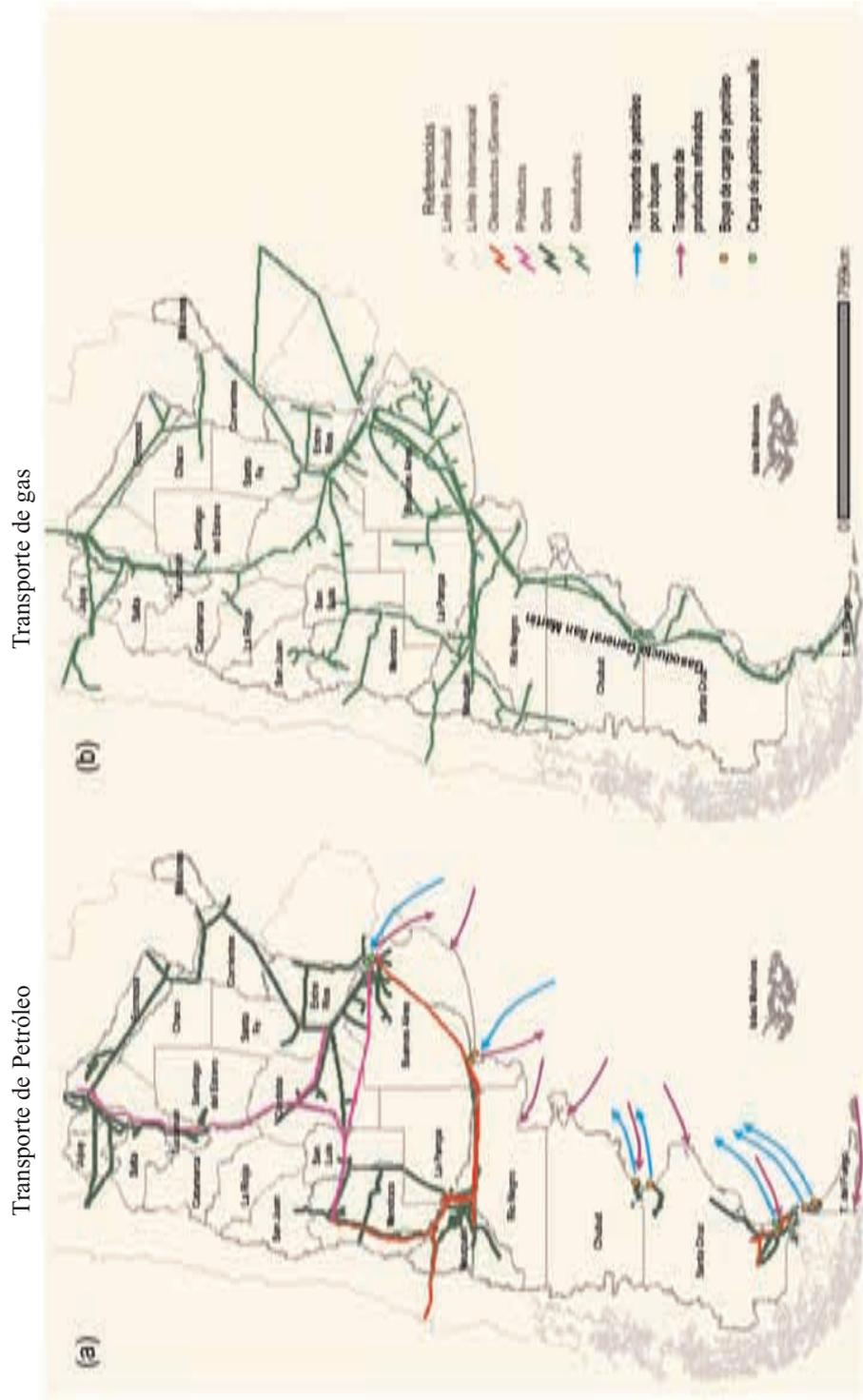


Figura 26. Transporte de hidrocarburos en Argentina. (a) transporte de petróleo y derivados, se indican los puntos de cargas y descarga de hidrocarburos transportados por buques en las regiones costeras; (b) transportede gas por gasoductos. Fuente: Secretaría de Energía, 2006 c.

En la región Patagónica no existen oleoductos que comuniquen las zonas de producción de las cuencas del Golfo San Jorge y Austral con las refinерías que se encuentran en las ciudades de Bahía Blanca, La Plata y Buenos Aires. El transporte de crudo desde Patagonia se realiza exclusivamente por mar, en su mayoría por buques tanque y una menor porporción por un oleoducto submarino desde el área de Magallanes hacia Chile.

La cantidad total de petroleo transportada a través del mar argentino por buques tanque se encuentra en alrededor de los 20 millones de m³ anuales que corresponden a casi el 50% de la producción de petróleo crudo del país (Secretaría de Energía, 2006b). La cantidad de petróleo transportado hacia el mercado interno ha experimentado un incremento en los últimos 10 años desde el 40 al 70% aproximadamente de la cantidad transportada desde Patagonia, como se observa en la Figura 27.

4.4.1. Las terminales petroleras en la costa patagónica

En las cuencas del Golfo San Jorge y Austral Marina el petróleo es tranportado desde los yacimientos productivos por medio de oleoductos locales o utilizando camiones cisternas hasta una planta de almacenamiento, desde la cual es transportado hacia los buques tanque. En la Figura 28 se presenta un esquema del tranporte de petróleo a partir de las 5 terminales petroleras de despacho de las cuencas productivas costeras indicando los destinos más frecuentes del mercado interno y extremo.

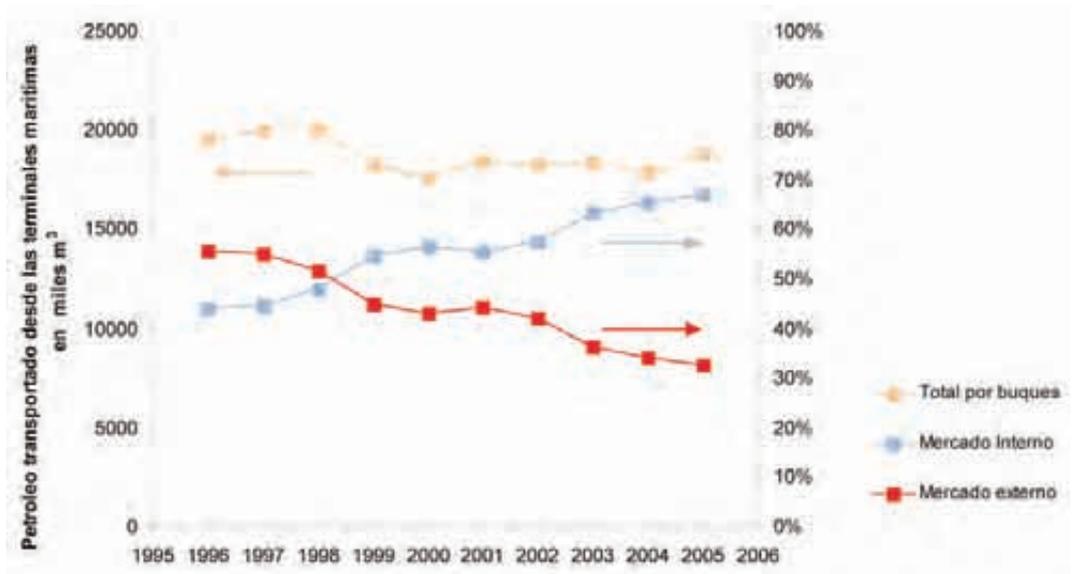


Figura 27. Petróleo crudo transportado desde las cuencas del Golfo San Jorge y Austral. Se indica el porcentaje que es destinado al mercado interno y a exportación.

Fuente: Secretaría de energía, 2006c.

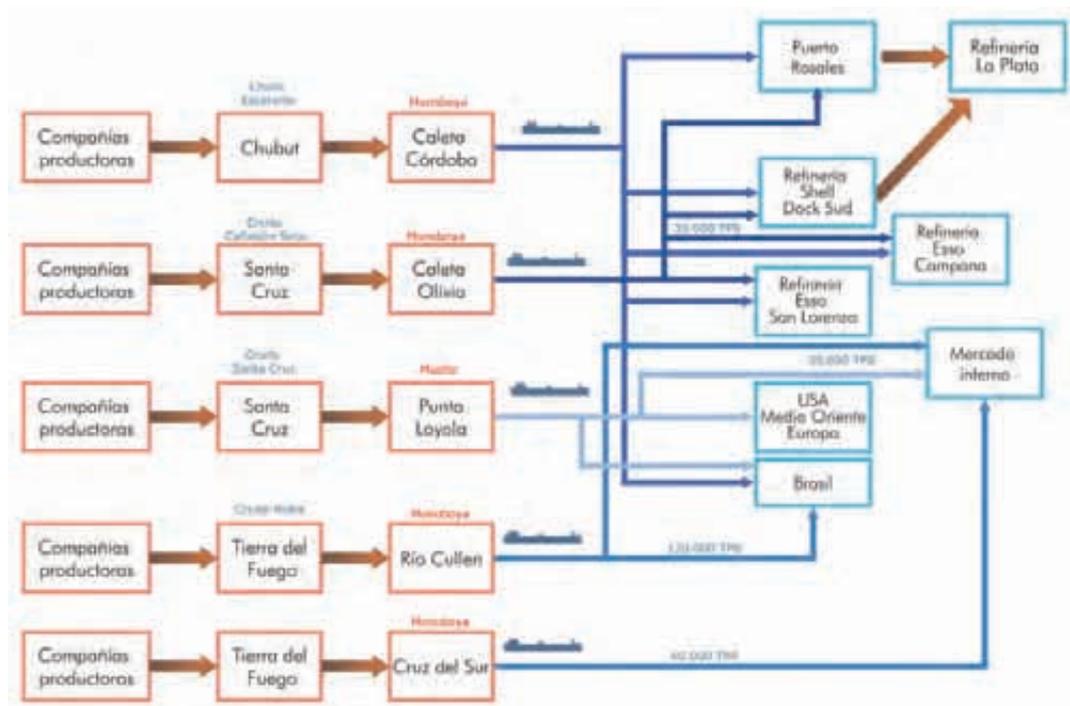


Figura 28. Esquema del transporte de petróleo desde las terminales petroleras en Patagonia. Las líneas en tonos azules indican transporte marítimo por buques tanques. Adaptado de Verini (2004).

a. Caleta Córdoba y Caleta Olivia

La producción de la Cuenca del Golfo San Jorge se concentra en dos puntos de salida, las Terminales Petroleras de Caleta Córdoba y Caleta Olivia, ambas operadas por TERMAP S.A. Esta empresa es una asociación de empresas productoras y tiene a cargo el almacenamiento y despacho de los hidrocarburos a los buques tanque.

En la Figura 29 se indica un diagrama esquematizando los puntos de concentración y un trazado de los oleoductos que conducen el petróleo de los yacimientos hacia las terminales. Una vez recibido el petróleo en las Plantas de Almacenaje de cada terminal, éste es almacenado y preparado para ser bombeado a los buques tanques que amarran en las monoboyas emplazadas en las proximidades de la costa. Las instalaciones de estas terminales fueron renovadas en 1998 en forma integral con nuevas boyas, mangueras, tuberías submarinas y sistemas de amarre, en el sector marítimo, y nuevos sistemas de lucha contra incendios, de protección catódica, de distribución eléctrica y de recepción y almacenaje, en el sector terrestre. Estas modificaciones permitieron incrementar la capacidad de amarre de buques tanque de 60.000 a 160.000 toneladas de porte bruto (160.000 DWT), aumentar la capacidad de almacenaje y el régimen de embarque requeridos para la operación de los buques de gran porte, y acceder a tecnologías de control y seguridad por telemetría (Petrotecnia, 2004; Marzocca, 2001).

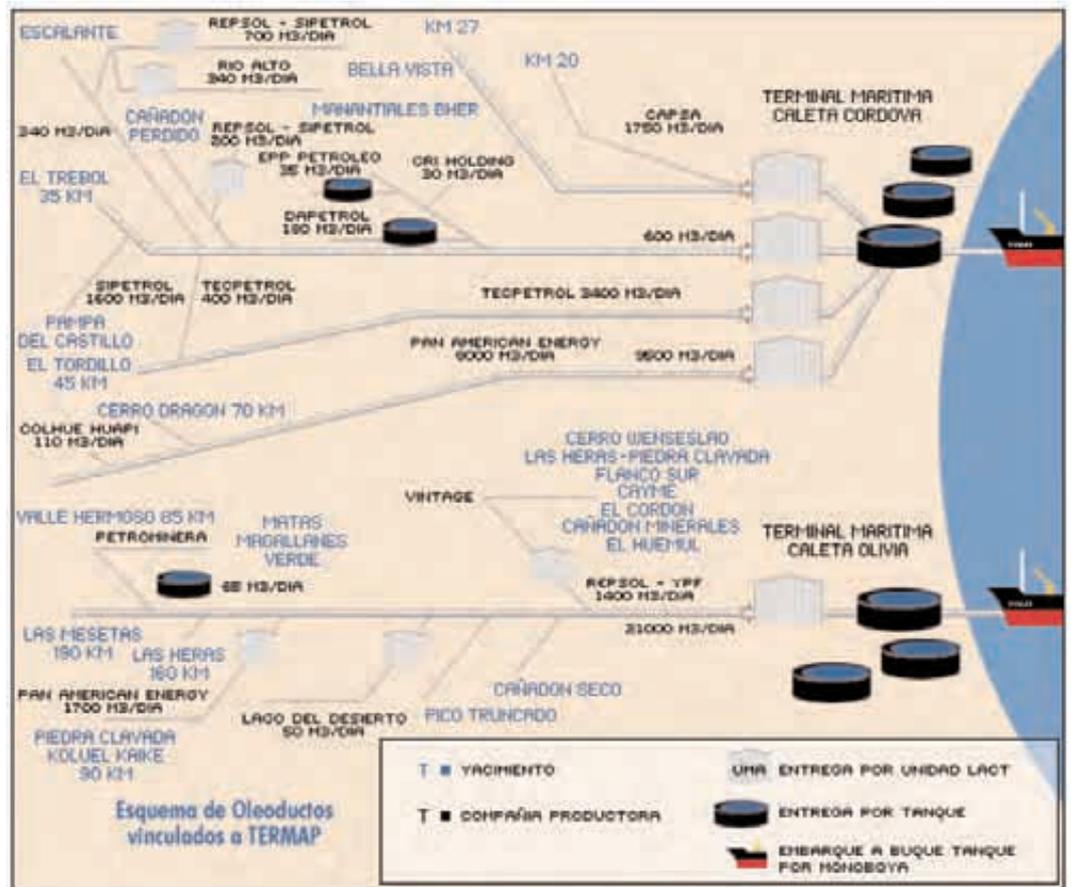


Figura 29. Esquema del trazado de oleoductos de las plantas concentradoras de petróleo de Caleta Córdova y Caleta Olivia de la cuenca del Golfo san Jorge operadas por TERMAP S.A.
 Fuente: Termap S.A. (www.termap.com.ar)

b. Punta Loyola

La terminal de embarques de Punta Loyola está ubicada dentro del área de explotación de la UTE Santa Cruz II, a 40 km de la ciudad de Río Gallegos, en la provincia de Santa Cruz. En esta Terminal convergen tres oleoductos que transportan la producción de los campos productores cuyas estaciones cabeceras están ubicadas en los yacimientos Cónдор (diámetro de 6 pulgadas), Campo Boleadoras (diámetro de 8 pulgadas) y María Inés (diámetro de 8 pulgadas). También recibe la producción de otros campos en un descargadero de camiones (Figura 30). Como instalación anexa se encuentra el muelle Presidente Illia donde se ubican dos brazos de cargamento articulados que se utilizan para efectuar las operaciones de carga de petróleo a los buques. Los buques que se reciben en esta terminal, de acuerdo al diseño de su muelle y a las características de acceso, son del tipo Panamax, de 60.000 DWT, manga de 230 m, eslora de 36 m y puntal de 21 m (Petrotecnia, 2004).



Figura 30. Esquema del trazado de oleoductos de la planta de almacenaje Punta Loyola en la provincia de Santa Cruz operada por Petrobrás Energía.
Fuente: Secretaría de energía, 2006.

c. Terminales de Tierra del Fuego: Río Cullen y San Sebastián.

En la Figura 31 se presenta un esquema de las instalaciones de transporte de crudo tanto terminales como oleoductos de la provincia de Tierra del Fuego.

Terminal de Río Cullen

La terminal de Río Cullen se ubica en el Atlántico Sur. Está emplazada a 7,3 millas náuticas de la costa norte de la provincia de Tierra del Fuego, frente a las instalaciones onshore de la planta de Río Cullen operadas por Total Austral (ver Figuras 21 y 22). El producto es bombeado desde la planta onshore a través de una tubería de 22" de diámetro, tendida en el fondo del mar con una extensión total de 13 km (Figura 32). Dicha tubería finaliza en un PLEM (Pipe Line End Manifold), al cual se conectan dos líneas de mangueras submarinas de 12" de diámetro cuyos extremos se unen al fondo de la monoboya de carga. La terminal de Río Cullen es del tipo CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) compuesta de una monoboya SPM (Single Point Mooring Buoy) marca SBM, cambiada en el año 2001 por una nueva, en reemplazo de la monoboya original (Petrotecnia, 2004).

La profundidad en el lugar de su ubicación (latitud 52° 48' 11" S, longitud 68° 13' 30") es de aproximadamente 30 m. Las dimensiones de la monoboya son de 10 m de diámetro y 4,4 m de altura, y su peso es de 146 toneladas. El sistema de anclaje está compuesto de seis cadenas de 3" de diámetro y 430 m de largo, igualmente espaciadas en forma radial y sujetas al fondo marino mediante ocho anclas (cuatro de 6 toneladas y cuatro de 17 toneladas de peso cada una). Posee una mesa giratoria de 360°, la cual permite amarrar

al buque tanque desde su brazo de amarre por medio de una estacha tipo grommet de 13” de circunferencia y de 46 m de longitud. Desde la monoboya sale la línea flotante de carga cuyo largo total es de 213 m y cuya máxima presión nominal de trabajo es de 21 barg. Esta línea flotante de carga se conecta por la banda de babor al manifold de carga del buque tanque. Mientras el buque tanque se encuentre amarrado, el sistema de la Terminal Río Cullen le permite al navío estar siempre orientado hacia la resultante combinada de viento y corrientes de mareas. Las bondades del sistema permiten operar con vientos de hasta 40 nudos, altura de ola de 2,5 m y corriente de marea de 3 nudos (Petrotecnica, 2004).

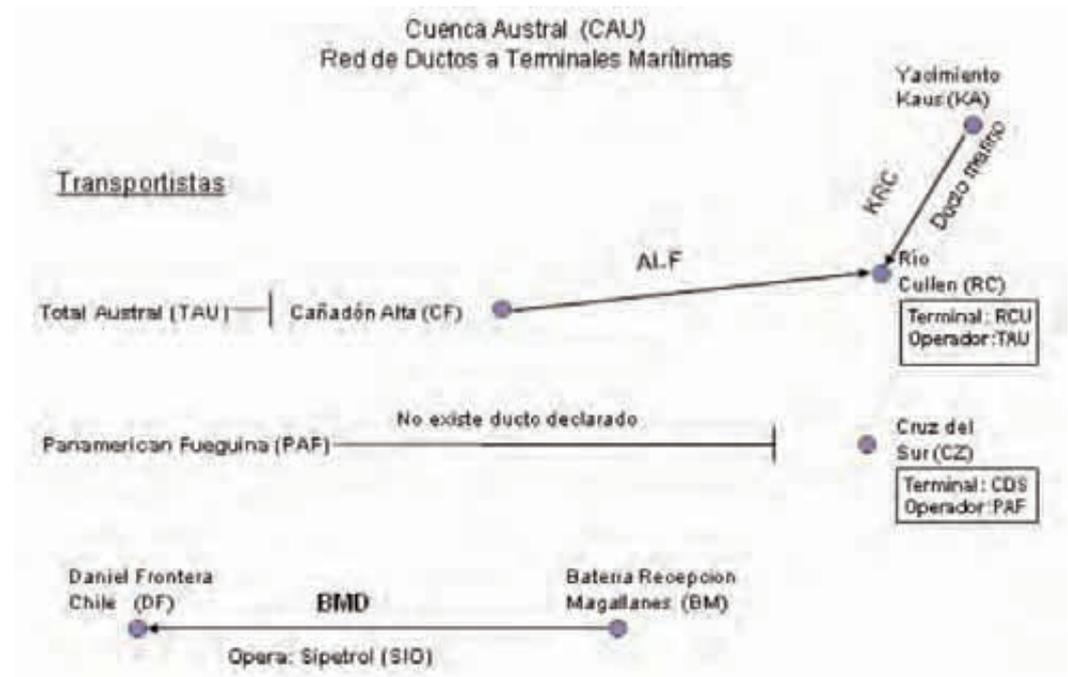


Figura 31. Esquema del trazado de oleoductos de terminales de carga de petróleo de la cuenca Austral Marina en la provincia de Tierra del Fuego.
Fuente: Secretaría de energía, 2006c.

La terminal está diseñada para recibir buques tanque comprendidos entre 18.000 y 150.000 toneladas de DWT. Los buques que operan en la terminal deben cumplir con las reglas fijadas por SOLAS (seguridad) y MARPOL (polución), y con las recomendaciones emitidas por organismos internacionales, tales como el OCIMF (Oil Companies International Marine Forum). Los buques que operan en la terminal suelen tener como destino final principalmente el mercado interno y los países limítrofes. Por lo tanto, funcionan tanto buques con bandera argentina o su equivalente como buques con bandera extranjera. Las cargas habituales son de entre 30.000 y 40.000 m³, en buques con un deadweight promedio de aproximadamente 65.000 toneladas. Debido a la ampliación de la capacidad de almacenamiento de la terminal, en un futuro próximo se podrán efectuar despachos de 60.000 m³ y posiblemente en buques de mayor porte (Petrotecnica, 2004).

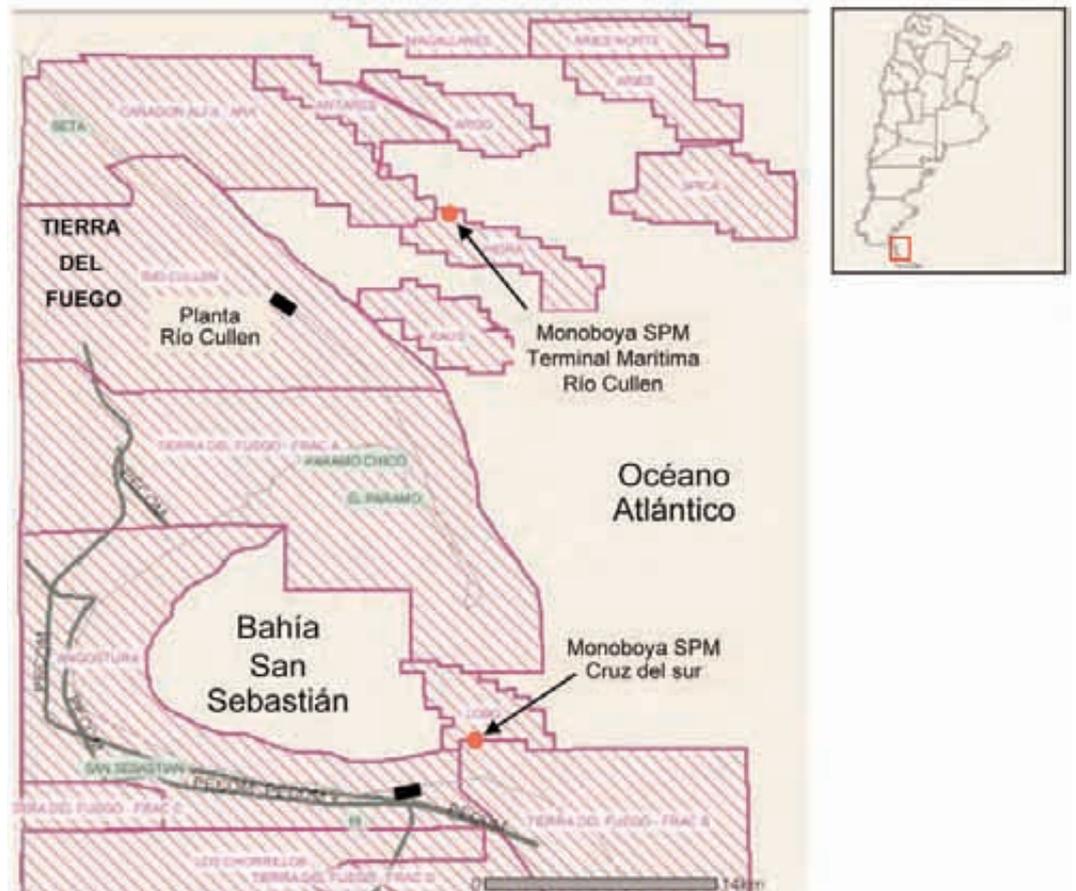


Figura 32. Localización de boyas de carga en las terminales marítimas de Tierra del Fuego.
Fuente: Secretaría de energía, 2006.

La terminal dispone de cuatro tanques de almacenamiento de similares dimensiones. La capacidad total es de aproximadamente 92.000 m³. En los próximos dos años se llevarán a cabo trabajos de inspección y mantenimiento sobre dos de los cuatro tanques, motivo por el cual durante algunos períodos, su capacidad fluctuará entre 72.000 y 92.000 m³.

Monoboya Cruz del Sur- San Sebastián

La terminal, localizada en el sur de la Bahía de San Sebastián operada por Pan American Energy es del tipo SPM (Single Point Mooring - Monoboya), instalada a una profundidad media de 22 m, cuenta con un moderno sistema de telesupervisión y control que permitirá monitorear todas las variables en forma simultánea desde el buque tanque, el remolcador de apoyo y la planta de almacenamiento. En esta terminal reciben buques de hasta 60.000 m³ de capacidad, que son los que normalmente operan en las principales terminales marítimas del país. La planta cuenta con una capacidad de almacenaje de 70.000 m³ de crudo; el oleoducto de carga es de 18" de diámetro y un largo total de aproximadamente 7200 m, de los cuales 4500 m corresponden al tramo offshore y 2650 m, al onshore. Las instalaciones de carga cuentan con mangueras de doble carcasa con sistema de detección de pérdida en la primera carcasa para ambas líneas, submarina y flotante; este último tramo dispone de válvula de seguridad por presión y tensión. La válvula del PLEM (final de línea submarina) esta equipado con mando a distancia por sistema de telecontrol, el cual

permite accionarla en condiciones climáticas adversas. El sistema de carga tiene habilitados el paro automático de bombas de carga y el cierre de válvulas de costa ante emergencias (Petrotecnica, 2004).

En la Figura 33 se presentan los volúmenes de petróleo transportados por buques tanque desde las diferentes terminales y por bombeo a través del oleoducto en el caso de las instalaciones de Sipetrol S.A. En la Tabla 4 se presentan una comparación de las diferentes terminales de carga. En ella puede observarse que el transporte marítimo de petróleo en el total de las terminales asciende a una cantidad de entre 320-340 buques al año de transporte de petróleo. Esta cantidad de viajes no incluye el transporte de productos refinados desde las refinerías hacia los puertos para abastecer de combustible a los buques y al mercado local.

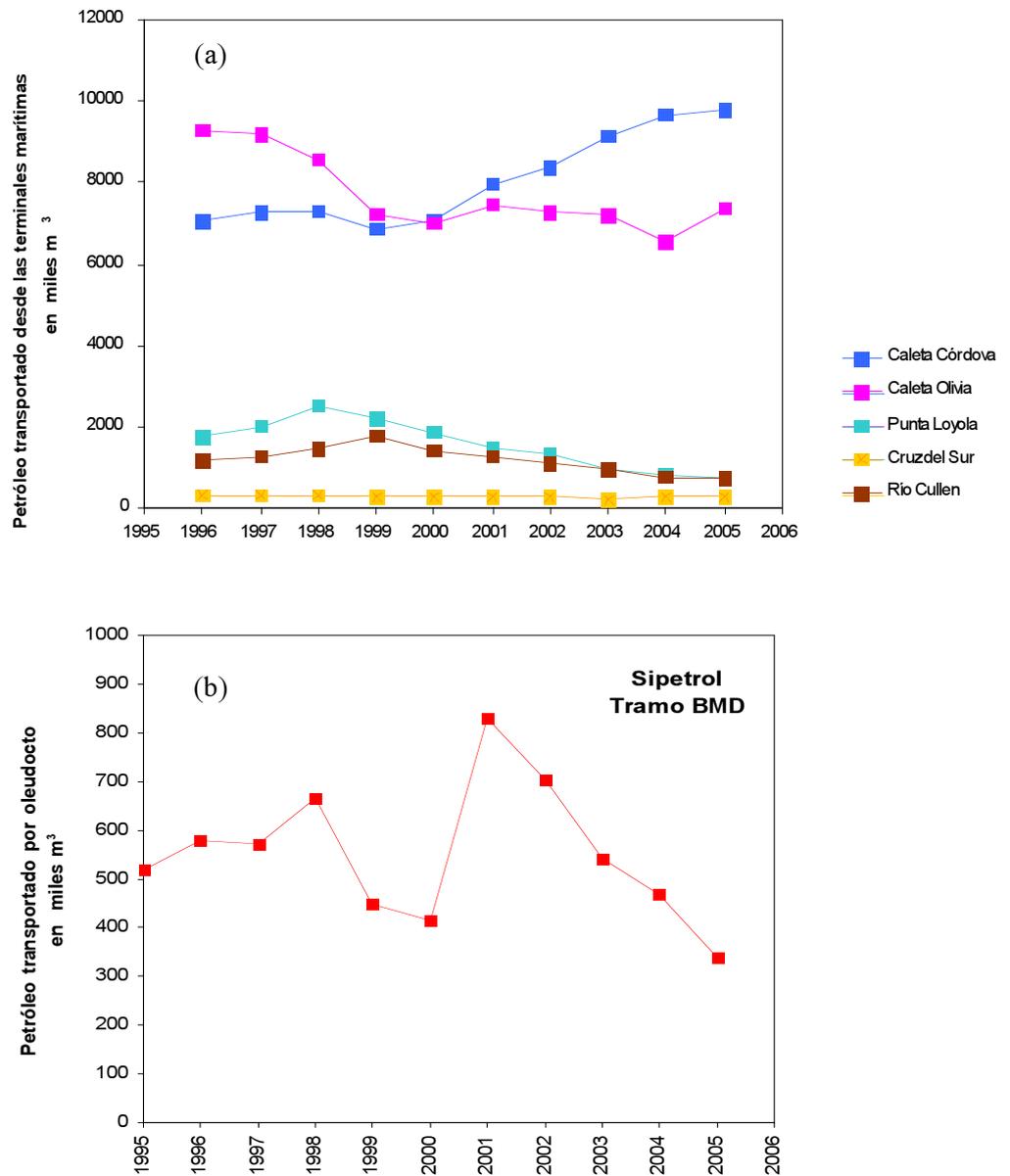


Figura 33. (a) Transporte de petróleo por terminales marítimas; (b) transporte de petróleo desde el área de Magallanes operada por SIPETROL a través de oleoductos fijos subterráneos. Fuente: Secretaría de Energía, 2006c.

Tabla 4. Comparación de las características de las terminales petroleras de la zona costera patagónica

	Caleta Córdova	Caleta Olivia	Punta Loyola	Río Cullen	Cruz del Sur	Magallanes
Ubicación	CGSJ (Chubut)	CGSJ (Santa Cruz)	Área de explotación Santa Cruz II (Santa Cruz)	Área de explotación Hidra (offshore T. del Fuego)	San Sebastián (T. del Fuego)	Área de explotación Magallanes (offshore T. del Fuego)
Operador	TERMAP S.A.	TERMAP S.A	PECOM S.A (PETROBRAS)	TOTAL AUSTRAL	PAN AMERICAN ENERGY	SIPETROL
Tipo de transporte/cargador	Monoboya SPM	Monoboya SPM	Muelle con brazos de cargamento articulado	Monoboya SPM	Monoboya SPM	Oleoducto
Cantidad de crudo por año (miles m ³)	10000	7000	690	680	190	340
Cantidad de buques tanque por año	144-156	120-132	24	24	7-8	-
Tamaño del buque máximo	160000 DWT	160000 DWT	60000 DWT	150000 DWT	70000 DWT	-
Tamaño del buque mínimo	60000 DWT	60000 DWT	s/d	18000 DWT	30000 DWT	-
Tamaño de buque habitual	s/d	s/d	s/d	60000 DWT	s/d	-
Cargas habituales (miles m ³)	s/d	s/d	35-40*	35-40	s/d	-
Caudal de carga m ³ /h	3800	4800	1200	1500	1500	-
Oleoducto						
diámetro (pulgadas)	32	36	8	22	18	8
long offshore (km)	4.1	3.1	-	13	4.50	24.00
long onshore (km)	-	-	-	-	2.65	1.50
Certificaciones Ambientales	ISO 14000	ISO 14000	s/d	s/d	ISO 14000	s/d

s/d: sin datos

4.4.2. Características del sistema de boya de carga

El sistema de carga por monoboyas es uno de métodos más versátiles, económicos, seguros y confiables para la carga y descarga de fluidos desde buques de gran porte que por causa de su tamaño no pueden amarrar en puertos pequeños. El sistema CALM (Catenary Anchor Leg Mooring, sistema de amarre por anclas con catenarias) consiste en una monoboya que es anclada al fondo marino por medio de varias cadenas catenarias amarradas a anclas convencionales o pilotes. Los buques son amarrados con uno o más cables flexibles a una plataforma o brazo rotativo de la monoboya que le permite rotar hasta 360° y posicionarse en conveniencia con las condiciones climáticas (Figura 34). El propósito primario del sistema CALM es permitir la transferencia de fluidos desde instalaciones en tierra (onshore) o instalaciones costas afuera (offshore) y el buque amarrado.

El fluido es transferido a través de una instalación fija, un oleoducto submarino hasta una válvula de final de cañería (PipeLine End Manifold (PLEM)). Dos mangueras flexibles unen la PLEM con la boya de carga flotante. Luego a través de mangueras flexibles de doble carcaza el fluido es transferido hacia el buque. Este sistema posee algunas medidas de seguridad para la transferencia del petróleo entre las que se encuentran:

Manguera flexible de doble carcaza: Una manguera doble carcaza es una manguera constituida por dos mangueras concéntricas que posee un sistema mecánico de alarma que permite verificar la integridad de la manguera activa o primer carcaza. De esta forma, mediante inspecciones regulares del sistema de alarma se puede detectar la falla de la primer carcaza de cualquiera de las mangueras y planear su cambio evitando una pérdida de crudo al mar (Figura 35).

Cupla “Breakaway”: La cupla breakaway es un dispositivo que opera en última instancia ante un golpe de ariete en el que hayan fallado, o hayan resultado insuficientes, las salvaguardas previas. La breakaway actúa aliviando inicialmente un pequeño volumen de petróleo al mar (9 a 10 m³) para luego cerrar automáticamente. De esta forma, se evita un derrame descontrolado de crudo, tal como el que se produciría en caso de una avería de algún componente como consecuencia de la elevada presión que puede generar un golpe de ariete. El petróleo derramado en esta operación es luego controlado con los equipos de lucha contra derrames instalados en las monoboyas, lanchas y buques remolcadores que a tal efecto se encuentran previstos en el Plan de Emergencias de la terminal que audita la PNA.

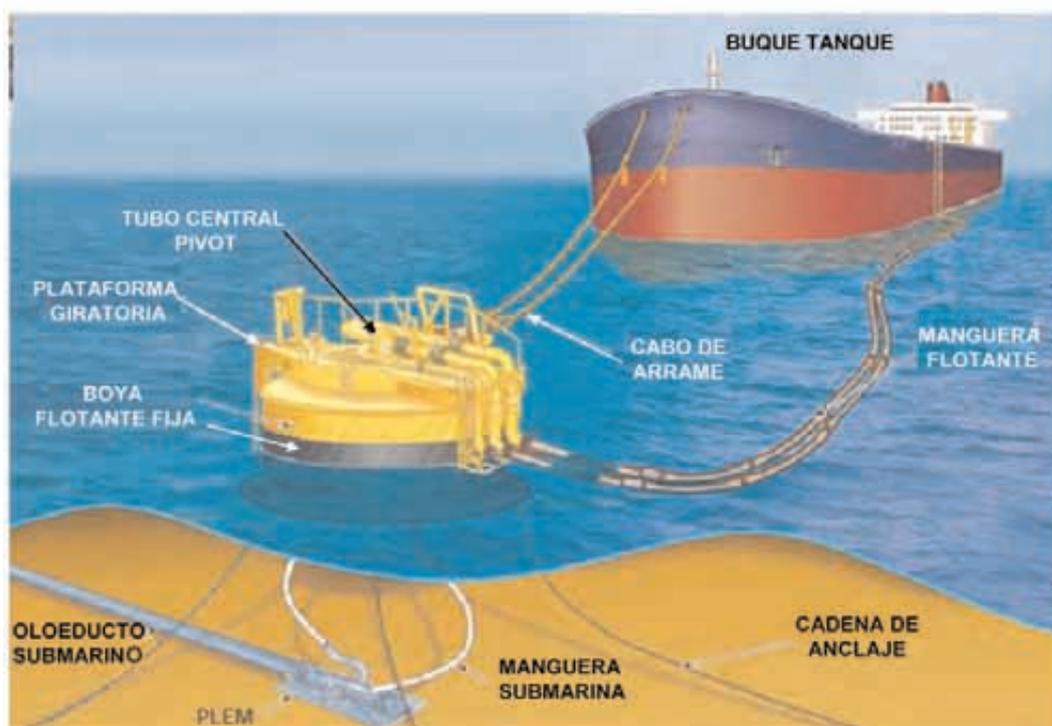
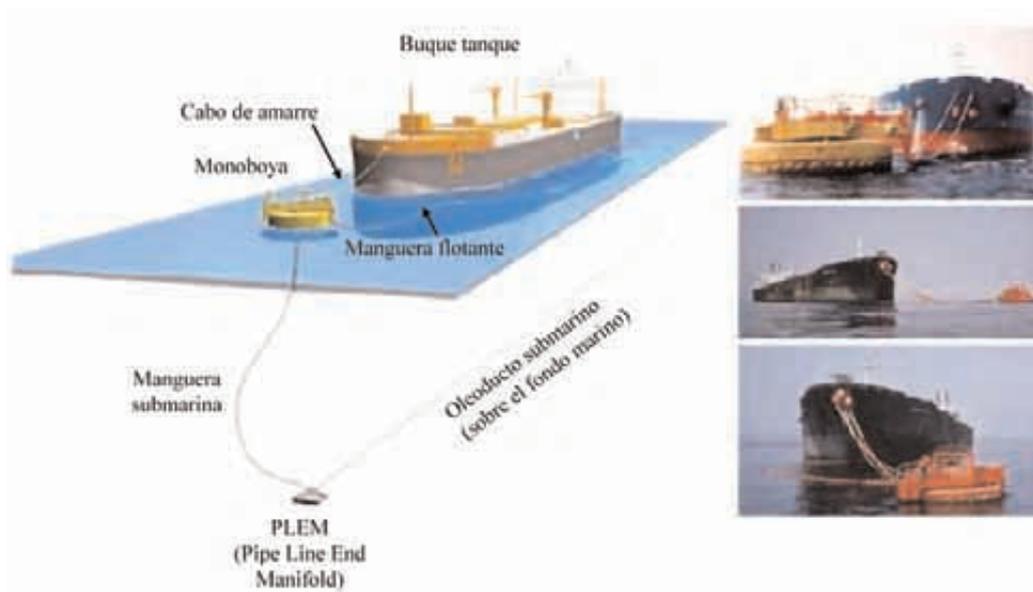


Figura 34. Sistema de carga de petróleo por Monoboyas Single Point Mooring (SPM).

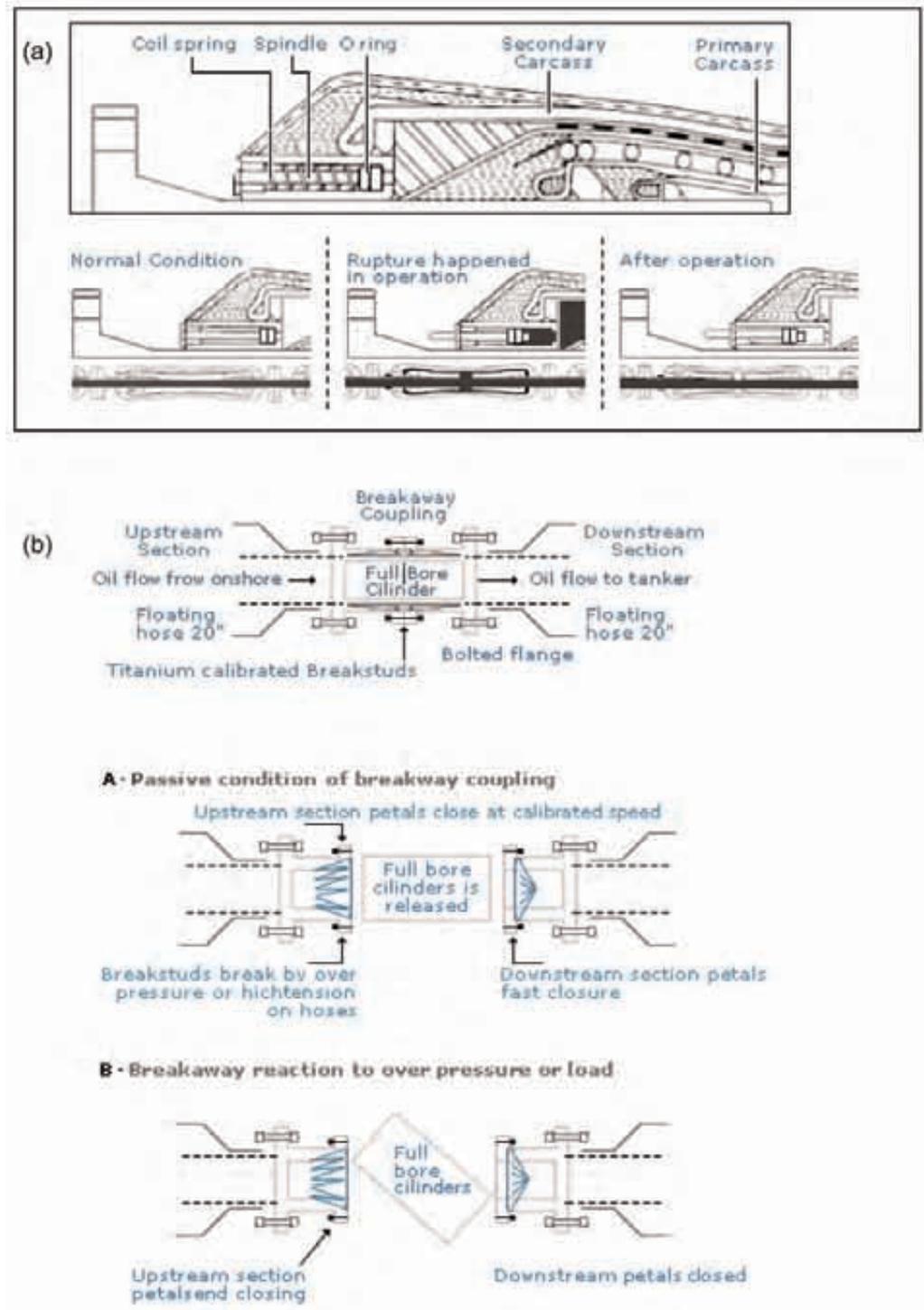


Figura 35. Características de las mangueras de carga y cuplas de las monoboyas SPM. (a) Sistema de manguera doble carcasa con detección interna de fugas; (b) Cupla de conexión entre la manguera flexible y el buque, con sistema de seguridad “breakaway”.

5. Datos preliminares sobre residuos de hidrocarburos en puertos.

La degradación de los ambientes costeros y marinos por contaminación por hidrocarburos se ha producido en varios lugares del mundo por diversas causas, identificando entre las más importantes, además de la producción de petróleo y gas y su transporte marítimo, a las actividades portuarias en general que incluyen el comercio naviero, las actividades pesqueras y turísticas (Ball, 1999).

Con el objeto de evaluar posibles fuentes principales de contaminación por hidrocarburos para la zona costera patagónica se realizó una encuesta a los puertos de la región en la cual se solicitó información acerca de las actividades que el puerto realiza y su relación con los residuos que en ellos se generan. Además, se formularon preguntas sobre el grado de cumplimiento de los requisitos MARPOL para la recepción de basuras generadas por los buques.

Los puertos consultados fueron contactados telefónicamente y con el consentimiento por esta vía de la autoridad administrativa se les remitió la encuesta. En la Tabla 5 se muestran los puertos contactados indicándose la organización que se encuentra a cargo de las actividades en cada uno de ellos. También se indican aquellos puertos de los cuales se ha recibido una respuesta a la solicitud de información realizada.

Hasta el momento el 47% de los puertos consultados respondió a las encuestas. Parte de los resultados obtenidos fueron analizados en la sección *El transporte de petróleo* (sección 4.4), mientras que otros resultados se presentan a continuación en la sección *Estimación de la generación de residuos de sentina* (sección 5.2.4). La información incluida en este informe es la que se dispone en la actualidad, pudiendo completarse a medida que se reciban las respuestas que se encuentran pendientes, por parte de los puertos de los cuales se obtuvo un compromiso oral de participación de las encuestas pero que aún no han respondido. Por esta razón, la información que se presenta es de carácter preliminar.

Tabla 5. Listados de puertos consultados por la encuesta realizada referida a aspecto de su actividad y generación de residuos portuarios.

Nº	Puerto	Provincia	Empresa Operadora o Concesionaria / Terminal / Administración Portuaria	Respondió
1	Bahía Blanca	Buenos Aires	Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca	Sí
2	Caleta Córdoba	Chubut	TERMAP	Sí
6	Camarones	Chubut	Subsecretaría de Logística Ministerio de la Producción de la Pcia del Chubut	No
4	Comodoro Rivadavia	Chubut	Administración Portuaria del Puerto de Comodoro Rivadavia	No
3	Puerto Madryn	Chubut	Administración Portuaria de Puerto Madryn (APPM)	Sí
5	Rawson	Chubut	Subsecretaría de Logística Ministerio de la Producción de la Pcia del Chubut	No
7	San Antonio Este	Río Negro	Patagonia Norte S.A.	Sí
8	San Antonio Oeste	Río Negro	Municipalidad de San Antonio Oeste - Área de Gobierno	No
9	Caleta Olivia	Santa Cruz	TERMAP	Sí
12	Caleta Paula	Santa Cruz	Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz (UN.E.PO.S.C.)	No
10	Puerto Deseado	Santa Cruz	Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz (UN.E.PO.S.C.)	Sí
14	Puerto Santa Cruz	Santa Cruz	Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz (UN.E.PO.S.C.)	No
13	Punta Quilla	Santa Cruz	Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz (UN.E.PO.S.C.)	No
11	Punta Loyola	Santa Cruz	Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz (UN.E.PO.S.C.)	No
16	Río Gallegos	Santa Cruz	Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz (UN.E.PO.S.C.)	No
15	San Julián	Santa Cruz	Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz (UN.E.PO.S.C.)	No
18	Cruz del Sur	Tierra del Fuego	Pan American Energy (Pan American Fuegoina)	Sí
17	Río Cullen	Tierra del Fuego	TOTAL Austral	Sí
19	Ushuaia	Tierra del Fuego	Dirección Provincial de Puertos de la Provincia de Tierra del Fuego A.I.A.S.	Sí
			Respuestas recibidas	9
			Encuestas no respondidas	10

Con el objeto de abordar la generación de residuos portuarios, y en particular residuos de hidrocarburos, en la región patagónica en una primera etapa se analizó brevemente el marco legal de nuestro país en materia de contaminación del medio marino. Luego se relevó información sobre las áreas de protección especial y sobre los episodios de contaminación por hidrocarburos más importantes ocurridos en la costa. Se resumen los datos disponibles hasta el momento de los valores más relevantes de determinaciones de hidrocarburos realizadas en sedimentos costeros para evaluar el grado de contaminación que poseen. Por último se analizaron algunos resultados obtenidos en las encuestas mencionadas en el punto anterior sobre generación de residuos de hidrocarburos en los buques y la recepción de los mismos en los Puertos.

5.1. Marco Legal de la protección del medio marino por vertimiento de hidrocarburos.

5.1.1. Políticas Internacionales respecto al medio ambiente marino

Existen internacionalmente varios regímenes de leyes que regulan el uso de los mares, la protección del medio ambiente marino y la contaminación proveniente de buques (GTZ, 2005).

En la Tabla 6 se indican algunos de los convenios y leyes internacionales más importantes relacionados con el uso y la protección del medio marino, en particular aquellos que previenen la contaminación por hidrocarburos.

Actualmente, los instrumentos más importantes para el control de la contaminación de los mares por actividades navieras son el *Convenio de las Naciones Unidas sobre el derecho del mar* (CONVEMAR, o su sigla en inglés UNCLOS 1992) y el *Convenio internacional para la prevención de la contaminación por buques* (MARPOL 73/78).

Por otro lado, la Organización Marítima Internacional (OMI), cuenta con 165 Estados miembro que conforman un cuerpo jurídico común para guiar las actividades marítimas internacionales. Esta organización ha desarrollado más de 40 convenios internacionales que con modificaciones aún se encuentran vigentes.

Convenio de las Naciones Unidas sobre el derecho del mar (CONVEMAR)

Este convenio establece una estructura completa para el uso y desarrollo de los océanos, especifica los derechos y responsabilidades de cada nación y los objetivos y principios que han de guiar el uso del océano.

Tabla 6. Convenios internacionales relativos a la prevención de la contaminación de medio marino. Fuente: Esteves et al. (2000); SAyDS, (2005), GTZ (2005).

Convenio	Objeto	Legislación Argentina
OILPOL 54, 1976	Convenio Internacional para la Prevención de la Contaminación del Mar por Hidrocarburos	Ley N° 21.353
Convenio de Londres, 1972	Convenio sobre la prevención de la contaminación del mar por vertimientos de desechos y otras materias.	Ley N° 21.947
Convenio Internacional sobre intervención en alta mar en caso de catástrofe por contaminación por hidrocarburos, 1986	Acuerdo Internacional relativo al desenvolvimiento en alta mar ante caso de catástrofe por contaminación por hidrocarburos.	Ley N° 23.456
MARPOL 73/78, 1992	Convenio internacional para la prevención de la contaminación por buques.	Ley N° 24.089
Conferencia de la Organización Marítima Internacional, 1990	Convenio sobre cooperación y lucha contra la contaminación por hidrocarburos (O.P.R.C.)	Ley N° 24.292
Acuerdo para la protección de la Diversidad Biológica, 1994	Establece áreas protegidas con el propósito de garantizar la conservación <i>in situ</i> .	Ley N° 24.375
Convenio de las Naciones Unidas sobre el derecho del mar. COVENMAR, 1995	Derechos soberanos sobre la zona económica exclusiva (EEZ) hasta las 200 millas náuticas.	Ley N° 24.543

Entre los principales temas abarcados se incluyen los límites del mar territorial y jurisdicción, derechos de navegación, derechos de explotación de recursos, régimen de investigación marina, preservación y manejo de los recursos marinos vivos, y obligaciones de protección al ambiente marino.

Con respecto a la contaminación del medio marino establece que: (a) los Estados tienen obligación en general de proteger y preservar el medio marino (artículo 192); (b) los Estados tienen obligación de tomar medidas, para reducir en el mayor grado posible la contaminación causada por los buques, en particular medidas para prevenir la evacuación intencional o no (artículo 194); y (c) los Estados de abanderamiento tienen obligación de dictar leyes y reglamentos que tengan por lo menos el mismo efecto que las reglas y estándares internacionales generalmente aceptados que se hayan establecido por conducto de la OMI (artículo 211 2). En particular el *Convenio sobre la prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y otras Materias* (Convenio de Londres), y el *Convenio Internacional para la Prevención de la Contaminación por buques* (MARPOL 73/78).

Convenio internacional para la prevención de la contaminación por buques (MARPOL 73/78).

MARPOL surgió como resultado de una conferencia organizada por la OMI para plantear medidas contra la contaminación del mar por hidrocarburos. Este convenio es un acuerdo por medio del cual los Estados Parte se obligan a cumplir con las disposiciones de MARPOL (IMO, 1989). A mediados de 2004 un total de 128 gobiernos, representando el 97% del tonelaje mundial de la flota marítima, han ratificado el convenio (GTZ, 2005).

Los objetivos principales del MARPOL son: (a) eliminar la contaminación del mar por hidrocarburos, químicos y otras sustancias nocivas que pueden ser descargadas mientras el buque está operando; (b) minimizar la cantidad de hidrocarburos que pudiesen ser descargados accidentalmente por causa de colisiones o varamientos, incluyendo plataformas fijas o flotantes; y (c) continuar mejorando la prevención y el control de la contaminación del mar por los buques, particularmente por buques petroleros.

MARPOL es aplicable a toda nave de cualquier tipo y tamaño que opera en el medio marino, que está autorizada a llevar la bandera de un Estado Parte o el cual, aunque no esté autorizado a llevar su bandera opera bajo la autoridad de un Estado Parte del Convenio. Están excluidos los buques de guerra u otros buques que sólo presten servicios gubernamentales de carácter no comercial (GTZ, 2005).

El Convenio consta de 20 artículos con Protocolos I y II y Anexos I a VI. Estos Anexos constituyen regulaciones que cubren varias fuentes de contaminación generada por los buques, detallando requerimientos y estándares técnicos a los cuales los armadores y operadores de buques deben adherirse de modo de cumplir la Ley.

Los residuos de sentina están incluidos en el **Anexo I** “Reglas para prevenir la Contaminación por Hidrocarburos”, que entró en vigor el 2 de octubre de 1983. Sus dos enfoques principales son la reducción de descargas accidentales y operacionales de residuos oleosos al mar y el desarrollo de instalaciones portuarias de recepción. Establece las condiciones de navegación para permitir a los buques descargar aguas que hallan estado en

contacto sustancias oleosas, siempre y cuando tengan una concentración máxima de hidrocarburos de 15 ppm. En este anexo además se define las denominadas Zonas Especiales, en relación a sus condiciones oceanográficas y ecológicas y el carácter particular de su tráfico marítimo.

Los restantes Anexos que constituyen el Convenio son los siguientes:

Anexo II: Reglas para prevenir la Contaminación ocasionada por las Sustancias Nocivas Líquidas transportadas a Granel.

Anexo III: Reglas para prevenir la contaminación por sustancias perjudiciales transportadas por vía marítima en paquetes, contenedores, tanques portátiles, vagones-cisterna y vagones-tanque.

Anexo IV: Reglas para prevenir la Contaminación por las Aguas Sucias de los Buques.

Anexo V: Reglas para prevenir la Contaminación por las Basuras de los Buques.

Anexo IV: Reglas para prevenir la Contaminación del Aire por los Buques.

Además de las reglas detalladas en los Anexos del MARPOL, el Convenio también incluye un número de reglas relacionadas a la inspección de los buques, incluyendo aquellas que hacen obligatorio el mantenimiento de un libro de registro de eliminación de desechos. Estos registros posibilitan que las autoridades verifiquen si ha habido transgresiones a las reglas de descarga.

Los países que ratifican los convenios son responsables de la implementación de los instrumentos de control a través de la legislación nacional apropiada para prevenir la contaminación del medio marino por los buques.

5.1.2. Legislación Nacional

Argentina ha ratificado varios convenios internacionales relativos a la protección del ambiente a través de leyes nacionales, indicadas en la Tabla 6. Por otro lado, existen normas nacionales que garantizan esta protección. A continuación se resumen las más importantes, con respecto al ambiente marino y la contaminación por hidrocarburos (SAyDS, 2005a; Esteves et al., 2000):

a. Constitución Nacional: en su art. 41 introduce el derecho a gozar de un ambiente sano, equilibrado y apto para el desarrollo humano. Prohíbe expresamente el ingreso al territorio nacional de los residuos actual o potencialmente peligrosos y de los radiactivos. Indica que corresponde a la nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquellas alteren las jurisdicciones locales.

b. Convención de Basilea (1989): trata sobre el “Control de los Movimientos Transfronterizos de los Desechos Peligrosos y su eliminación”. Es aprobada por la Ley Nacional 23.922 la cual designa a la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (SAyDS) como autoridad de aplicación. Alcanza a cualquiera de las categorías enumeradas en su Anexo I y a los desechos considerados peligrosos por la legislación interna de la Parte que sea Estado de exportación, de importación o de tránsito y desechos del Anexo II (otros desechos. (art. 1º). Excluye a los desechos radioactivos (art. 1º inc. 3) y a los desechos derivados de operaciones normales de los buques cuya descarga esté regulada por otro instrumento internacional (art. 1º inc. 4).

c. Ley 22.190: establece un régimen de prevención y vigilancia de la contaminación de las aguas u otros elementos del medio ambiente por agentes contaminantes provenientes de buques y artefactos navales. El decreto Nacional 1.886/93 reglamenta esta ley designando a la Prefectura Naval Argentina (PNA) como autoridad de aplicación.

d. Ley de Residuos Peligrosos 24.051. Trata sobre la generación, manipulación, tratamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos. Considera residuo peligroso, en particular, a los residuos establecidos en el Anexo I, o a aquellos que posean alguna de las características detalladas en el Anexo II. El Decreto 831/93 reglamenta esta ley. Excluye a los residuos domiciliarios, radiactivos y los derivados de las operaciones normales de los buques los que se regirán por leyes especiales y convenios internacionales vigentes en la materia. Designa a la SAyDS como autoridad de aplicación.

e. Ley 21.947: Aprueba el Convenio sobre prevención contaminación del mar por vertimientos de desechos y otras materias. Designa a la Prefectura Naval Argentina (PNA) como autoridad de aplicación

f. Ley 21.353: Aprueba Convenio Internacional de la prevención de la contaminación de aguas del mar por hidrocarburos. El Decreto 2.352/93 declara de interés nacional tareas prevención, control y tratamiento derrames petróleo en el mar. La autoridad de aplicación es la PNA.

g. Ley 24.089: Aprueba el Convenio Internacional MARPOL (1973) y su Protocolo (1978) para prevenir la contaminación por los buques (B.O. 1-7-92). El Convenio fue ratificado en agosto de 1993 incorporándose Argentina como Estado Parte en diciembre de ese año. La Autoridad de Aplicación es el Ministerio de Defensa, interviniendo la Prefectura Naval Argentina.

Tanto la Ley 24051 de Residuos Peligrosos, como la Ley 25612 de presupuestos mínimos de Gestión integral de residuos industriales y de actividades de servicios (aún no reglamentada) excluyen de su alcance a los residuos derivados de las operaciones normales de buques (REDONB), en los que se incluyen los residuos de sentina. Estas operaciones están

reguladas en los buques y artefactos navales por las Leyes N° 24089 y 24292, aprobatorias MARPOL 73/78 y Convenio Internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra la Contaminación por Hidrocarburos. El objeto de ambos convenios es prevenir la contaminación del mar por los buques y contemplan que los países pongan a disposición servicios e instalaciones de recepción en tierra, para la descarga y posterior almacenamiento temporario, transporte, tratamiento y/o disposición final de estos residuos (SAyDS, 2005b).

Una vez efectuado el trasbordo o descarga, y finalizada la operación normal del buque, la gestión de los residuos peligrosos debe regirse por la Ley 24051 en el territorio Nacional y es aplicable la Convención de Basilea para movimientos transfronterizos. Resultan entonces responsables de los REDONB las autoridades ambientales Nacionales y provinciales.

Los residuos de sentina cuando ya han sido descendidos de los buques e ingresan en el Territorio Nacional se clasifican de acuerdo a la Ley 24051 dentro de las categorías Y8 (*Desechos de aceites minerales no aptos para el uso que estaban destinados*), Y9 (*Mezclas y emulsiones de desecho de aceite y agua o de hidrocarburos y agua*) e Y18 (*Residuos resultantes de las operaciones de eliminación de desechos industriales*) (Ley 24051 - Anexo I - Corrientes de desecho).

5.2. La región Costera patagónica

5.2.1. Características

La zona costera argentina es de aproximadamente 3500 km, promediando 400 km de ancho hasta el borde continental. La superficie total de la plataforma continental argentina se estima en casi un millón de kilómetros cuadrados.

El sector patagónico del Mar Argentino posee 3000 km de costa (Esteves et al., 2000), que son muy valiosas en términos de biodiversidad global pues son utilizadas como sitios de descanso, alimentación y apareamiento por aves y mamíferos marinos y aves migratorias. La mayor relevancia de estas áreas es la biomasa de las especies que allí se desarrollan.

En esta región, la corriente de Malvinas fluye hacia el norte conteniendo una gran concentración de nutrientes que posibilitan la formación de un ecosistema marino de alta productividad que se extiende principalmente frente a las costas patagónicas y en especial a lo largo del quiebre de la plataforma (Esteves et al., 2000; Vázquez, 2004). Esta productividad brinda sustento a grandes poblaciones de invertebrados, peces, aves y mamíferos marinos. Existe una fuerte dependencia entre la zona ubicada en el borde de la plataforma continental (cuya distancia a la costa varía entre los 170 km y 850 km) y las actividades costeras. Por ejemplo, las capturas de peces que se producen en la zona límite de la plataforma son en gran parte procesadas en plantas ubicadas en la costa, las aves marinas y mamíferos marinos que se alimentan fundamentalmente en dicha área límite por aproximadamente seis meses, retornan a la costa formando grandes colonias, las cuales poseen alto valor turístico,

contribuyendo significativamente a las economías regionales y nacional.

La importancia económica del ecosistema marino patagónico se sustenta en esta gran diversidad biológica y en la biomasa de algunas especies. La plataforma continental patagónica ha permitido el desarrollo de la industria pesquera en gran escala. Más de un 60 % del total de los desembarcos pesqueros de la Argentina son producto de la región. Del total de U\$S 720 millones del ingreso por pesquerías, 427 millones provienen de la Patagonia, con una flota de altura que genera U\$S 396 millones y una flota costera que genera U\$S 76 millones (PMIZCP, 1996).

5.2.2. Zonas de protección especial (ZPE)

La PNA como autoridad de aplicación de las leyes descriptas en la Sección 2.2.2, y bajo los criterios de la OMI para designación de ZPE, designó bajo la Ordenanza N°12/98 (DPMA) trece ZPE en el litoral argentino. En la Figura 36, se presenta la ubicación geográfica de las ZPE y la ubicación de los puertos de la región patagónica. Las ZPE se presentan en la Tabla 7.

Las ZPE están contempladas por distintas leyes y tratados internacionales (CONVEMAR, MARPOL, Ley 24089, etc.) y son aquellas que por sus características oceanográficas y ecológicas deban ser protegidas con medidas especiales. Mediante la Ordenanza N°12/98 (DPMA) se prohíbe cualquier tipo de descarga de residuos desde los buques, incluyendo todos los residuos que contengan hidrocarburos.

Puede observarse en la Figura 36 que doce de las trece ZPE se encuentran ubicadas en la región patagónica. Varias de estas zonas, además de poseer características ecológicas que las convierten en zonas especiales, comparten las actividades económicas de la región como la pesca, la explotación petrolera, las actividades turísticas y las actividades portuarias. Los puertos de San Antonio Oeste, Puerto Madryn, Río Grande y Ushuaia se encuentran ubicados en ZPE.

En la ZPE de Bahía de San Sebastián-Río Grande (N°12), se realiza explotación petrolera offshore, y existen dos boyas de carga de petróleo para el transporte por medio de buques tanque (Monoboya SPM N° 3 Cruz del Sur, ubicada en la Bahía San Sebastián y la Terminal Marítima Río Cullen).

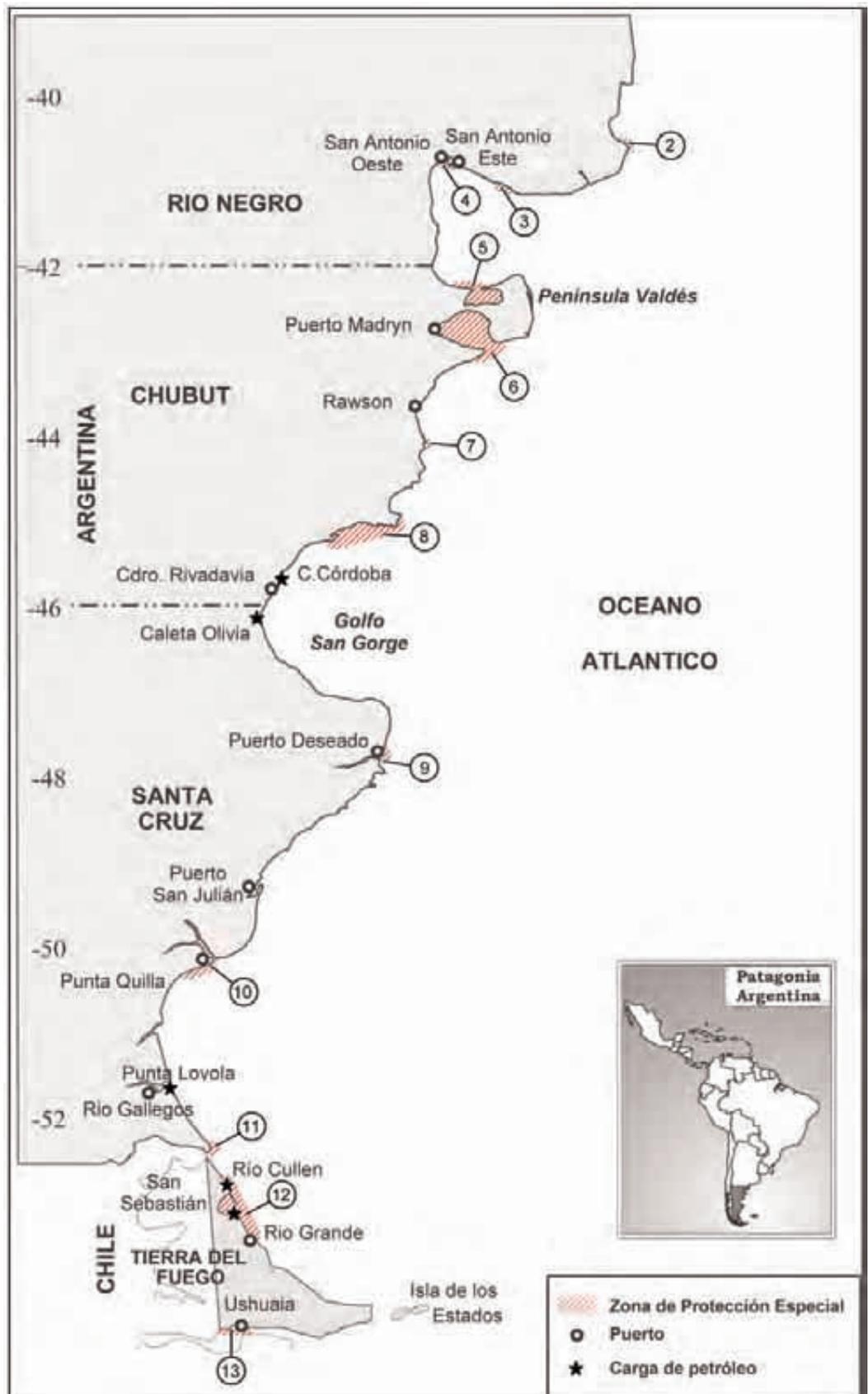


Figura 36. Región costera patagónica. Se indican los puertos de la región y las zonas de protección especial designadas por la Ordenanza N°12/98 de la PNA. Las referencias de la ZPE se indican en la Tabla 7. No se incluye en esta figura la ZPE 1 que corresponde a la Bahía de Samborombón.

Tabla 7. Zonas de protección especial del litoral Argentino. PNA Ordenaza N°12/98.

Zona de Protección especial	Provincia	Referencia en la Figura 36
Bahía Samborombón	Buenos Aires	1
Bahía San Blas	Buenos Aires	2
Caleta de Los Loros	Río Negro	3
Bahía San Antonio	Río Negro	4
Golfo San José	Chubut	5
Golfo Nuevo	Chubut	6
Punta Tombo	Chubut	7
Cabo Dos Bahías-Bahía Bustamante	Chubut	8
Puerto Deseado	Santa Cruz	9
Ría Santa Cruz-Isla de Monte León	Santa Cruz	10
Cabo Vírgenes	Santa Cruz	11
Bahía San Sebastián-Río Grande	Tierra del Fuego	12
Bahía Ushuaia-Bahía Lapataia	Tierra del Fuego	13

5.2.3. Contaminación por hidrocarburos de la costa Patagónica

A pesar que la costa patagónica es considerada como un lugar prístino, ha sufrido contaminación por hidrocarburos. Los derrames accidentales más importantes que han ocurrido fueron producidos por el buque tanque Metula (Agosto, 1974) en el Estrecho de Magallanes (República de Chile), donde se derramaron más de 53500 toneladas de petróleo crudo (Hann, 1975; Schwarz, 1978). En septiembre de 1982, 15 km de costa fueron cubiertos de petróleo crudo en Bahía Bustamante. En septiembre de 1991, alrededor de 17000 pingüinos de Magallanes murieron a lo largo de 750 km de costa de la provincia del Chubut debido a un derrame de petróleo. El buque responsable del derrame no fue detectado (Esteves et al., 2000).

En un estudio realizado por Esteves y Commendatore (1993) sobre 27 sitios ubicados entre los paralelos 42°S y 46°25'S, la concentración de hidrocarburos en la costa resultó muy variable, encontrándose los valores mas significativos en el área del golfo San Jorge, tanto en zonas cercanas a los puertos de Comodoro Rivadavia, Caleta Córdova y Caleta Olivia (en estos dos último existen boyas de carga de petróleo) como en la zona de Faro Aristizábal. Este último sitio distante 200 km al norte de las áreas de carga de hidrocarburos, pero presumiblemente afectado debido a la acción de las corrientes marinas. Los sedimentos de los sitios mencionados, presentaron concentraciones de hidrocarburos alifáticos de 110, 106,3, 10,7 y 1304,7 $\mu\text{g g}^{-1}$ respectivamente (Commendatore y Esteves, 2006).

En el puerto de Rawson, en la desembocadura del Río Chubut, la concentración de hidrocarburos alifáticos totales ($741 \mu\text{g g}^{-1}$) resultó entre 250 y 400 veces superior a la concentración hallada unos pocos kilómetros río arriba (Commendatore y Esteves, 2004). Las

actividades de la flota pesquera y la ausencia de instalaciones portuarias para la recepción de líquidos de sentinas constituyen la principal fuente de contaminación por hidrocarburos.

En la provincia de Tierra del Fuego, la contaminación por hidrocarburos puede considerarse relativamente baja, a excepción de la Bahía de Ushuaia (Esteves et al., 2006), en la cual se encontraron concentraciones de hasta $93,3 \mu\text{g g}^{-1}$ similares a las halladas en otras áreas contaminadas de la costa patagónica. Una situación similar ocurrió en la provincia de Río Negro, donde la contaminación por hidrocarburos no resultó significativa excepto en la zonas adyacentes al puerto de San Antonio Oeste (Commendatore et al., 2000).

De esta manera, la costa patagónica muestra diferentes niveles de hidrocarburos desde áreas consideradas como relativamente prístinas hasta las que poseen moderada y alta contaminación. Las áreas contaminadas están vinculadas con las actividades portuarias, la descarga de residuos de sentina, la extracción offshore y el transporte de petróleo, entre otros. Esta situación sugiere la necesidad de mejorar las condiciones de carga y transporte de hidrocarburos, la reducción de las descargas de sentinas y minimizar los derrames accidentales (Commendatore et al., 2000, Esteves et al., 2003).

5.2.4. Estimación de la generación de residuos de sentina

Debido a las características de residuos peligrosos que revisten los residuos de sentina y otros residuos de hidrocarburos producidos en los buques, es fundamental el conocimiento de la cantidad de los mismos que ingresa al Territorio Nacional. Esta información no resulta sencilla de obtener debido a la multiplicidad de autoridades de aplicación en el tema (PNA, SAyDS y autoridades provinciales).

Con el objeto de estimar la cantidad de residuos de sentina que ingresan al territorio, principalmente en la región patagónica, se solicitó mediante notas dicha información a las autoridades de aplicación correspondientes. En este sentido fueron consultadas la SAyDS, la PNA, las Direcciones provinciales de protección ambiental (o sus equivalentes dependiendo de la Provincia) de Tierra del Fuego, Santa Cruz, Chubut, Río Negro y Buenos Aires. Por otra parte, como ya fue mencionada, se realizaron consultas a las administraciones de los diferentes puertos de la región por medio de una encuesta.

De acuerdo a lo comunicado por el Departamento de Protección Ambiental de la PNA (Com. Personal, 2004, Nota N°:50/04-Letra: DPMA, MP8), durante el año 2003 circularon por aguas argentinas 6550 buques entre flota pesquera y comercial. A la fecha de la información, no se encontraban disponibles registros ni estadísticas de los volúmenes de residuos de sentina de buques descargados al territorio nacional.

En la Tabla 8 se presentan algunos datos sobre las cantidades de residuos de sentina que ingresaron al territorio nacional en los diferentes puertos, obtenidos por comunicación con las autoridades de aplicación y con las administradoras portuarias de la región patagónica.

Debido a que solamente se tiene información de algunos puertos, no se puede hacer generalizaciones. En los puertos consultados, el volumen descendido total de residuos hidrocarburos de buques ascendió a 3300 m^3 en el año 2005.

Es importante mencionar que en las provincias de Tierra del Fuego y Chubut, no se obtuvo información de la autoridad de aplicación debido a la inexistencia de registros de residuos de sentina (Com. Personal, 2006; Nota N° 064 SMA/06).

En la provincia de Santa Cruz, el control de los residuos de sentina se inició a partir marzo de 2004 y se desconoce desde qué año se descargan estos residuos (Com. Personal, 2006; Nota N° 064 SMA/06). Por otro lado en la Provincia de Tierra del Fuego la recolección de residuos de sentina se realiza aproximadamente desde 1998-1999, y en Puerto Madryn desde 1995. En las provincias de Chubut y Santa Cruz no existen rellenos de seguridad para la disposición final de residuos peligrosos ni operadores de disposición final.

Tabla 8. Puertos de la región patagónica en los cuales se realiza la descarga de residuos de hidrocarburos de buques. Estimación de los volúmenes descargados. Valores aportados por las autoridades de aplicación ambiental (A.A.) y por las administradoras portuarias (A.P.)

Provincia	m ³ año ⁻¹ Fuente: A.A.	Puerto	m ³ año ⁻¹ Fuente: A.P.
Buenos Aires	(a)	Bahía Blanca ^(b)	350 RS
Río Negro	(a)	San Antonio Este	20 RS 20 AU
Chubut	s.d. ^(c)	Puerto Madryn	1574 RS 26 FT 106 AU
Santa Cruz	1.113 (2004) 714	Caleta Paula Puerto Deseado Puerto San Julián Punta Quilla Río Gallegos Punta Loyola	783 RS 261 FT 165 AU
Tierra del Fuego	s.d. ^(c)	Ushuaia	s.d. ^(c)

Datos del año 2005, excepto cuando se indica lo contrario

RS, residuos de sentina; FT, fondo de tanques (lodos de hidrocarburos); AU, aceites usados.

(a) Sin respuesta a la solicitud de información

(b) Se incluye el Puerto de Bahía Blanca que no está dentro de la región patagónica.

(c) Con respuesta positiva sobre la descarga de residuos en el puerto, pero sin registro de datos.

Otra fuente de información de residuos generados por los buques, en este caso a nivel nacional, es presentada por la SAyDS en los informes que resultan de los manifiestos de transporte interjurisdiccionales de residuos peligrosos (SAyDS, 2004 y 2005b). En estos informes se denominan REDONB, a los residuos derivados de las operaciones normales de buques, que incluyen fundamentalmente líquidos de sentina, aceites derramados, fondos de tanque y líquidos de limpieza de tanques. Estos residuos, generados en los buques, fueron desembarcados y transportados entre jurisdicciones para realizar su adecuado tratamiento en su calidad de residuos peligrosos. Durante este traslado se realizó el registro de los mismos.

Según estos informes, en 2004, los REDONB constituyeron 27 % del movimiento interjurisdiccional total de residuos peligrosos en el país, que ascendió a un valor de aproximadamente 19200 toneladas. En el año 2003 este porcentaje resultó del 7,9% y la cantidad total de 6840 toneladas. Esta diferencia se atribuye al aporte ejercido en el control por parte de otros organismos nacionales tales como la Prefectura Naval Argentina y Aduana, como así también, al valor económico de estos residuos por su poder calorífico.

En la Tabla 9 se presenta el movimiento de REDONB clasificados por las jurisdicciones de origen y destinos de los transportes. En ella se observa que las provincias de Santa Fe y Entre Ríos absorben más del 85% de los residuos transportados. El análisis de los tipos de residuos que forman los REDONB refleja que el 97% de los mismos corresponde a la corriente Y9 de la Ley 24051, es decir a los residuos de sentina.

El mínimo porcentaje aportado por las provincias patagónicas, o la ausencia de las mismas en el origen del transporte de los residuos (Tabla 9) indican que las descargas de residuos de sentina en esta región son tratadas sin abandonar la jurisdicción. Por lo tanto el valor total de los residuos transportados de la Tabla 9, representa la mínima cantidad de residuos de sentina ingresada al territorio durante el año 2004, que corresponde principalmente al norte del país.

Tabla 9. Movimientos interjurisdiccional de REDONB, clasificados según las jurisdicciones entrantes y salientes (SAyDS, 2005b).

Jurisdicción destino	REDONB salientes de la jurisdicción		Jurisdicción destino	REDONB entrantes en la jurisdicción	
	Tn	%		Tn	%
Santa Fe	15105	78,7	Santa Fe	9891	51,6
C. Bs As	3253	17,0	Entre Ríos	6444	33,6
Bs As	815	4,2	Bs As	2849	14,9
T. del Fuego	10	0,1	Córdoba	0,140	0,0
Santa Cruz	0,10	0,0			
Total	19184	100	Total	19184	100

6. Conclusiones

En este informe se realizó una recopilación de datos históricos sobre la producción de petróleo y gas en Argentina desde el comienzo del siglo XX. También, se ha realizado un relevamiento de las actuales actividades petroleras de exploración, producción y transporte en las cuencas del Golfo San Jorge y Austral Marina.

Se han identificado las áreas de producción y las empresas operadoras en las cuencas que afectan la zona costera patagónica. El total del petróleo producido en estas cuencas alcanza los 20 millones de m³ al año representando aproximadamente el 50% de la producción de país.

Con respecto a la actividad costa afuera, en la plataforma marina argentina se comenzaron tareas de exploración hace más de 35 años resultando exploradas 7 cuencas offshore con un total de 182 pozos de exploración perforados. Actualmente se explota comercialmente solamente los yacimientos de gas y petróleo de la cuenca Austral Marina. Se ha encontrado petróleo en la cuenca del Golfo San Jorge. El gobierno argentino actualmente impulsa la exploración de hidrocarburos costa fuera a través de la Empresa estatal ENARSA. Las cuencas que presentan concesiones de exploración con perspectivas en el corto plazo son la cuenca Colorado Marina, del Golfo San Jorge y Austral Marina. También se proyecta explorar zonas de aguas profundas que superan los 1500 m, hasta la fecha inexploradas en el país por impedimentos técnicos.

La mayoría del transporte de petróleo producido en las cuencas del Golfo San Jorge y Austral Marina se realiza por medio de buques tanque a través de cinco puntos de carga a lo largo de la costa. El petróleo producido en la cuenca del Golfo San Jorge es despachado a los buques tanque a través de las terminales petroleras Caletas Córdova y Caleta Olivia, ambas operadas por TERMAP S.A. y provistas de una Monoboia de carga SPM. Estas terminales operan con buques tanque de entre 60000 y 160000 DWT. El petróleo de la Cuenca Austral producido en la zona de Santa Cruz es concentrado en la planta de Punta Loyola, operada por PECOM S.A. (PETROBRAS). Esta producción es transportada principalmente por buques tanque de 60000 DWT de porte, utilizando el Muelle Presidente Illia que opera por carga de petróleo a través de brazos articulados. La producción de petróleo de la cuenca Austral Marina es despachada a través de las monoboias de carga de Río Cullen y San Sebastián. En total se estima que se realizan 340 viajes de buques tanque al año considerando solamente el transporte de petróleo.

La legislación nacional en materia de protección del ambiente marino respecto a la contaminación por hidrocarburos provenientes de los buques se encuentra acorde al marco internacional. Argentina ha ratificado los convenios internacionales más importantes relativos a la prevención de la contaminación del mar por hidrocarburos como MARPOL 73/78 y CONVEMAR, resultando la PNA la autoridad de aplicación.

La zona costera patagónica posee características especiales debido a la diversidad de especies y biomasa de las mismas, que sustentan un ecosistema particularmente producti-

vo. Posee regiones designadas de protección especial, debido a sus características ecológicas, pero en varias de estas áreas se desarrollan algunas de las actividades económicas de la región como la pesca, el turismo, la explotación petrolera y las actividades portuarias. El riesgo de contaminación de estas áreas sensibles requiere de estrictos controles para evitar daños ambientales. En estudios realizados, se ha observado que las zonas de la costa patagónica que presentan mayor impacto de contaminación por hidrocarburos se encuentran en cercanía de los puertos y actividades de explotación petrolera.

La recepción de residuos de sentina y otros residuos hidrocarbureados proveniente de buques, se realiza desde hace relativamente poco tiempo en algunos puertos de la región. No existe disponible, en la actualidad, una base de datos o estadística regional/nacional de ingresos de estos residuos peligrosos al territorio. Durante los años 2003 y 2004 se registraron movimientos interjurisdiccionales de residuos de buques con hidrocarburos de alrededor de 6840 y 19200 toneladas, respectivamente. En la región patagónica se registró un ingreso de alrededor de 2900 m³ anuales en un total de tres puertos. Las características geográficas de la región patagónica con más de 3000 km de costa requieren de un plan regional integrado para el tratamiento de los residuos oleosos.

Referencias

- About-Kassim, T.A.T., Simoneit, B.R.T., 1995. Petroleum hydrocarbon fingerprinting and sediment transport assessed by molecular biomarker and multivariate statistical analyses in the Eastern Harbour of Alexandria, Egypt. *Marine Pollution Bulletin* 30, 63-73.
- Atlas, R.M., 1981. Microbial degradation of petroleum hydrocarbons: an environmental perspective. *Microbiological Reviews* 45, 180-209.
- Cameron, 2005. Panorama energético en la Argentina. *Petrotecnia* 46 (6), 84-86.
- Clarín, 2006. El día que el oficialismo votó sin aplausos. <http://www.clarin.com/diario/2006/10/09/elpais/p-00801.htm>
- Colombo, J.C., Pelletier, E., Brochu, C., Khalil, M., Catoggio, J.A., 1989. Determination of hydrocarbon sources using n-alkane and polyaromatic hydrocarbon distribution indexes. Case study: Río de la Plata estuary, Argentina. *Environmental Science and Technology* 23, 888-894.
- Commendatore, M.G., Esteves, J.L., 2004. Natural and anthropogenic hydrocarbons in sediments from the Chubut River (Patagonia, Argentina). *Marine Pollution Bulletin* 48, 910-918.
- Commendatore, M.G., Esteves, J.L., 2006. An assessment of oil pollution in the coastal zone of Patagonia, Argentina. *Environmental management*, en prensa.
- Commendatore, M.G., Esteves, J.L., Colombo, J.C., 2000. Hydrocarbons in coastal sediments of Patagonia, Argentina: Levels and probable sources. *Marine Pollution Bulletin* 40, 989-998.
- Cruz, C.E., 2005. El gran desafío de ampliar las fronteras de la exploración. *Petrotecnia* 45 (6), 8-26.
- ENAP, 2006. Noticias. http://www.enap.cl/opensite_det_20060208174930.asp
- Esteves, J.L., Ciocco, N.F., Colombo, J.C., Freije, H., Harris, G., Iribarne, O., Isla, I., Nabel, P., Pascual, M.S., Penchaszadeh, P.E., Rivas, A.L., Santinelli, N., 2000. The Argentine Sea: the southeast south american shelf marine ecosystem. En: *Seas at the millennium: an environmental evaluation*, Volume I Regional Chapters: Europe The Americas and West Africa, Capítulo 48. Ed. Sheppard C.R.C., Pergamon Press, New York, 749-771.
- Esteves, J.L., Commendatore, M.G., 1993. Total aromatic hydrocarbons in water and sediment in a coastal zone of Patagonia, Argentina. *Marine Pollution Bulletin* 26, 341-342.
- Esteves, J.L., Commendatore, M.G., Nievas, M.L., 2003. Contaminación con residuos de hidrocarburos en puertos patagónicos. *Actas de las 5^{tas} Jornadas de Preservación de Agua, Aire y Suelo en la Industria del Petróleo y del Gas*. Ed. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires.
- Esteves, J.L., Commendatore, M.G., Nievas, M.L., Massara Paletto, V., Amín, O., 2006. Hydrocarbon pollution in coastal sediments of Tierra del Fuego Islands, Patagonia

- Argentina. Marine Pollution Bulletin, en prensa.
- Gadea, G.R., 2004. Los buques tanque y su clasificación. *Petrotecnia* 45 (2), 10-16.
- GTZ, 2005. Gestión de residuos en puertos. Ed. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), GmbH.
- Hann, R.W., 1975. Follow-up field study of the Oil Pollution from the tanker "Metula". Environmental Engineering Division. Texas A&M University, 1-57
- Hinchee, R.E., Alleman B.C., Hoeppele R.E., Miller, R.S. Eds, 1994. Hydrocarbon Bioremediation. Lewis Publishers, Florida, USA, 1-477.
- Hozumi, T., Tsutsumi, H., Kono, M., 2000. Bioremediation on the shore after an oil spill from the Nakhodka in the Sea of Japan. I. Chemistry and characteristics of heavy oil loaded on the Nakhodka and biodegradation tests by a bioremediation agent with microbiological cultures in the laboratory. *Marine Pollution Bulletin* 40, 308-314.
- IAPG, 2000. El abecé del petróleo y el gas en Argentina y el mundo. Ed. Carlos Albano. 1ra Ed., IAPG, Buenos Aires, Argentina, 1-134.
- IMO, 1989. International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto (MARPOL 73/78). http://www.imo.org/home.asp?topic_id=161
- Irigoyen, M., 1997. Breve análisis de la producción de petróleo y gas en Argentina. *Petrotecnia* 38 (1), 58-62.
- Lesta, P., 2002. La exploración de la plataforma continental argentina: pasado presente y futuro. *Petrotecnia* 43 (3), 16-23.
- Lesta, P., 2006 La exploración del margen continental argentino: presente y futuro. *Petrotecnia*, 46 (2), 10-14.
- Marzocca, J.L., 2001. Operating safety on new maritime terminal of crude oil shipping. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering. Society of Petroleum Engineers Inc., 1-16.
- National Academy of Science (NAS), 2003. Oil in the Sea III: Inputs, fates, and effects. Ed. The National Academic Press, Washington D.C., USA, 1-265.
- Numerosky, N., 2004. Petróleo-gas-petroquímica: Facilidades portuarias 2. *Petrotecnia* 45 (2), 40-42.
- Petrotecnia, 2002. Las empresas y el offshore en la Argentina. *Petrotecnia* 43 (3), 8-14.
- Petrotecnia, 2004. Las terminales de hidrocarburos. *Petrotecnia* 45 (2), 26-37.
- Petrotecnia, 2006. La exploración del margen continental argentino: presente y futuro. *Petrotecnia* 46 (2), 10-14.
- PMIZCP, Plan de Manejo de la Zona Costero Patagónica: Diagnóstico y Recomendaciones para su elaboración. Fundación Patagonia Natural, Wildlife Conservation Society, 1996.
- Readman, J.W., Fillmann, G., Tolosa, I., Bartocci, J., Villeneuve, J.P., Cattini, C., Mee, L.D., 2002. Petroleum and PAH contamination of the Black Sea. *Marine Pollution Bulletin* 44, 48-62.
- Repsol YPF, 2006a. Noticias. 12/01/2005 ENARSA e YPF firman dos acuerdos estratégicos

- cos para la exploración, el desarrollo y la producción de hidrocarburos en la plataforma continental argentina. <http://www.repsolypf.com/esp/todosobrerepsolypf/salade prensa/noticias/ultimasnoticias/noticias.asp?PaginaID=119740>
- Repsol YPF, 2006b. Avances de resultados del primer trimestre de 2006. <http://www.ypf.com.ar/esp/argentina/herramientas/buscadorweb/buscadorweb.asp?claves Busqueda=ENARSA>
- SAyDS, 2005a. Marco legal. Unidad de residuos peligrosos. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. <http://www.medioambiente.gov.ar/?aplicacion=normativa&IdSeccion=22>
- SAyDS, 2005b. Informe sobre el Movimiento Interjurisdiccional de Residuos Peligrosos. Año 2004. Unidad de Residuos Peligrosos, DNGA, SSPOyCA,. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. www.medioambiente.gov.ar
- Schwarz, J.F., 1978. El caso Metula. Ed. Instituto de Publicaciones Navales, Buenos Aires, 1-183
- Secretaría de Energía, 2006a. Contenidos didácticos. Formaciones geológicas en Argentina. <http://energia.mecon.gov.ar> septiembre de 2006.
- Secretaría de Energía, 2006b. Mercados de hidrocarburos Información Estadística. <http://energia.mecon.gov.ar> septiembre de 2006.
- Secretaría de Energía, 2006c. Sistema de información geográfica (SIG). <http://sig.mecon.gov.ar> septiembre de 2006.
- Solo Energía., 2004. La realidad energética Argentina. Solo Energía. http://www.soloenergia.com.ar/aprendamas/enarsa/enarsa_antecedentes.html
- Tolosa, I., de Mora, S., Sheikholeslami, M.R., Villeneuve, J.-P., Bartocci, J., Cattini, C., 2004. Aliphatic and aromatic hydrocarbons in coastal Caspian Sea sediments. Marine Pollution Bulletin 48, 44–60.
- Turic, 2002. Actividades exploratorias en el margen continental argentino: perspectivas. Petrotecnia 43 (3), 24-29.
- Vázquez, N., 2004. Biodiversidad costero marina en la Patagonia: características, conservación e importancia. 1ª Ed., Fundación Patagonia Natural, Puerto Madryn, 1-60.
- Verini, N., 2004. La logística del transporte marítimo de petróleo. Petrotecnia 45 (2), 45.
- Wells, P.G., Butler J.N., and Staveley Hughes J., Eds., 1995. Exxon Valdez oil spill: Fate and effect in Alaskan waters. ASTM Publication, Philadelphia, USA.
- Wintershall AG, 2006a. Picture Database. [http://web.wintershall.com/internet/notes/bilder.nsf/allewiagen?SearchView&Query=\(Text_en=*Tierra*+OR+TextAlbum_en=*Tierra*+OR+Titel_en=*Tierra*+OR+Abstract_en=*Tierra*\)&SearchOrder=2&lang=en&start=1&count=10](http://web.wintershall.com/internet/notes/bilder.nsf/allewiagen?SearchView&Query=(Text_en=*Tierra*+OR+TextAlbum_en=*Tierra*+OR+Titel_en=*Tierra*+OR+Abstract_en=*Tierra*)&SearchOrder=2&lang=en&start=1&count=10)
- Wintershall AG, 2006b. Videos. <http://www.wintershall.com/169.html?&L=1>