

SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION
SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES
DIRECCION NACIONAL DE EXPLORACION,
PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS
REPUBLICA ARGENTINA

AÑO 2005

SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION
SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES
DIRECCION NACIONAL DE EXPLORACION,
PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

REPUBLICA ARGENTINA

Paseo Colón 171, 6° piso, (C1063ACB) Buenos Aires, Argentina
tel: 4349-6464, e-mail: energia@mecon.gov.ar
<http://energia.mecon.gov.ar/>





Pag 1 Información Institucional

Pag 2 Información de Exploración Petrolera y Gasífera

Pag 5 Información de Datos Geológicos y Geofísicos

Pag 6 Información de Producción Petrolera y Gasífera

Pag10 Información de Regalías Hidrocarburíferas

Pag14 Información de Reservas Hidrocarburíferas

Pag17 Información de Transporte



INFORMACION INSTITUCIONAL

DIRECCION NACIONAL DE EXPLORACION, PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Conforme lo establece el Decreto PEN N° 1142/2003, la Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos cumple con la responsabilidad primaria de efectuar el seguimiento y control de la ejecución de los planes de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, con el fin de lograr un adecuado horizonte de reservas y una racional y coordinada explotación de las mismas asegurando, al mismo tiempo, la posibilidad de transporte.

En este marco, la Dirección propicia la rápida sanción del Proyecto de Ley enviado por el PEN al Congreso de la Nación para la implementación de un régimen exploratorio y de explotación de hidrocarburos, aplicable en todas las Provincias que adhieran al mismo, y en la Plataforma Continental Argentina. El proyecto contempla, entre otros aspectos, para el caso de las áreas sobre las que no se hayan otorgado permisos de exploración o concesiones de explotación, beneficios impositivos en IVA y Ganancias, asociados a la realización de obras de infraestructura y la exención del pago de derechos de importación de bienes de capital -o de sus partes- que no se fabriquen en el país y sean necesarios para las actividades comprendidas por esta ley. También, que puedan acogerse a este régimen los concesionarios de explotación de las concesiones otorgadas por la Ley N° 17.319 y sus normas complementarias, en tanto y en cuanto cumplan con los requisitos establecidos por la ley en discusión. Específicamente en este caso, el proyecto incluye la posibilidad de subdividir las áreas, otorgando al actual concesionario el derecho de preferencia a igualar la oferta en el proceso licitatorio de las áreas que se generen. En cualquiera de los casos la norma establece que Energía Argentina S.A. (ENARSA) deberá formar parte, en asociación, del Permiso de Exploración y de la posterior Concesión de Explotación.

En el mismo sentido se inscribe la intervención de la Dirección en el Taller de Trabajo, "Complementación para la promoción de Áreas Hidrocarburíferas", impulsado por ENARSA, con la participación de las Provincias petroleras. Al respecto, se ha coincidido sobre la conveniencia de realizar regularmente este tipo de talleres -también sobre Medio Ambiente, Informática u otros- para profundizar el esquema de consulta mutua y tratamiento de temas de interés común. Por ejemplo: el intercambio de información básica sobre áreas,

factible de ser utilizada por potenciales inversores; cronogramas de procesos licitatorios provinciales; clasificación previa -por parte de la Dirección- de áreas provinciales según el grado de riesgo geológico, e información sobre disponibilidad de equipos de perforación y de adquisición sísmica para algunas zonas del país donde se están produciendo faltantes por el alto grado de utilización de los existentes.

Todos estos esfuerzos están dirigidos a coordinar e implementar unidades de proyectos y negocios que involucren intereses comunes para las Empresas, las Provincias y/o la Nación.

Asimismo debe señalarse entre las principales acciones que lleva adelante la Dirección, el seguimiento y mantenimiento actualizado de las técnicas vinculadas al venteo de gas y la explotación racional de los yacimientos; la recepción y análisis de las auditorías de reservas hidrocarburíferas de todo el país; la fiscalización del régimen de canon, superficiales y expedición de servidumbres; la fiscalización y control de las obligaciones de permisionarios y concesionarios en materia de pago de regalías y de medio ambiente.

Particularmente sobre la fiscalización del sector, y para compartir la experiencia de la Nación y coordinar acciones conjuntas con las autoridades provinciales, la Dirección ha programado la realización de las "Primeras Jornadas de Integración de Autoridades de Aplicación en el Upstream Petrolero", para el 3 y 4 de noviembre próximo, en la Universidad Católica Argentina, en la Ciudad de Buenos Aires.

Respecto a su responsabilidad de proponer la normativa sobre la regulación del almacenaje y transporte de petróleo y subproductos, la Dirección se encuentra actualmente abocada a la redacción de un Reglamento para el diseño, construcción, operación y mantenimiento, del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos. Además, está llevando a cabo una revisión integral de tarifas de transporte y almacenaje de líquidos.

En este orden cabe destacar las Jornadas de Trabajo que con gran éxito organizó la Dirección -en septiembre pasado- sobre "Medición de Gas y Petróleo en Puntos de Transferencia, de Campos de Producción a Medios de Transporte". Su principal objetivo fue el de propiciar la conformación de un ámbito adecuado y permanente para la unificación de criterios de medición de gas y petróleo, e intercambiar información técnica relacionada, entre expertos de la Secretaría de Energía de la Nación, las Provincias Productoras, las Compañías Productoras y las Transportadoras de hidrocarburos líquidos y gaseosos. En la oportunidad, se abordaron temas tales como la localización de los puntos de transferencia del producto, desde el área de producción al medio de transporte correspondiente; la descripción de las instalaciones utilizadas para la medición del producto transferido; la evaluación de las técnicas empleadas, incluido el grado de precisión alcanzable, y el sistema empleado para la transmisión de datos. También fueron presentados los planes futuros en la materia.

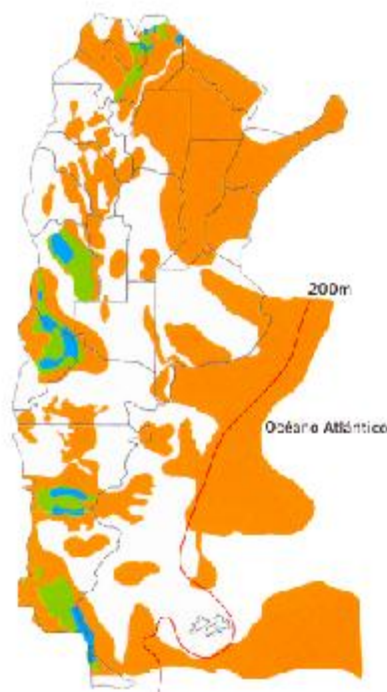
De esta forma, la Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos contribuye activamente al desarrollo del sector, posibilitando que éste redunde en beneficio de toda la comunidad.

INFORMACION DE EXPLORACION PETROLERA Y GASIFERA

LAS CUENCAS PRODUCTIVAS DEL PAIS SON SOLAMENTE CINCO DE LAS MAS DE VEINTE IDENTIFICADAS, ESTAS SON :

- DEL NOROESTE (Paleozoica y Cretácica)
- CUYANA Y BOLSONES
- NEUQUINA
- DEL GOLFO SAN JORGE
- AUSTRAL

Las Cuencas Sedimentarias hasta la isobata de 200 metros de agua cubren una superficie de 1.845.000 Km², de los cuales más de 1.457.000 km² (79%) se encuentran en el continente y alrededor de 387.000 km² (21%) en la plataforma marítima. Las Cuencas Productivas cubren 590.400 km² (32%) y la Cuencas No Productivas 1.254.600 km² (68%).



CUENCAS PRODUCTIVAS

areas bajo riesgo:	55.350 km ²	3%
areas mediano riesgo:	110.700 km ²	6%
areas alto y muy alto riesgo:	424.350 km ²	23%

CUENCAS IMPRODUCTIVAS

areas muy alto riesgo:	1.254.600 km ²	68%
------------------------	---------------------------	-----

total cuencas sedimentarias del pais: 1.845.000 km²

En el año 1992 se instrumentó mediante el Decreto 2178/91 el Concurso Público Internacional N° E-01/92 "PLAN ARGENTINA". Dicho plan prevé entre otras cosas el otorgamiento de Permisos de Exploración en un todo de acuerdo a la Ley N° 17.319. En total se adjudicaron 95 áreas de exploración en Cuencas Productivas y No Productivas, aunque el grueso de las áreas fueron de las Cuencas Productivas, principalmente la Neuquina, de acuerdo al siguiente detalle:

CUENCA	INVERSION COMPROMETIDA PRIMER PERIODO (u\$s)	INVERSIONES TOTALES REALIZADAS (u\$s)
Cuenca Neuquina	201.339.500	290.022.800
Costa Afuera Argentina	82.546.200	145.408.500
Cuenca del Golfo San Jorge	32.085.000	38.822.050
Cuenca Cuyana Y Bolsones	21.892.250	31.380.350
Cuenca del Noroeste	23.235.000	30.043.950
Cuenca Austral	14.615.000	34.211.100
Cuenca Chaco Paranaense	8.100.000	9.090.250
Cuenca de Claromecó	3.640.000	16.693.100
Cuenca del Salado (on shore)	2.450.000	4.330.950
Cuenca del Colorado (on shore)	1.600.000	3.574.100
Cuenca Niriuhau	825.000	0
Cuenca Cañadón Asfalto	3.627.400	0
Totales	396.005.350	603.577.150

Si comparamos el interés de las empresas en invertir, el mayor de ellos se registró en los años 1992 y 1997 en tanto a la cantidad de Unidades de Trabajo ofertadas fueron 20.111,27 equivalentes a U\$S 100.556.350 y 24.019 equivalentes a U\$S 120.095.000 respectivamente.

En el Plan Argentina de Exploración, hasta la fecha se han perforado 126 pozos y se registraron 36694 Km de Sísmica 2D, 7000 Km² de Sísmica 3D y 45.000 Km de reprocesamiento

El Plan Argentina tuvo su diferencia con su antecesor el Plan Houston creado por Decreto N° 1443/85 y reformado por el Decreto N° 623/87. La gran diferencia consistía que el Plan Houston seguía con el concepto de utilizar la modalidad "Contractual" que convertía a las empresas privadas en contratistas de YPF, y la retribución del contratista se calculaba en función del precio internacional y no de los costos de producción. Otra de las diferencias notables era que en el Plan Houston en caso de descubrirse hidrocarburos se lo debía entregar a YPF, mientras que en el Plan Argentina el Permisionario de Exploración en caso de descubrir hidrocarburos como propietario del mismo debía hacerse cargo del transporte por su cuenta y riesgo



Si hablamos de descubrimientos de importancia en el Plan Houston, solo se descubrió un yacimiento como El Trapial, mientras que en el Plan Argentina fueron descubiertos los yacimientos Loma Negra del área Río Negro Norte, Las Bases de CNQ 16/A, Confluencia Sur del área Confluencia y algunos otros.



CUENCAS SEDIMENTARIAS		
Cuencas Productivas	590.400 km ²	32%
cuencas no productivas	1.254.600 km ²	68%
total cuencas:	1.845.000 km²	
cuencas onshore	1.449.000 km ²	79%
cuencas offshore (hasta 200 m)	396.000 km ²	21%

INFORMACION DE DATOS GEOLOGICOS Y GEOFISICOS

La Secretaría de Energía posee información geológica y geofísica relacionada con las 24 cuencas sedimentarias existentes en nuestro país, que abarcan más de 600 áreas de exploración y producción.

Los datos técnicos comprenden información digitalizada y analógica en distintos formatos y tipos incluyendo:

" Sísmica

- Cintas magnéticas
- Exabytes
- Cartridges
- Datos de campo (parte de observador, topografía, correcciones estáticas, etc.)
- Planimetría
- Refracción
- Gravimetría - Magnetometría

" Pozos

- Coronas
- Cuttings
- Testigos laterales
- Legajos
- Perfiles

" Otros

- Fotogeología, fotografía aérea
- Informes geológicos-geofísicos
- Imágenes
- Perfiles de control geológico
- 303 Carpetas de Deslinde y Mensura de áreas

INFORMACION DE PRODUCCION PETROLERA Y GASIFERA

La producción de petróleo en la Argentina alcanzó en el año 2004 40.387.000 m3, por debajo de los 42.950.000 m3 del año 2003, los 43.769.000 m3 del año 2002, y los 44.533.000 m3 del año 2001. Del total de la producción anual, el 63.23% se obtiene por extracción primaria y el 36.77% por extracción secundaria.

La Provincia del Neuquén produce el 29.85% del petróleo del país, petróleo de 32.2 °API de densidad promedio. Lo sigue la Provincia de Chubut con el 22.6%, y una densidad promedio de 23.1 °API. A continuación se encuentra la Provincia de Santa Cruz con el 21.12% y una densidad promedio de 26.7 °API. Seguidamente se encuentra la Provincia de Mendoza con el 14.18% y una densidad promedio de 29.2 °API. La Provincia de Río Negro produce el 4.68% con una densidad promedio de 33.1 °API. El resto de las provincias productoras, Tierra del Fuego, Salta, La Pampa, Formosa, Jujuy y el Estado Nacional producen el restante 7% del petróleo crudo.

La producción de gas natural en el país superó los 52.500.000 miles de m3 en el año 2004, por encima de los 50.500.000 miles de m3 en 2003, 45.548.000 miles de m3 en 2002 y 45.862.000 miles de m3 en 2001.

La Provincia del Neuquén produce el 54.69% de la producción nacional de gas natural, seguido por la Provincia de Salta con el 14.1%, la Provincia de Tierra del Fuego con el 10.13%, Santa Cruz con el 9.68%, Chubut con el 4.3%, y las provincias de Mendoza, Río Negro, La Pampa, Formosa, Jujuy y el Estado Nacional con el restante 5%.

PRODUCCION DE GAS NATURAL

Año 2004

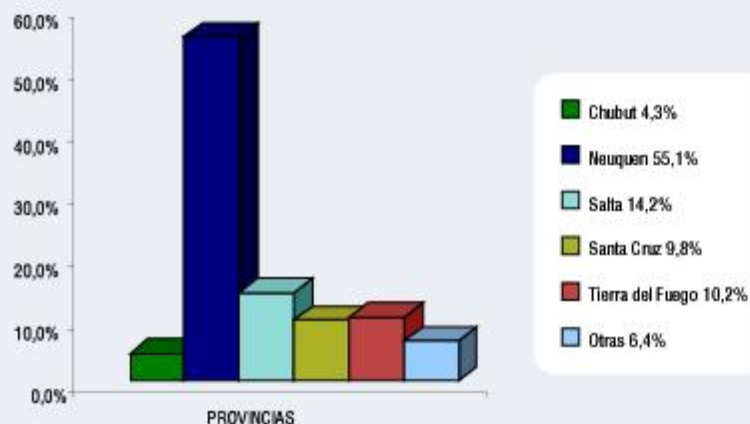
PROVINCIA	Gas de Alta Presión (Mm3)	Gas de Media Presión (Mm3)	Gas de Baja Presión (Mm3)	Injectado a Formación (Mm3)	Producción de Gas (Mm3)
Chubut	955.200,00	28.941,33	1.277.996,03	113,26	2.262.137,36
Formosa	0,00	0,00	42.097,15	5.754,53	42.097,15
Jujuy	0,00	0,00	5.698,65	0,00	5.698,65
La Pampa	0,00	127.647,89	218.150,38	0,00	345.798,27
Mendoza	33.444,10	590.280,36	1.174.668,07	701.825,44	1.798.392,53
NC (Estado Nacional)	26.301,50	262.587,70	0,00	26.197,80	288.889,20
Neuquén	6.838.784,84	18.885.294,26	3.036.901,53	648.705,32	28.760.980,63
Río Negro	410.738,53	60.108,80	397.955,27	0,00	868.802,60
Salta	5.216.396,78	2.037.671,67	161.167,52	0,00	7.415.235,97
Santa Cruz	940.442,72	2.126.190,45	2.024.762,22	342.701,14	5.091.395,39
Tierra del Fuego	0,00	2.747.942,49	2.577.543,97	24.044,24	5.325.486,46
Total	14.421.308,47	26.866.664,95	10.916.940,79	1.749.341,73	52.204.914,21
Producción Total de Gas: 52.204.914,21 miles de m3					

PRODUCCION DE PETROLEO

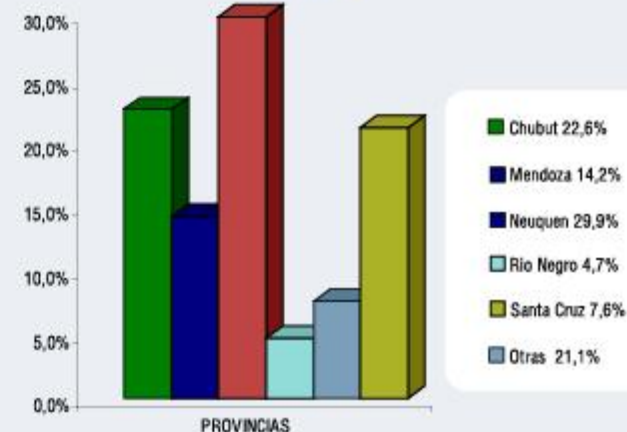
Año 2004

PROVINCIA	Producción Primaria	Producción Secundaria (m3)	Producción por Recuperación Asistida (m3)	Consumo en Yacimiento (m3)	Densidad Media (ton/m3)	Producción de Condensado (m3)	Producción de Gasolina Estabilizada (m3)	Producción de Agua (m3)	Inyección de Agua (m3)	Producción de Petróleo (m3)
Chubut	5.532.580,44	3.596.545,28	0,00	4.963,00	0,92	0,00	5.668,00	91.556.352,00	90.522.907,00	9.129.125,72
Formosa	178.345,45	0,00	0,00	0,81	0,81	0,00	0,00	1.861.985,00	0,00	178.345,45
Jujuy	24.764,30	0,00	0,00	0,00	0,81	0,00	447,05	46.316,00	64.327,00	24.764,30
La Pampa	357.195,40	291.155,45	0,00	0,00	0,86	0,00	5.612,10	2.833.331,00	3.175.525,00	648.350,85
Mendoza	3.550.033,24	2.178.401,75	0,00	2.099,91	0,89	902,70	57.550,82	39.522.081,00	40.798.321,00	5.728.434,99
NC (Estado Nacional)	277.360,70	0,00	0,00	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00	277.360,70
Neuquén	7.359.937,75	4.697.284,50	0,00	1.174,33	0,86	997.899,80	727.711,14	66.902.832,00	111.731.630,00	12.057.222,25
Río Negro	1.044.740,54	845.400,37	0,00	313,03	0,93	735,93	17.837,84	14.509.568,00	19.375.283,00	1.890.150,91
Salta	810.264,60	0,00	0,00	951,00	0,81	551.250,40	101.235,50	767.376,00	336.879,00	810.264,60
Santa Cruz	5.653.287,46	2.875.393,77	0,00	0,00	0,90	693.026,80	124.841,59	66.564.926,00	71.795.742,00	8.528.681,23
Tierra del Fuego	750.486,46	364.586,24	0,00	0,00	0,79	1.473,90	206.698,84	2.752.336,00	1.464.212,00	1.115.072,70
Total	25.538.996,34	14.848.767,36	0,00	9.502,08	0,85	2.245.289,53	1.247.602,88	287.317.102,64	339.264.824,88	40.387.773,70

GAS



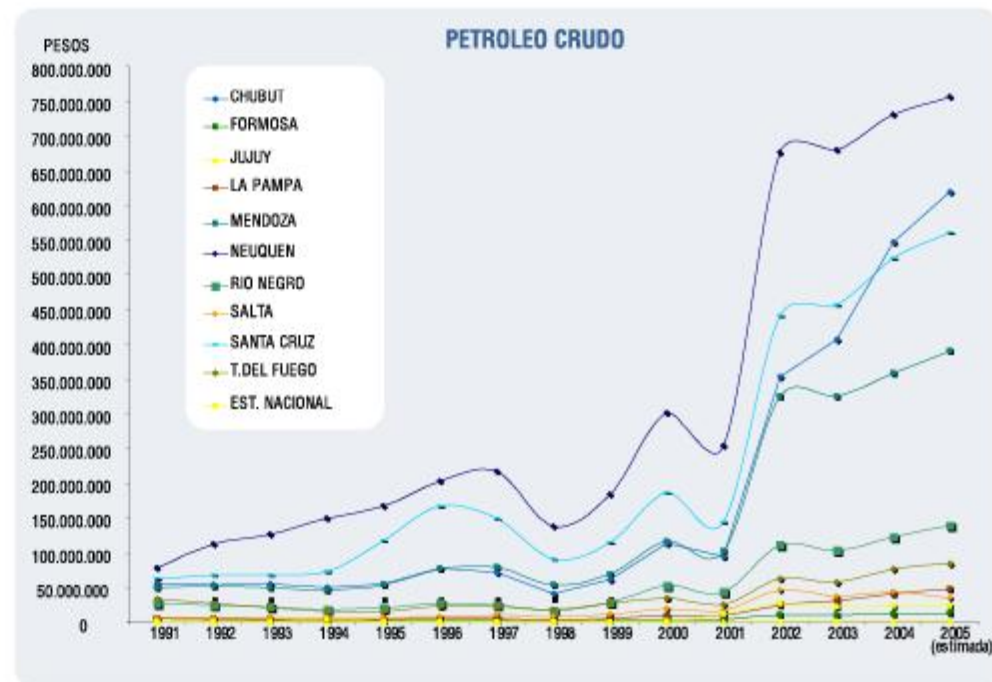
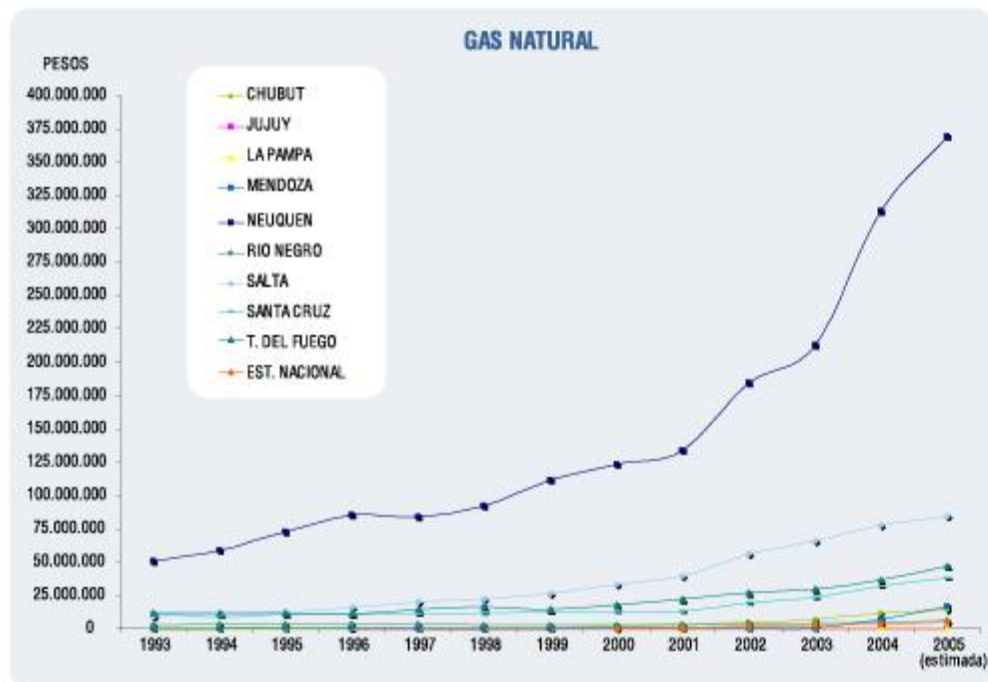
PETROLEO





INFORMACION DE REGALIAS HIDROCARBURIFERAS

GAS NATURAL Y PETROLEO CRUDO



Los gráficos muestran el ingreso por regalías discriminado por tipo de hidrocarburo.

El quiebre en el desarrollo de las curvas corresponde al inicio del período de pesificación (Ley 25.561)

PETROLEO CRUDO - REGALIAS (\$)

PERIODO	CHUBUT	FORMOSA	JUJUY	LA PAMPA	MENDOZA	NEUQUEN	RIO NEGRO	SALTA	SANTA CRUZ	T.DEL FUEGO	EST. NACIONAL	TOTAL PAIS
1991	55.655.160	5.496.063	511.395	5.538.234	50.013.920	77.502.974	26.361.695	5.438.533	62.286.906	33.438.692	0	322.243.572
1992	54.098.711	5.104.431	503.626	4.374.137	52.801.462	112.354.012	24.428.061	5.382.157	67.421.257	26.226.686	0	352.694.540
1993	54.539.690	4.066.463	438.489	4.232.464	50.248.704	125.998.293	21.334.250	5.730.514	67.840.567	20.908.838	0	355.338.272
1994	49.663.358	3.291.487	349.881	3.712.804	46.561.616	149.064.600	18.124.511	5.946.022	72.717.847	15.320.795	3.730.474	368.483.396
1995	54.477.432	3.033.438	322.514	3.920.283	53.825.309	167.173.216	20.176.665	6.702.409	116.927.231	14.756.038	0	441.314.533
1996	77.981.587	3.389.660	278.132	5.426.182	76.591.318	202.496.731	26.586.451	8.157.015	167.454.307	23.463.789	0	591.825.170
1997	71.791.275	2.833.433	285.475	4.556.437	79.111.925	216.987.521	24.314.527	10.658.451	149.534.207	23.511.447	0	583.584.699
1998	40.965.615	1.581.826	250.447	3.153.622	53.233.194	138.416.003	16.626.706	7.408.293	90.954.988	17.811.566	0	370.402.263
1999	60.807.094	2.259.068	317.227	5.240.637	69.030.648	184.110.653	28.079.121	11.045.407	115.114.673	26.659.754	0	502.664.281
2000	113.999.780	4.354.471	566.939	9.542.558	116.733.749	301.223.815	52.582.090	18.974.200	186.834.414	35.012.423	1.747.580	841.572.019
2001	94.577.378	3.512.050	453.043	9.705.822	101.535.180	254.170.437	43.147.192	16.579.309	144.067.063	25.465.198	11.725.582	704.938.254
2002	352.811.599	10.746.485	1.216.663	24.270.220	325.252.786	675.742.376	111.307.913	45.766.998	441.275.415	62.483.723	27.035.023	2.077.909.201
2003	406.622.846	10.651.870	1.361.995	30.927.273	325.727.303	680.255.316	103.928.290	37.612.010	457.077.738	57.917.658	22.065.219	2.134.147.519
2004	546.866.578	11.659.131	1.570.684	40.298.584	358.153.253	731.636.347	122.046.916	43.830.145	524.463.741	76.064.828	23.502.634	2.480.092.841
2005 (estimada)	619.665.786	12.421.570	1.797.005	46.751.497	390.451.482	757.071.359	138.674.513	34.148.619	561.052.965	84.059.252	22.525.419	2.668.619.467

GAS NATURAL - REGALIAS (\$)

PERIODO	CHUBUT	JUJUY	LA PAMPA	MENDOZA	NEUQUEN	RIO NEGRO	SALTA	SANTA CRUZ	T.DEL FUEGO	EST. NACIONAL	TOTAL PAIS
1993	5.688		3.849	268.070	50.926.210	2.979.152	8.921.742	11.469.718	11.664.065		86.238.494
1994	4.120		42.459	266.653	59.227.293	3.246.630	10.760.223	9.208.756	12.026.529		94.782.662
1995	13.172		322.597	413.701	72.761.965	3.284.582	12.660.051	10.914.282	11.801.454		112.171.804
1996	83.419	11.524	374.462	415.313	85.414.431	3.212.522	15.836.508	11.396.341	11.411.258		128.155.778
1997	85.636	12.849	214.952	161.851	84.081.813	3.290.681	20.164.972	10.774.477	14.655.351		133.442.582
1998	140.362	17.194	244.318	210.352	92.033.455	2.592.186	22.007.384	11.611.824	16.309.940		145.167.015
1999	610.719	11.580	248.530	184.314	111.749.000	3.104.324	26.613.875	12.433.242	14.530.239		169.485.823
2000	1.982.138	14.599	264.545	470.931	123.633.900	2.854.307	33.450.721	13.160.334	17.915.036	11.664	193.758.173
2001	3.220.865	15.649	297.482	453.824	133.646.646	2.662.581	39.848.178	13.037.807	22.475.505	536.847	216.195.385
2002	5.001.450	13.982	281.810	395.515	184.338.120	4.087.092	55.861.717	19.683.733	27.340.572	1.824.064	298.828.055
2003	6.873.856	15.516	307.597	556.104	212.666.403	4.465.404	66.137.707	23.892.619	29.846.260	2.550.462	347.311.927
2004	11.716.834	22.906	537.596	7.176.634	313.122.352	4.811.229	77.959.418	31.669.293	36.429.656	3.794.475	487.240.393
2005 (estimada)	14.128.665	41.044	658.799	16.402.062	369.542.158	6.240.856	84.240.482	38.099.902	47.380.256	4.843.383	581.577.607

INFORMACION DE RESERVAS HIDROCARBURIFERAS

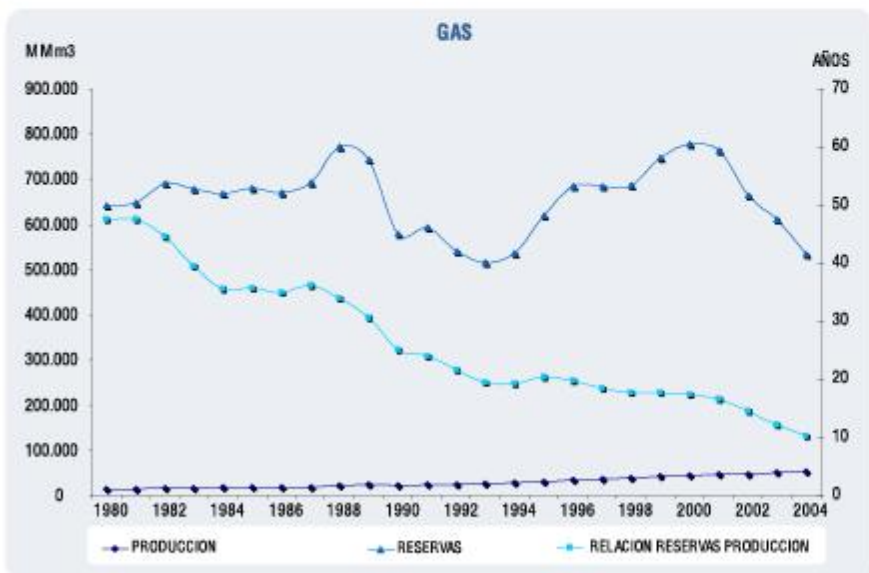
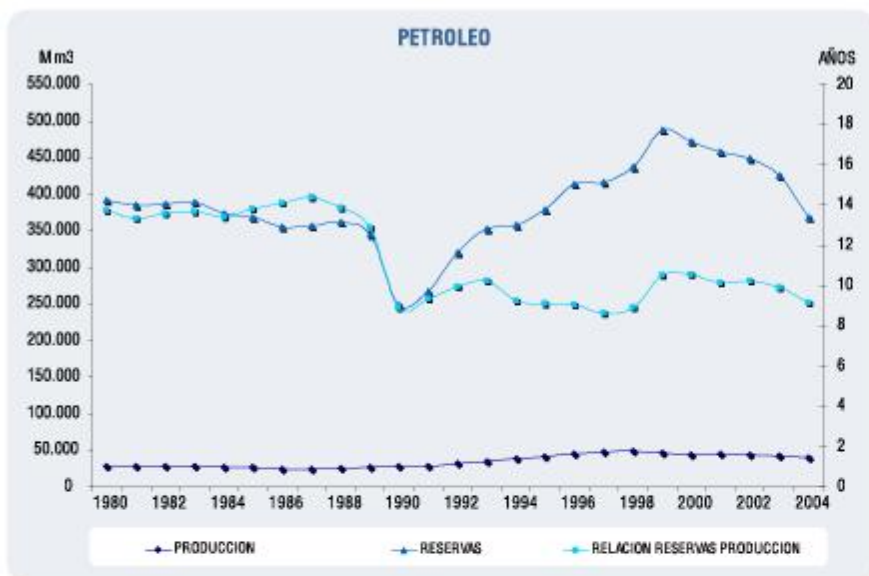
Se encuentra en la web de la SE los anuarios de reservas desde 1998 hasta el 2004.
Cada anuario se desarrolla en cuatro partes, a saber:

- 1) los valores de las reservas remitidas por las empresas (en cumplimiento de la Resolución SE N°482/98) por cuenca, provincia, concesión y yacimiento, con tablas y gráficos comparativos por cuenca, por provincia y total país;
- 2) Las reservas por propiedad, esto es, lo que le corresponde a cada empresa de cada consorcio y el total de cada una respecto al total país, comprobadas y probables de petróleo y gas.
- 3) Evolución de las reservas, la producción y la relación entre ambas, por cuenca.
- 4) Evolución de las reservas, la producción y la relación entre ambas, por provincia.

AÑO 2004

CUENCA	COMPROBADAS		PROBABLES	
	PETROLEO Mm3	GAS MMm3	PETROLEO Mm3	GAS MMm3
DEL NOROESTE	10.795	95.908	4.084	335.235
CUYANA Y BOLSONES	22.245	369	5.856	172
NEUQUINA	134.050	270.702	46.404	86.826
DEL GOLFO SAN JORGE	183.042	36.593	74.401	18.569
AUSTRAL	18.789	130.643	20.122	88.359
TOTAL	368.922	534.216	150.868	229.163

AÑO	PETROLEO			GAS		
	PRODUCCION Miles m3	RESERVAS Miles m3	RELACION RES/PROD Años	PRODUCCION Millones m3	RESERVAS Millones m3	RELACION RES/PROD Años
1980	28.566,00	391.696,00	13,71	13.466,00	641.105,00	47,61
1981	28.852,00	385.693,00	13,37	13.629,00	648.437,00	47,58
1982	28.470,00	386.119,00	13,56	15.523,00	691.571,00	44,55
1983	28.474,00	389.519,00	13,68	17.181,00	678.887,00	39,51
1984	27.838,00	373.407,00	13,41	18.764,00	668.291,00	35,62
1985	26.675,00	368.289,00	13,81	19.113,00	681.498,00	35,66
1986	25.178,00	355.058,00	14,10	19.246,00	670.806,00	34,85
1987	24.857,00	357.151,00	14,37	19.168,00	693.387,00	36,17
1988	26.122,00	362.470,00	13,88	22.734,00	773.016,00	34,00
1989	26.734,00	344.623,00	12,89	24.207,00	743.927,00	30,73
1990	28.004,00	249.608,00	8,91	23.018,00	579.056,00	25,16
1991	28.620,00	267.618,00	9,35	24.643,00	592.869,00	24,06
1992	32.227,00	320.747,00	9,95	25.043,00	540.899,00	21,60
1993	34.447,00	352.441,00	10,23	26.664,00	516.662,00	19,38
1994	38.732,00	358.140,00	9,25	27.697,00	535.328,00	19,33
1995	41.739,00	379.402,00	9,09	30.441,00	619.295,00	20,34
1996	45.545,00	413.436,00	9,08	34.649,00	685.586,00	19,79
1997	48.403,00	416.734,00	8,61	37.074,00	683.796,00	18,44
1998	49.148,00	437.758,00	8,91	38.630,00	686.584,00	17,77
1999	46.500,00	488.280,00	10,50	42.400,00	748.133,00	17,64
2000	44.707,00	472.781,00	10,58	44.815,00	777.609,00	17,35
2001	45.161,00	457.674,00	10,13	45.916,00	763.526,00	16,63
2002	43.778,00	448.325,00	10,24	45.770,00	663.523,00	14,50
2003	42.980,00	425.213,00	9,89	50.576,00	612.496,00	12,11
2004	40.415,00	368.923,00	9,13	52.317,00	534.217,00	10,21



INFORMACION DE TRANSPORTE

EL TRANSPORTE REGULADO DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

El transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y terminales marítimas es la única actividad regulada en la industria petrolera, puesto que configura un servicio público para ese sector. Tanto el transporte propiamente dicho como el almacenaje vinculado, revisten características monopólicas, razón por la cual el Estado debe cumplir esencialmente las siguientes funciones:

- Elaborar y verificar el cumplimiento del marco regulatorio que proporcione transparencia a la actividad, evitando así cualquier conducta anticompetitiva, discriminatoria y/o monopólica.
- Exigir el cumplimiento de normativas técnicas que permitan asegurar la calidad operativa del servicio, como así también la preservación de la seguridad pública y del ambiente.
- Aprobar las tarifas máximas aplicables al transporte por ductos, a la carga/descarga a buques tanque, y al almacenaje.
- Mantener una base de datos que permita llevar estadísticas adecuadas, analizar el comportamiento de la actividad y prever situaciones que puedan afectar la extracción de hidrocarburos o su procesamiento.

SISTEMAS DE TRANSPORTE

OLEODUCTOS	OPERADOR	LONGITUD (km)	DIAMETRO (cm)
Challaco - Allen	OLDELVAL S.A	112	35,6
Medanito - Allen	OLDELVAL S.A	110	40,6
Allen - Pto. Rosales (2)	OLDELVAL S.A	(cada uno) 513	35,6
Pto. Hernandez - Medanito	OLDELVAL S.A	120	35,6
Pto. Hernandez - Lujan de Cuyo	YPF S.A	529	40,6
Pto. Hernandez - Talcahuano	OTASA	426	32,4

POLIDUCTOS	OPERADOR	LONGITUD (km)	DIAMETRO (cm)
Campo Duran - Montecristo	REFINOR S.A	1100	32,4
Montecristo - San Lorenzo	YPF SA	380	40,6
Lujan de Cuyo - Montecristo	YPF SA	658	35,6
Villa Mercedes - La Matanza	YPF SA	665	32,4
La Plata- Darsena de Inflamables	YPF SA	52	32,4
Darsena de Inflamables - La Matanza	YPF SA	34	32,4



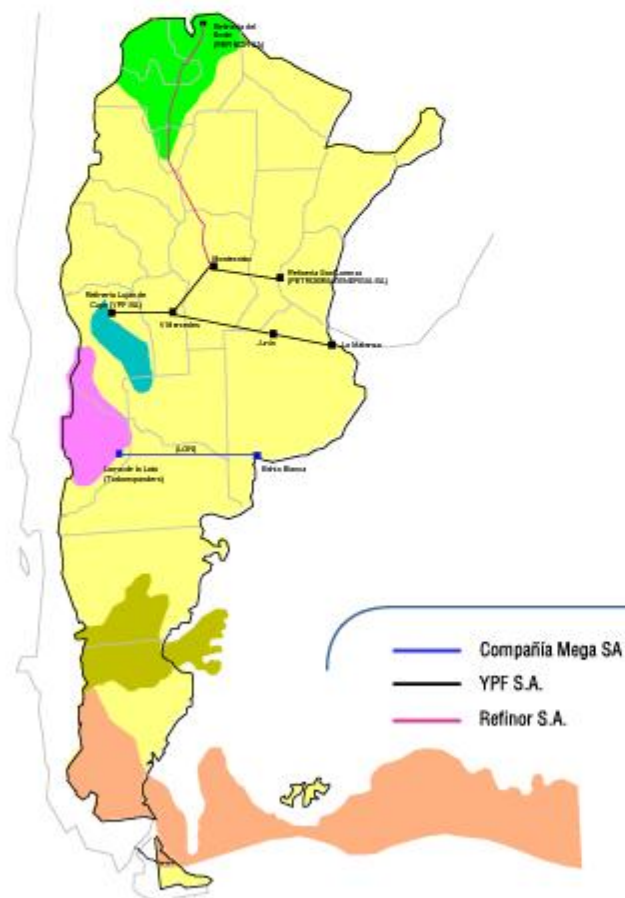
OPERADOR

OIL TANKING EBYTEM S.A
TERMAP S.A
PETROBRAS ENERGIA S.A
PANAMERICAN ENERGY LLC
TOTAL AUSTRAL S.A

TERMINALES MARITIMAS

PUERTO ROSALES
GOLFO SAN JORGE
PUNTA LOYOLA
CRUZ DEL SUR
RIO CULLEN

POLIDUCTOS



OLEODUCTOS

