

DOCUMENTO SURGIDO DEL TALLER:

“LA SITUACIÓN DE LA EXPLORACIÓN EN ARGENTINA”

Realizado el 6 de noviembre de 2003 en Buenos Aires

Coordinado por:

**Carlos A. Gulisano (CG Consultora)
Carlos E. Cruz (Pluspetrol S.A.)
Gualter A. Chebli (Phoenix Oil & Gas)
Roberto R. Blocki (Petrobras Energía)
Hugo A. Arbe (Total Austral)
Andrés Boll (Tecpetrol)**

Comisión de Exploración y Desarrollo

I.A.P.G.

Buenos Aires, junio 2004

CONTENIDO

INTRODUCCION

PRIMERA PARTE: DIAGNOSTICO Y ESTADO ACTUAL

- 1) Documento base presentado**

SEGUNDA PARTE: CONCEPTOS Y PROPUESTAS SURGIDAS DEL TALLER

- 1) Opiniones generales**

- 2) Aspectos técnicos discutidos**

- a) Cuencas productivas**

- i) Cuenca del Noroeste**
- ii) Cuenca Cuyana**
- iii) Cuenca Neuquina**
- iv) Cuenca del Golfo de San Jorge**
- v) Cuenca Austral**

- b) Cuencas actualmente sin producción o de Frontera**

- 3) Propuestas**

TERCERA PARTE: SÍNTESIS DE LAS OPINIONES Y PROPUESTAS

CUARTA PARTE: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

INTRODUCCIÓN

Ante el alarmante cuadro de situación vinculado con la caída del nivel de reservas de petróleo y gas y con la definida disminución de la actividad exploratoria registrada en los últimos años en la Argentina, la Comisión de Exploración y Desarrollo del Instituto Argentino del Petróleo y Gas decidió convocar a la realización de un taller abierto para que los profesionales directamente involucrados con estos temas debatiesen sobre los mismos.

Para concretar dicha tarea se encomendó a un grupo de integrantes de la Comisión la preparación de un documento, lo más objetivo posible, que sirviese de base de discusión en el mencionado taller. Los coordinadores del documento y la jornada de discusión fueron Carlos A. Gulisano, Carlos E. Cruz, Gualter A. Chebli, Roberto R. Blocki, Hugo A. Arbe y Andrés Boll.

Dicho documento se transcribe como *Documento Base presentado a los asistentes del Taller* en la Parte I del presente informe.

Una vez aprobado el mismo en el seno de la Comisión, se convocó a un elevado número de profesionales de empresas petroleras e independientes para una jornada de análisis y discusión que se desarrolló durante todo el día en los salones del Hotel Sofitel el 6 de noviembre de 2003.

La respuesta de los colegas a la convocatoria fue muy significativa y en la jornada quedó evidenciada una participación que superó ampliamente las expectativas previas. Concurrieron 107 profesionales íntimamente ligados a exploración, desarrollo y producción, economistas, abogados, periodistas y asesores de la industria. Se analizaron, discutieron y plantearon propuestas que cubrieron prácticamente todos los temas incluidos en el *Documento Base*.

Los conceptos y propuestas surgidas del Taller que se presentan en la Segunda Parte de este documento, expresan la opinión de los participantes y no necesariamente la opinión de los coordinadores de este Documento.

La Tercera Parte de este Documento, es una síntesis de las opiniones y propuestas de los participantes, sobre todo de aquellas que aparecen con más frecuencia en las desgrabaciones. La Cuarta Parte son recomendaciones que la Comisión de Exploración y Desarrollo considera pertinentes a efectos de modificar la situación de la Exploración en la República Argentina.

Buenos Aires, junio de 2004

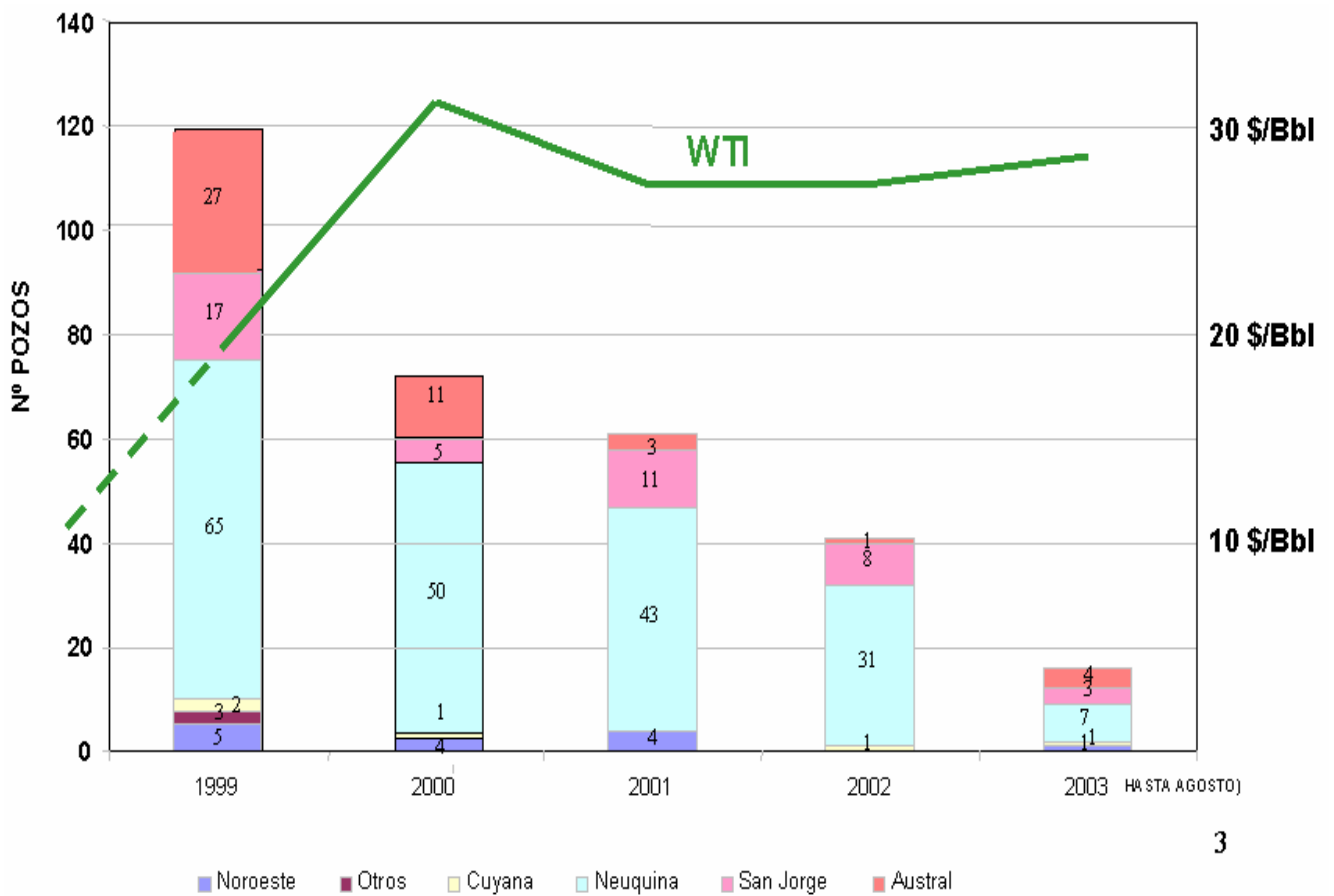
PRIMERA PARTE: DIAGNOSTICO Y ESTADO ACTUAL (Documento base)

A continuación se transcribe el documento que se preparó con el objeto de tener una guía sobre la cual trabajar durante el desarrollo del Taller.

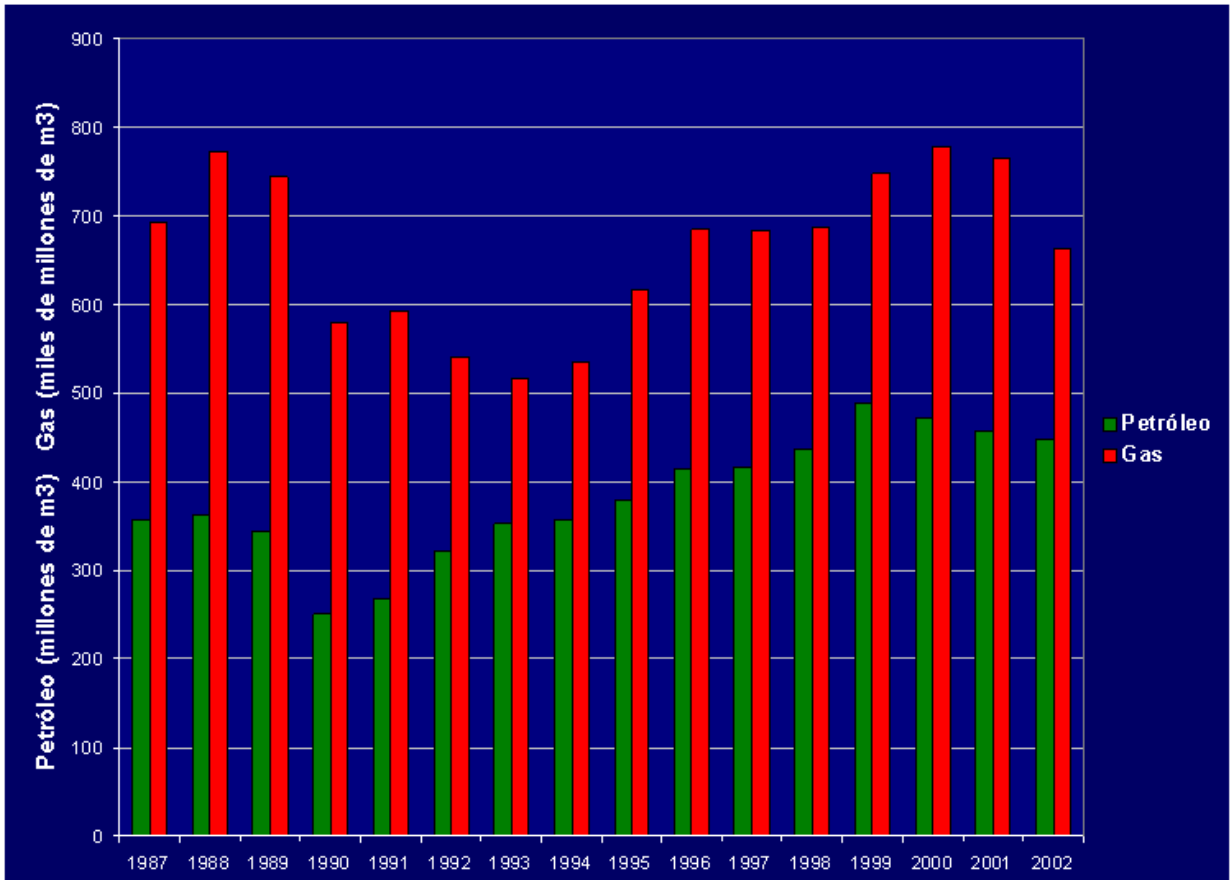
Los gráficos de distribución de tamaños de yacimientos de petróleo y de gas fueron elaborados con valores de reservas finales recuperables (EUR).

I) Análisis de la situación

La actividad exploratoria está en franca disminución en los últimos cinco años.



Las estadísticas indican que las reservas están disminuyendo.



En las Cuencas Productivas no se están explorando (o se lo está haciendo en forma muy limitada) los horizontes profundos y las zonas de frontera (fajas plegadas, zonas de borde, etc.).

La devolución de Lotes de Exploración y/o Producción, de acuerdo con la normativa en vigencia, produjo una fragmentación y una geometría extremadamente irregular de las nuevas áreas libres. Esto minimiza la calidad prospectiva de las mismas.

En las Cuencas Actualmente sin Producción la actividad exploratoria es prácticamente nula.

II) Factores que determinan y condicionan el proceso exploratorio

Los factores centrales que determinan y afectan las decisiones y procesos exploratorios podrían sintetizarse de la siguiente manera:

1) Factores Técnicos.

Las condiciones geológicas son permanentes y de ellas dependen directamente la cantidad y calidad de las cuencas sedimentarias en relación con la presencia o no de

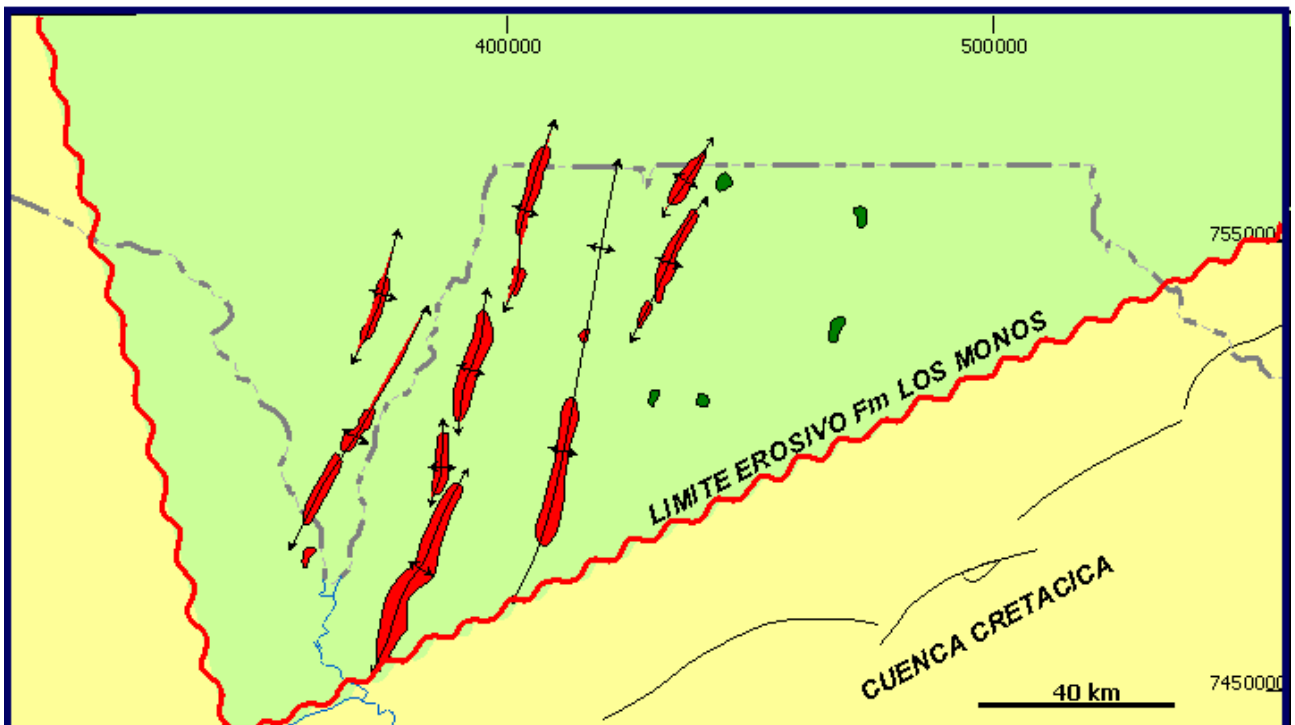
hidrocarburos, la cantidad de acumulaciones y el tamaño promedio de las mismas. Al mismo tiempo, el conocimiento geológico varía en función del tiempo, del esfuerzo exploratorio y del avance científico y tecnológico.

a) Cuencas Productivas

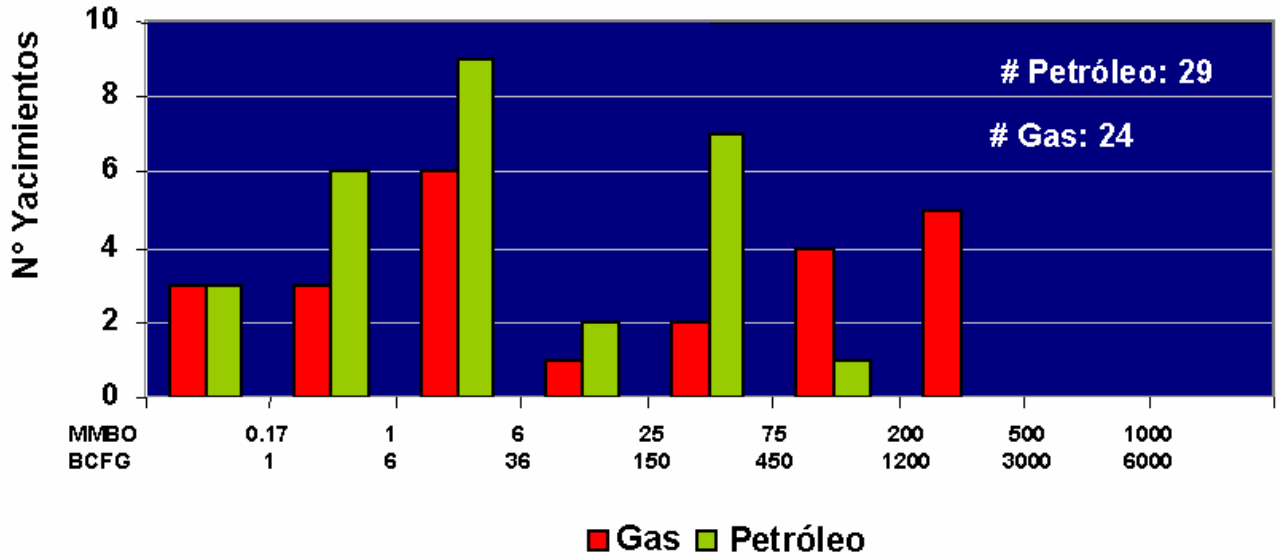
- Tamaño promedio y cantidad de acumulaciones (Estadísticas)
- Distribución de tamaño de yacimientos (Estadísticas)
- Evolución de las reservas (Estadísticas)
- Objetivos no tradicionales en áreas tradicionales (Discusión)
- Zonas de frontera (Discusión)
- Nivel actual de prospectividad (Discusión)

a.1) Cuenca del Noroeste – Paleozoico.

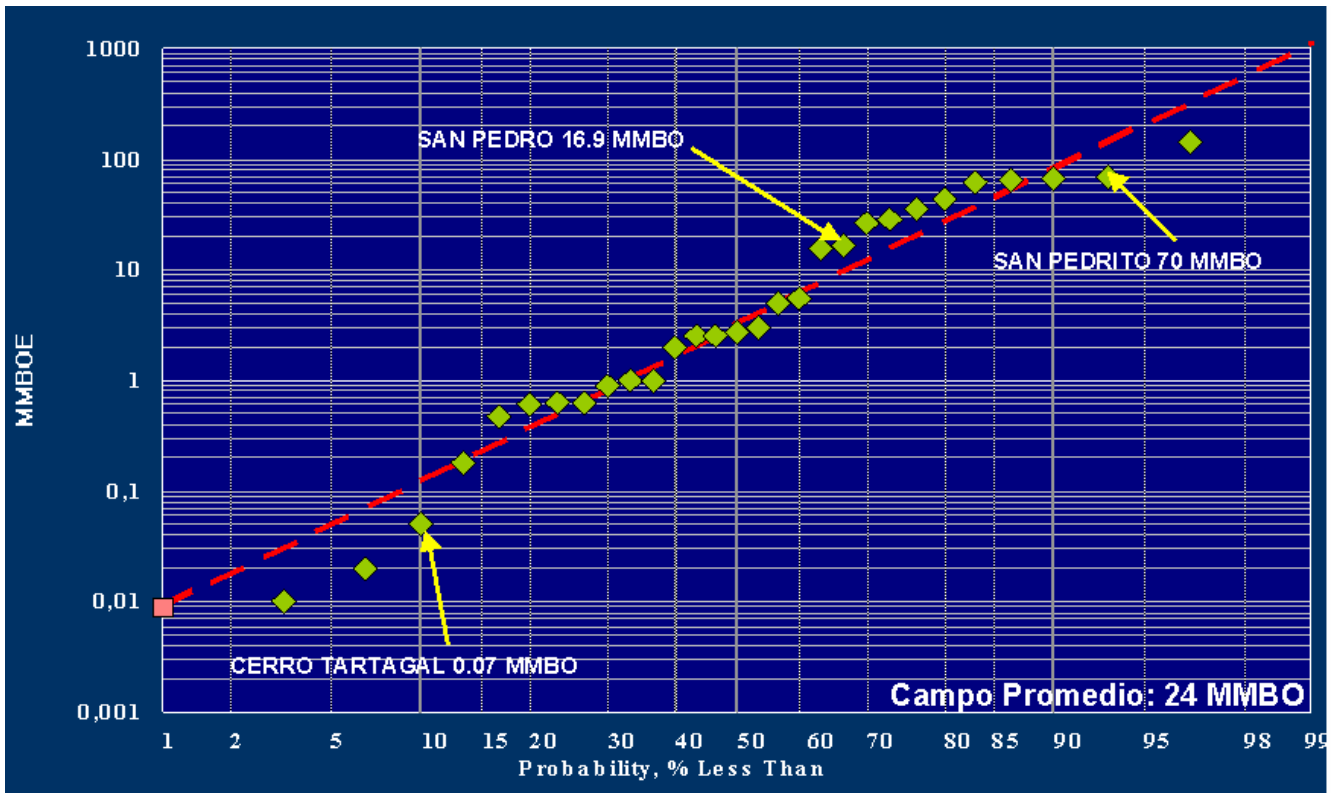
Mapa de la Cuenca del Noroeste – Paleozoico.



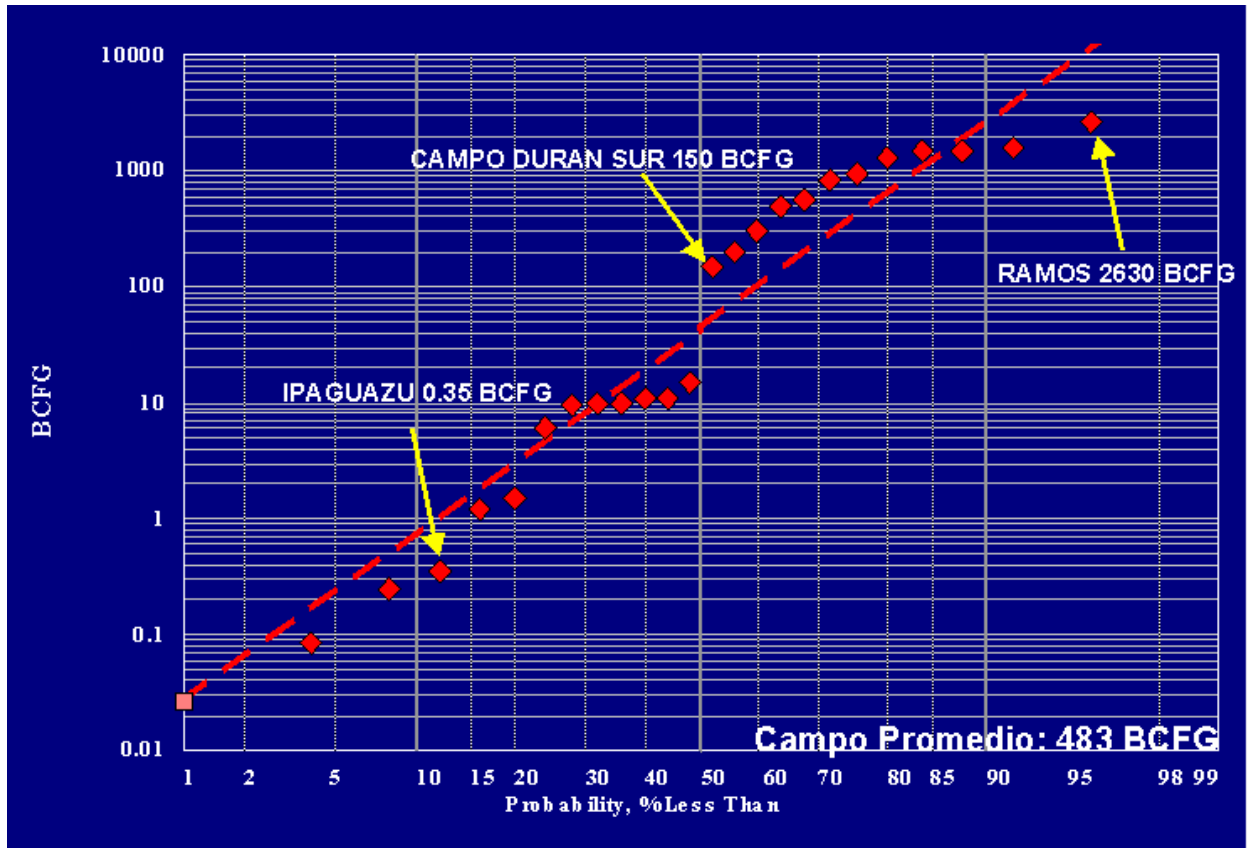
Tamaño de las acumulaciones de la Cuenca del Noroeste – Paleozoico.



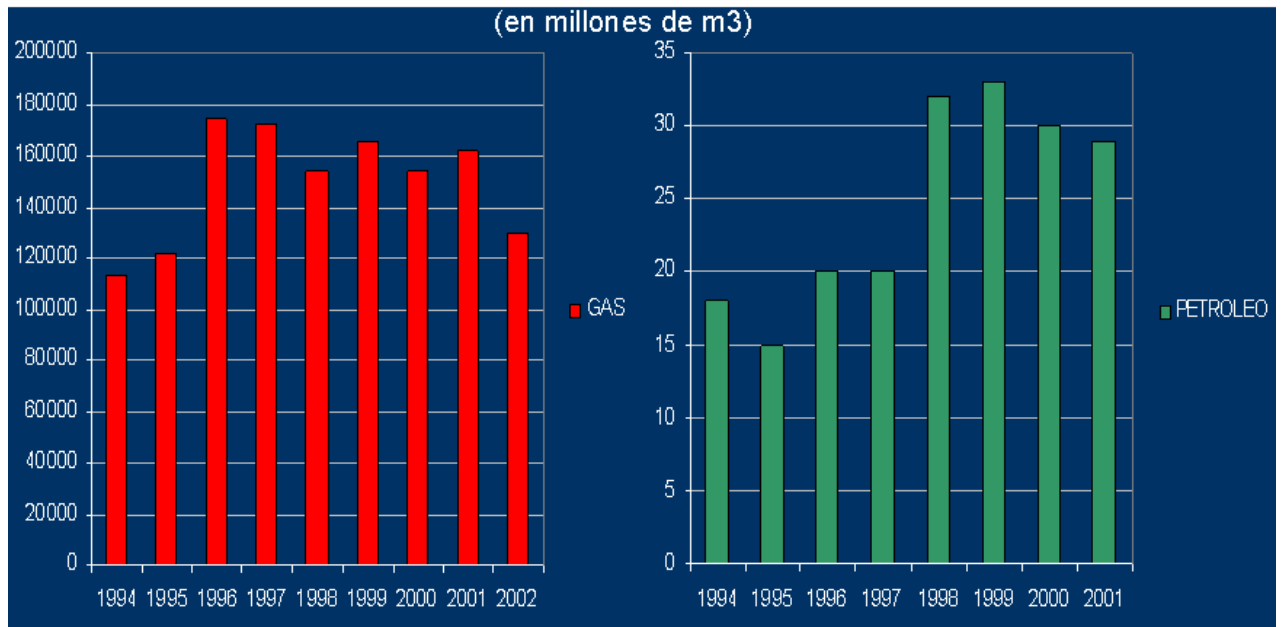
Distribución de tamaños de yacimientos de petróleo de la Cuenca del Noroeste – Paleozoico.



Distribución de tamaños de yacimientos de gas de la Cuenca del Noroeste – Paleozoico.

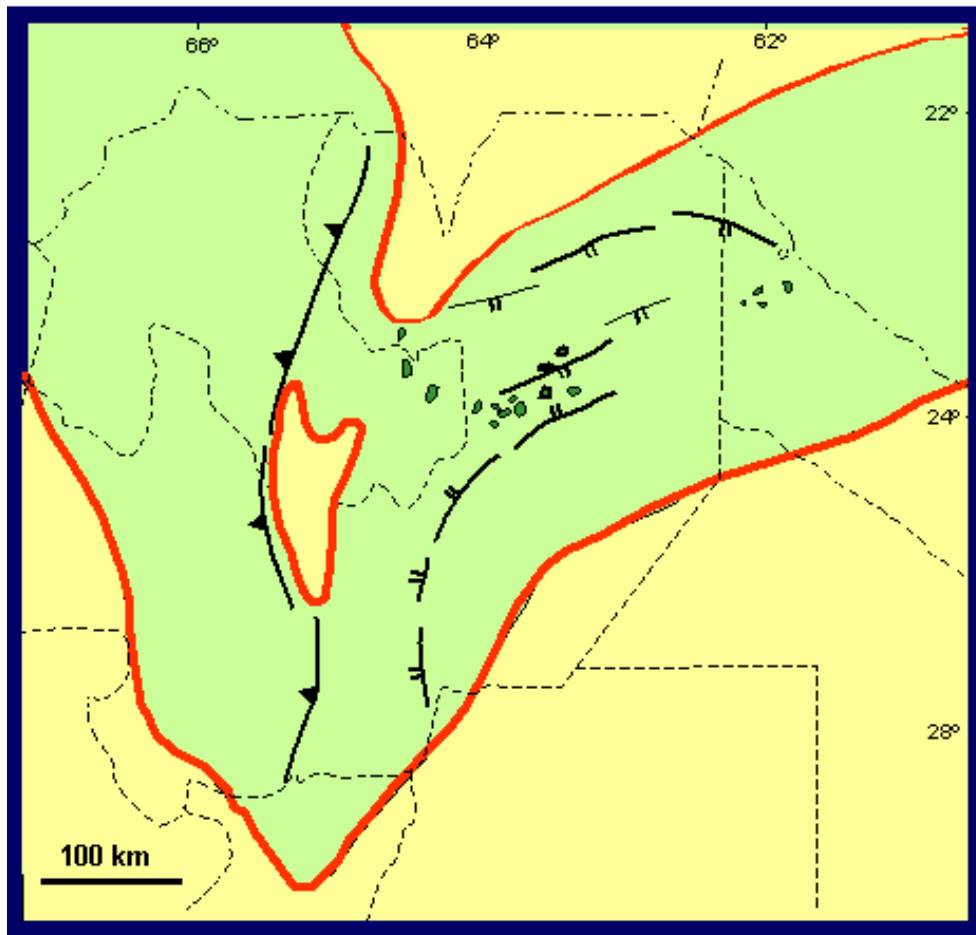


Evolución de las reservas probadas de la Cuenca del Noroeste (Paleozoico + Cretácico).

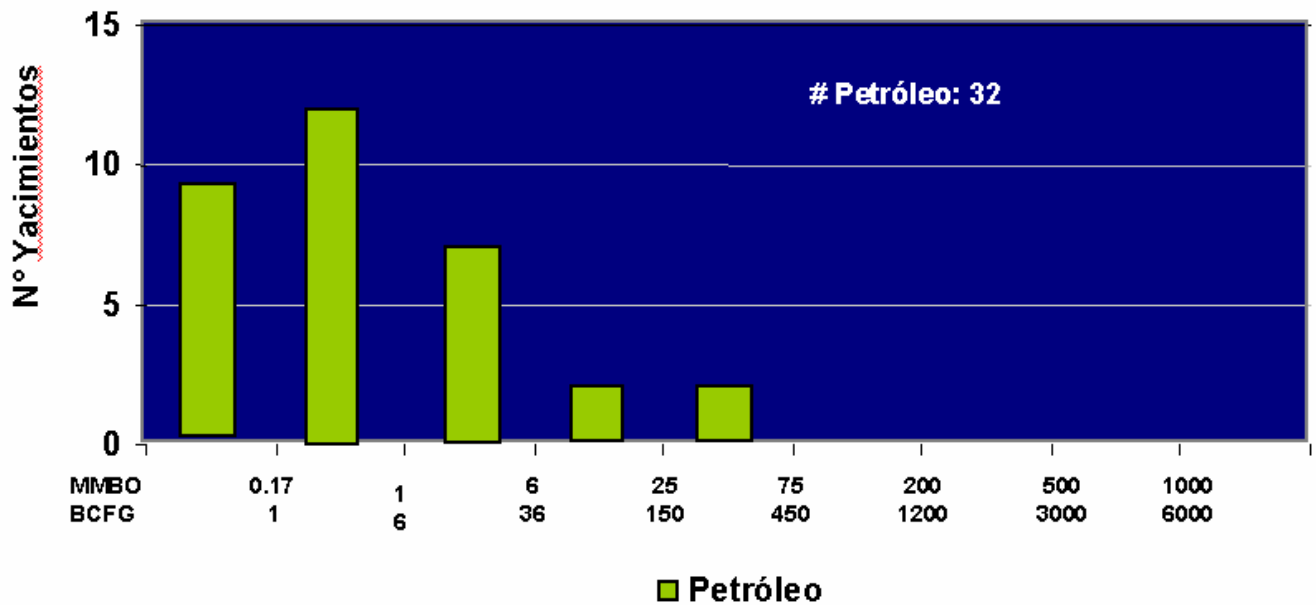


a.2) Cuenca del Noroeste – Cretácico.

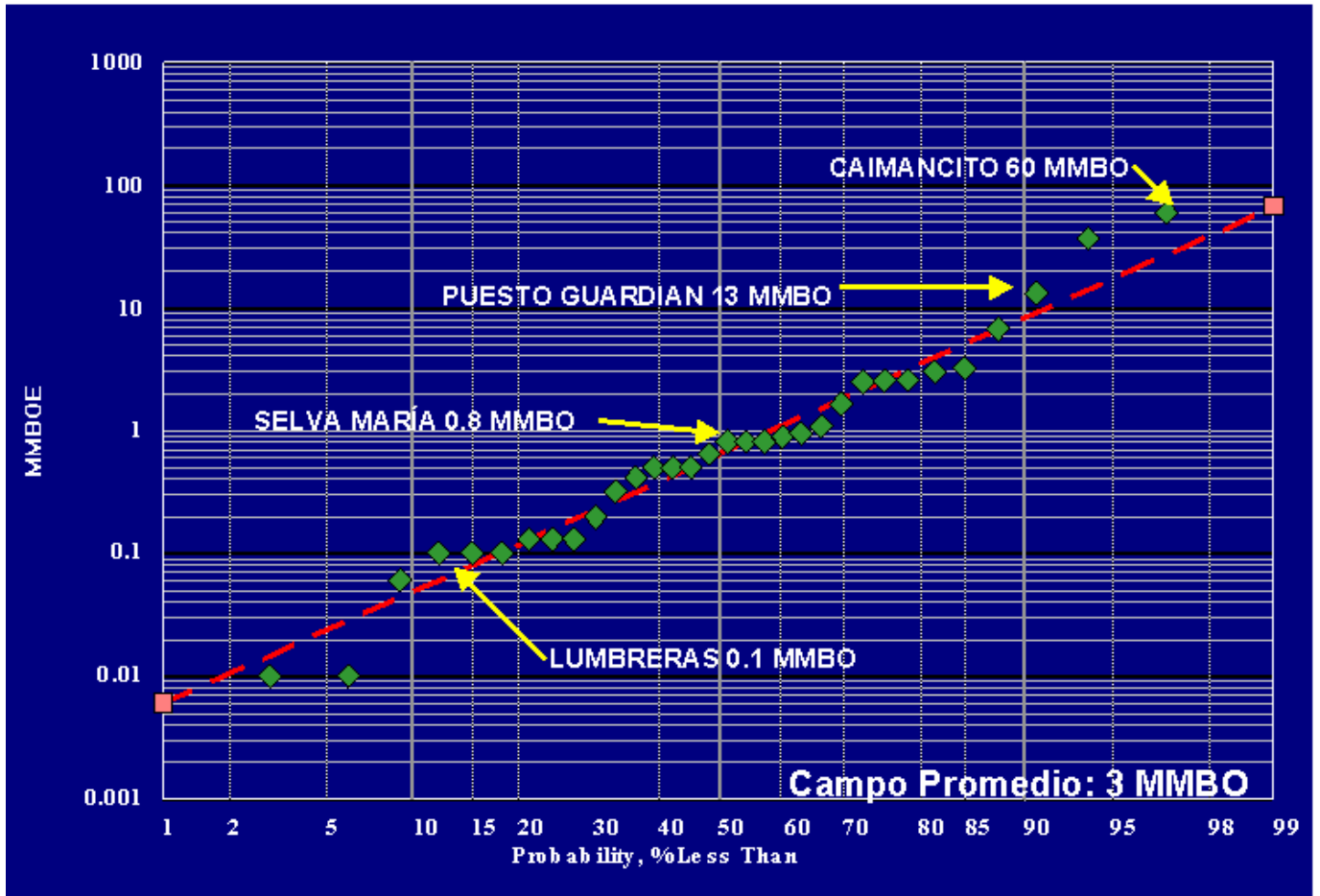
Mapa de la Cuenca del Noroeste – Cretácico.



Tamaño de las acumulaciones de la Cuenca del Noroeste – Cretácico.

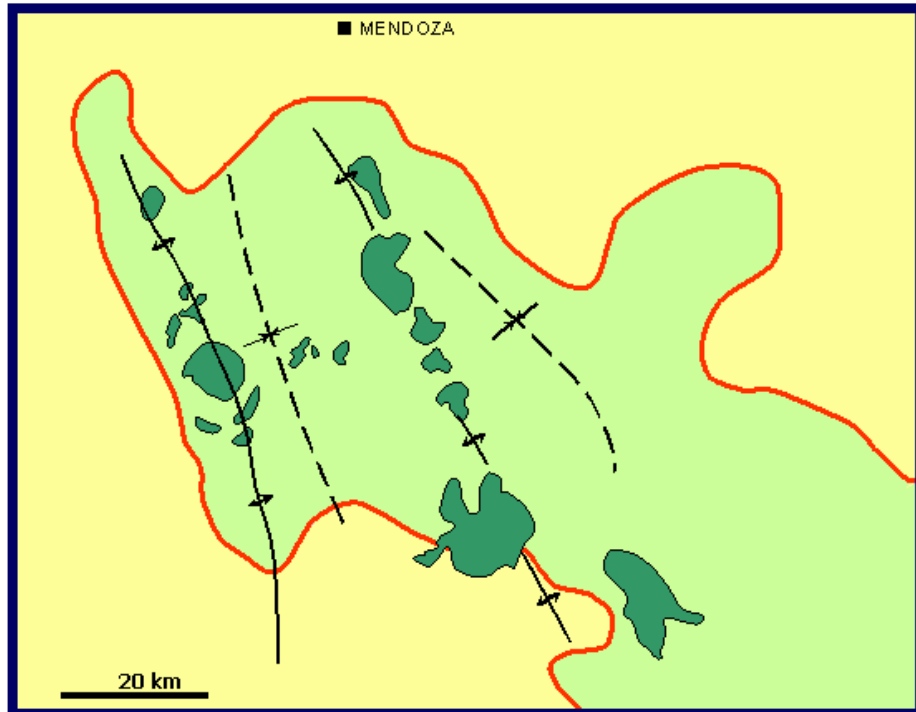


Distribución de tamaños de yacimientos de petróleo de la Cuenca del Noroeste – Cretácico.

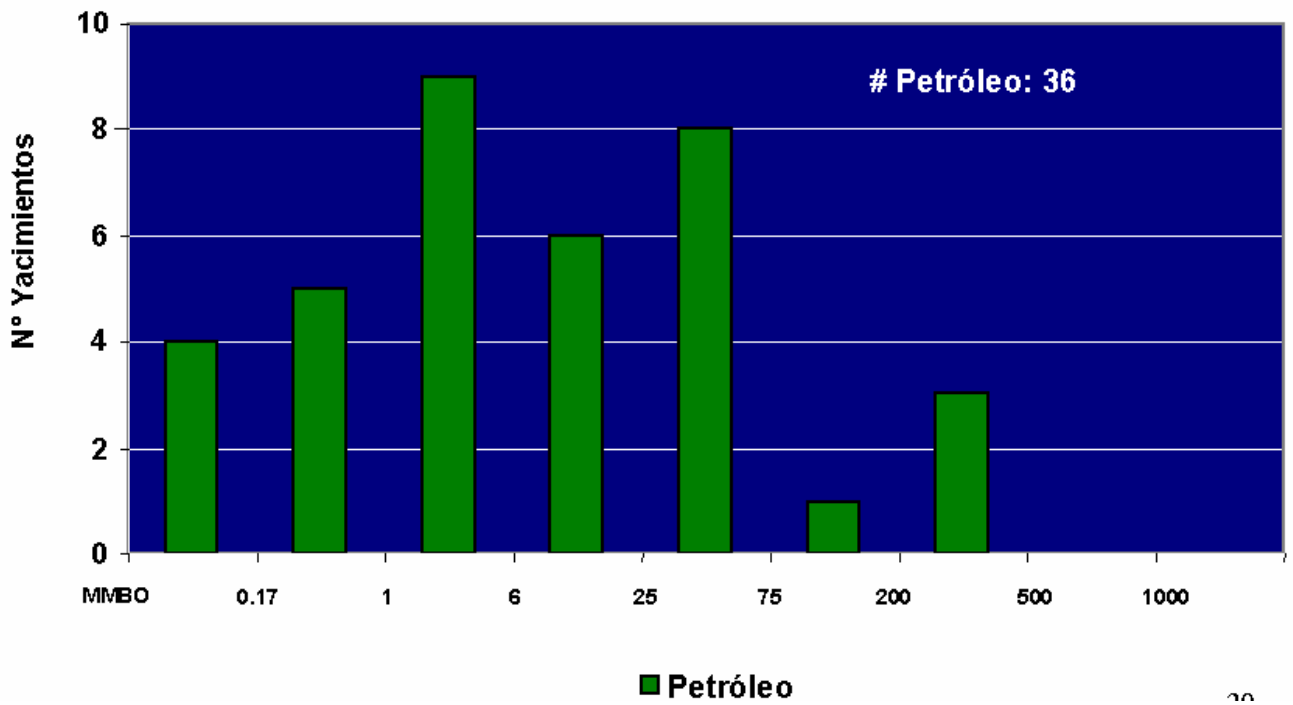


a.3) Cuenca Cuyana.

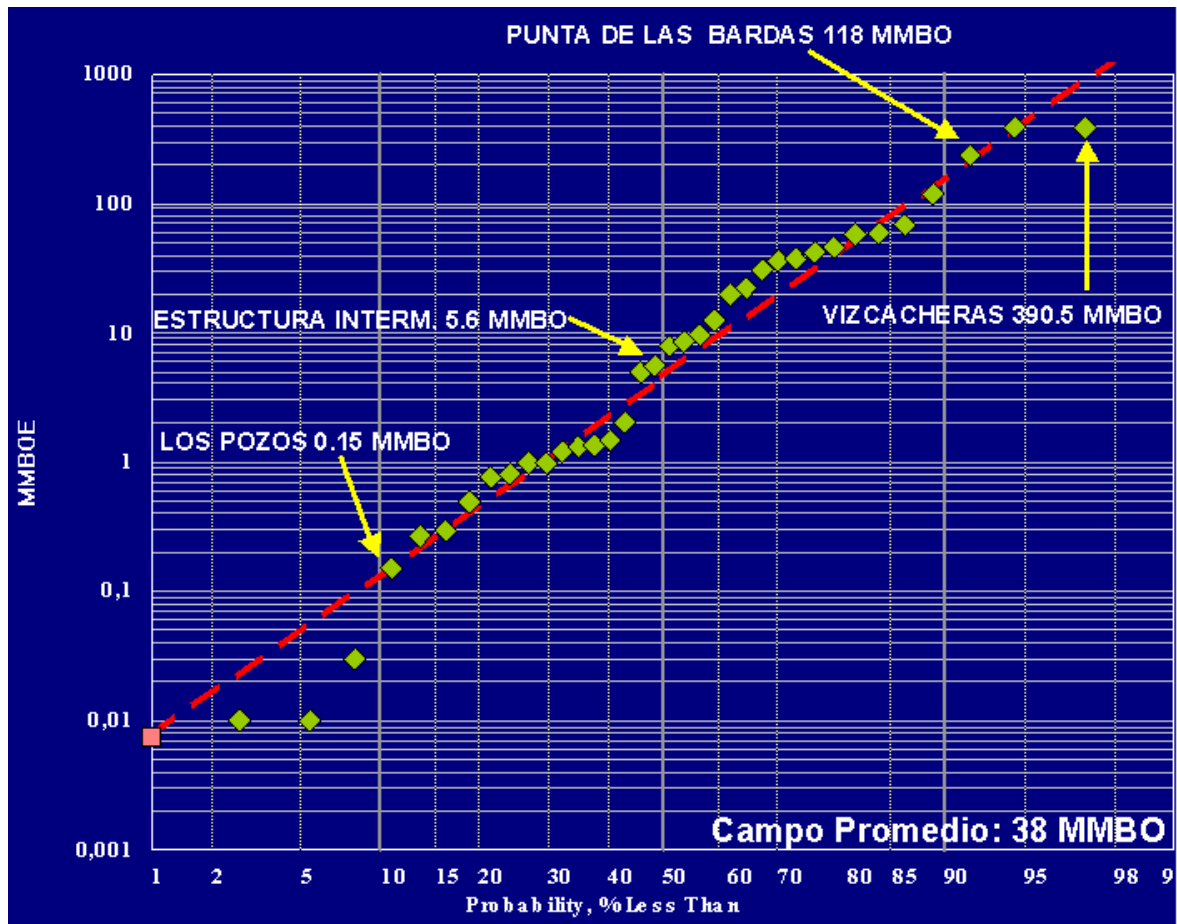
Mapa de la Cuenca Cuyana.



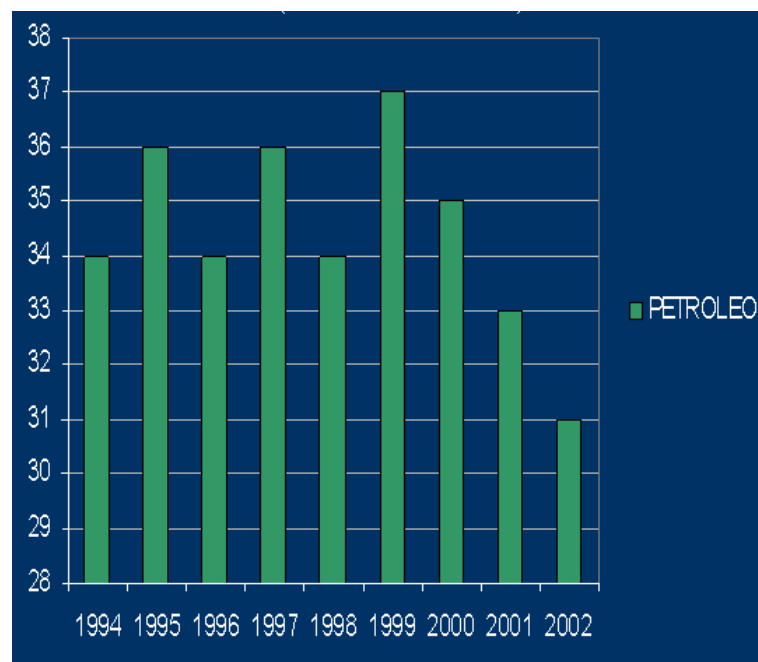
Tamaño de las acumulaciones de la Cuenca Cuyana



Distribución de tamaños de yacimientos de petróleo de la Cuenca Cuyana

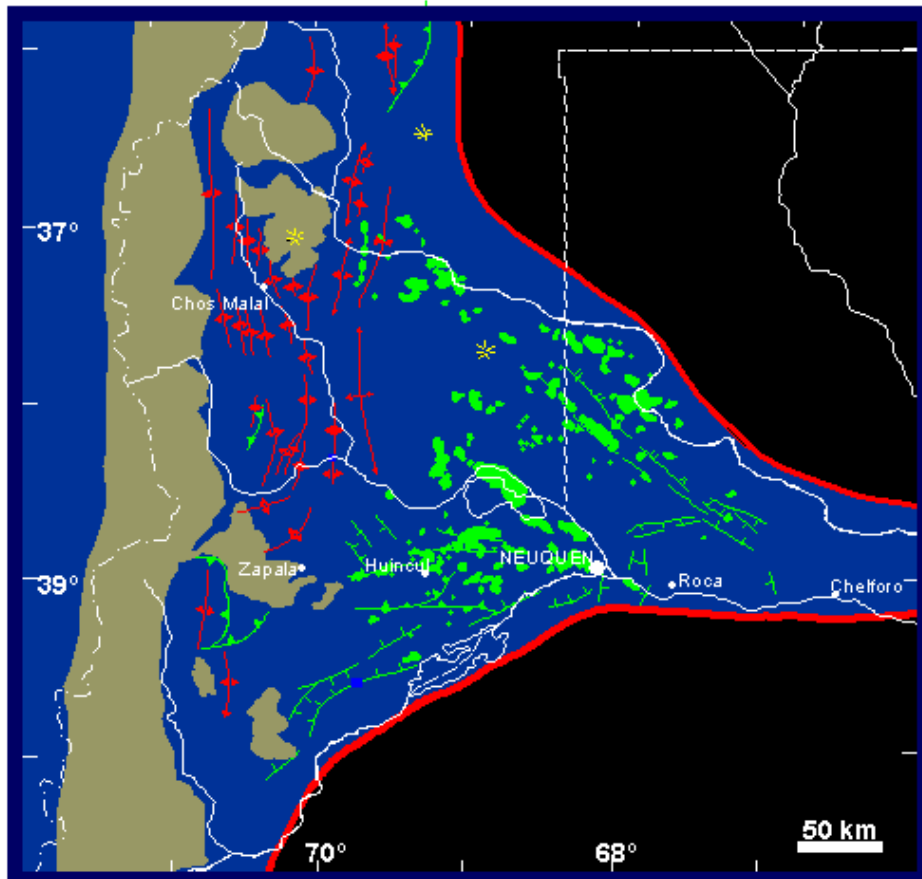


Evolución de las reservas probadas de la Cuenca Cuyana (en millones de m³).

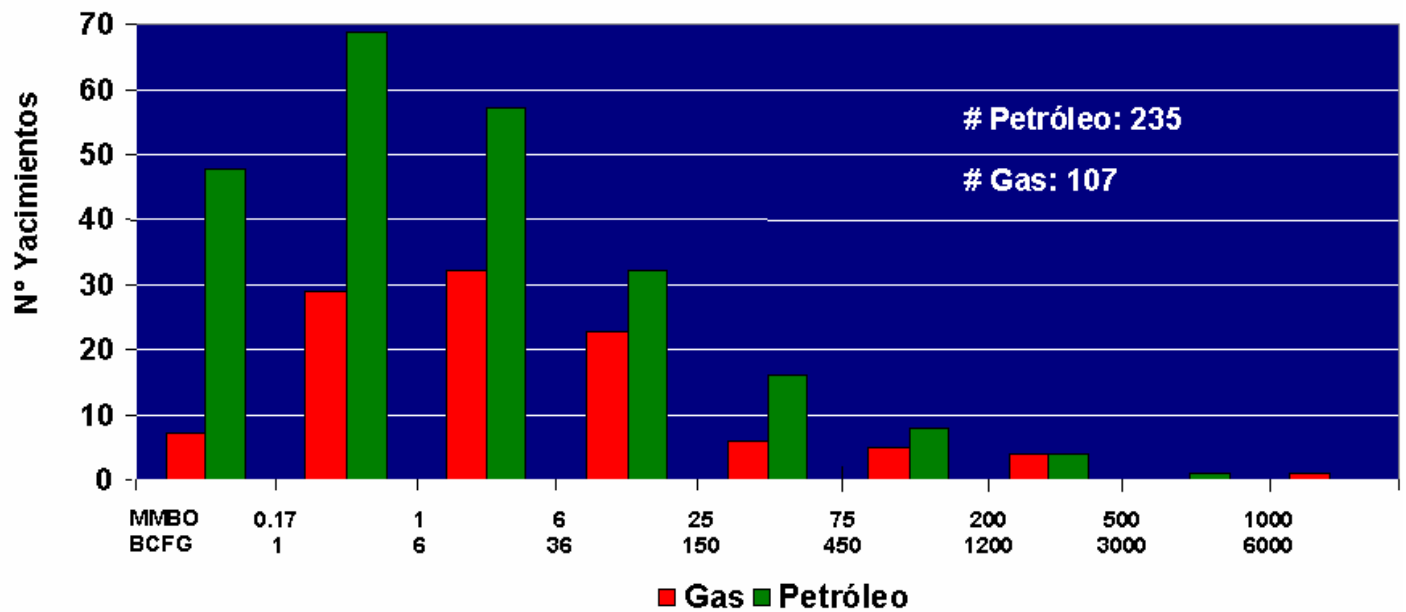


a.4) Cuenca Neuquina.

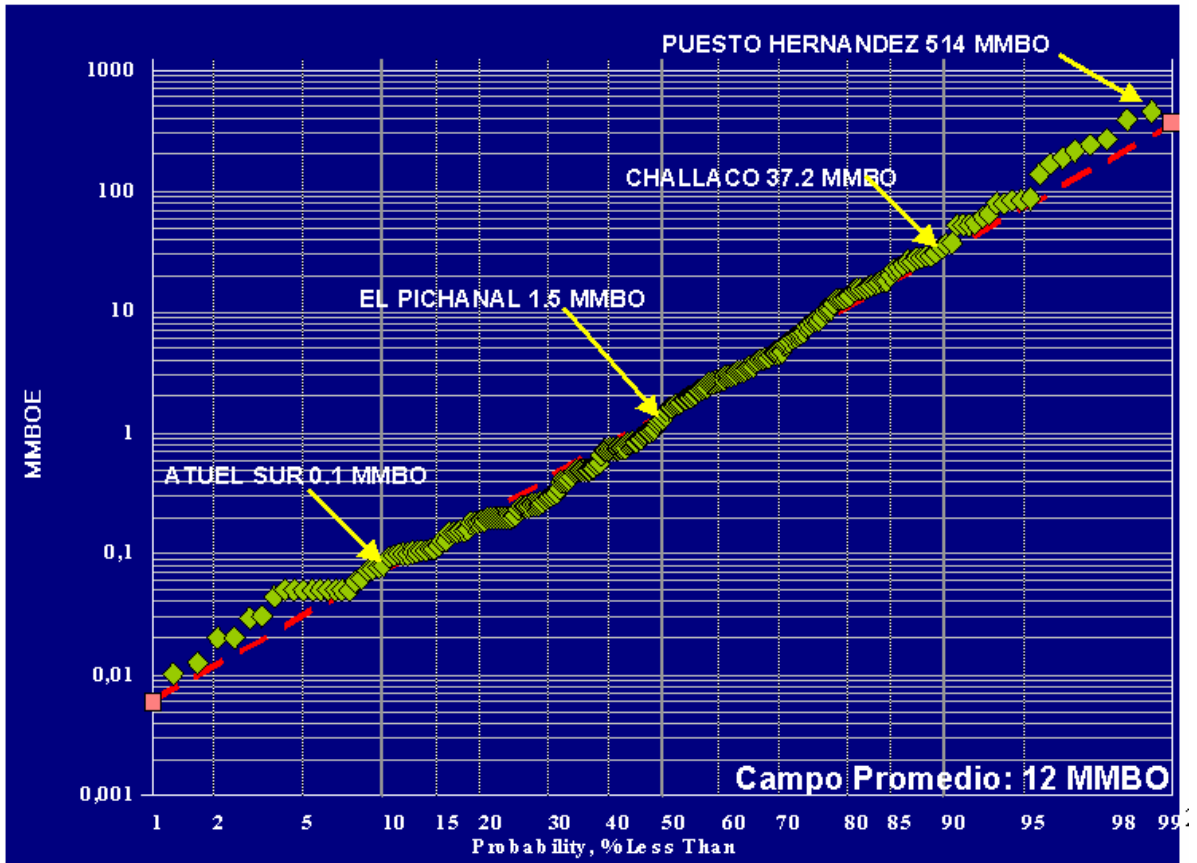
Mapa de la Cuenca Neuquina



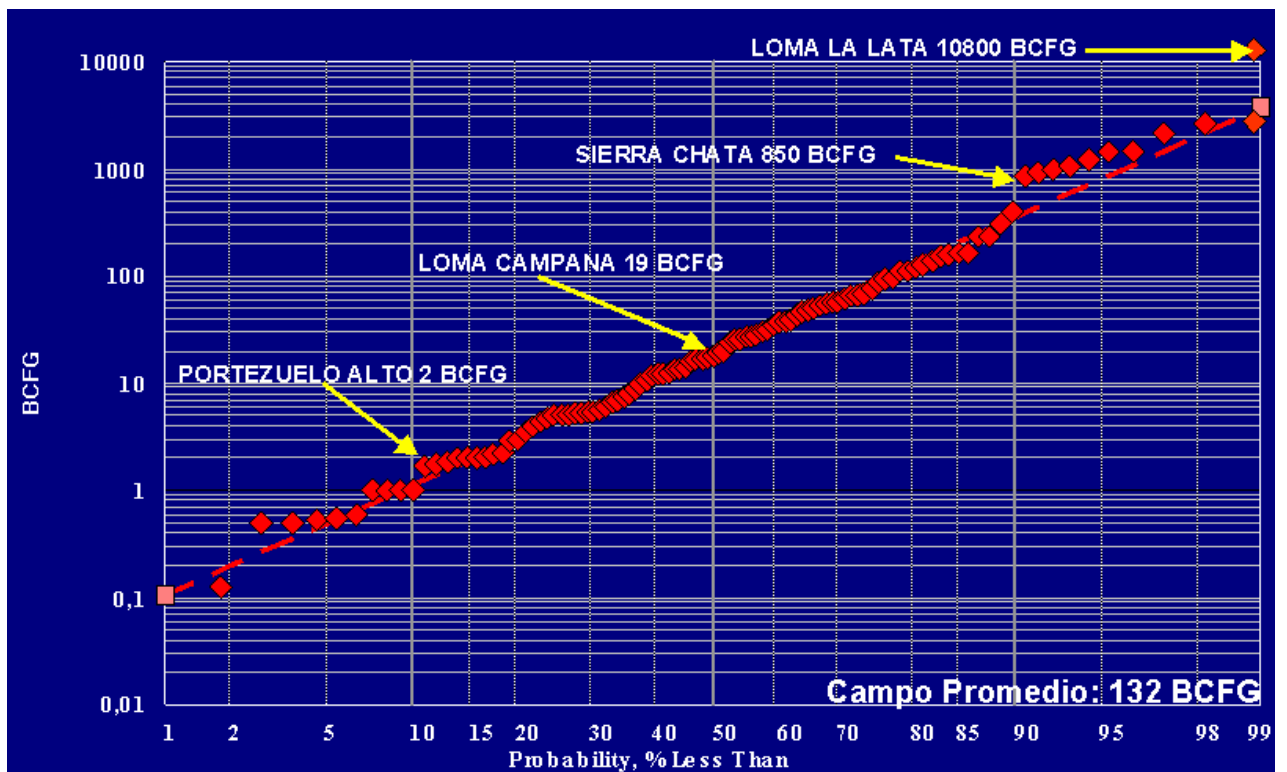
Tamaño de las acumulaciones de la Cuenca Nuequina



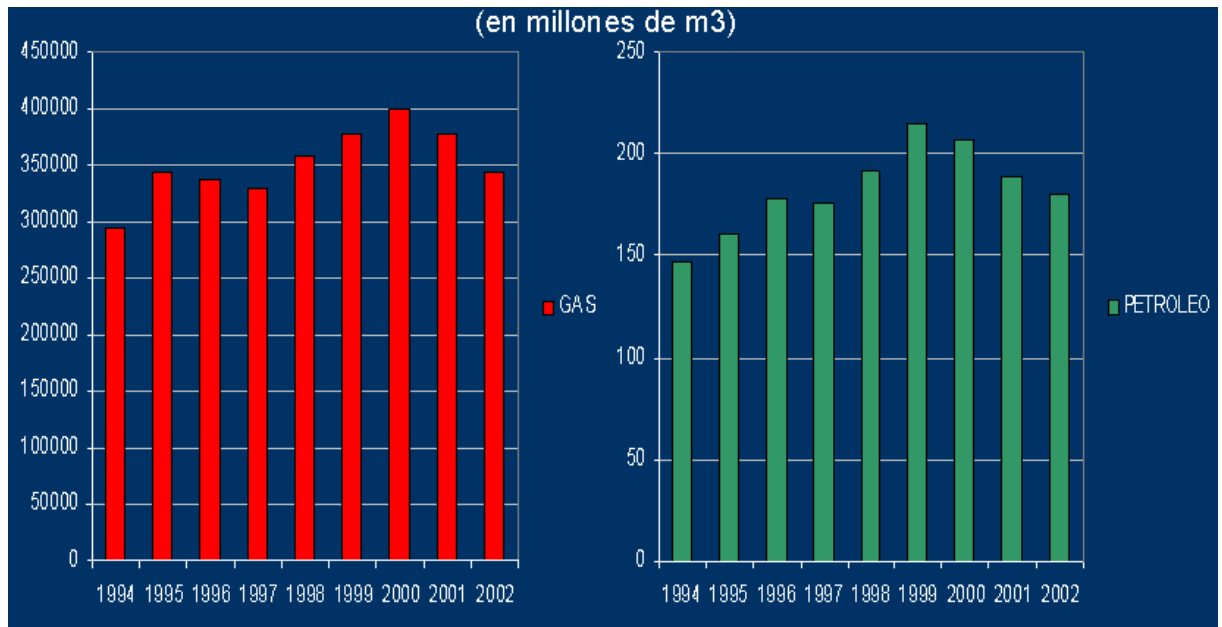
Distribución de tamaños de yacimientos de petróleo de la Cuenca Neuquina



Distribución de tamaños de yacimientos de gas de la Cuenca Neuquina

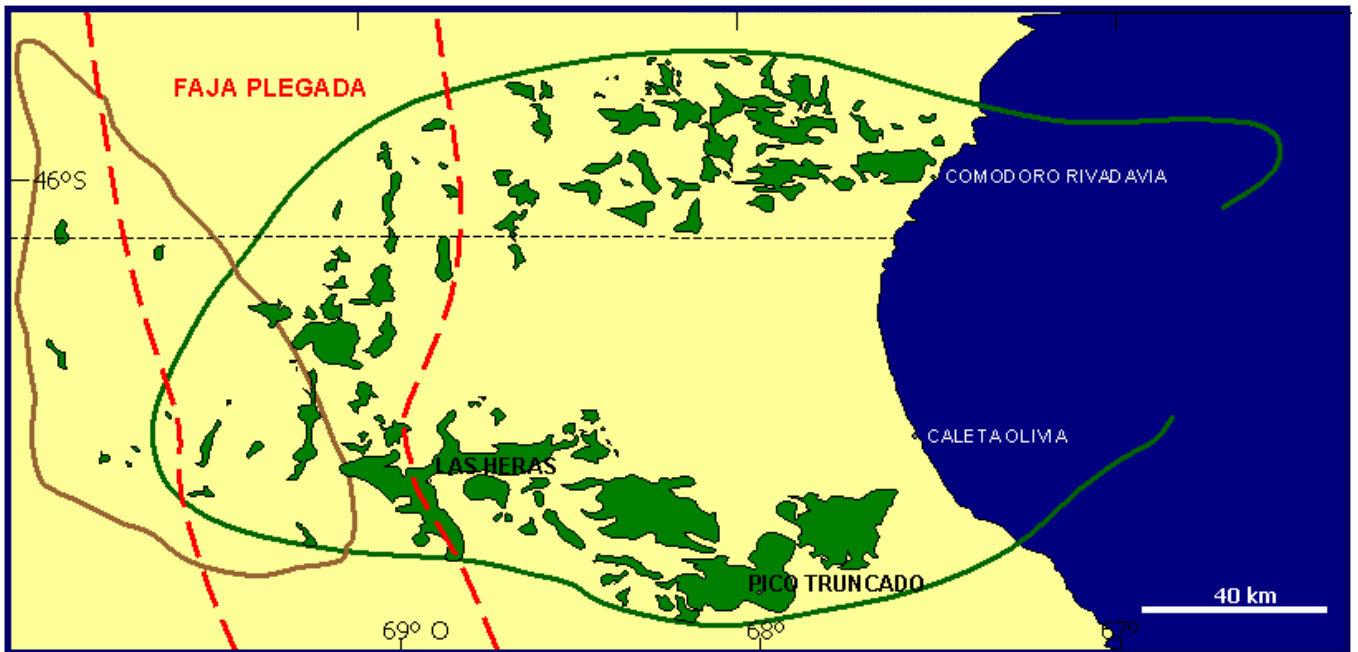


Evolución de las reservas probadas de la Cuenca Neuquina

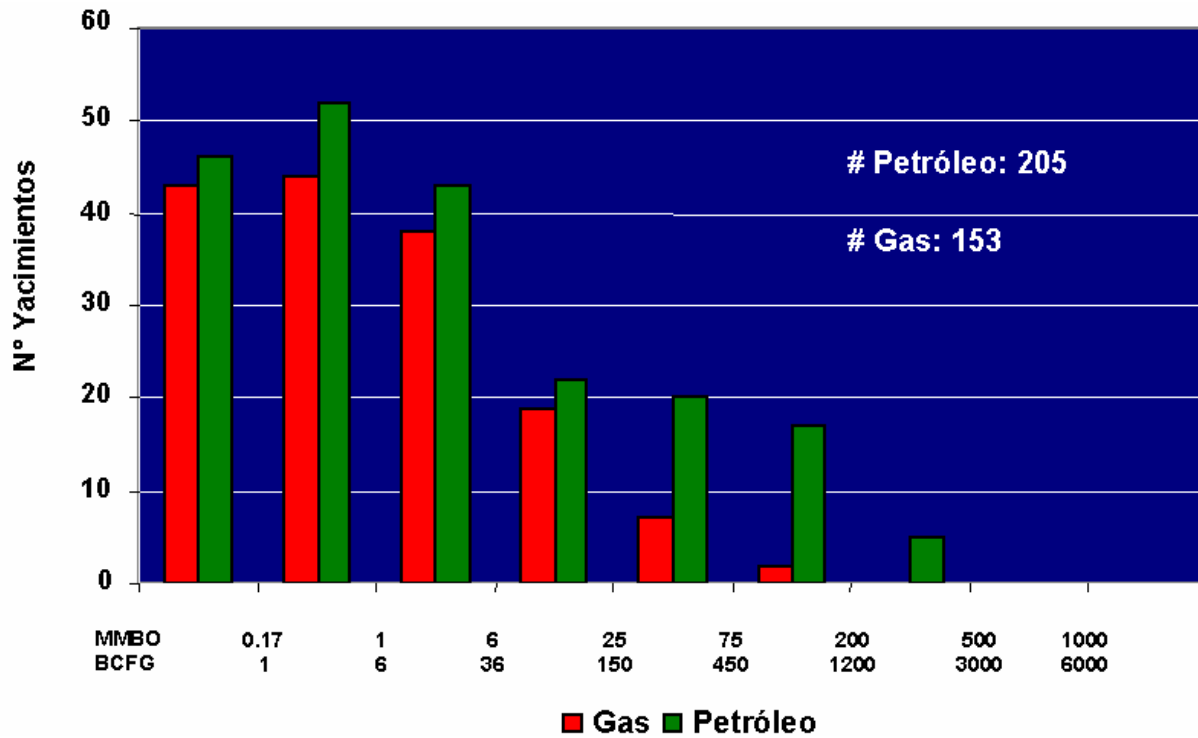


a.5 Cuenca del Golfo de San Jorge.

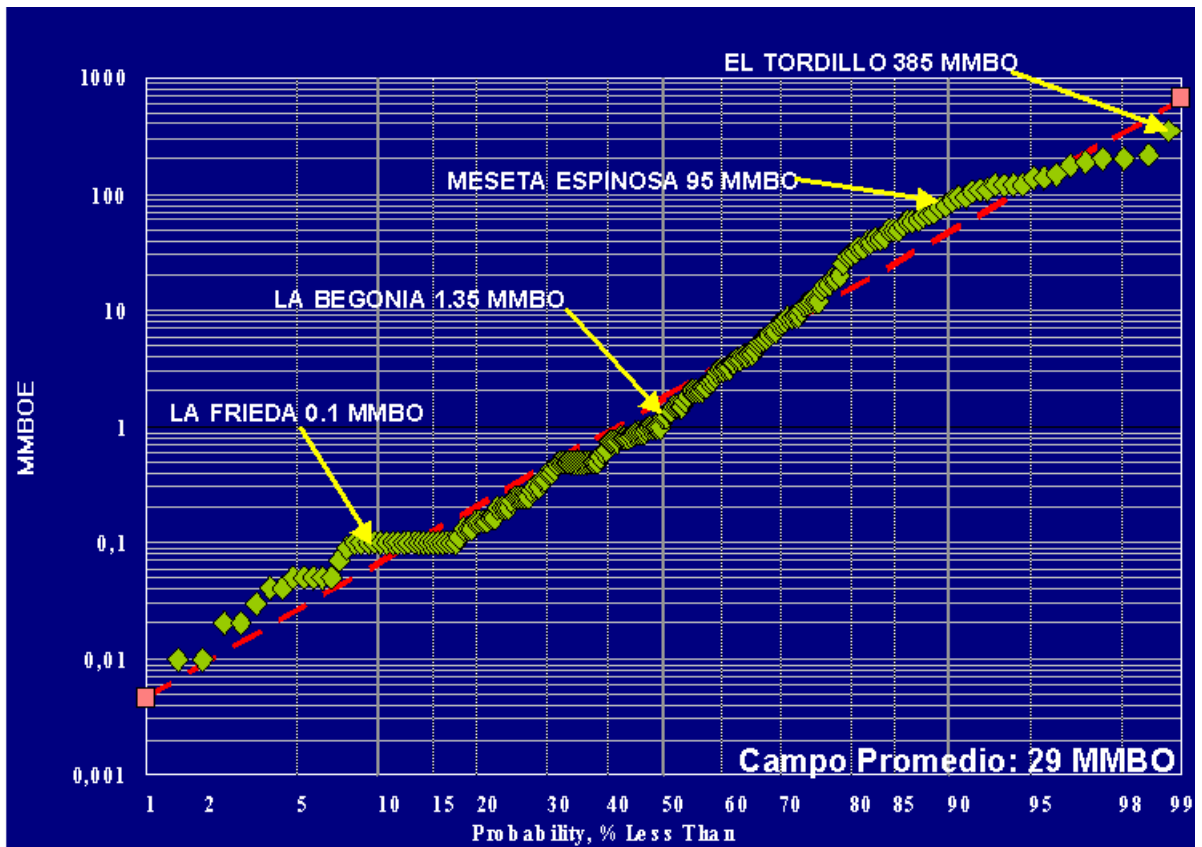
Mapa de la Cuenca del Golfo de San Jorge.



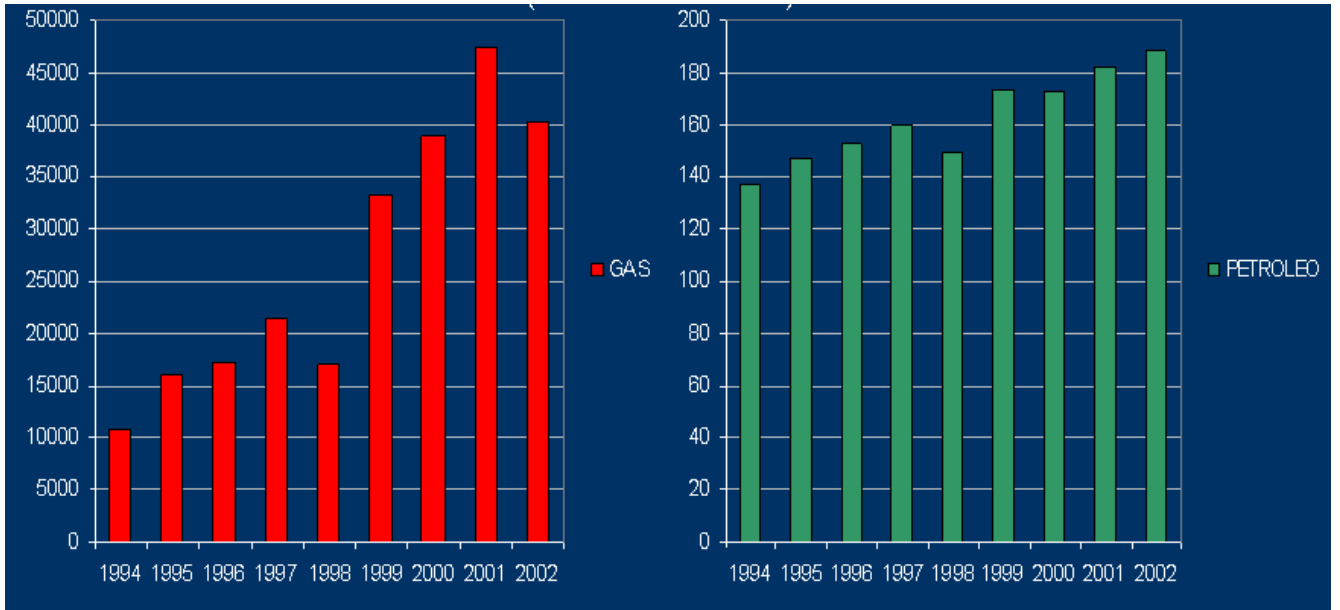
Tamaño de las acumulaciones de la Cuenca del Golfo de San Jorge.



Distribución de tamaño de yacimientos de la Cuenca del Golfo de San Jorge.

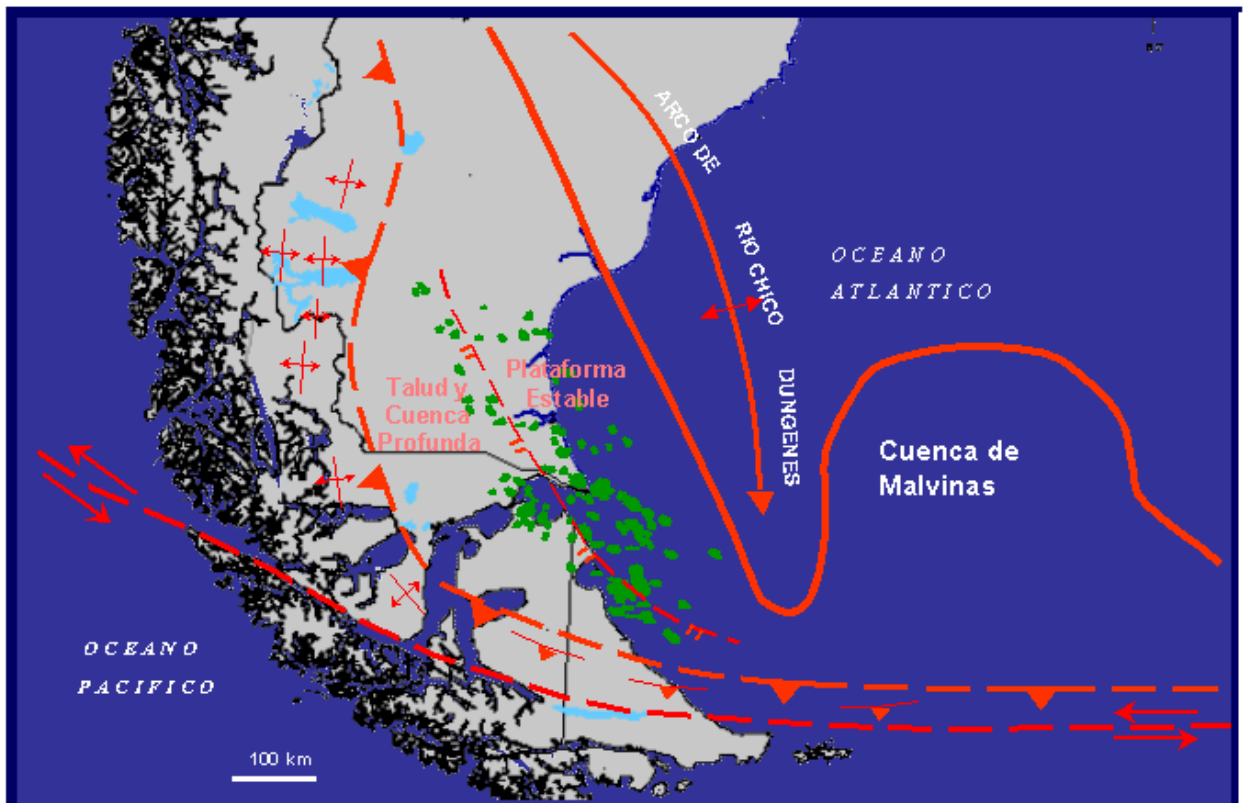


Evolución de las reservas probadas de la Cuenca del Golfo de San Jorge (millones de m³).

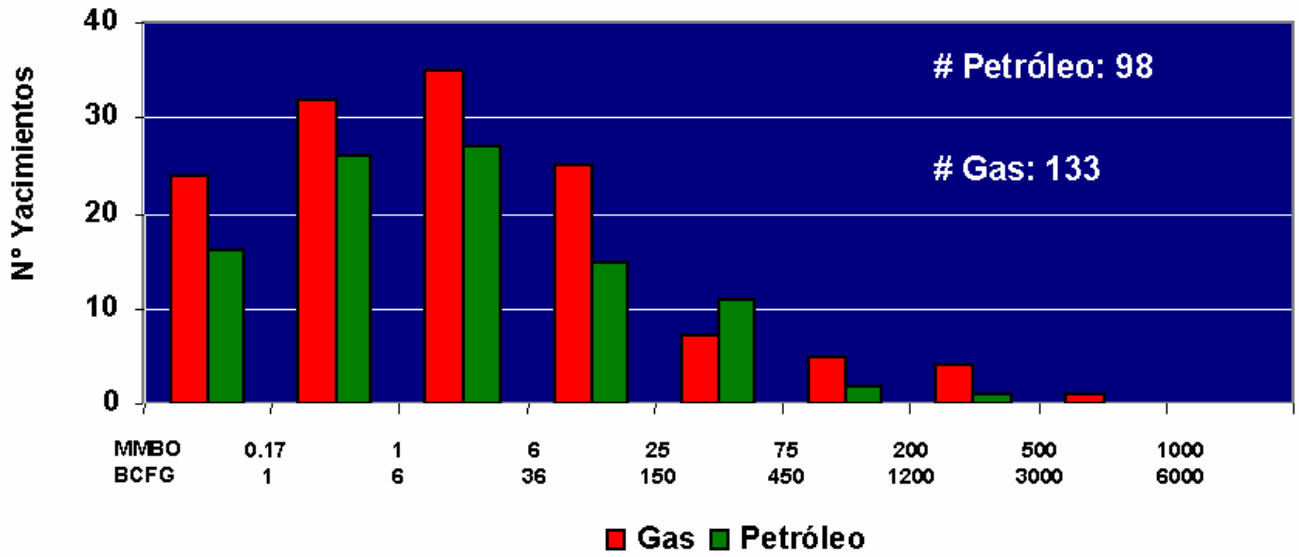


a.5) Cuenca Austral.

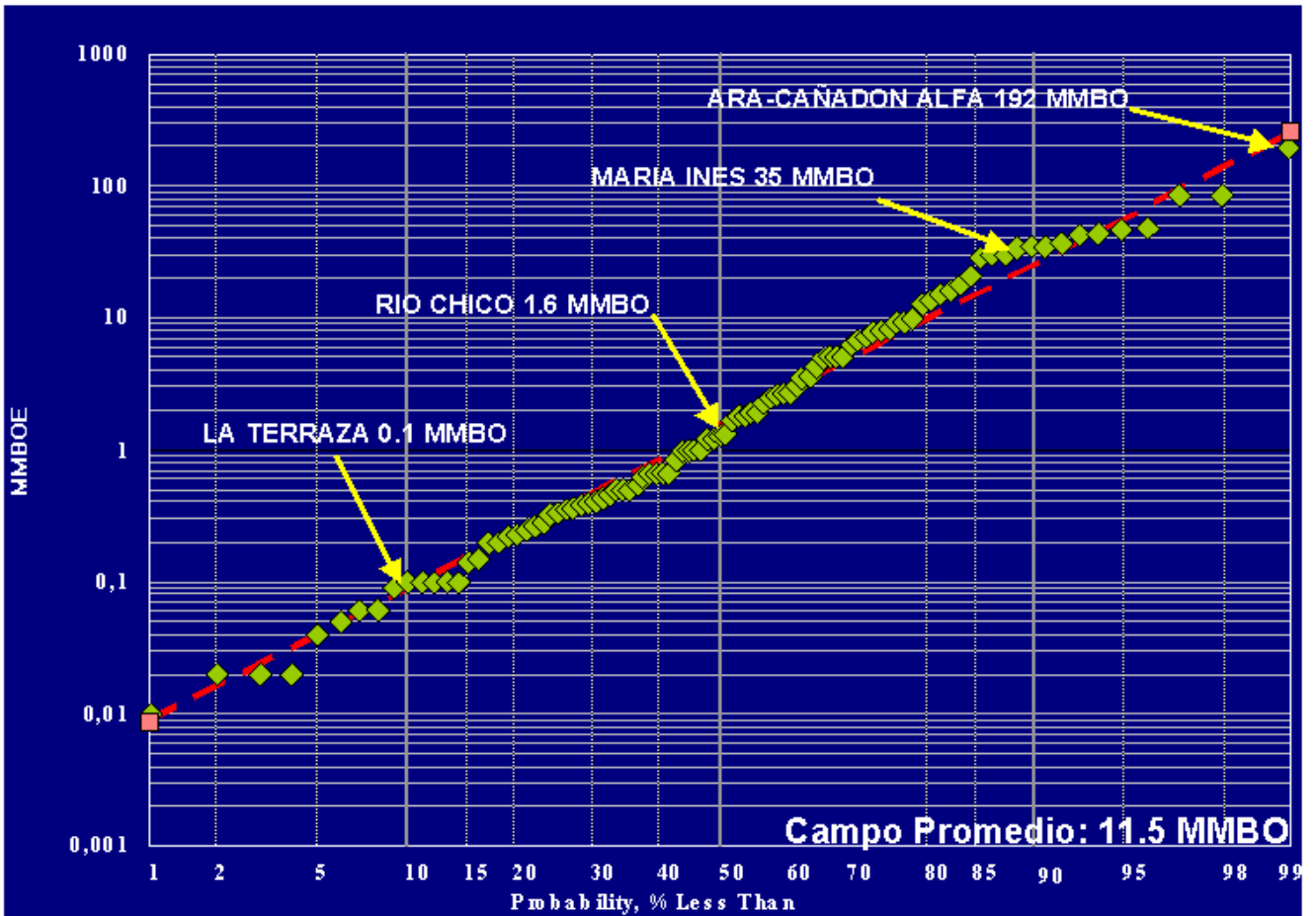
Mapa de la Cuenca Austral.



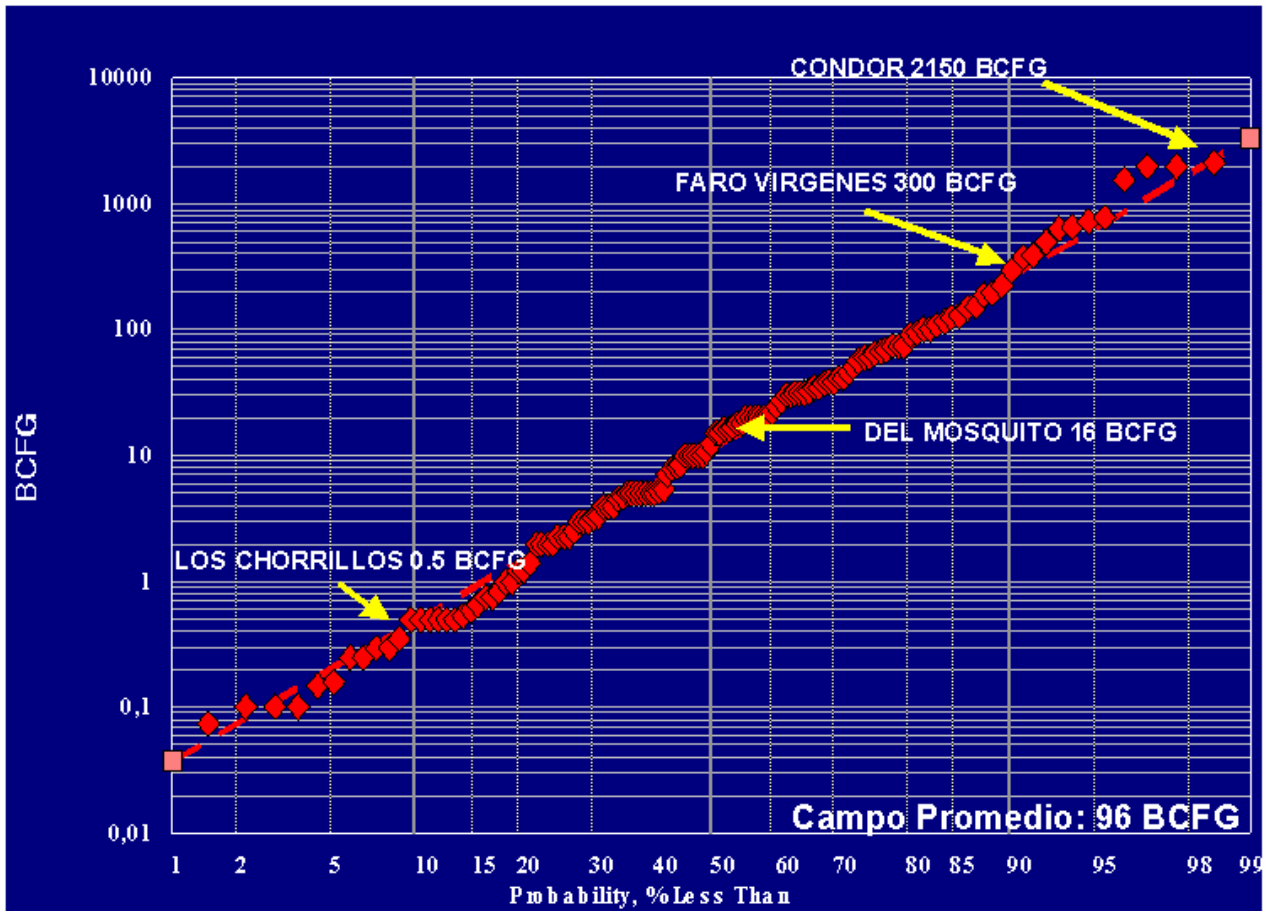
Tamaño de las acumulaciones de la Cuenca Austral



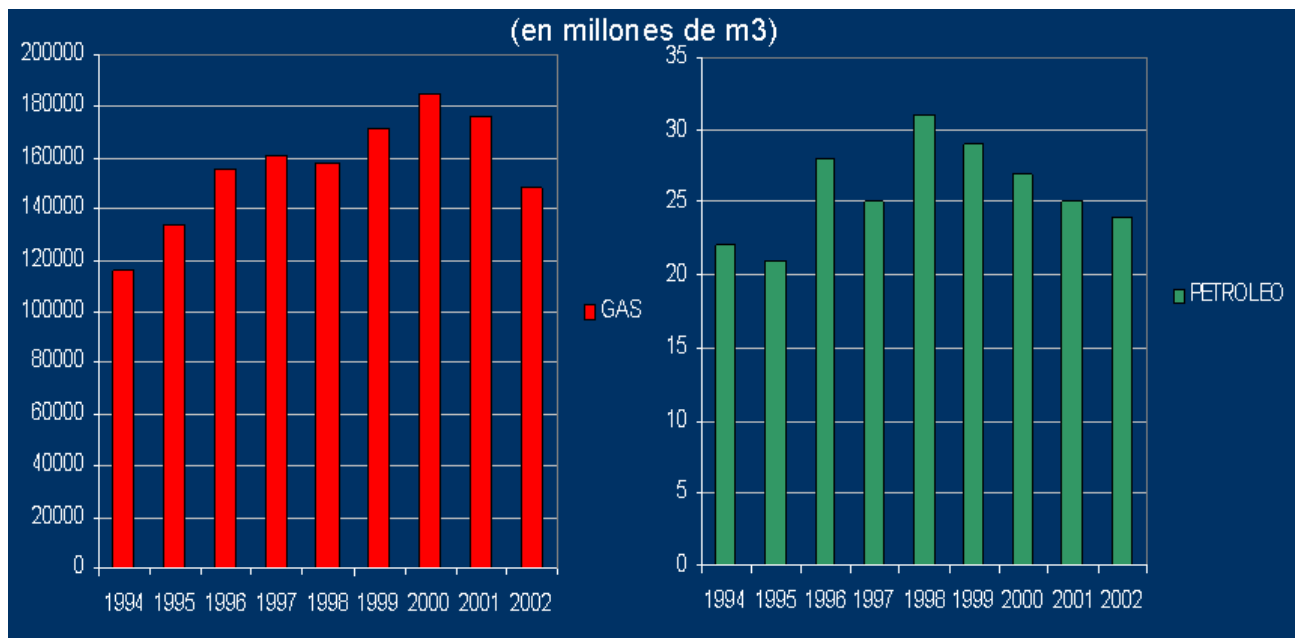
Distribución de tamaño de yacimientos de petróleo de la Cuenca Austral (en el territorio argentino exclusivamente).



Distribución de tamaño de yacimientos de gas de la Cuenca Austral (en el territorio argentino exclusivamente).

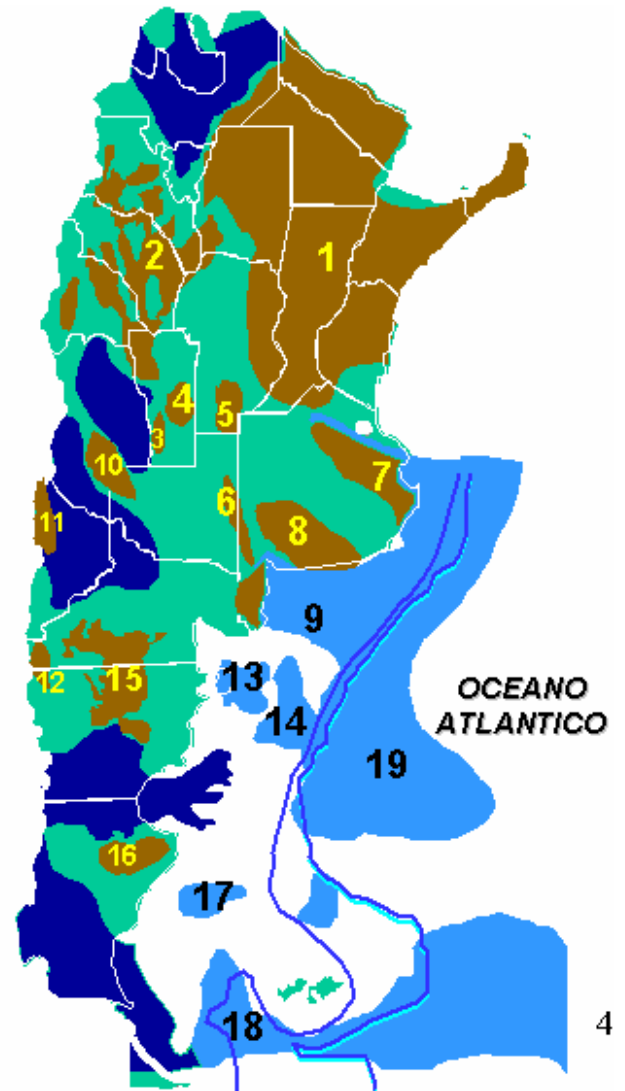


Evolución de las reservas probadas de la Cuenca Austral en el territorio argentino exclusivamente.



b) Cuencas Actualmente sin Producción o de Frontera.

- 1.- Chacoparanense
- 2.- Bolsones Intermontanos
- 3.- San Luis
- 4.- Mercedes
- 5.- Gral Levalle
- 6.- Macachín
- 7.- Del Salado
- 8.- Claromecó
- 9.- Del Colorado
- 10.- San Rafael
- 11.- Noroeste del Neuquén
- 12.- Ñirihuau
- 13.- Península Valdez
- 14.- Rawson
- 15.- Cañadón Asfalto
- 16.- El Tranquilo
- 17.- San Julián
- 18.- Malvinas
- 19.- Argentina

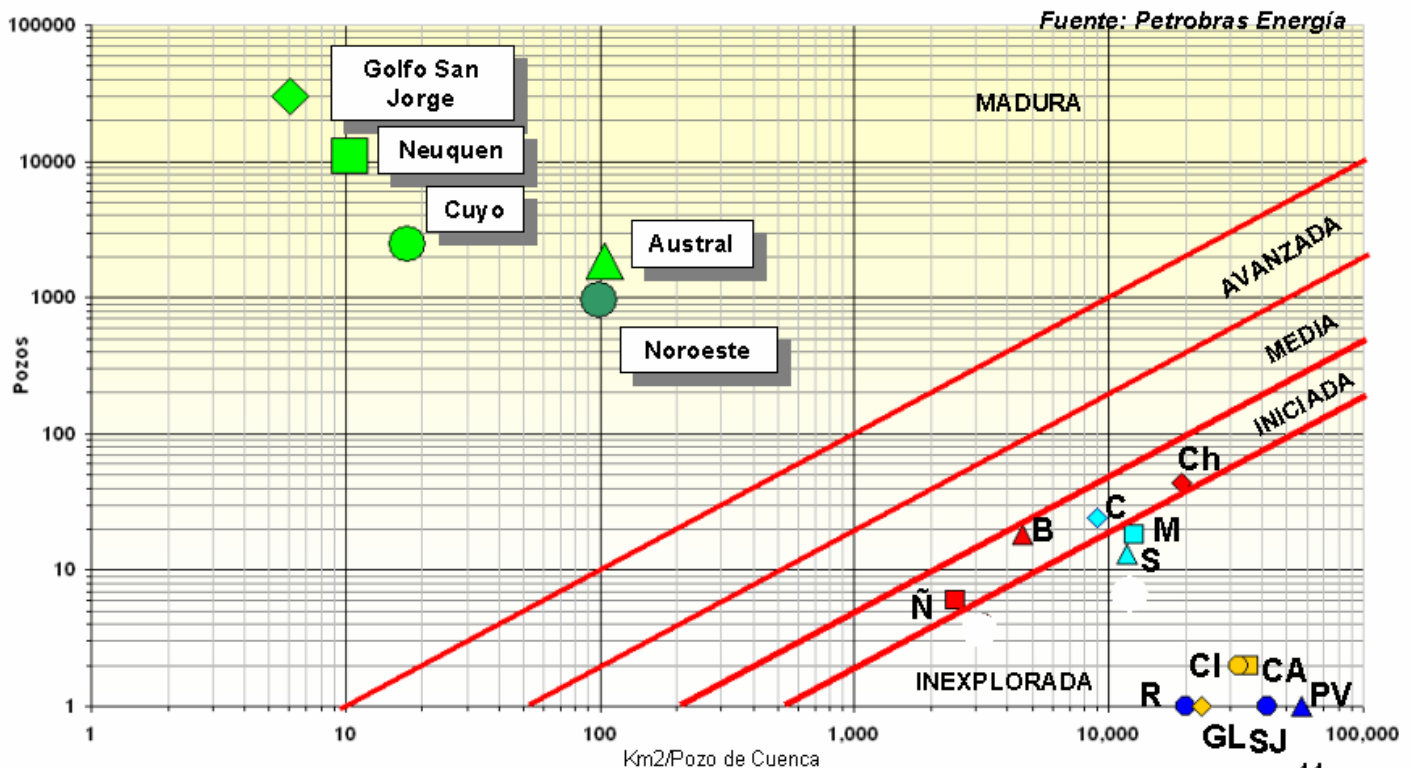


Datos básicos de las Cuencas actualmente sin Producción o de Frontera.

CUENCAS	TERRESTRE(km2)	MARINA(km2)	TOTAL(km2)	POZOS EXPL.	km2/Pozo
CHACOPARANENSE	850000		850000	44	19318
BOLSONES INTERMONTANOS	83000		83000	18	4611
SAN LUIS				0	
MERCEDES	12900		12900	0	
GRAL. LEVALLE	23000		23000	1	23000
MACACHIN	15000		15000	0	
DEL SALADO	71000	83000	154000	7/7 (*)	11000
CLAROMECO	45000	20000	65000	4/0 (*)	16250
DEL COLORADO	37000	178000	215000	17/7 (*)	8958
SAN RAFAEL				0	
NOROESTE DEL NEUQUEN				0	
ÑIRIHUAU	15000		15000	6	2500
PENINSULA VALDEZ	8000	49000	57000	1/0 (*)	57000
RAWSON		42000	42000	1	42000
CAÑADON ASFALTO	71000		71000	2	35500
EL TRANQUILO				1	
SAN JULIAN		20000	20000	1	20000
MALVINAS		228000	228000	18	12667
ARGENTINA		539000	539000	0	

(*) 4/0: Pozos Onshore / Pozos Offshore

Gráfico de Madurez Exploratoria.

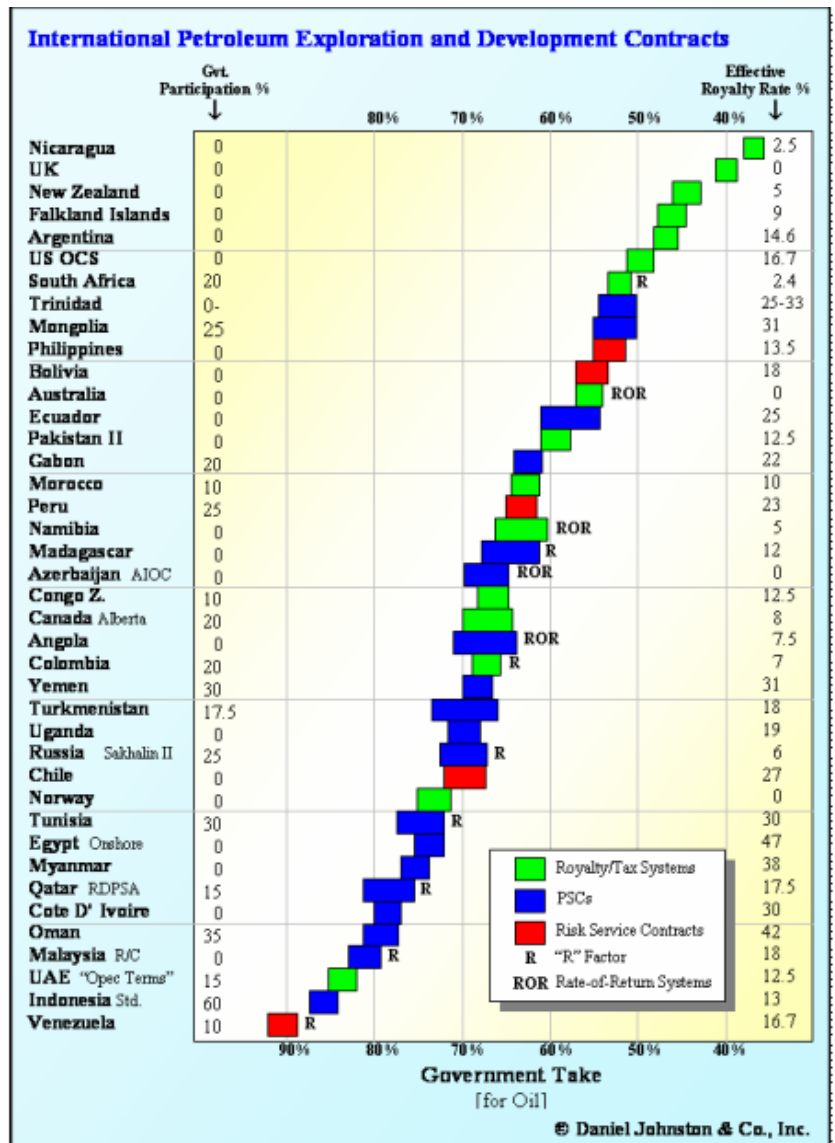


2) Factores Económicos y Legales

No son permanentes, pero los cambios se producen en períodos de mediano a largo plazo. Se los puede resumir en: Contrato, Regalías, Impuestos y Precio de los Hidrocarburos.

a) Contrato (Permisos de Exploración)

!! →
 ↓
 Efecto (¿permanente o transitorio?)
 ↓
 de la retención a las exportaciones
 →



- b) Impuestos
 - Ingresos brutos
 - Sellos
 - Ganancias
 - IVA
- c) Regalías
- d) Precios de los Hidrocarburos
 - Petróleo (precio internacional)
 - Gas (precio interno)

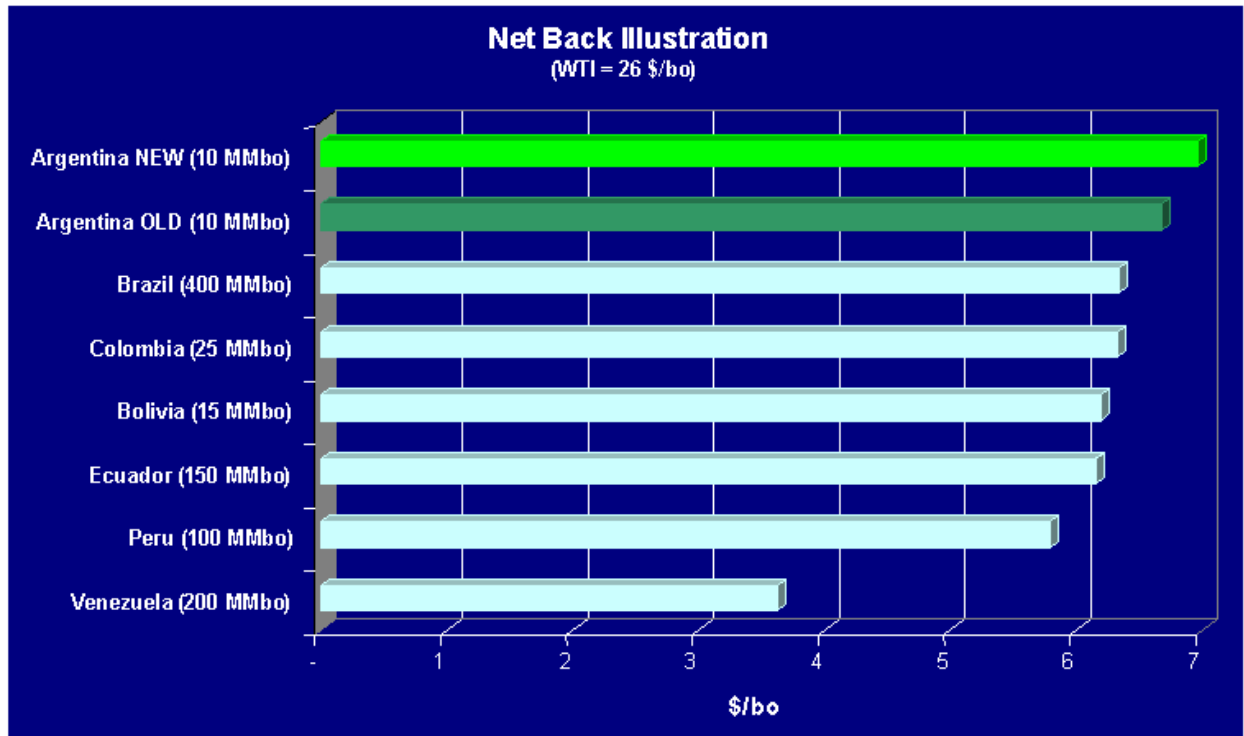
El incremento de los impuestos (por creación del Impuesto a las Exportaciones de Hidrocarburos) se compensó con la disminución de los costos operativos debido a la devaluación.

Neuquen, 10 MMbo	Historical	Export Duty Effects	Devaluation Effects
WTI (\$/bo)	26.00	26.00	26.00
Quality adjustment	(1.90)	(1.70)	(1.70)
Transportation Cost (deductible)	(1.25)	(1.25)	(0.69)
Gross Revenue (at field flange)	22.85	23.05	23.61
Provincial Royalty (12% on Gross Revenue)	(2.74)	(2.77)	(2.83)
Provincial Turnover Tax (2% of Gross Revenue)	(0.46)	(0.46)	(0.47)
Export Duty (16.67% efective before Transp)	-	(4.05)	(4.05)
Net Revenue	19.65	15.77	16.25
Finding Cost	(0.88)	(0.88)	(0.69)
Development Cost	(3.50)	(3.50)	(2.45)
Production Cost	(4.00)	(4.00)	(2.00)
G&A	(1.00)	(1.00)	(0.40)
Net Operating Income e	10.27	6.39	10.71
Income Tax (35% of Net Operating Income)	(3.59)	(2.24)	(3.75)
Net Back (\$/bo)	6.68	4.15	6.96
Loss (%)	-	-38%	7%

Fuente: C.A. Garibaldi - The Scotia Group Inc. (2003)

e) Economicidad de los proyectos exploratorios.

Comparación del retorno por barril de Argentina y Sudamérica.



Fuente: C.A. Garibaldi - The Scotia Group Inc. (2003)

2) Factores Políticos

En general se trata de situaciones coyunturales que pueden modificarse positiva o negativamente, en períodos cortos o bien no excesivamente largos (p.e. Plan Houston, Plan Argentina, Pesificación, etc.)

- a) Ambiente político: percepción de los empresarios (nacionales y extranjeros) acerca de las condiciones socio-políticas imperantes en el corto y mediano plazo
- b) Inexistencia de una base de datos nacional
- c) Necesidad del reemplazo de la actual Ley de Hidrocarburos por una legislación actualizada acorde a la situación actual y futura del país
- d) La puesta en vigencia de la Ley de Federalización de Hidrocarburos podría traer aparejado el manejo discrecional de las Provincias de las áreas libres y bajo contrato
- e) Como consecuencia del punto anterior podría darse la falta de homogeneidad de los procesos de licitación de áreas entre las diferentes jurisdicciones

3) Otros

Hechos ocurridos como consecuencia o no de los puntos anteriores como, por ejemplo, el interés en las distintas rondas licitatorias, la cantidad de pozos exploratorios perforados por año, percepción de las condiciones del país para invertir, etc.

- a) Interés en las distintas rondas licitatorias
- b) Evolución del precio del petróleo y del gas
- c) “Globalización” de la Industria Petrolera local
- d) Falta de impulso de las rondas licitatorias por parte del Estado

III) Diagnóstico preliminar de las causas que condujeron a la situación actual

La mayoría de las compañías no han asumido el riesgo exploratorio o han diferido sus inversiones de exploración, aun cuando la experiencia de algunas ha demostrado la alta rentabilidad de las reservas adicionadas por exploración.

Los altos niveles de precio del crudo que se mantienen durante el último lustro, los bajos costos operativos y las ventajosas condiciones contractuales de Argentina no han logrado compensar la visión negativa de la mayoría de las empresas y/o consorcios instalados en el país.

La “globalización” que se ha producido en la última década ha llevado a que la mayoría de los consorcios necesiten que los prospectos a perforar tengan tamaños que resultan incompatibles con la realidad geológica de las cuencas productivas de Argentina.

Los sucesivos gobiernos no han sido proactivos promocionando las rondas licitatorias y atrayendo potenciales inversores para desarrollar programas exploratorios en áreas tradicionales y no tradicionales.

No hay ningún tipo de incentivos a la actividad exploratoria.

SEGUNDA PARTE: CONCEPTOS Y PROPUESTAS SURGIDAS DEL TALLER

El documento base fue empleado, fundamentalmente, como elemento organizador del debate. De la discusión y debate surgió una importante cantidad de comentarios, que se agrupan en distintas categorías.

Podrá observarse que, en algunos casos, las opiniones no son coincidentes e, incluso, llegan a ser francamente contradictorias. Los coordinadores del taller han optado por transcribir, a partir de las desgrabaciones de la jornada, de una manera sintética los conceptos vertidos por los participantes, sin establecer un criterio de valoración de los mismos, más allá del meramente organizativo, a efectos de una mejor comprensión del documento.

1) Opiniones generales

1a.- Exploración

Hasta 1985 (“Plan Houston”) la exploración sistemática e intensiva fue realizada por YPF. Desde esa fecha, hasta el 91 no hay descubrimientos. A partir de esa fecha se produce el desarrollo de las áreas marginales que ayudan a mantener el nivel de reservas. Es necesario un sinceramiento de las reservas en la Argentina: ¿cómo nos vamos a autoabastecer?

Mucha actividad hasta mediados de los 90 y pocos resultados.

Debido a resultados exploratorios negativos, el riesgo exploratorio fue aumentando año tras año. Se han ido perdiendo o bajaron las expectativas.

La falta de exploración puede deberse a la percepción de ausencia de prospectos o la creencia de que no son suficientemente buenos.

En Argentina la “torta” (el premio) a repartir es muy pequeña.

Estamos faltos de ideas. Damos vuelta alrededor de lo conocido.

Desde 1999 a la fecha, ha disminuido al 20% la cantidad de pozos de exploración perforados anualmente.

La disminución de la actividad exploratoria es un fenómeno mundial.

La “re-exploración” o exploración de detalle en zonas conocidas, concentra mucho esfuerzo y, de alguna manera, impide o frena la búsqueda en áreas de frontera.

1 b. Económicas y organizacionales

En los últimos años en Latinoamérica, las compañías priorizaron los negocios de bajo riesgo. Aquéllas que obtuvieron descubrimientos, luego se dedicaron a explotar y redujeron los equipos de exploración.

Cortar la cadena del conocimiento, como ha ocurrido en las grandes compañías en los últimos años al redimensionar sus grupos profesionales, repercute negativamente en procesos largos tales como el de la exploración.

En las cuencas argentinas, el porcentaje de éxito frente a las inversiones y al tamaño esperado de las acumulaciones, llevó a la focalización de las inversiones de exploración hacia otras áreas de Latinoamérica y otros continentes, buscando volúmenes de reservas mucho más grandes.

La aversión al riesgo es una ecuación matemática que depende, fundamentalmente, del presupuesto asignado, en nuestro caso, a exploración. Las compañías deciden aplicarlo, entre otros elementos, en función del riesgo geológico. Por eso es que en lugar de perforar un pozo en el offshore argentino, prefieren hacerlo en el de Nigeria, Brasil o del Golfo de México. En síntesis, como el riesgo geológico de las cuencas improductivas (o conceptos exploratorios de frontera en las productivas) de Argentina son de alto riesgo geológico (sin tomar en consideración los factores como seguridad jurídica, estabilidad política, etc), las compañías prefieren explorar en otros países.

La crisis económica argentina aumentó la mala percepción de las empresas y limitó aún más la disponibilidad de capitales para exploración.

A pesar del alto retorno por barril en la Argentina, las empresas prefieren lugares donde pueden descubrir grandes reservas, aún afrontando mayores inversiones y riesgos.

Hay una fuerte disminución en la cantidad de gas que se transporta en los gasoductos troncales debido a una disminución en la producción.

La gran volatilidad de los mercados de valores y la “explosión del Nasdaq” produjo un incremento de la aversión al riesgo. Eso provocó una disminución marcada en las inversiones de riesgo como es el caso de la actividad petrolera.

Las empresas que cotizan en bolsa, fuertemente condicionadas por el corto plazo, dirigieron sus inversiones a la incorporación de reservas por adquisición antes que por exploración.

1 c.- Administrativas y Política de Estado

Las formas sumamente irregulares de las reversiones de los bloques da origen a nuevas superficies (áreas) de exploración de baja a nula calidad prospectiva.

El Poder Ejecutivo y el Congreso deberían tomar acabado conocimiento de la situación y del peligro de perder el autoabastecimiento.

En política energética falta la planificación a largo plazo por parte del Estado.

1 d.- Tecnología

La sísmica 3D ha sido subutilizada en su gran mayoría, ya que la caracterización de los reservorios permite encarar la búsqueda de nuevas trampas estratigráficas y combinadas. El problema es que requiere de tecnología, tiempo y dinero, además de los geocientistas capacitados para llevarlo a cabo y las compañías, en general, no están preparadas o mentalizadas para hacer este tipo de búsqueda.

Las reservas aumentaron o mantuvieron su nivel por el empleo de la sísmica 3D en yacimientos, más la incorporación de pequeños volúmenes de reservas por exploración.

El uso de la sísmica 3D en yacimientos generó nuevos conceptos exploratorios y habilitó nuevos bloques.

La aplicación de tecnología como Sísmica 3D en zonas complejas como las Fajas Plegadas, puede mejorar sensiblemente el conocimiento de esas regiones y, consecuentemente, mejorar la performance de la exploración en general.

2) Aspectos técnicos discutidos

a) Cuencas productivas

i) Cuenca del Noroeste

Existe potencial remanente en la Cuenca Cretácica. Nuevas ideas traerían mucho petróleo.

El potencial exploratorio remanente de la Cuenca Cretácica del NOA es pobre.

El análisis detallado de exploración de frontera y el empleo de nuevos conceptos exploratorios, como la investigación de las areniscas transgresivas (Formación Lecho) infrayacentes a la roca madre, pueden abrir oportunidades en la Cuenca Cretácica.

El sector de la Puna de la Cuenca Cretácica es una zona de gran potencial donde es necesario encontrar trampas de magnitudes suficientes para atraer el interés.

En la Cuenca Paleozoica el éxito exploratorio en los dos trenes centrales fue en desmedro de la exploración de mayor riesgo de los sectores orientales y occidentales de la cuenca, de muy interesante potencial.

Lo anterior es un claro ejemplo de "...dar vueltas alrededor de lo mismo".

ii) Cuenca Cuyana

Hay buenas posibilidades con otros objetivos (por ejemplo: Potrerillos-Rio Blanco).

En la Cuenca Cuyana las posibles estructuras en los bloques bajos de los grandes corrimientos y la existencia del sistema petrolero Cabras (profundo), constituyen el potencial exploratorio remanente.

iii) Cuenca Neuquina

El empleo de la adecuada tecnología para extracción de petróleos pesados puede abrir un gran campo en la exploración de petróleos como el existente en el Yacimiento Llanquanelo, en la provincia de Mendoza.

La gran extensión que ocupa la Faja Corrida de la Cuenca Neuquina hace que se considere una zona sub-explorada en relación con los trabajos realizados.

Las *Tight Sands* del Cuyano o las Acumulaciones de Gas Continuo en la Formación Los Molles pueden constituir una nueva frontera exploratoria en la Cuenca Neuquina.

iv) Cuenca del Golfo de San Jorge

El Neocomiano es un potencial sistema petrolero que aún no ha sido explorado lo suficiente.

v) Cuenca Austral

La zona al norte del Río Santa Cruz es de gran potencial exploratorio.

El sector oeste de la Cuenca Austral, la Faja Corrida, posee potencial para acumulación de gas, principalmente en *Tight Sands*.

b) Cuencas actualmente sin producción o de Frontera

El Pozo Mailín en la Cuenca Chacoparanense, tuvo manifestaciones muy importante de hidrocarburos en el límite Carbónico-Devónico.

Los Bolsones constituyen un zona de gran potencial con alto riesgo, por escasez de datos y no por datos negativos.

En general se poseen pobres conocimientos sobre las Cuencas no productivas.

En algunas se conoce la existencia de buenas Roca Madre.

Se debería hacer un ranking de las distintas cuencas no productivas en función de los Sistemas Petroleros.

Las áreas de frontera tanto de las cuencas productivas cuanto de las no productivas, generalmente, combinan una serie de visiones o realidades negativas, como ser, mayor complejidad geológica, menor productividad (peores condiciones petrofísicas, etc), dudas en el funcionamiento del Sistema Petrolero, mayores costos, falta de información, etc, conceptos que no siempre son verdaderos o suficientemente evaluados, pero que a la hora de justificar inversiones exploratorias representan cargas muy pesadas generalmente imposibles de sobrellevar, especie de paradigmas infranqueables. Las cuencas sin producción, generalmente tienen prejuicios similares o peores, pero donde se destaca la no evidencia de generación de hidrocarburos en cantidades significativas. Romper este paradigma no parece interesar en general a las empresas petroleras, por muchos motivos (tiempo y dinero) pero, fundamentalmente, porque parece más seguro invertir en zonas con producción.

En realidad en toda la historia de la exploración argentina solo se perforaron 144 pozos en las cuencas improductivas, 50 % de ellos por empresas privadas, no existiendo ninguna relación con régimen político o económico alguno. Esto es producto, fundamentalmente, del riesgo geológico.

Existen numerosos bloques en licitación permanente prácticamente sin empresas interesadas.

3) Propuestas

3 a.- Administrativas y Política de Estado

Se requiere una intensa y rápida difusión del problema de la disminución de las reservas al Estado y a la comunidad.

El Estado no puede estar ausente en el diseño de un plan estratégico de incorporación de reservas.

Crear una Agencia Nacional de Hidrocarburos o nuevo ente estatal de hidrocarburos.

El Estado debería contar con una Agencia Nacional de Hidrocarburos que recabe, actualice y maneje la información de manera apropiada y que esté integrado por un plantel técnico adecuado.

La Agencia Nacional de Petróleo debería tener representantes de todas las provincias petroleras a efectos de uniformizar procedimientos y normas jurídicas.

Debería estar centralizada la organización de las licitaciones, “el poder de policía”, el banco nacional de datos y existir una normativa única.

El país no cuenta a la fecha con un Banco de Datos completo y confiable, proyecto largamente postergado. La disponibilidad de buena información a partir de un banco de datos que funcione bien es fundamental para el desarrollo de cualquier proyecto de exploración.

Banco de datos: se deberían fijar reglas muy claras acerca de cómo deben entregar la información las compañías operadoras al devolver un bloque. No hay reglas claras en ese sentido.

Se debería organizar primero la información de las cuencas no productivas y luego seguir con el resto del país.

La legislación no contempla que quien produzca un descubrimiento, destine un porcentaje para seguir explorando.

Diferenciar los plazos de exploración en los contratos entre las áreas de frontera y las cuencas productivas.

Prorrogar los contratos de Explotación a cambio de hacer exploración de alto riesgo.

La reversión de bloques debería hacerse manteniendo una proporcionalidad en sentido N-S con respecto a E-O o bien crear un sistema de parcelas o módulos.

Cambio en la normativa de reversión de áreas.

3 b.- Exploración

El Estado debería ayudar a obtener nueva información a través de estudios de superficie, perforaciones de investigación (Slim Hole) registraciones gravimétricas, magnetométricas, sísmicas, geoquímicas, etc, quizás a través de mecanismos del tipo multicliente.

El tipo de información multicliente es muy apropiada para la exploración de frontera, pero la legislación argentina dificulta su implementación.

Los permisos de reconocimiento superficial podrían transformarse en contratos de estudio como los existentes en otros países, tal los casos de Colombia y Perú. Este tipo contractual permite a la empresa que haya estudiado el área ofrecer un compromiso de trabajos e inversiones que, de ser aceptado por el Estado, le permite operar dicho bloque.

La participación de profesionales de la Universidad en la investigación y generación de nuevos datos de las cuencas aún no productivas es una alternativa de sumo interés para trabajos de base.

Hay que formar exploradores trabajando conjuntamente con la universidad.

3 c.- Fiscales

Propuesta para que el riesgo minero sea compartido por el estado: "La exploración se adjudica a la compañía que más participación ofrezca al Estado ante un descubrimiento y la exploración se financiaría con parte de los impuestos pagados por esa compañía. Sólo válido para empresas con producción.

Para explorar es necesario algún tipo de promoción por parte del Estado, como desgravaciones impositivas.

Reducir el canon o impuestos provinciales o flexibilizar contratos a efectos de incrementar la exploración en áreas marginales de superficie importante.

Las empresas exportadoras de hidrocarburos que inviertan en exploración en nuevas áreas, al producirse un descubrimiento en esas áreas, no pagarían el impuesto de retención a las exportaciones por un período, por ejemplo, de dos años.

Diferenciar con reducciones o beneficios de algún tipo a las empresas que hacen trabajos de exploración en nuevas áreas con respecto de aquellas que no lo hacen.

Reducción o atenuación de gravámenes a las actividades de exploración en nuevas áreas.

Diferir determinados impuestos en función de la comercialidad del descubrimiento.

Régimen escalonado creciente en las regalías en caso de descubrimiento en nuevas áreas.

Reducción de cargas impositivas solamente en cuencas aún no productivas.

TERCERA PARTE: SÍNTESIS DE LAS OPINIONES Y PROPUESTAS

El Taller despertó un marcado interés por parte de profesionales de distintas disciplinas relacionadas con la exploración y desarrollo de hidrocarburos. Esto muestra la seria preocupación sobre el nivel de reservas y la actividad exploratoria en nuestro país.

Se consideró conveniente dar inmediata difusión, al Estado y a la comunidad, de la disminución del nivel de reservas de petróleo y gas.

Hay coincidencia que en la mayoría de las cuencas productivas todavía existe potencial exploratorio en niveles someros y profundos, en las fajas plegadas y en las zonas de frontera.

Sin embargo, la percepción generalizada es que en el país no existen prospectos de tamaños importantes que atraigan la atención de las empresas, circunstancia corroborada por análisis estadísticos.

En las cuencas aún sin producción es notable la escasez de datos geológicos, por lo cual su potencial es aún incierto.

La totalidad de dichas cuencas se encuentran inexploradas o en la etapa inicial de exploración.

La mayoría de las empresas no han demostrado interés en áreas de frontera en las sucesivas rondas licitatorias.

A pesar del incremento impositivo (retención sobre las exportaciones), comparativamente con otros países de Latinoamérica, Argentina sigue contando con términos contractuales favorables.

Se remarcó la inexistencia de un plan energético nacional.

Se enfatizó la importancia de contar con un Banco de Datos único y para todo el país, proyecto largamente postergado.

Se destacó la necesidad de modificar la reglamentación sobre la forma de reversión de áreas.

Se propuso diferenciar los plazos de los permisos de exploración entre los contratos de bloques localizados en áreas de frontera y en cuencas productivas.

Se propusieron diferentes alternativas de carácter impositivo para incentivar la exploración, principalmente de áreas de frontera.

Se propuso la creación de una Agencia Nacional de Hidrocarburos.

CUARTA PARTE: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se proponen un conjunto de recomendaciones, resultado del análisis del Documento Base y de las opiniones y propuestas surgidas del Taller:

Se entiende como prioritario el diseño de un plan energético nacional.

Es necesario que la Secretaría de Energía cumpla con el rol efectivo que le asigna la Ley en cuanto al control centralizado de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. En ese sentido, es imprescindible que la misma sea jerarquizada y cuente con estructura, medios y profesionales adecuados para la tarea que debe realizar.

Es conveniente, también, que la Secretaría tome la iniciativa en cuanto a la difusión y promoción de la exploración en las áreas libres de una manera agresiva.

Esta versión modernizada de la Secretaría de Energía, supliría adecuadamente la creación de una Agencia Nacional de Hidrocarburos, propuesta por algunos de los participantes del Taller.

Se recomienda al Estado analizar e implementar la adquisición de información Spec o Multicliente en cuencas aun no productivas o áreas de frontera, a efectos de promocionar su exploración.

Es de suma importancia la existencia de un Banco de Datos único para todo el país, a efectos de hacer transparentes los procedimientos para el acceso a la información, previos a las licitaciones.

Se considera necesario modificar la reglamentación sobre reversión de áreas, a efectos de que las superficies devueltas conserven potencial exploratorio.

Es posible que una de las razones por la que la mayoría de las compañías no exploran, a pesar del alto precio del petróleo, es el riesgo geológico de las regiones o áreas que actualmente se ofrecen en las licitaciones del Plan Argentina. Por tal motivo, se recomienda que un grupo especialista analice cuáles serían las mejores y más equitativas alternativas de carácter impositivo y legal para incentivar la exploración.

Se resalta la necesidad de que las provincias unifiquen normas y procedimientos con relación a licitaciones y control de contratos de exploración y producción de hidrocarburos, para evitar la proliferación de regulaciones diferentes.

Dado el conocimiento actual de las Cuencas productivas, el panorama de reservas del país podría ser sustancialmente modificado si se realizaran descubrimientos en zonas poco conocidas, como lo son actualmente la mayoría, sino todas, las cuencas sin producción.

Sería necesario que las empresas y sus profesionales reviertan el concepto de la falta de prospectividad de las áreas de frontera, largamente inexploradas. En ese sentido debería enfatizarse la capacitación de los planteles técnicos hacia el desarrollo de nuevos conceptos exploratorios y el empleo de tecnologías alternativas.

El esfuerzo conjunto del Estado y las Empresas, podría revertir la actual situación de escasa actividad exploratoria en un país con buenas condiciones contractuales y adecuada infraestructura.