



➤ **Reflexiones sobre la evolucion de las reservas de Petroleo y Gas**

➤ ***Lic. Daniel Alberto Kokogian***

Petro Andina Resources - VP Emeritus and Advisor, Policy and External Affairs

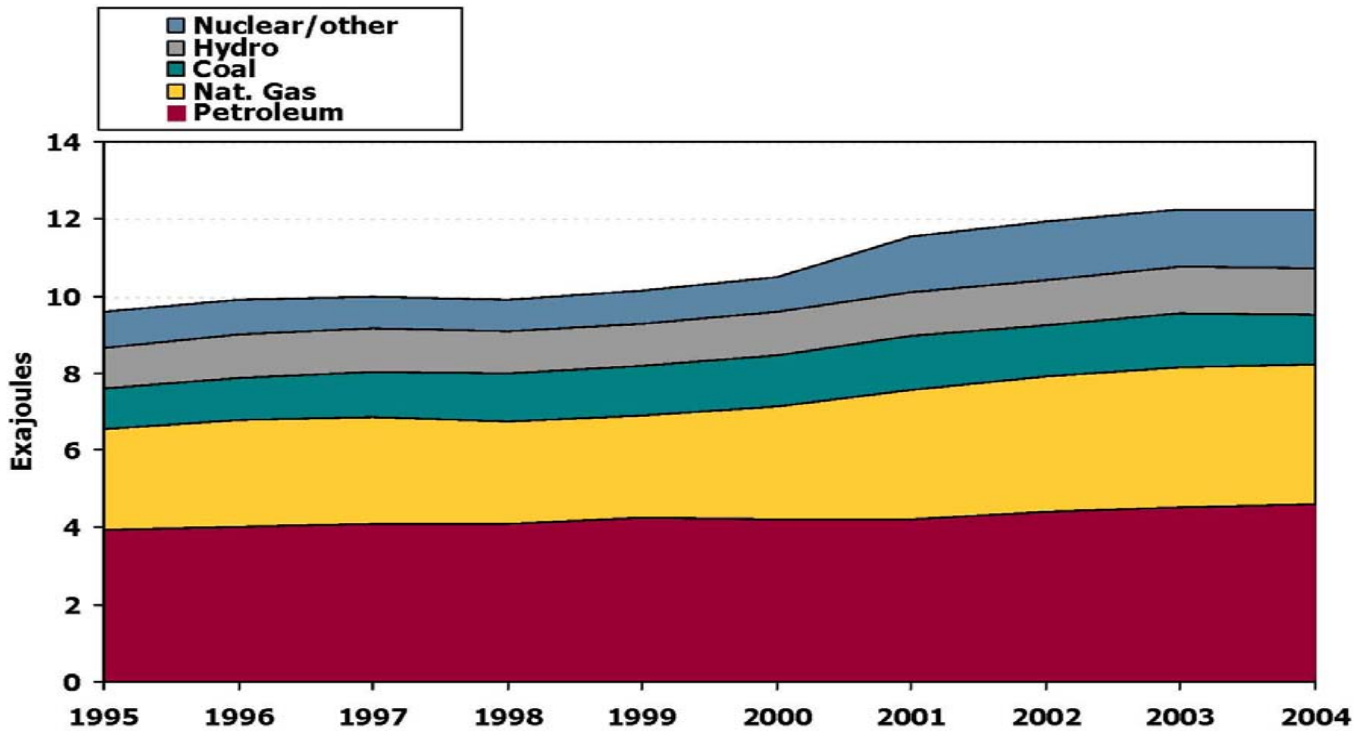
New Milestone - Presidente

Ciudadano

➤ **SPE – Seccion Argentina – Junio 2007**

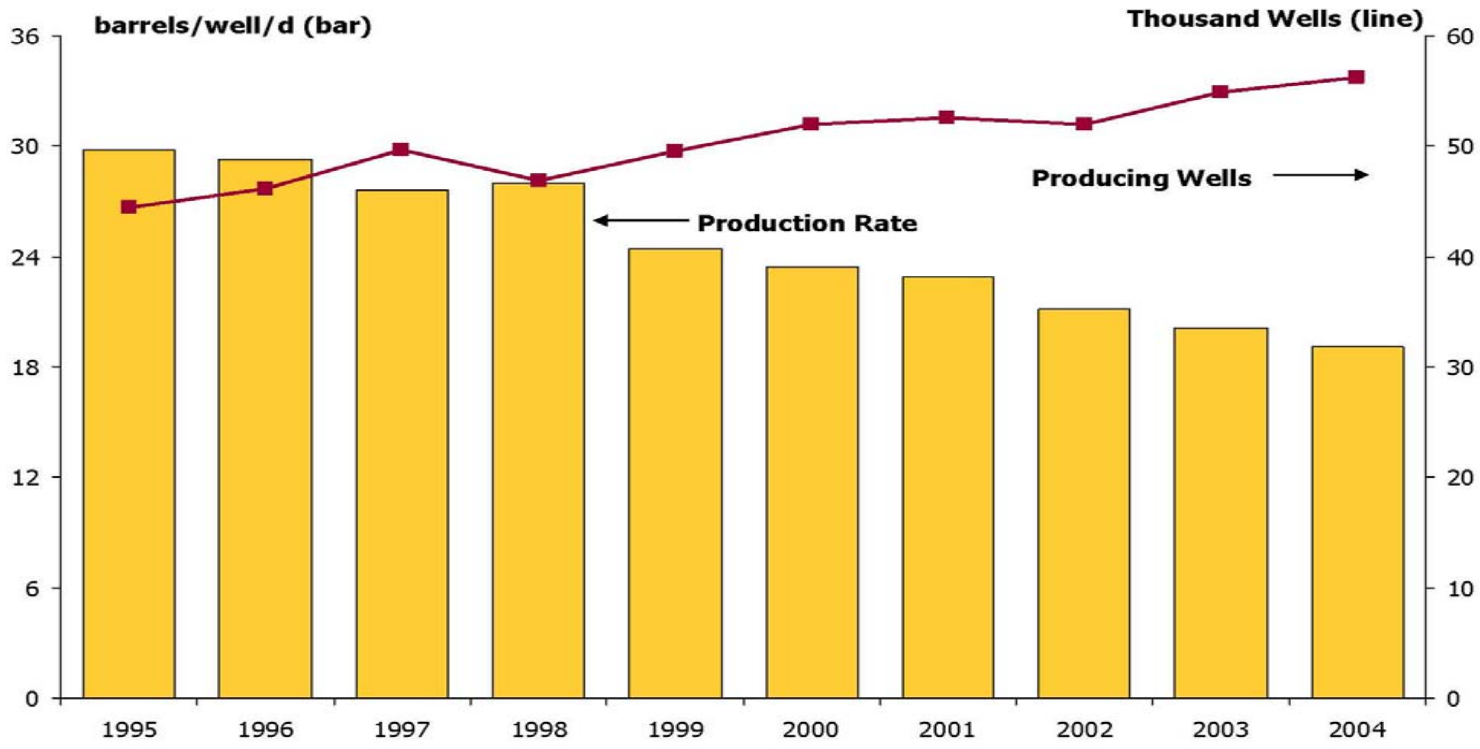


Canadian Primary Energy Consumption





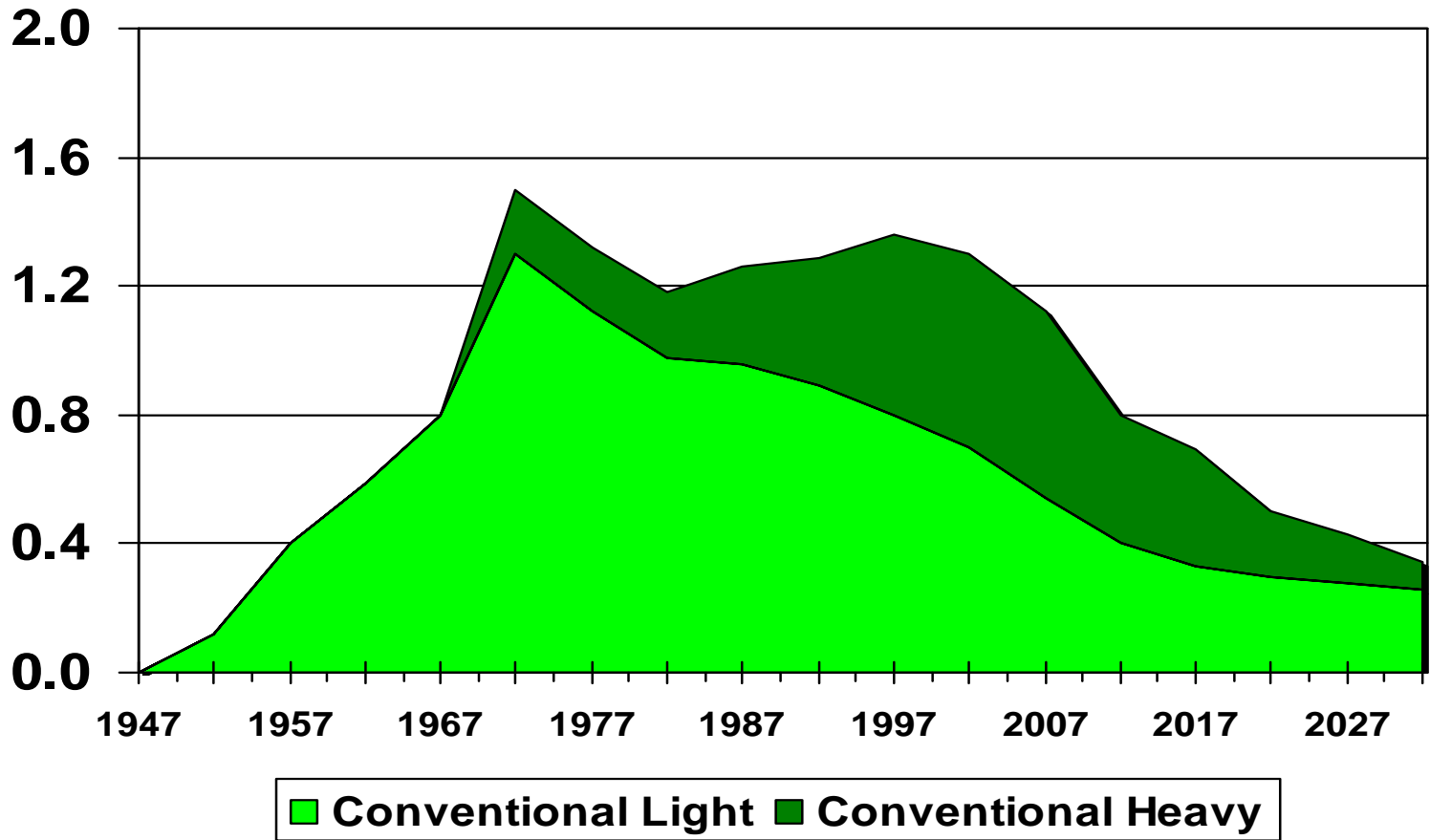
Western Canadian Crude Oil Production Rates & Producing Wells



Excludes bitumen production and wells

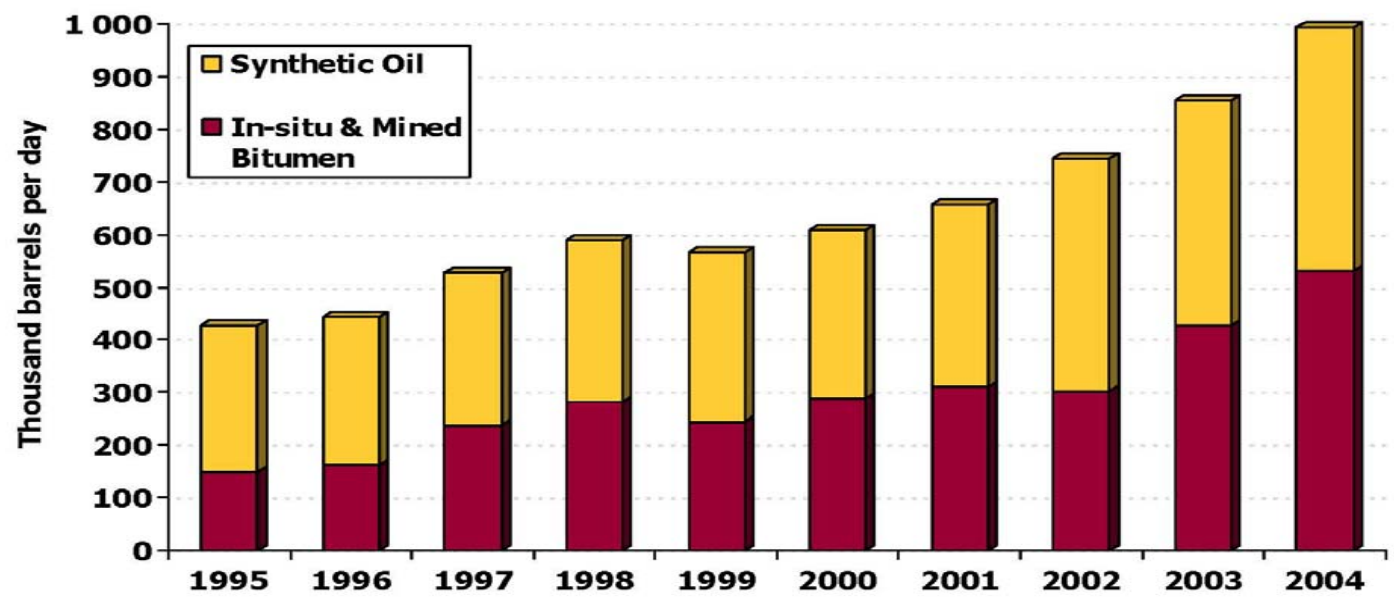


Millions of barrels per day



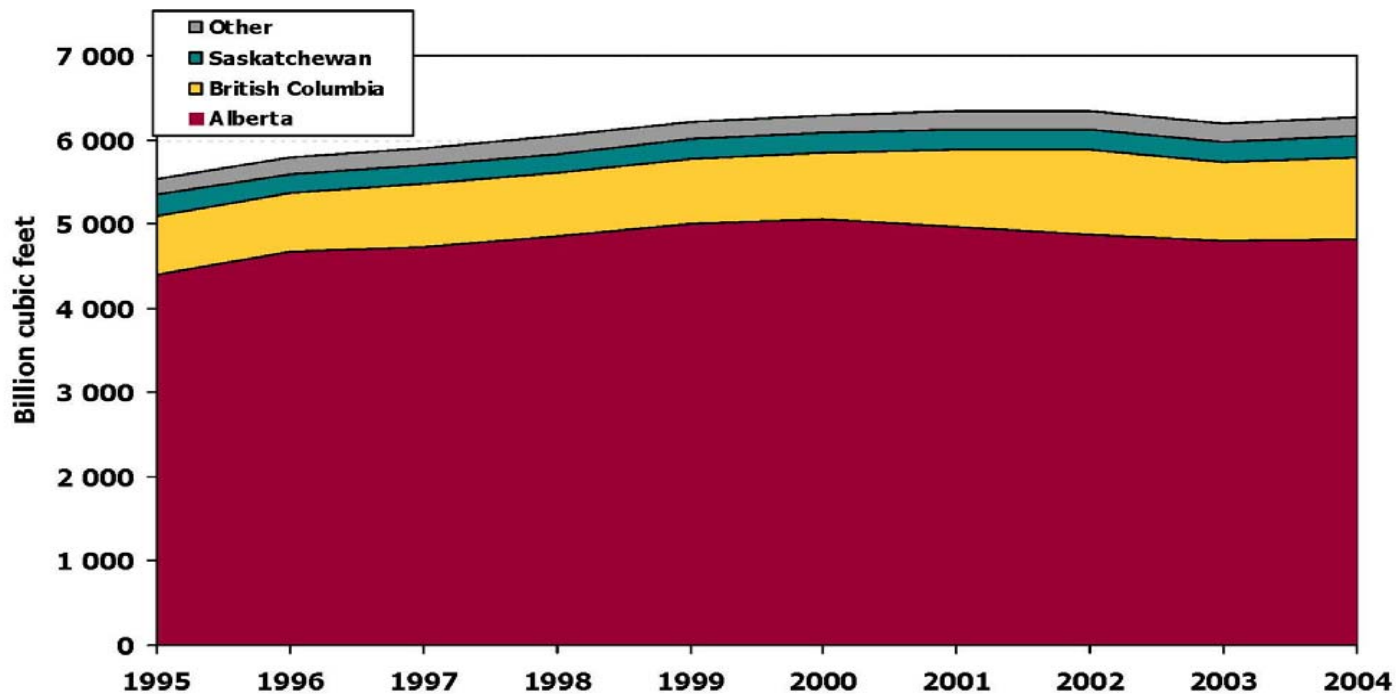


Canadian Oil Sands Production



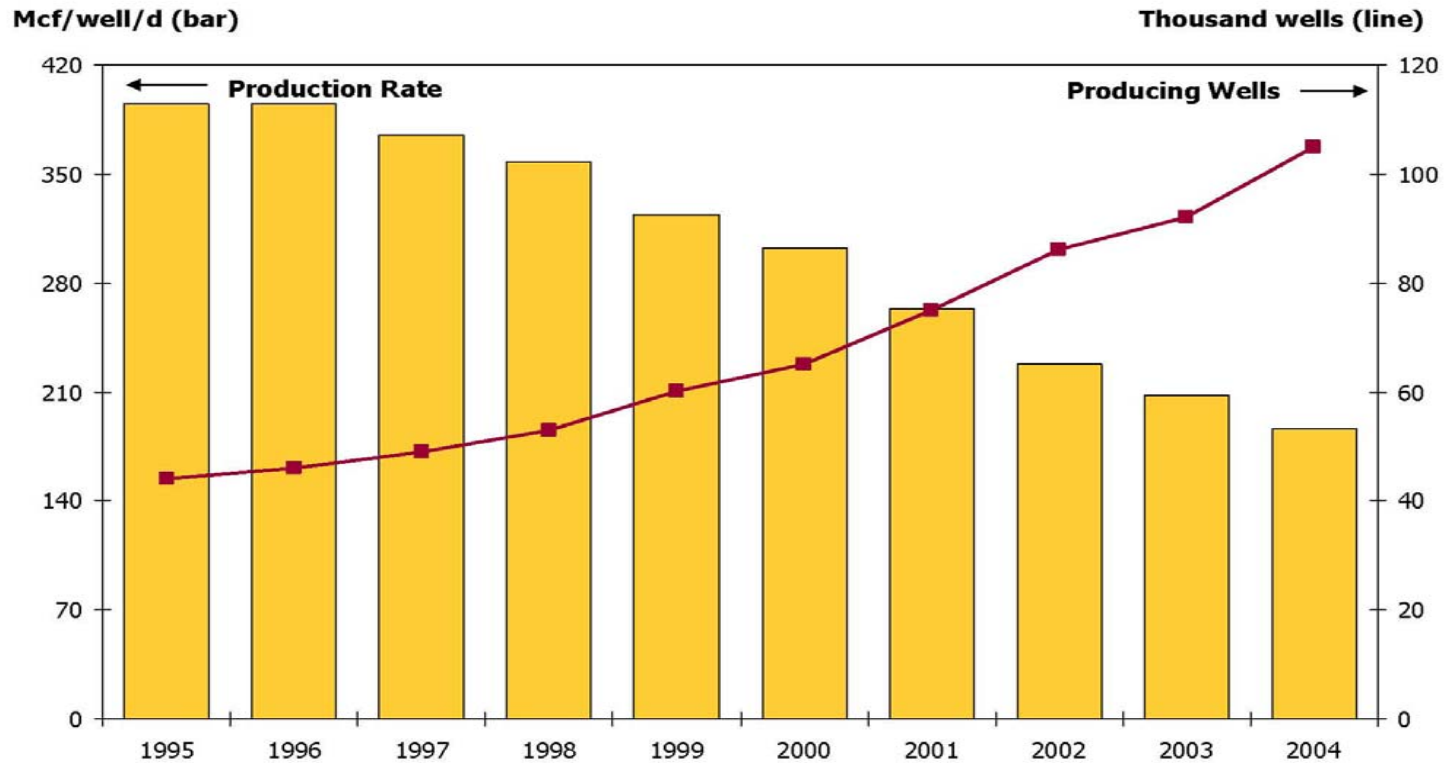


Canadian Natural Gas Production





Western Canada Natural Gas Production Rates & Producing Wells





- **Licencia** : se asigna un área contra un compromiso de perforación. Es equivalente a nuestros Permisos de Exploración y su duración varia entre 2, 4 o 5 años
- Al expirar la Licencia, el Operador aplica para la obtención de un **Lease** cuya extensión es de 5 años
- Luego de ese periodo, el Operador del área debe devolver no solo las áreas no productivas del bloque que le fuera adjudicado , sino también los horizontes mas profundos al reservorio productivo mas profundo (Deep Right Reversion)
- El objetivo primario de este sistema es asegurar la exploración y desarrollo eficiente de todas las áreas con posibilidades, promoviendo la participación de nuevas compañías y evitar que los Operadores se “sienten” sobre las áreas
- Cuenta con una Base Datos publica totalmente actualizada y de acceso inmediato a todos los interesados. **Esto promueve la competitividad y “democratiza” el acceso a la información.**

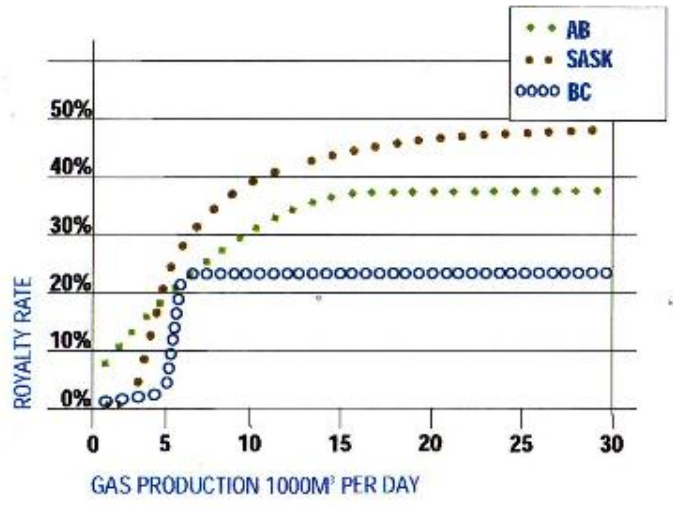
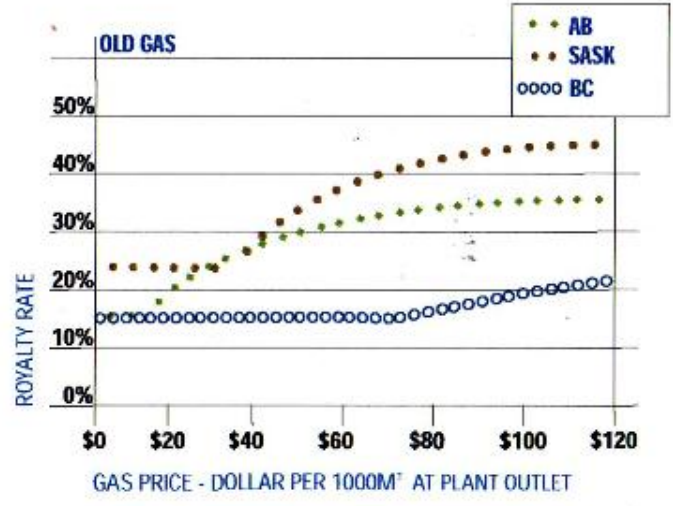


- Antes del pay out del proyecto, se aplica una tasa de regalía fija baja del 1% a las ventas, lo cual genera mayores precios netos para el productor.
- Estos mayores precios “netos” aceleran el recupero de costos de capital y acortan el periodo del pay out, conduciendo mas rápido a regalías mas altas
- Después del pay out del proyecto, la tasa de regalía es mas alta llegando al 25%, recuperando la Provincia las regalías no recaudadas inicialmente.

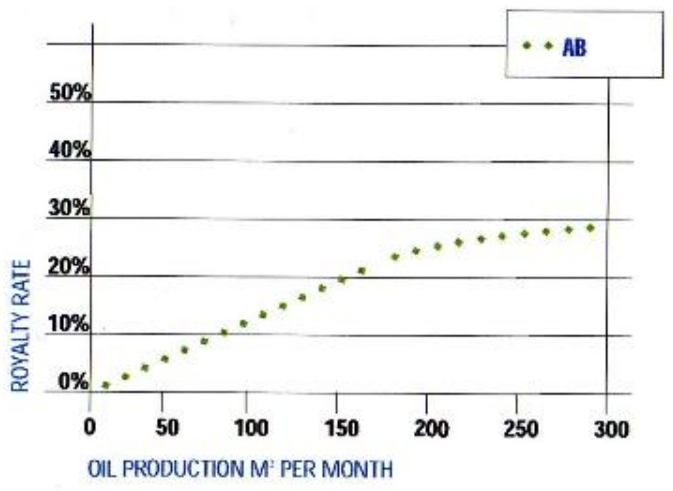
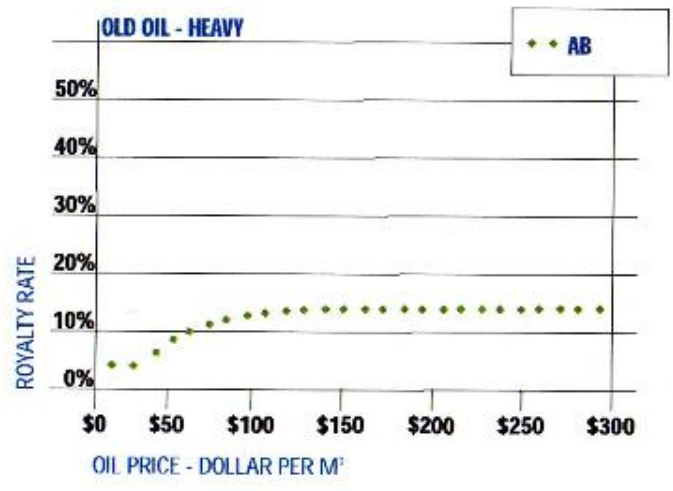
Este fue el esquema seleccionado por la Provincia de Alberta para fomentar la exploración y explotación de sus recursos y transformarlos en reservas

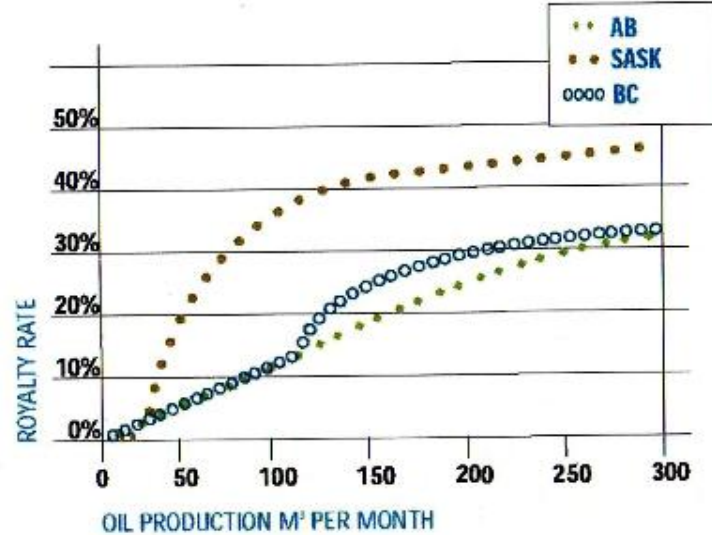
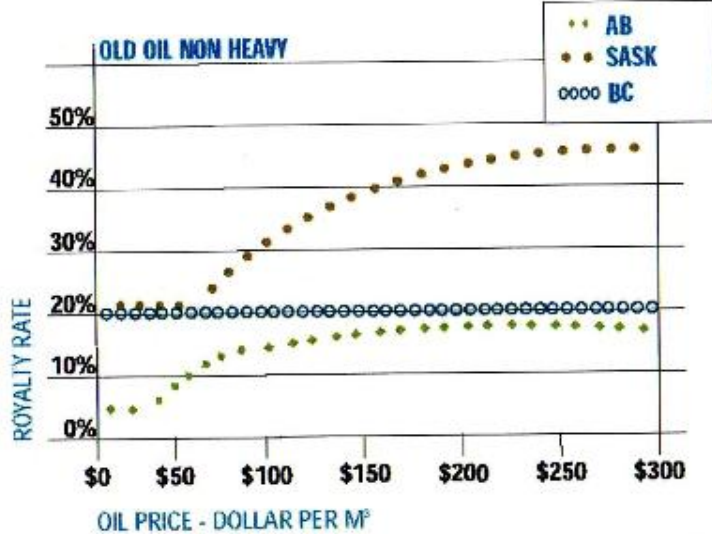
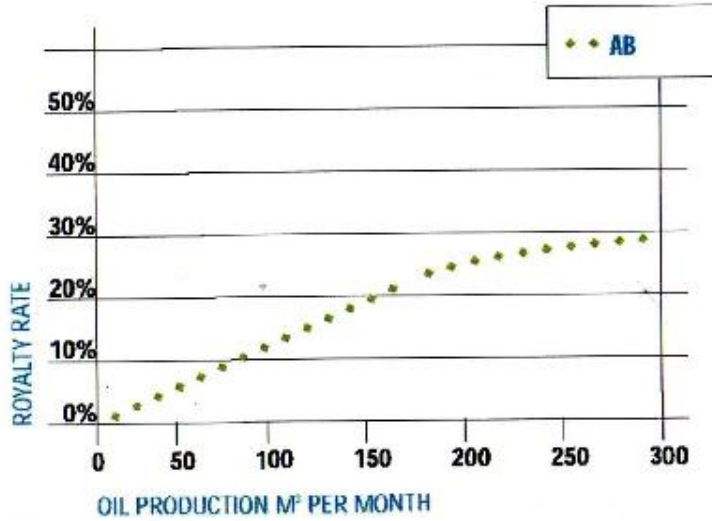
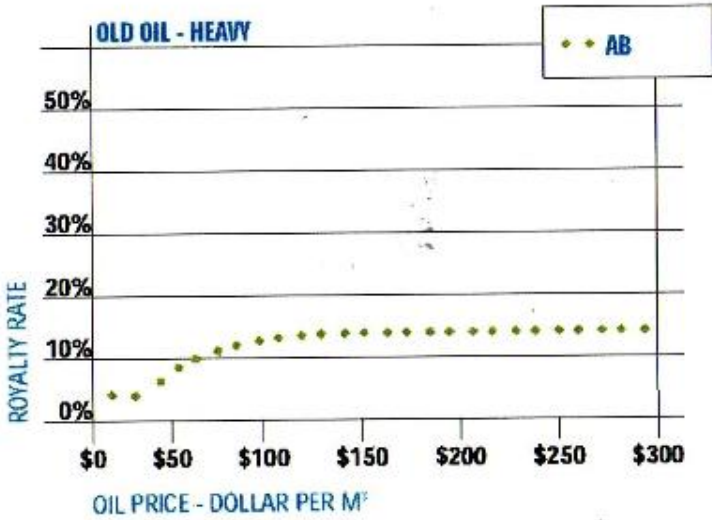


Gas Royalties



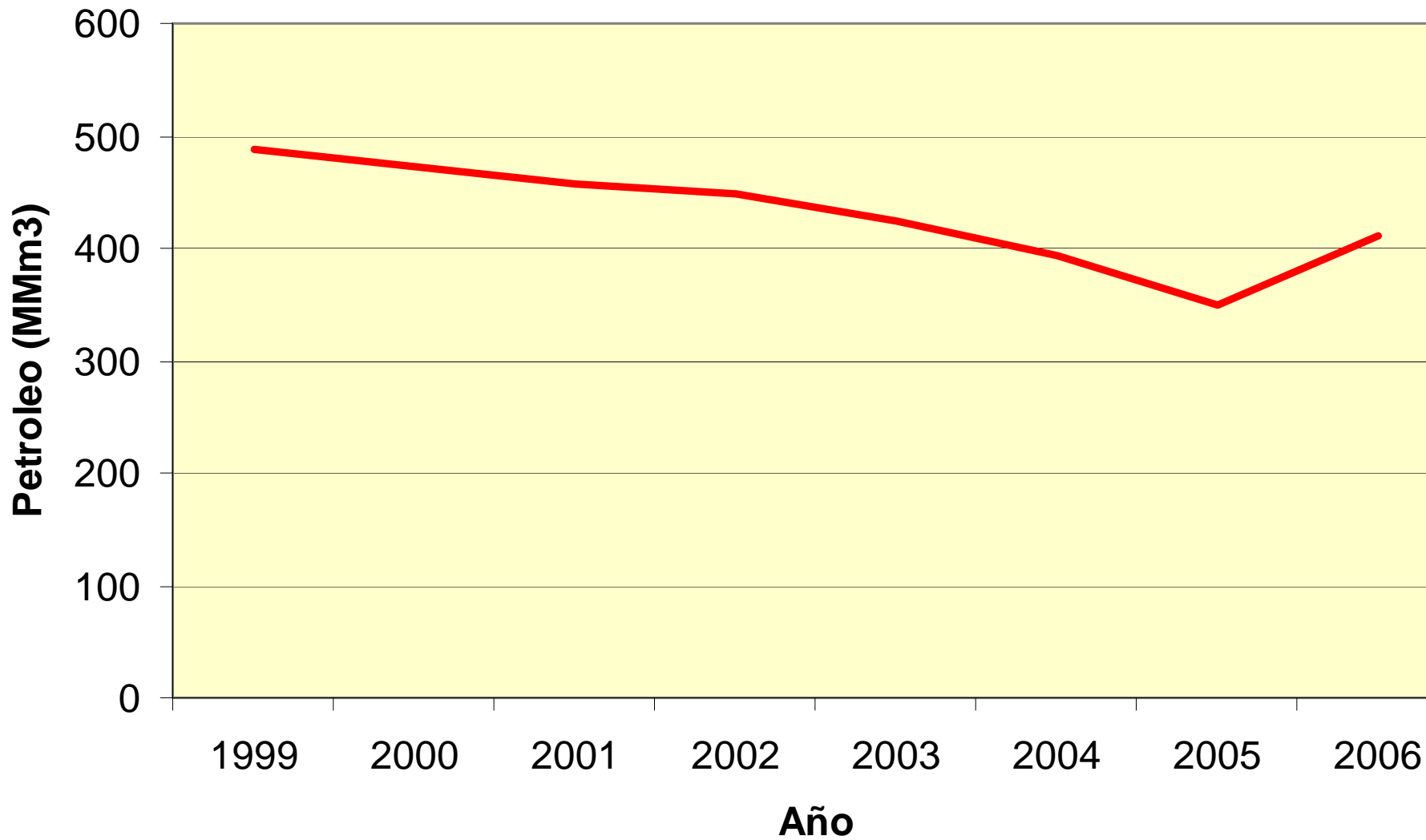
Oil Royalties

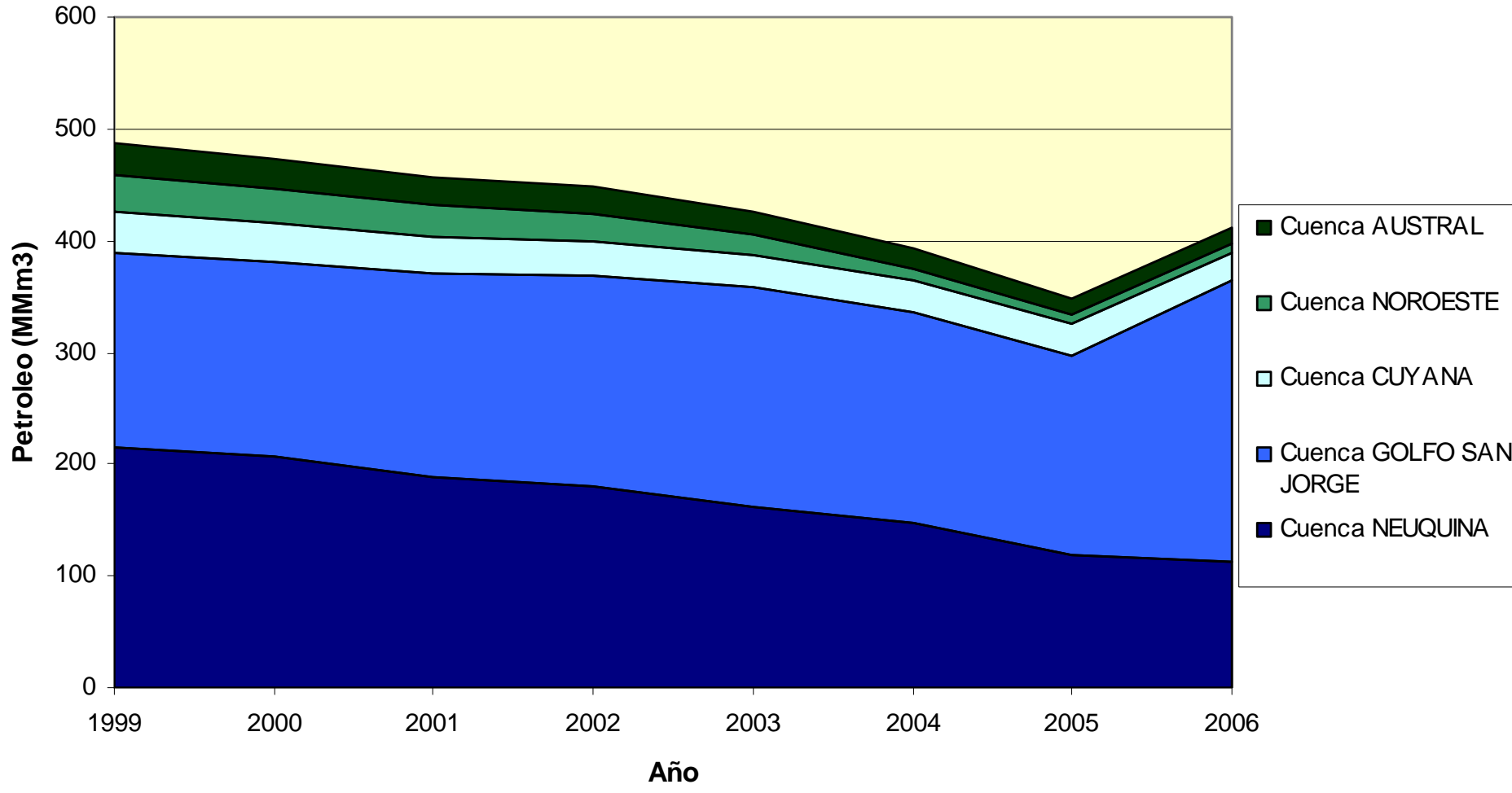






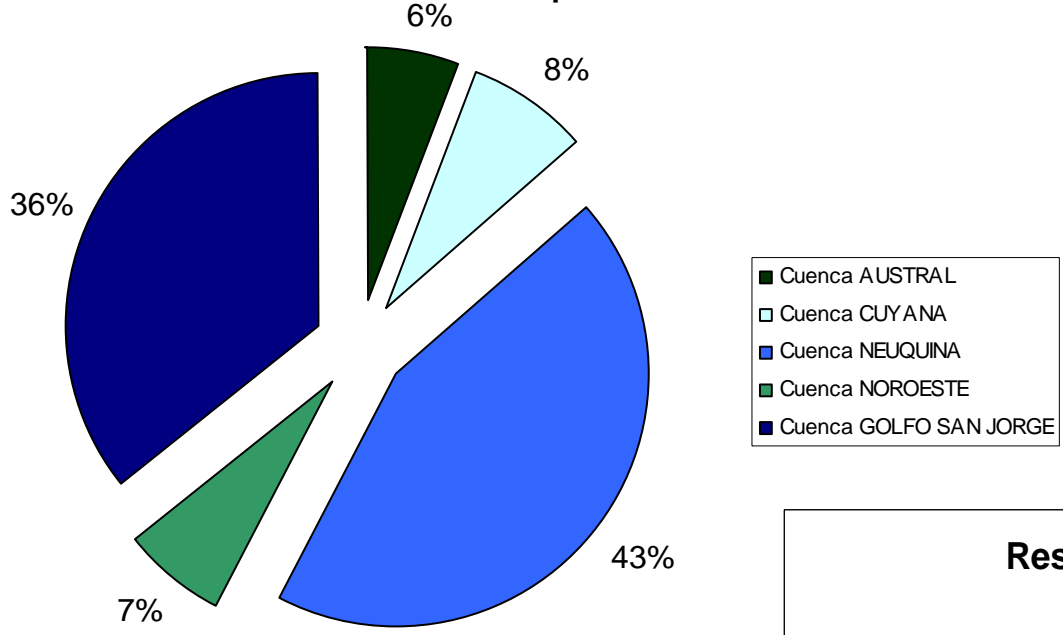
- Argentina



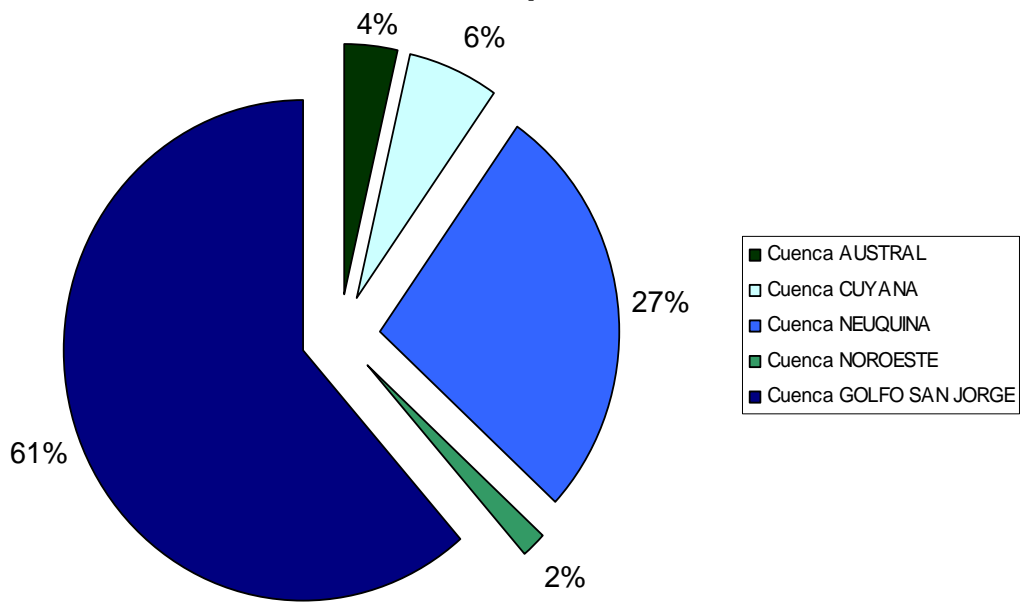




Reservas de Petróleo por Cuenca 1999

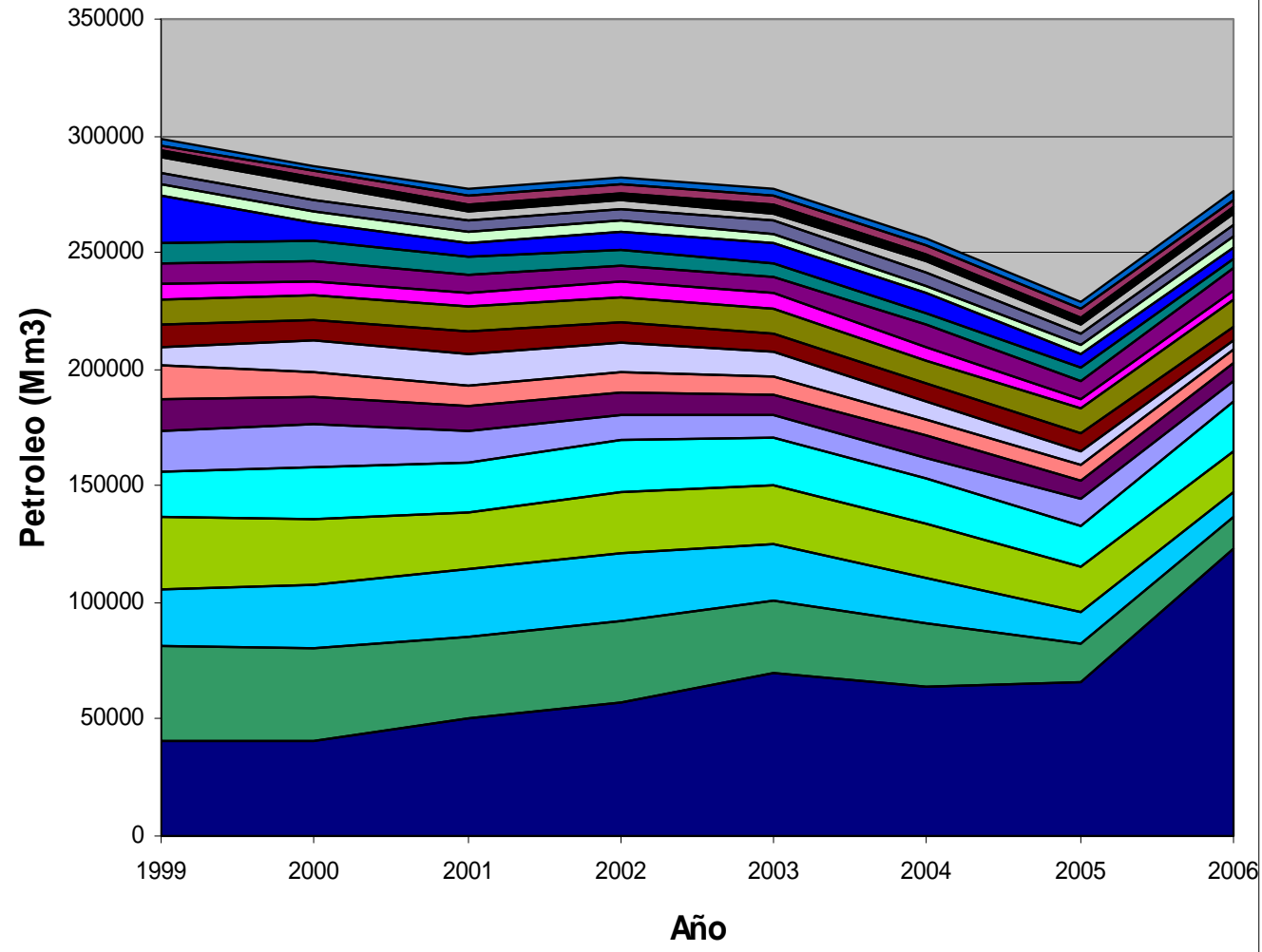


Reservas de Petróleo por Cuenca 2006





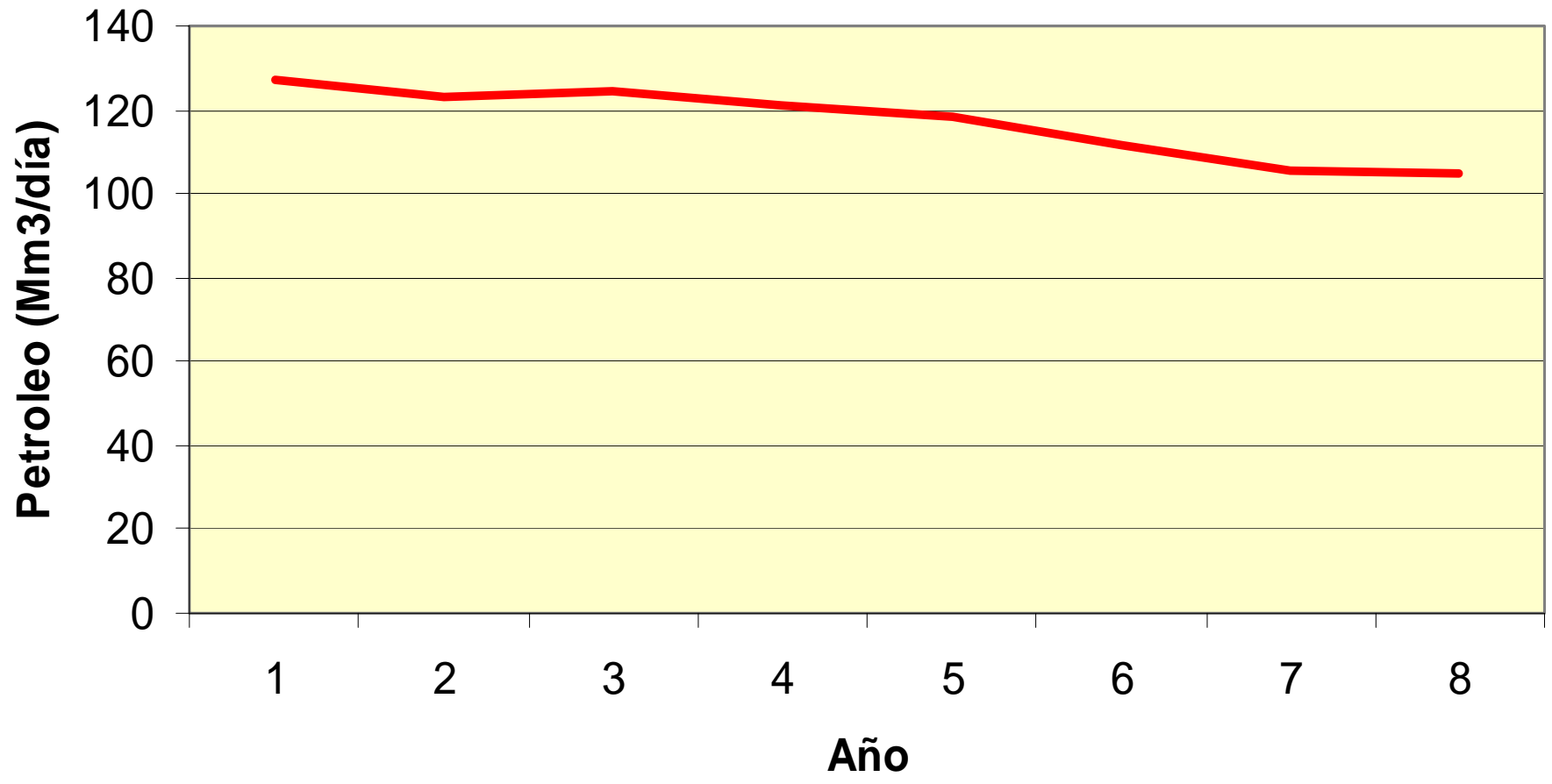
Reserva Áreas

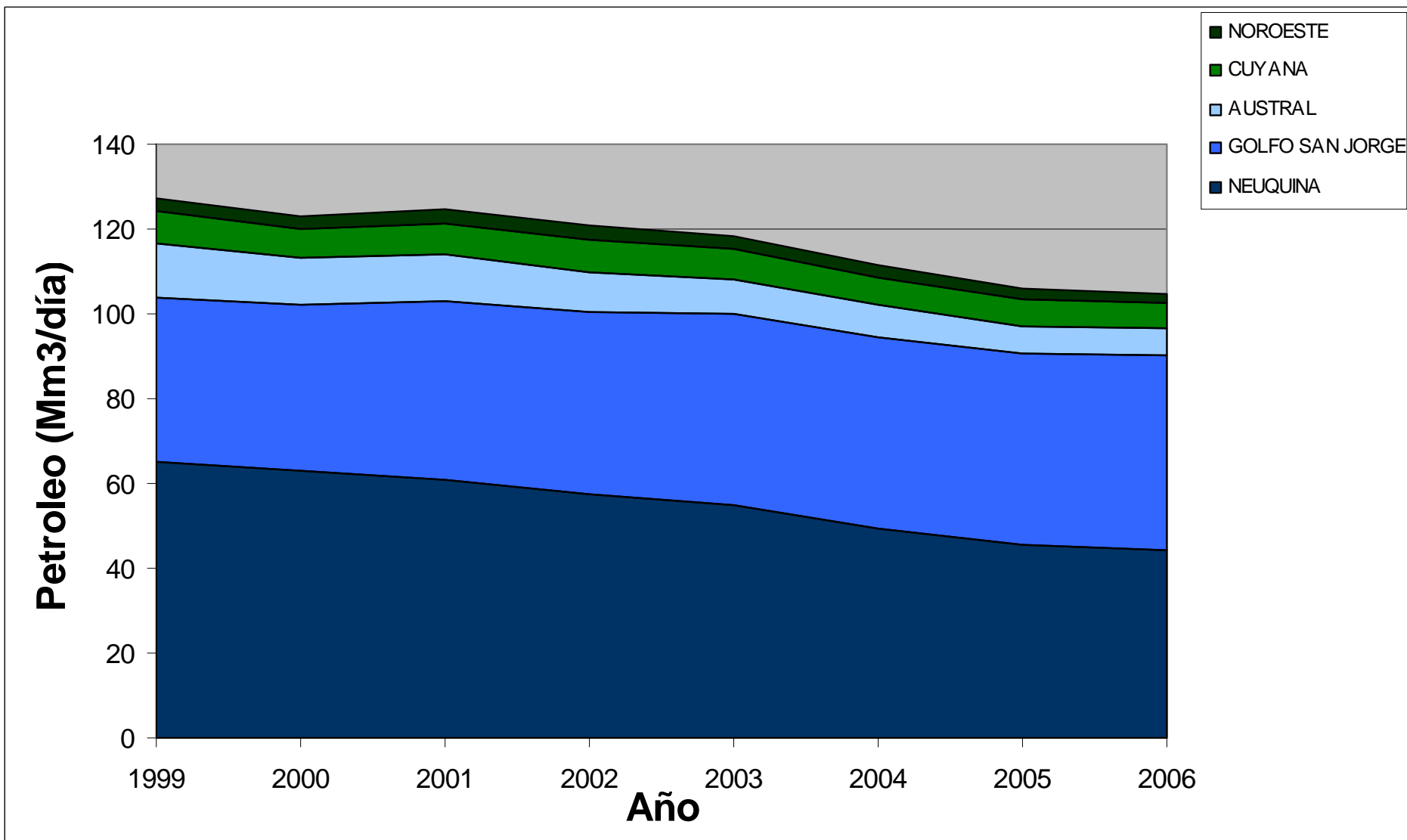


- Area CENTENARIO.
- Area ACAMBUCO.
- Area CAMPAMENTO CENTRAL - CAÑADON PERDIDO.
- Area PAMPA DEL CASTILLO - LA GUITARRA.
- Area MANANTIALES BEHR.
- Area SEÑAL PICADA - PUNTA BARDA.
- Area LOMA LA LATA - S. BARROSA.
- Area LA VENTANA.
- Area ENTRE LOMAS.
- Area ESCALANTE - EL TREBOL.
- Area DIADEMA.
- Area VIZCACHERAS.
- Area CHI. DE LA SALINA (YBR).
- Area CUENCA MARINA AUSTRAL 1.
- Area BARRANCAS.
- Area 25 DE MAYO - MEDANITO S.E
- Area EL TORDILLO.
- Area HUANTRAICO.
- Area PUESTO HERNANDEZ.
- Area CHI. DE LA SIERRA NEGRA.
- Area ANTICLINAL GRANDE - CERRO DRAGON.



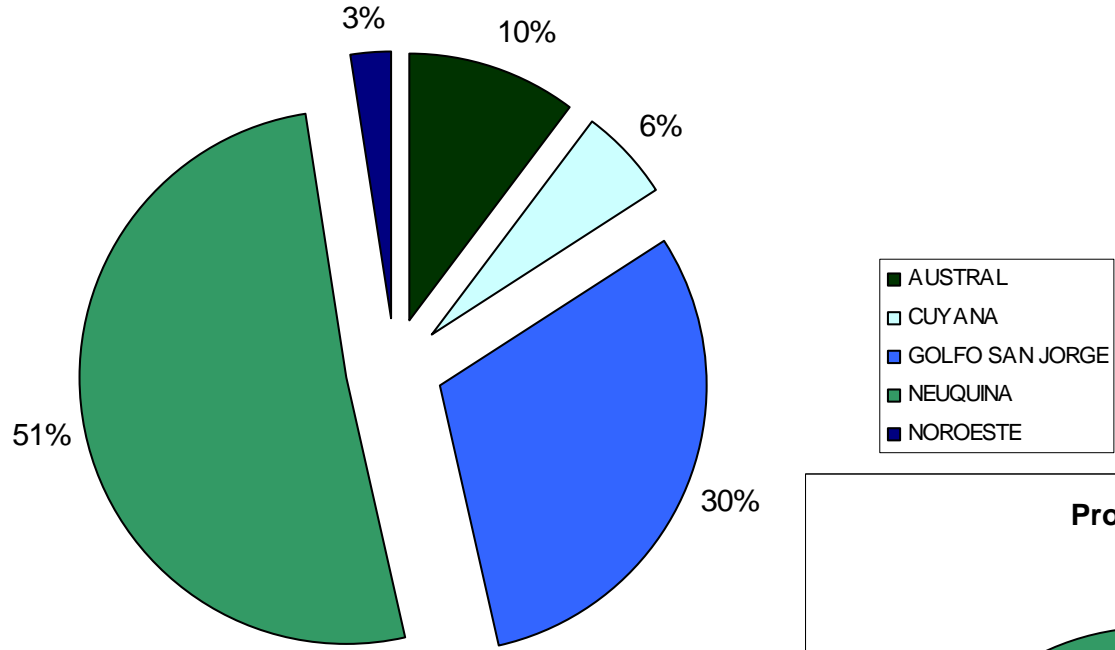
Producción Total (1999-2006)



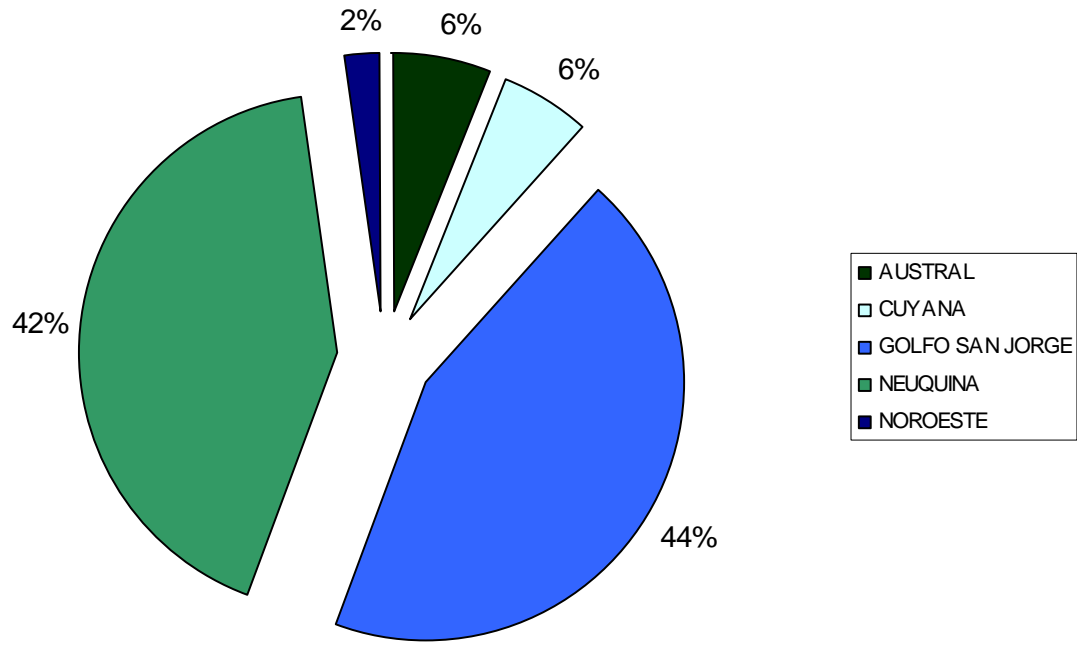




Producción de Petróleo por Cuenca 1999

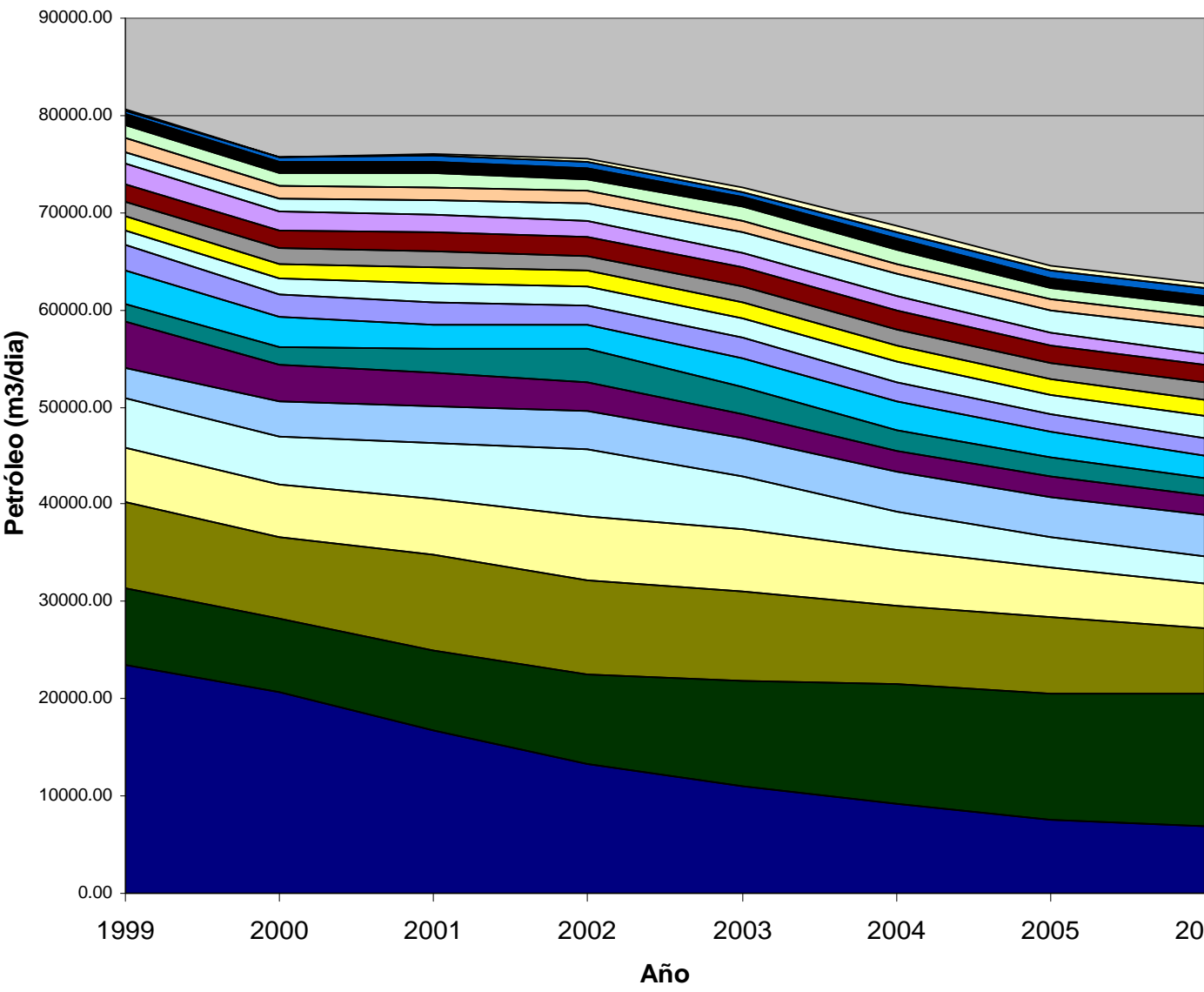


Producción de Petróleo por Cuenca 2006





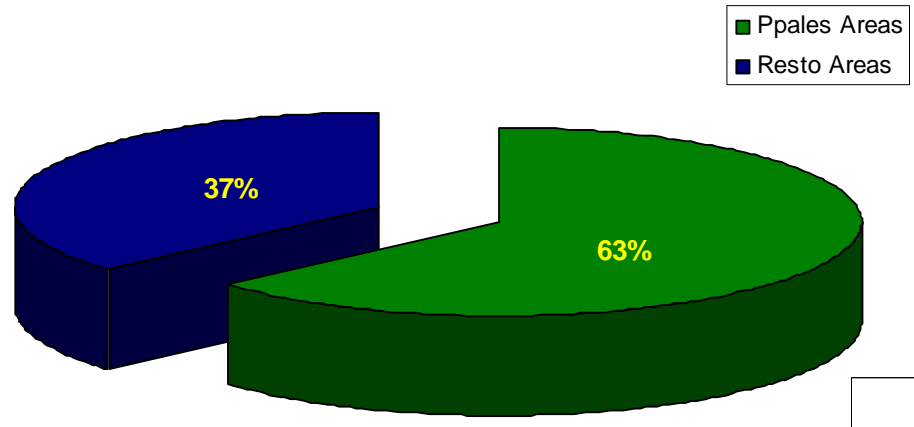
Producción Petróleo



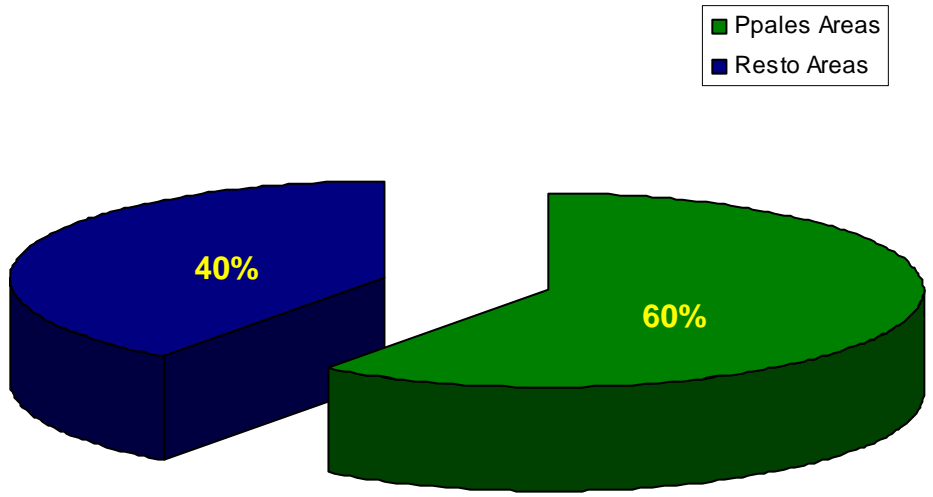
- Area ACAMBUCO.
- Area CENTENARIO.
- Area CAMPAMENTO CENTRAL - CAÑADON PERDIDO.
- Area PAMPA DEL CASTILLO - LA GUITARRA.
- Area SEÑAL PICADA - PUNTA BARDA.
- Area MANANTIALES BEHR.
- Area LA VENTANA.
- Area ESCALANTE - EL TREBOL.
- Area ENTRE LOMAS.
- Area DIADEMA.
- Area 25 DE MAYO - MEDANITO S.E..
- Area BARRANCAS.
- Area LOMA LA LATA - S. BARROSA.
- Area VIZCACHERAS.
- Area CUENCA MARINA AUSTRAL 1.
- Area EL TORDILLO.
- Area CHI. DE LA SALINA (YBR).
- Area PUESTO HERNANDEZ.
- Area HUANTRAICO.
- Area ANTICLINAL GRANDE - CERRO DRAGON.
- Area CHI. DE LA SIERRA NEGRA.



**Producción Petróleo
Areas Principales Vs Area Restantes
1999**

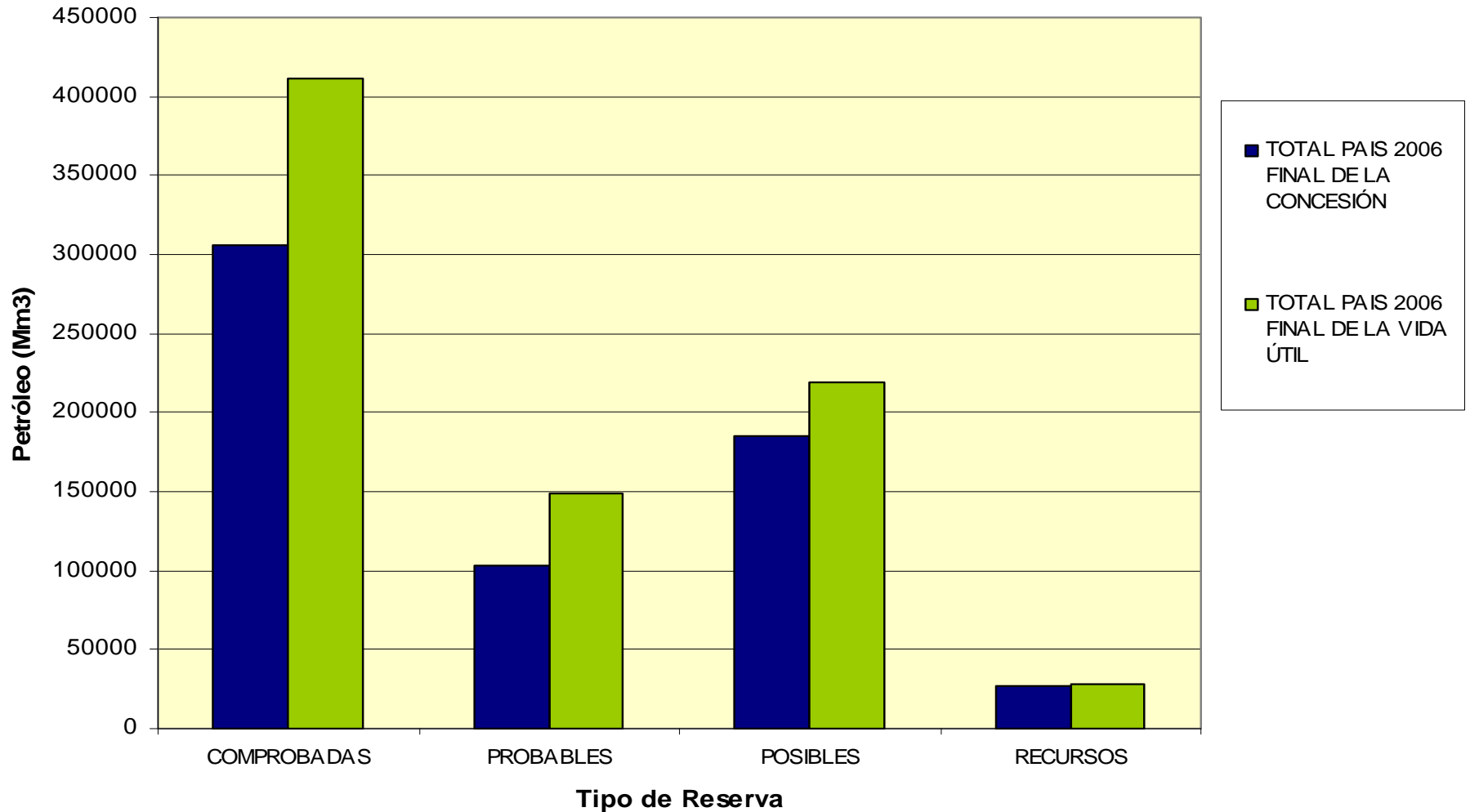


**Producción Petróleo
Areas Principales Vs Area Restantes
2006**





Reservas País 2006



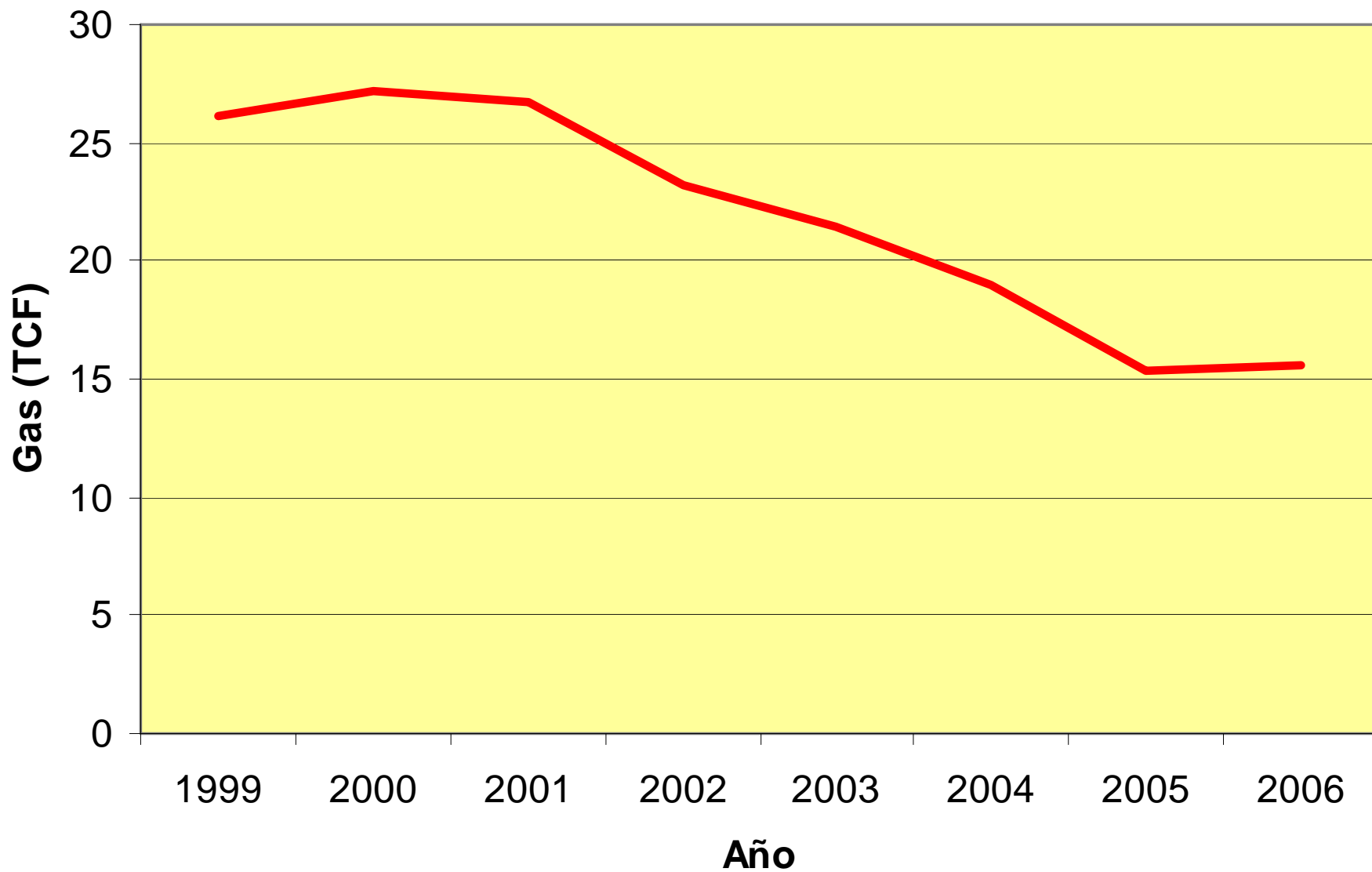


Figura 1

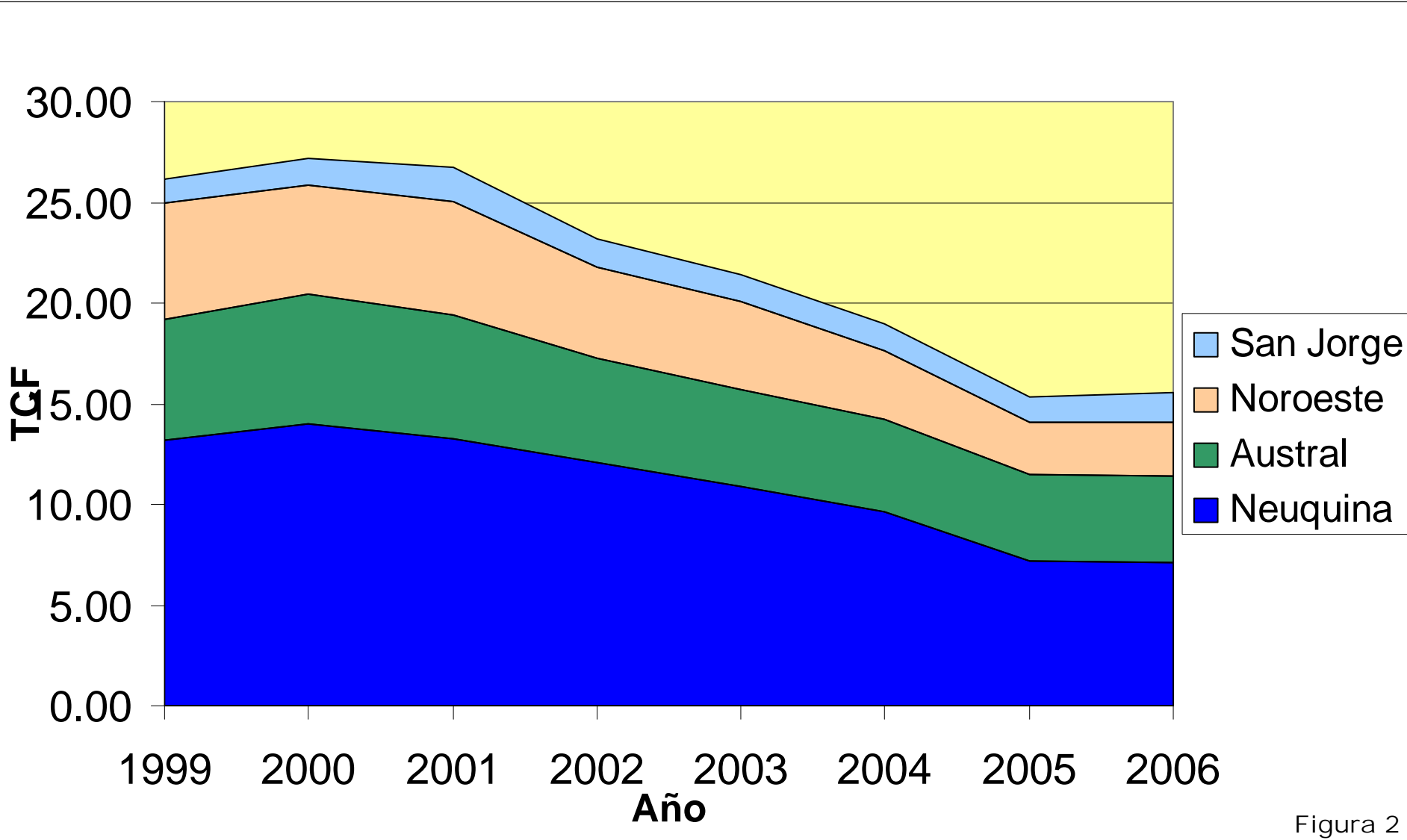


Figura 2

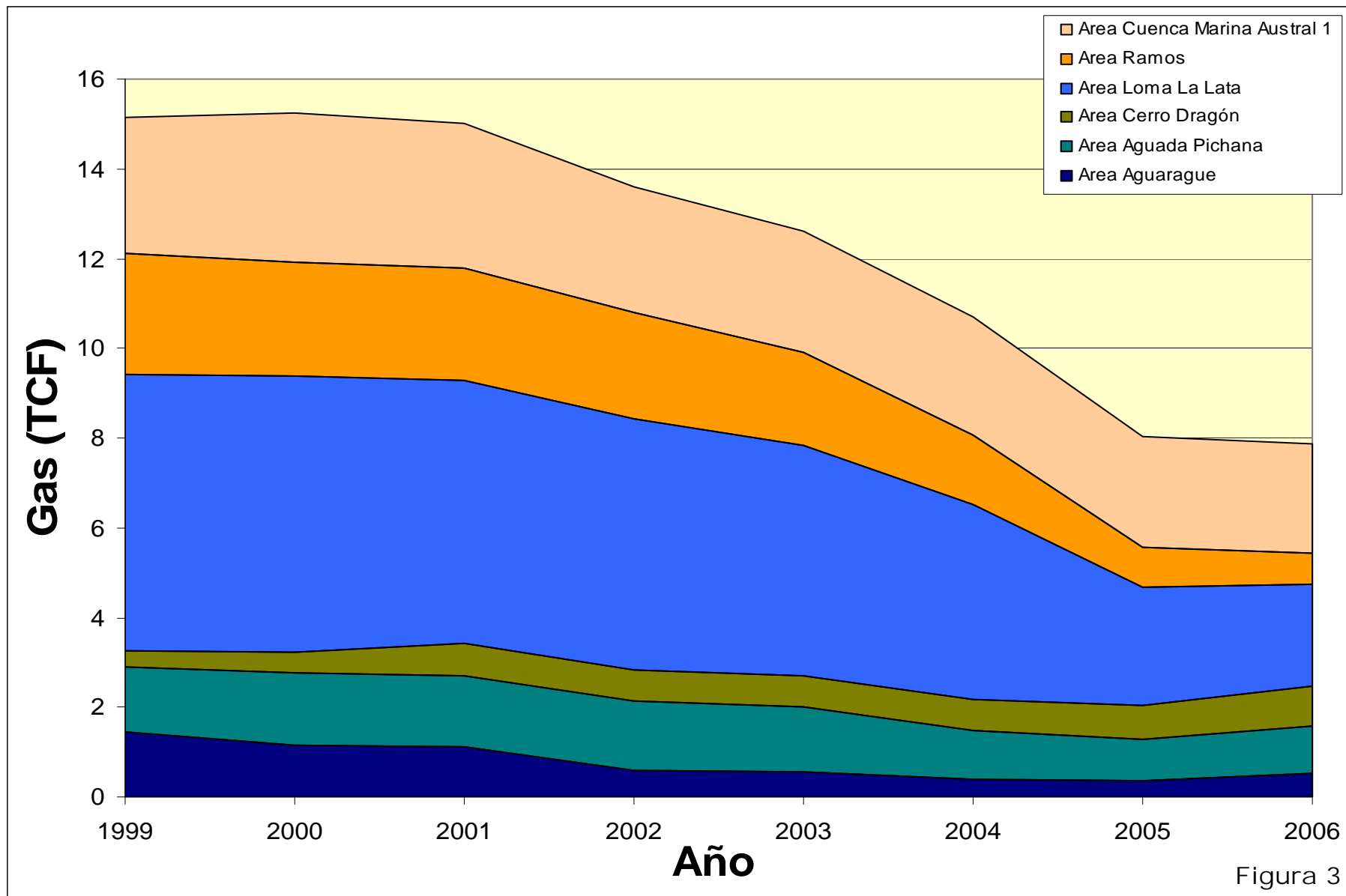


Figura 3



Reservas de Gas Areas Principales Vs Resto Pais (2006)

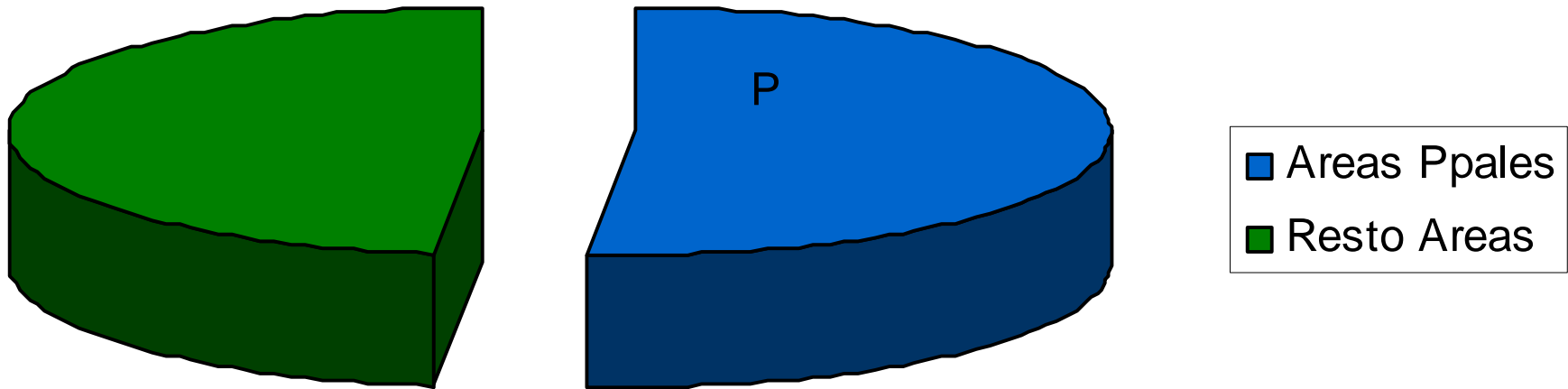


Figura 7

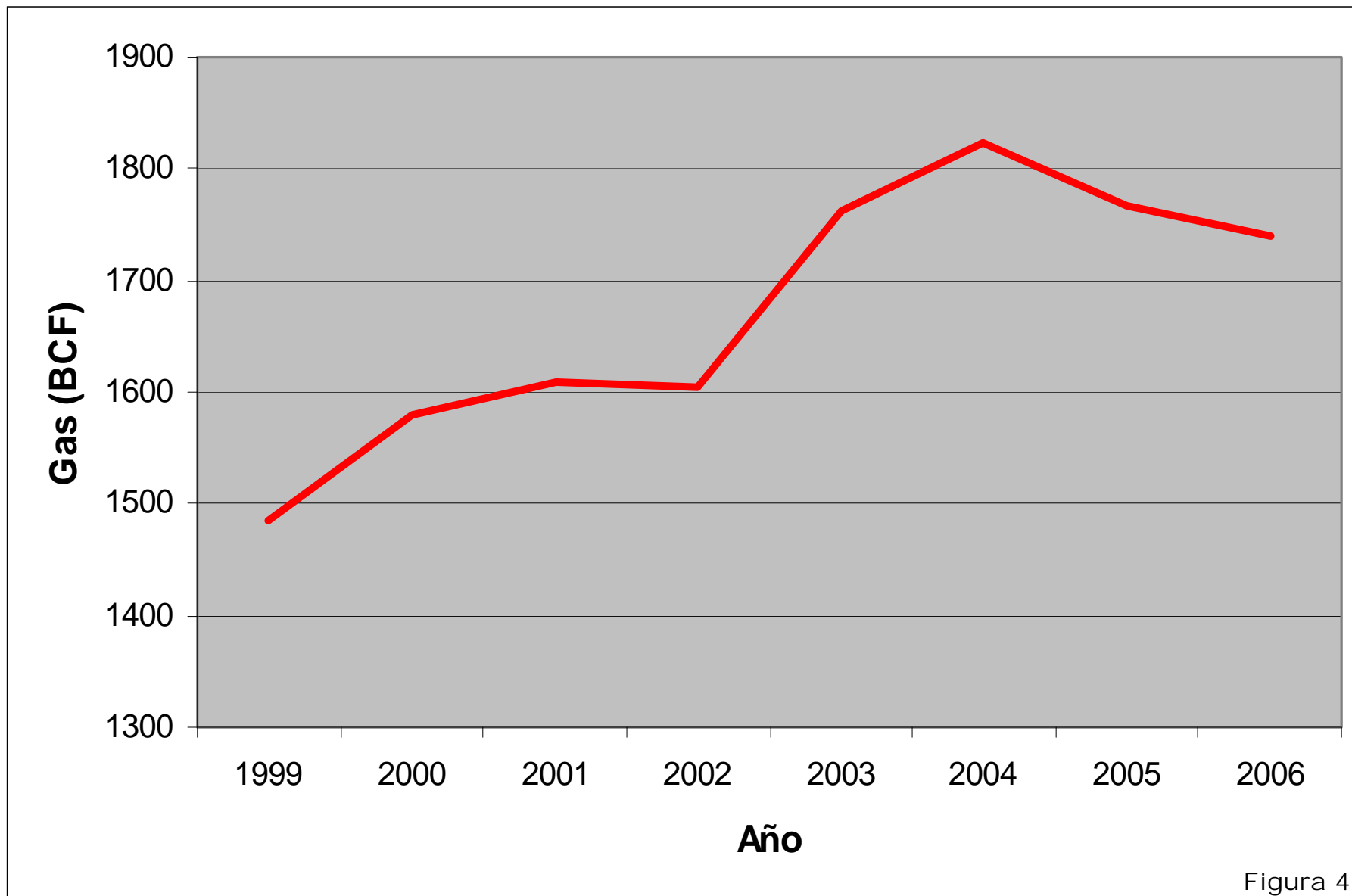


Figura 4

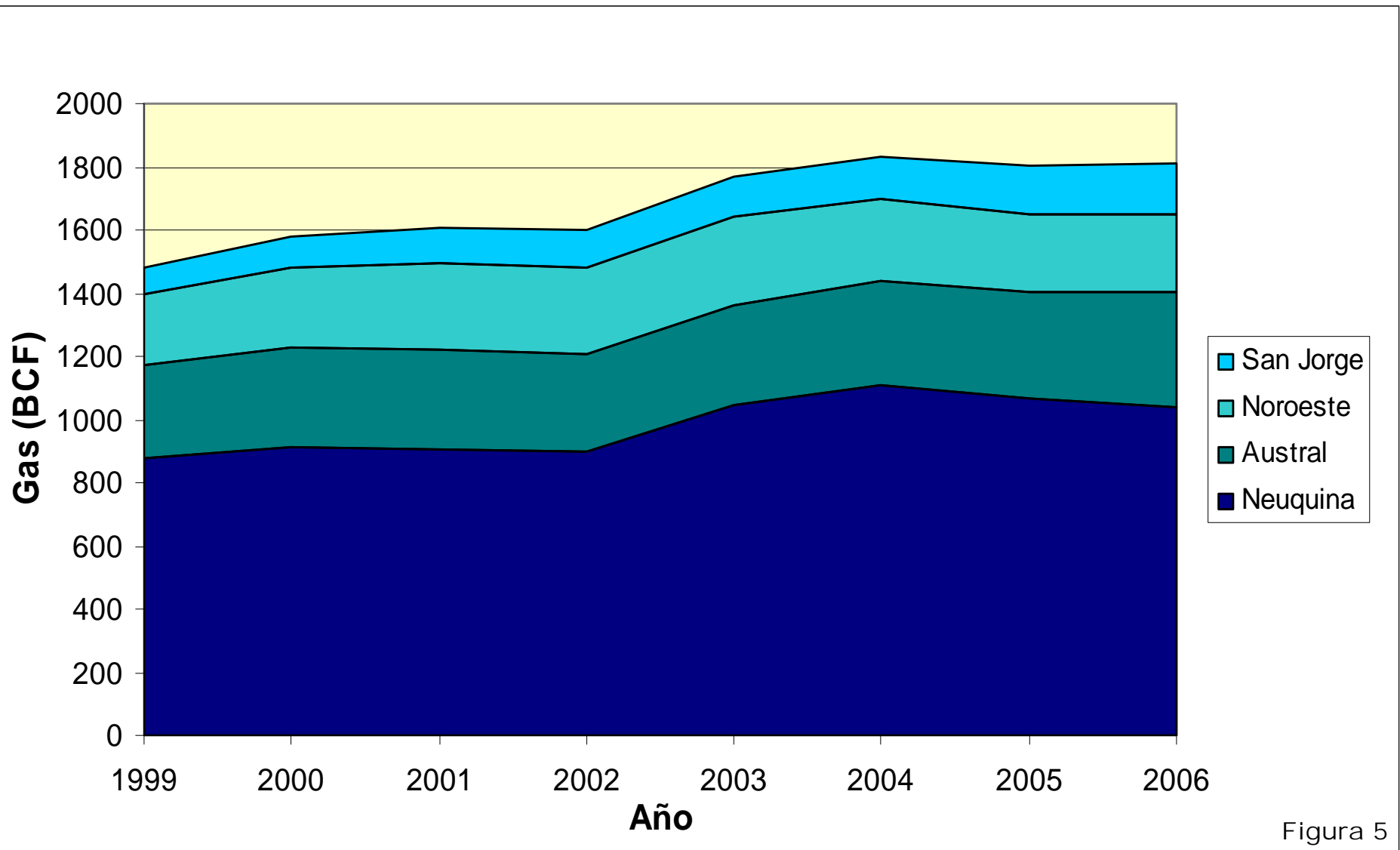


Figura 5

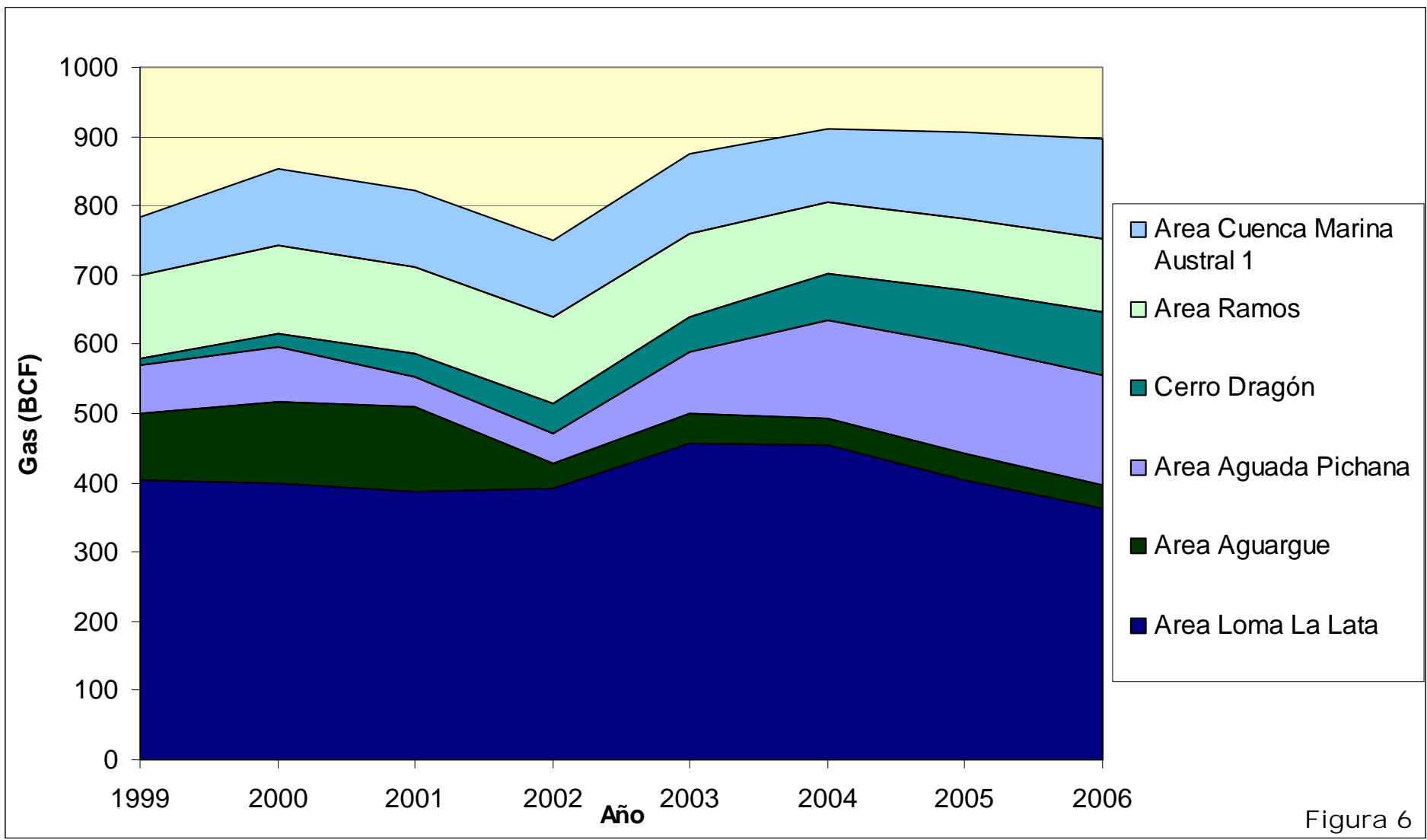


Figura 6



Producción de Gas Areas Principales Vs Area Restantes

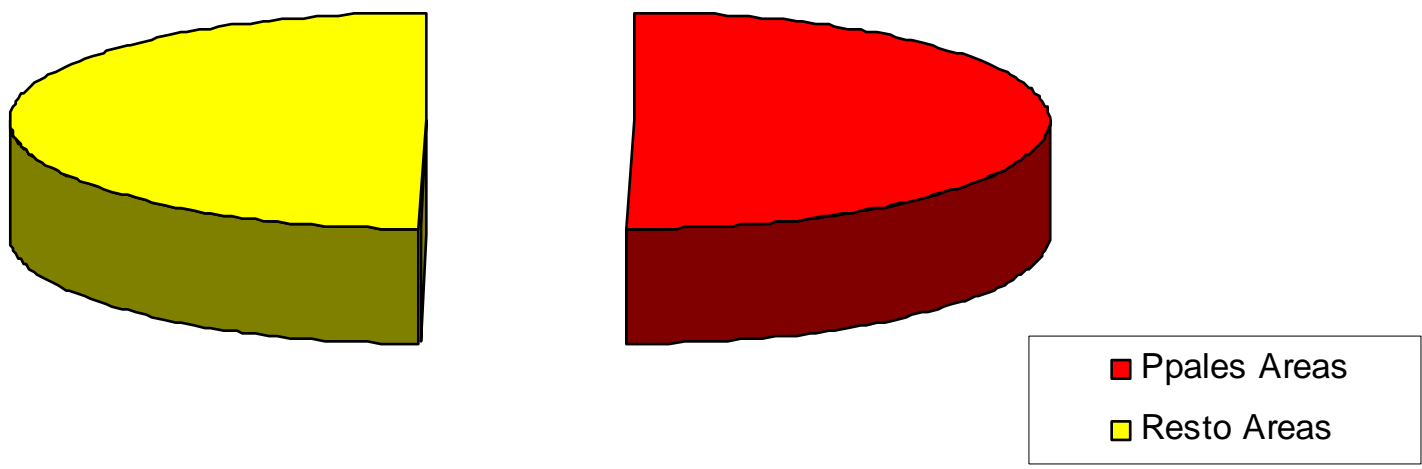


Figura 8

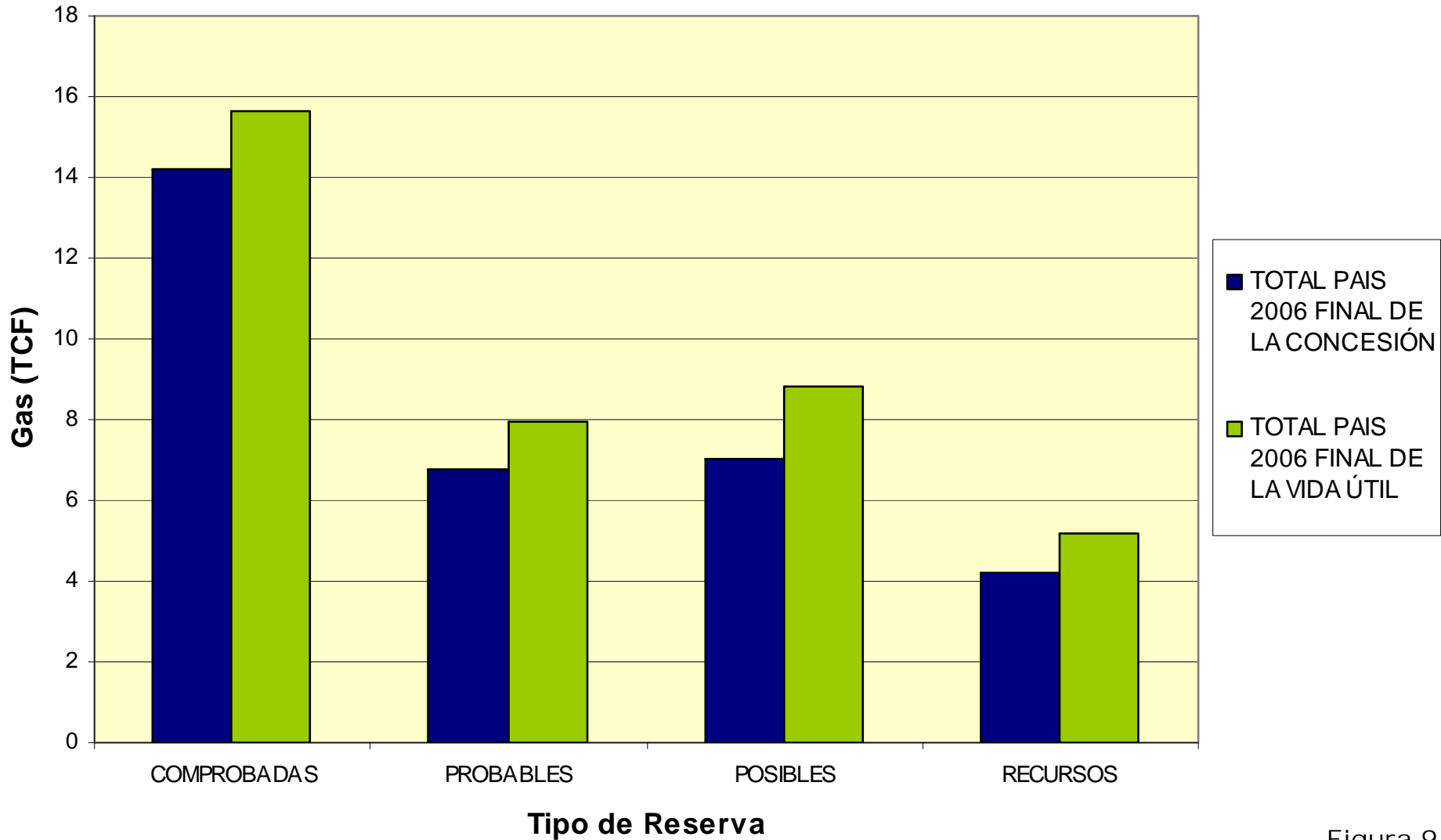


Figura 9



- En los próximos 20-30 años el mayor desafío del Upstream será el desarrollar sus actividades en un ambiente de mayor madurez, con condiciones operativas altamente limitantes (menor productividad por pozo, altos cortes de agua, replanteo de la metodología de recuperación asistida, yacimientos nuevos de menor envergadura, etc.)
- Incentivar la participación de mas Operadores, triplicando o cuadruplicando los existentes
- Incentivar la participación de compañías mas pequeñas que puedan operar yacimientos marginales o de producciones muy bajas
- Implementacion de la Operación de las Areas “Por profundidad”, comenzando con la devolucion de niveles profundos que no han tenido actividad exploratoria reciente.
- El desafío no es Empresa Privada versus Estatal, sino Operadoras eficientes adaptadas a un ambiente de baja productividad por pozo y áreas maduras



Objetivo

- Evitar llegar al 2016/2017 y tener la terminación de todas las Concesiones prácticamente al mismo tiempo.
- Evitar la disminución de inversiones desde varios años antes de la expiración

Una propuesta que podría considerarse es:

- Extender la Concesión de los yacimientos claves, que concentran mas del 70-80%, tanto de las reservas como la producción.
- Implementar la devolución anticipada de áreas inactivas (Ley 17319)
- Implementar la devolución anticipada de las áreas sin actividad dentro de las actuales Concesiones de explotación. Podría negociarse un periodo de prórroga en el que el actual Concesionario debiera presentar un Plan de Exploración Complementaria asociado a otra Compañía.



- Exigir la asociación del actual Operador con nuevos socios, comprometiéndose un Plan de Exploración acotado en el tiempo
- Cesión a un nuevo Operador que deberá comprometer un Plan de Exploración acotado en el tiempo
- Implementación de los “Derechos por Profundidad”
- Devolución, lisa y llana. Posterior Licitación
- Adjudicación Directa de Áreas que no han tenido nunca actividad o no han recibido ofertas en Licitaciones. Valorizar el “Permiso de Exploración”



- Implementar Regalías escaladas referenciadas a WTI, a mayor precio, . . . mayor regalía y viceversa.
- Regalías diferenciadas de acuerdo a distintos conceptos y parámetros técnicos, como ser:
 - Hidrocarburos Nuevos versus Viejo
 - Calidad de crudo o graduación API del mismo (crudos mas caros, mayor porcentaje de regalía)
 - Productividad por pozo (pozos de menor productividad, menor regalía)

Las áreas de exploración nuevas **no** pueden tener regalías mas altas que las áreas actualmente en explotación. Esta es una medida que además incentivaría , definitivamente, la inversión de exploración



- Liberar de retenciones a todo Hidrocarburo Nuevo, alineando los precios del petróleo con el WTI y el gas al precio regional . Competitividad por valor y premio para el capital de riesgo en exploración.
- Beneficios Impositivos , tal los ideados para la Ley actualmente en discusión en el Congreso.
- Disminución de Regalías hasta repago de inversión; luego deberían regirse por regalías escaladas , tal como ya fue discutido aquí.
- Incentivar cualquier tipo de medidas que ayude a la participación de mayor cantidad de Compañías.



- Salir gradualmente del esquema de retenciones. Una manera es liberando de las mismas a todo petróleo o gas nuevo descubierto

- Alinear gradualmente al precio del petróleo al WTI

- Alinear el precio del gas al regional. Aquí quizás el proceso debería ser mas ágil y rápido ya que una medida de estas características provocaría en forma casi inmediata:
 - Un impacto positivo en las reservas, transformando actuales “recursos”
 - Disminución inmediata de los volúmenes de importación, lo cual, además, incrementaría el poder de negociación con potenciales proveedores (Bolivia)



- Romper paradigmas . Porque hay exitos de nuevas Compañías en areas consideradas “marginales”?
- Espíritu “entrepeneur”
- Cerrar el “gap” entre la técnica y los negocios. Cualquier decisión empresarial tiene posibilidades de ser mejor si esta sustentada en sólidos conocimientos técnicos.
- Conformar nuevas compañías con financiamiento privado local o externo, manejadas por profesionales con probada experiencia en el “upstream”. Definitivamente no es un problema solamente de abogados , economistas o politicos.
- Basta de jugar al..... “No es Horrible?”



➤ Evaluación de Compañías

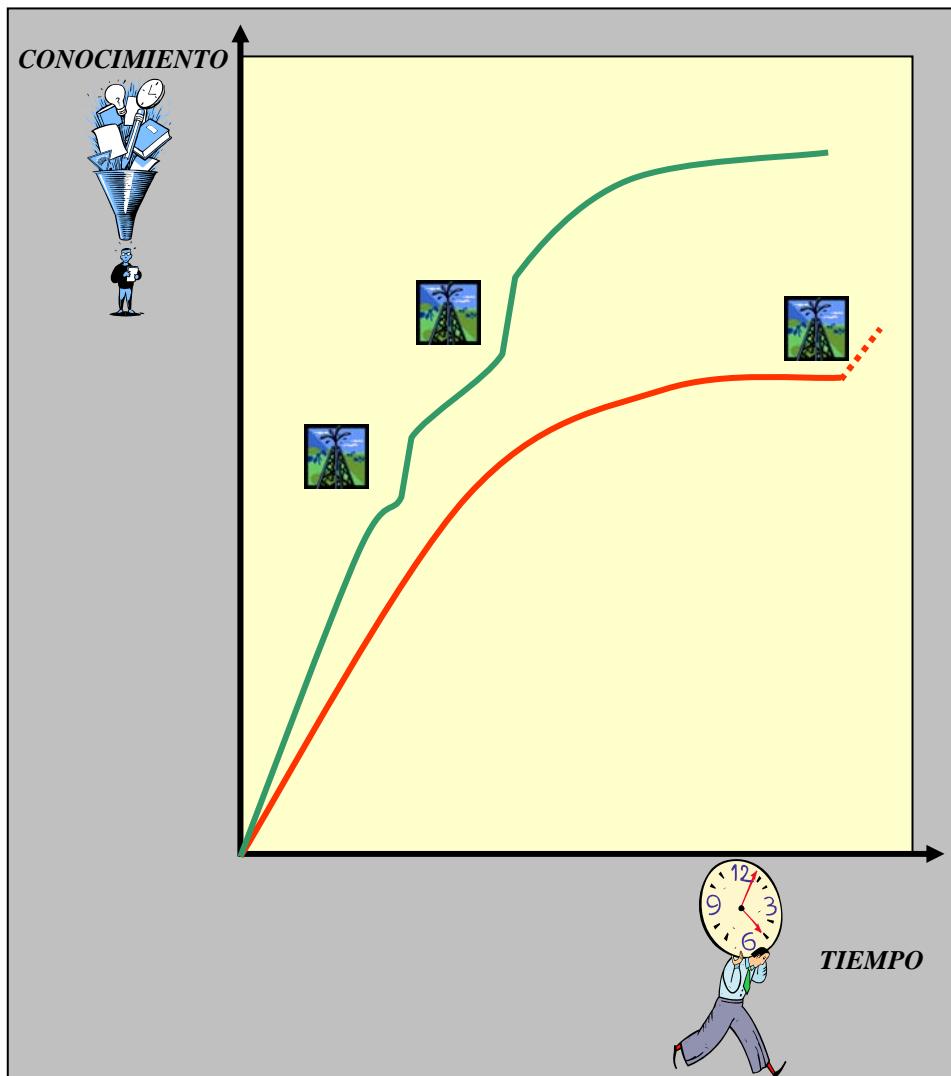
- . Reemplazo de reservas
- . Costo de descubrimiento
- . Costo de desarrollo
- . Costo Operativo
- . Retorno
- . Ganancias

➤ Exploración bajo nuevos paradigmas

- ▣ Análisis de riesgo
- ▣ Administración de portafolio

- ▣ Aversión al riesgo

Pero.....



Compañía A

No se perfora hasta que los niveles de riesgo son "aceptables"



El conocimiento se estanca



El riesgo no puede ser evaluado apropiadamente por falta de datos



Pocos proyectos son perforados



Areas inactivas por largos períodos

Compañía B

Perfora antes de la meseta de conocimiento



Pozo exploratorio = salto de conocimiento



Mejor apreciación del riesgo



El potencial del área se conoce tempranamente



Incorporación de Reservas / Producción



- Nueva Ley de Hidrocarburos que deberá definir las Políticas del Área.
- Esas Políticas, deberían estar focalizadas a lograr una Industria mas diversificada, con mayor numero de “jugadores” y apta para ser eficiente en un ambiente general de incremento de la “madurez”.
- El Estado debería fijar las Políticas y la Industria definir las Inversiones, en base a esas Políticas; por lo tanto,pareceria ser altamente conveniente una discusion abierta de las posibles alternativas entre todos los sectores involucrados. *Es nuestra responsabilidad ante la Sociedad.*



El valor de tener todo el sistema funcionando, la fuerza laboral activa, yacimientos, destilerías, sistema de transporte, marketing y mitigar la necesidad de importación de energía tiene un VALOR concreto para la Sociedad

No son solo regalías o tarifas

No es lo mismo producir un m3 de petróleo o gas, que importarlo