



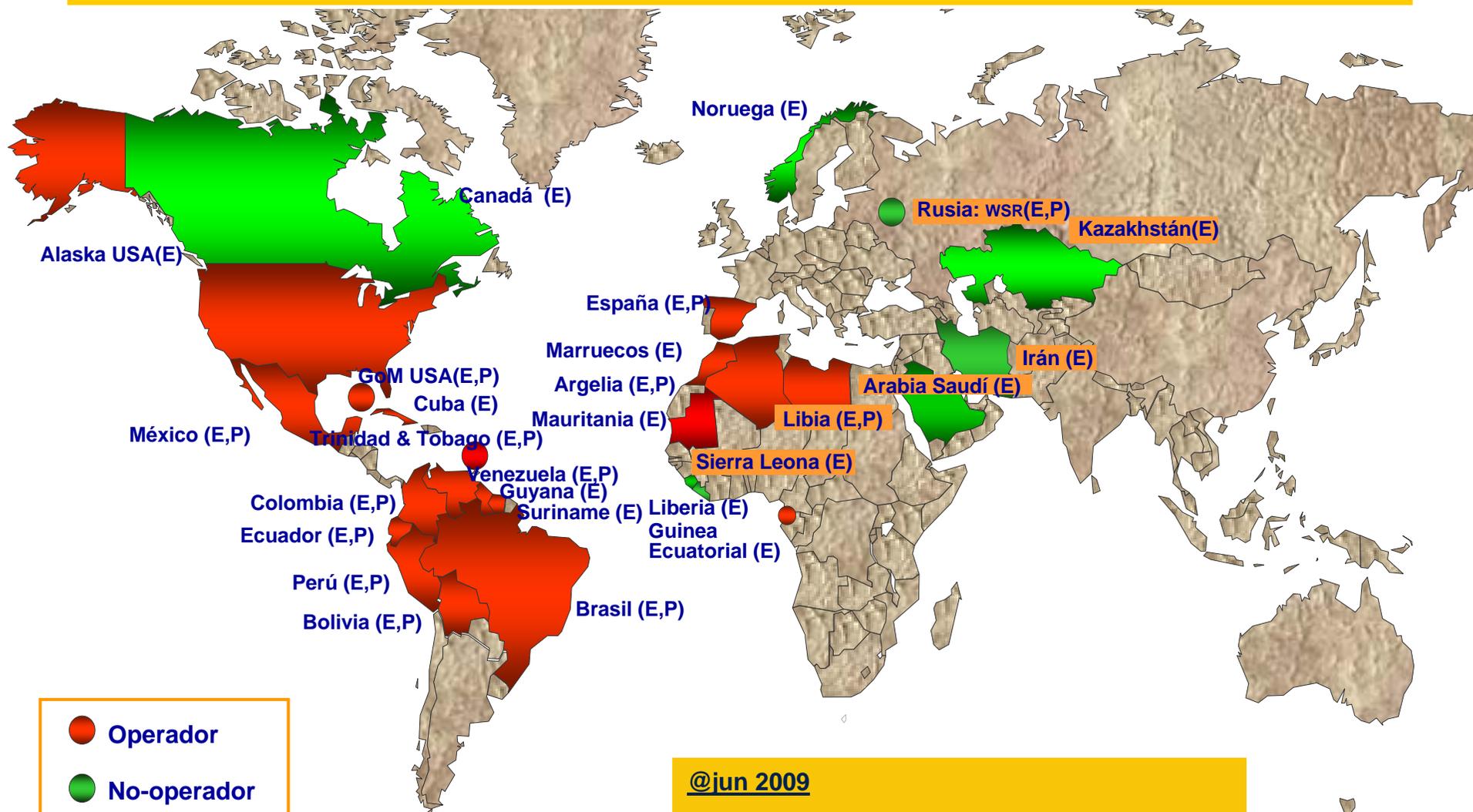
# Visita a Río de Janeiro Noviembre 2009

---

Noviembre 2009

# Repsol: Presencia E&P DG Upstream @jun2009

**DG UPSTREAM TIENE ACTIVIDAD E&P EN 26 PAÍSES SIENDO OPERADOR EN 18**



**@jun 2009**  
**Producción Gross DG Upstream : 1.625 Kboed**  
**Producción Neta DG Upstream : 329 Kboed**

# 15 Descubrimientos en 2009: año histórico

**Tasa de éxito en 2008(\*): 26%**  
**Tasa de éxito en 2009(\*): 50%**  
(\* no incluye appraisals)



# Gran éxito exploratorio de Repsol: 2008-2009

## Entre los mayores descubrimientos del mundo (IHS)



1 descubrimiento de Repsol entre los 5 mayores del mundo en 2009

IHS Top 10 worldwide discoveries in 2009 (September)

Country	Basin	Block/Field
Iraq	Zagros Fold Belt (Zagros province)	Miran West 1
Australia	Browse basin	Poseidon 1
Israel	Levantine Deep Marine basin	Tamar 1
Iran	Zagros Fold Belt (Zagros province)	Sefid Baghun
Venezuela	Upper Guajira basin	<b>Perla 1X</b> →
Brazil	Santos basin	Iracema
United States	Sigsbee sub-basin (DW GoM Basin)	Tiber
Iraq	Zagros Fold Belt (Zagros province)	Shaikan 1
Algeria	Illizi basin	Ain Tsila Ridge 1
Brazil	Santos basin	Azulao (Santos)

Repsol 1 discovery among Top 5  
(Buckskin no incluido)

3 descubrimientos de Repsol entre los 5 mayores del mundo en 2008

Los 10 mayores descubrimientos del mundo en 2008

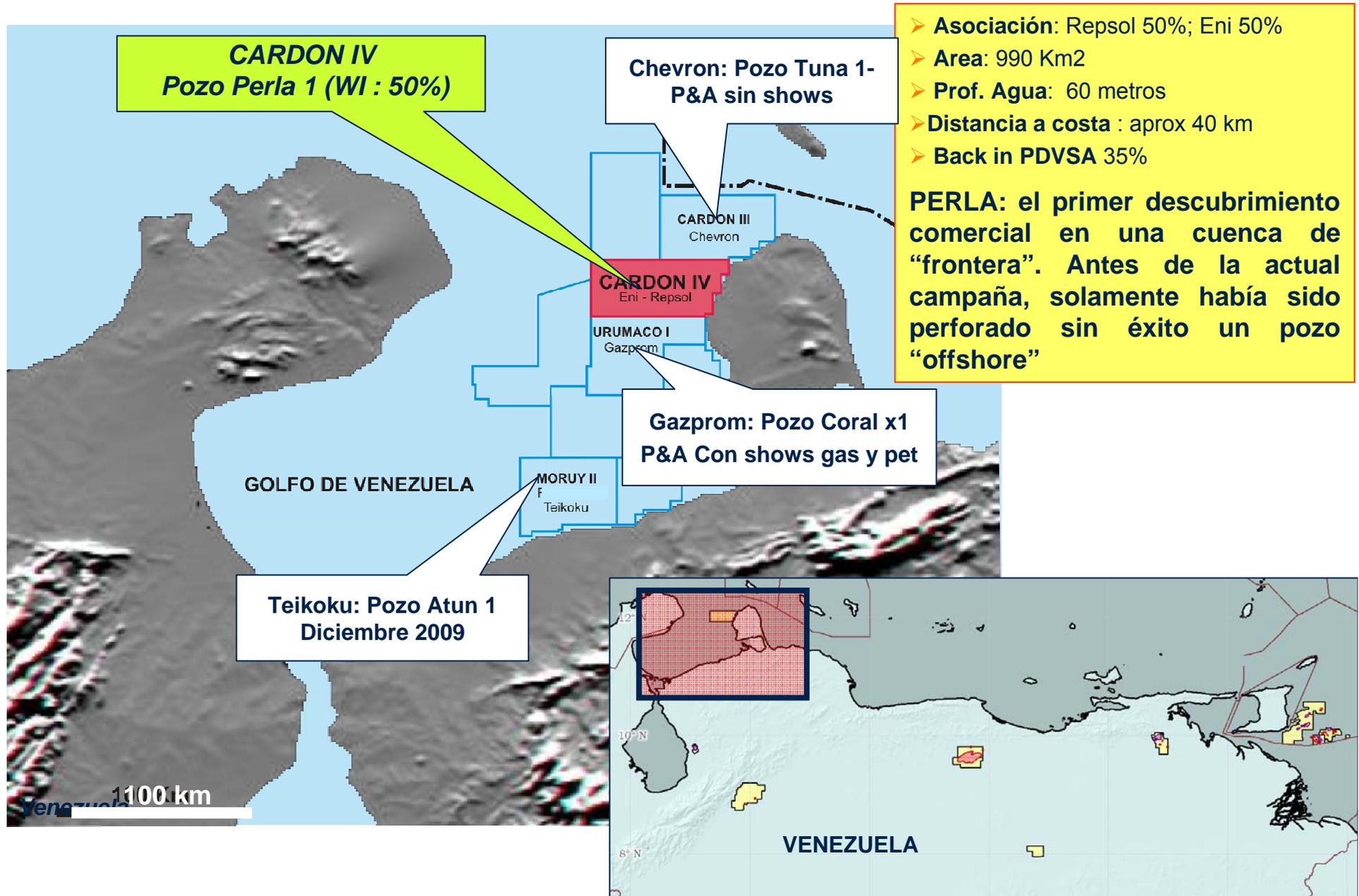
País	Cuenca	Bloque/Campo
Brasil	Cuenca de Santos	Iara
Brasil	Cuenca de Santos	Jupiter
<b>Brasil</b>	<b>Cuenca de Santos</b>	<b>Guara</b>
<b>Peru</b>	<b>Cuenca Ucayali</b>	<b>Kinteroni 1X</b>
<b>Bolivia</b>	<b>Cuenca Chaco</b>	<b>Huacaya</b>
Brasil	Cuenca de Santos	Bem-te-vi
Irán	Provincia Zagros	Balaroud 1
Australia	Cuenca Bonaparte	Blackwood (MEO) 1
Egipto	Cuenca Delta del Nilo	Satis 1
Rusia	Cuenca Mangyshlak	Tsentralnoye

Repsol 3 discoveries among Top 5

En 2008 Repsol realizó otros 7 descubrimientos

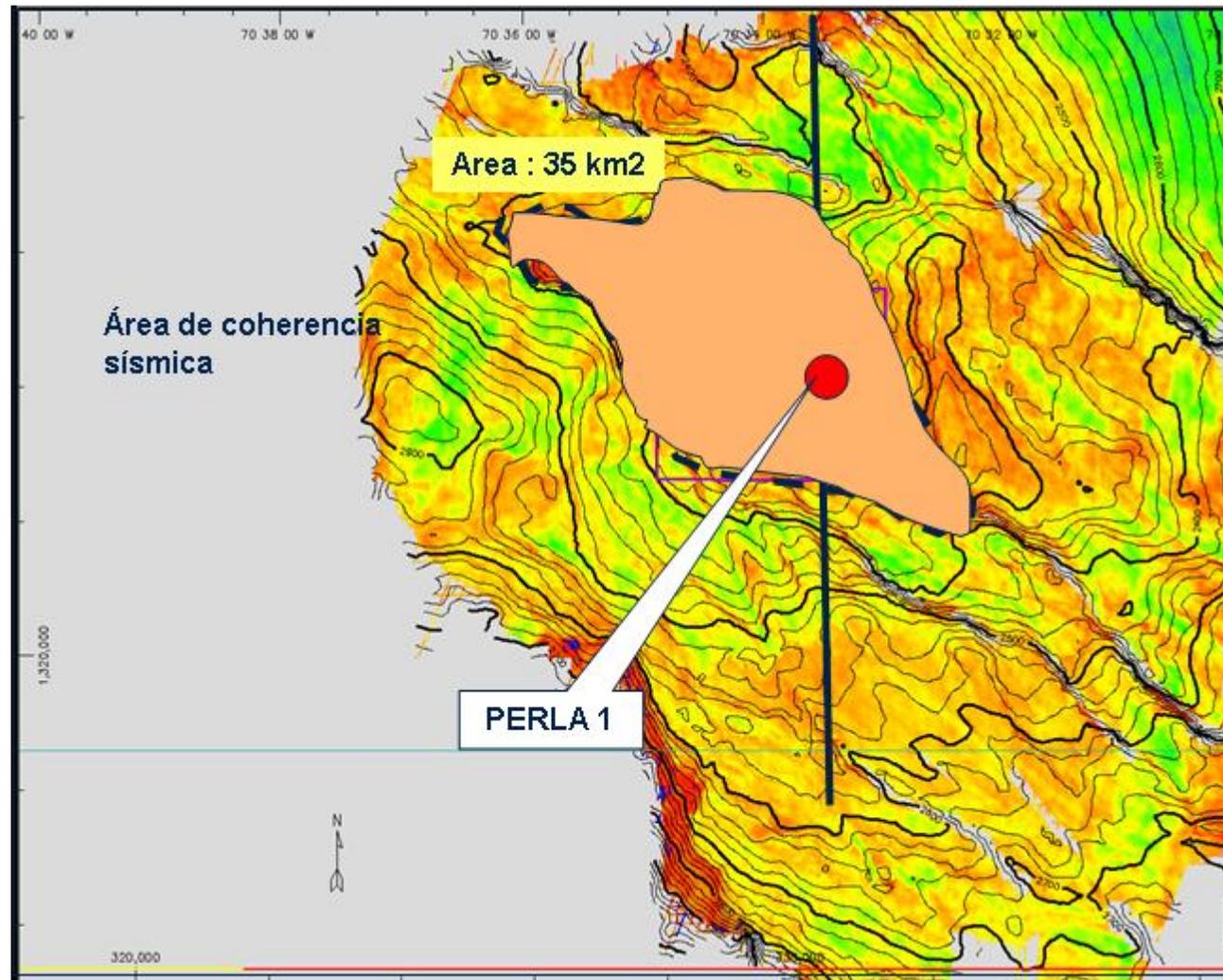
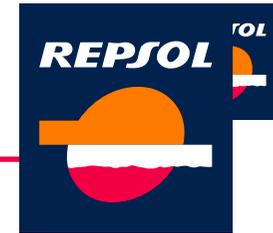
Fuente: IHS

# Venezuela: Perla 1X (Bloque Cardón IV)



# Venezuela: Perla 1X (Bloque Cardón IV)

## Mapa y Área

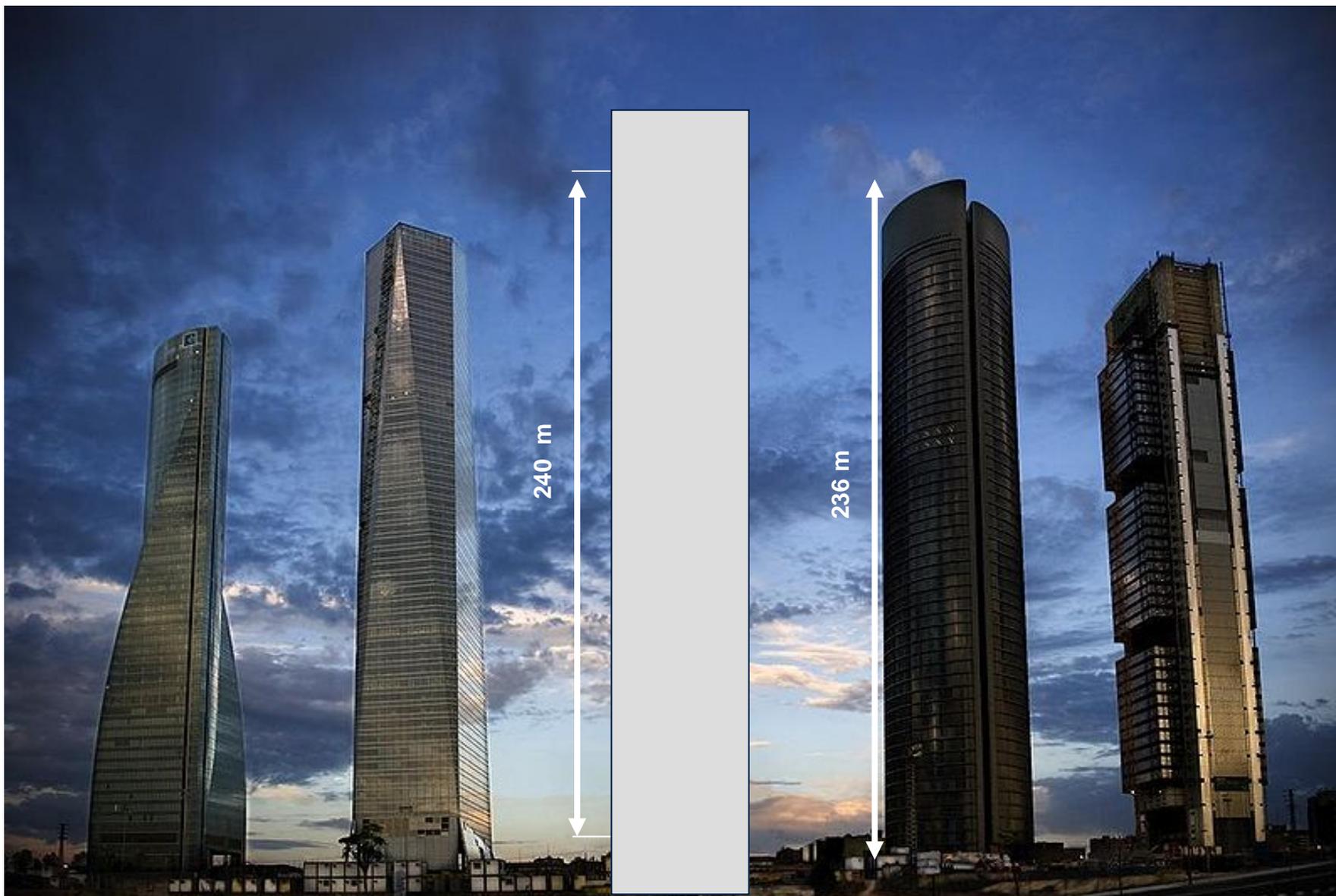




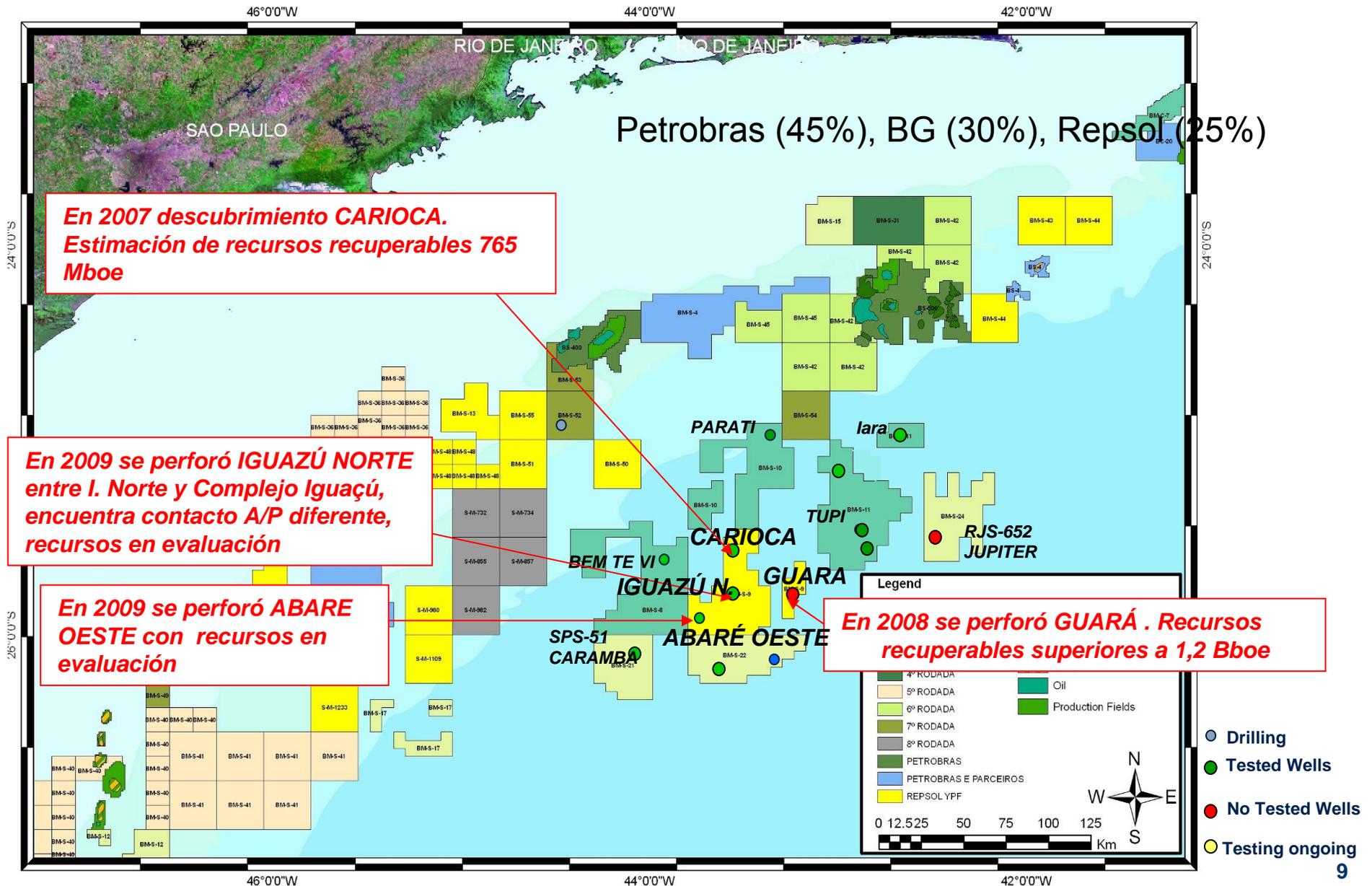
# Venezuela: Perla 1X (Bloque Cardón IV)

## Espesor impregnado

---



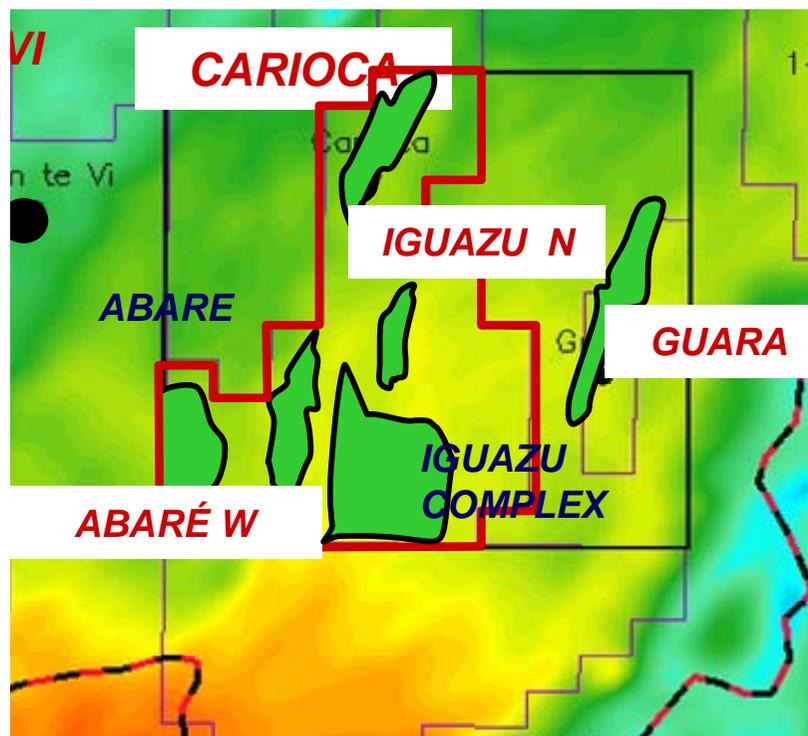
# Brasil : Bloque BM-S-9. 4 descubrimientos: Guará (2008) y Carioca (2007), y Abar Oeste e Iguazú (2009),



# Brasil : Bloque BM-S-9.

## Descubrimientos y prospectos

---







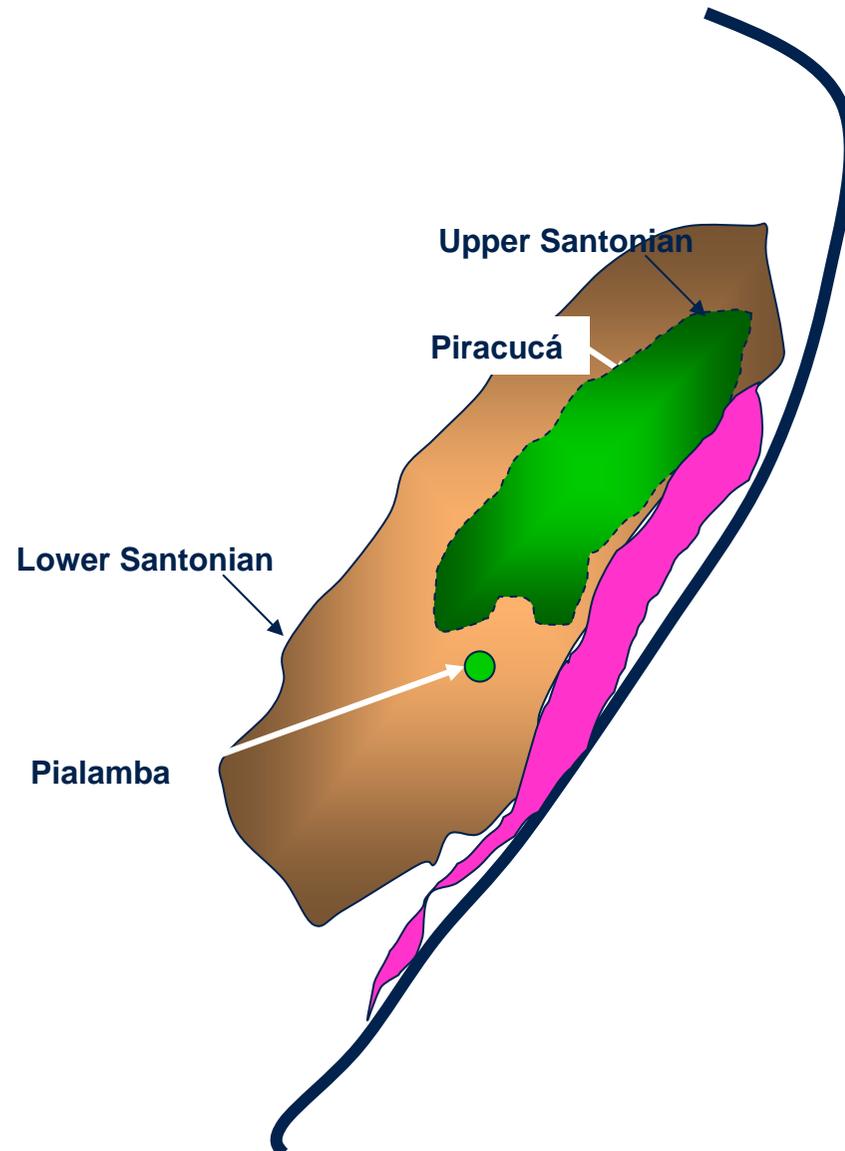
## Brasil : Piracucá-Pialamba (bloque BM-S-7)

---

- El sondeo exploratorio Pialamba terminó en marzo de 2009 siendo descubridor de petróleo liviano.
- El 7 de Abril de 2009 fue declarada ante la ANP la comercialidad del bloque, dando al campo el nombre de Piracucá
- El pozo de delineación Piracucá terminó en septiembre de 2009, en este pozo se comprobó la continuidad de la acumulación de hidrocarburos en el Santoniense inferior y fue descubridor de petróleo liviano en el Santoniense Superior. La prueba de producción a nivel del Santoniense Superior tuvo como resultados preliminares los siguientes con choke de 1/2": Caudal de crudo 3476 bopd con 126800 m<sup>3</sup>/d de gas
- El 18 de Septiembre se presentó a la ANP el informe final de descubrimiento del campo de Piracucá.

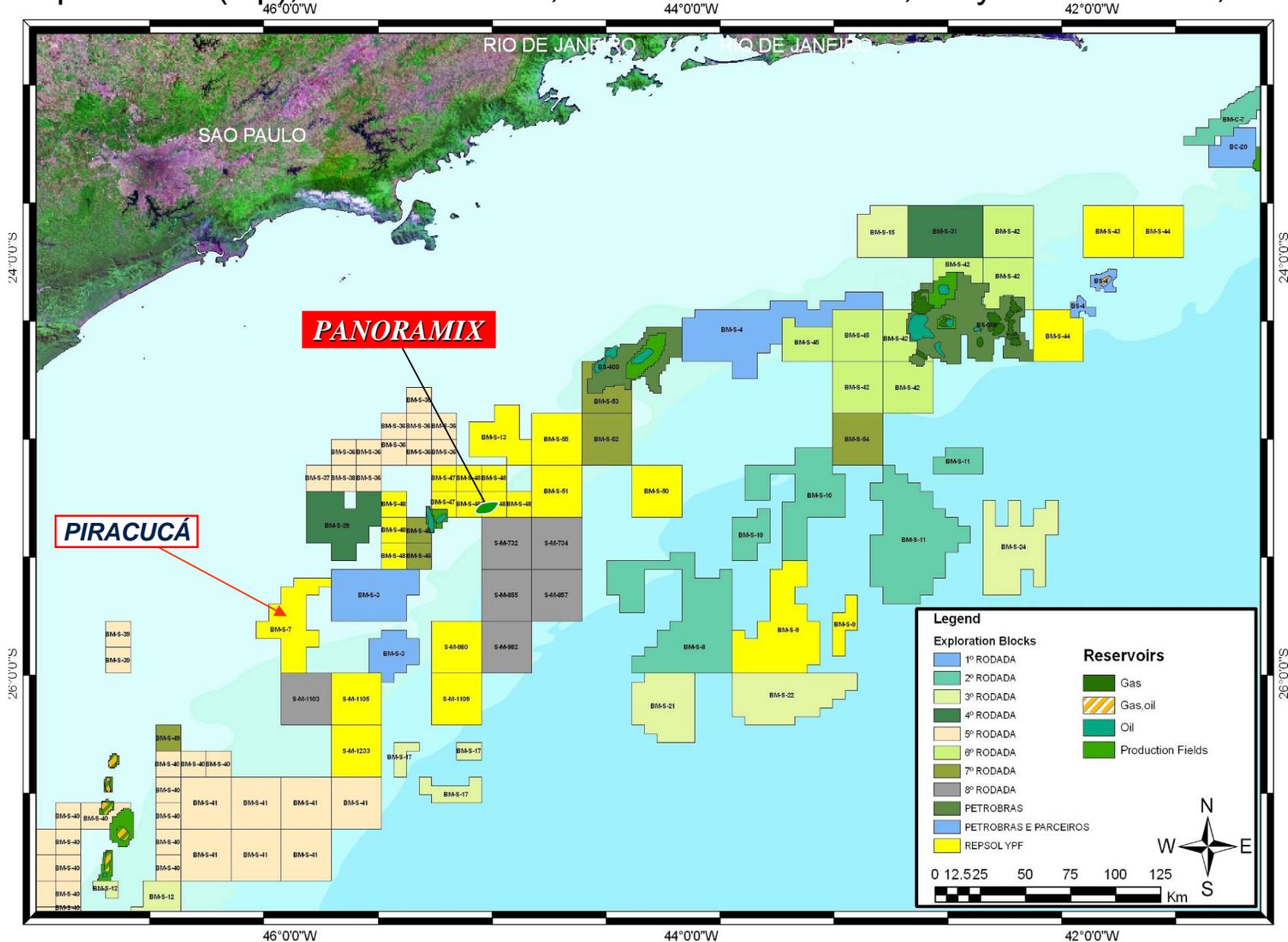
# Yacimientos descubiertos

---

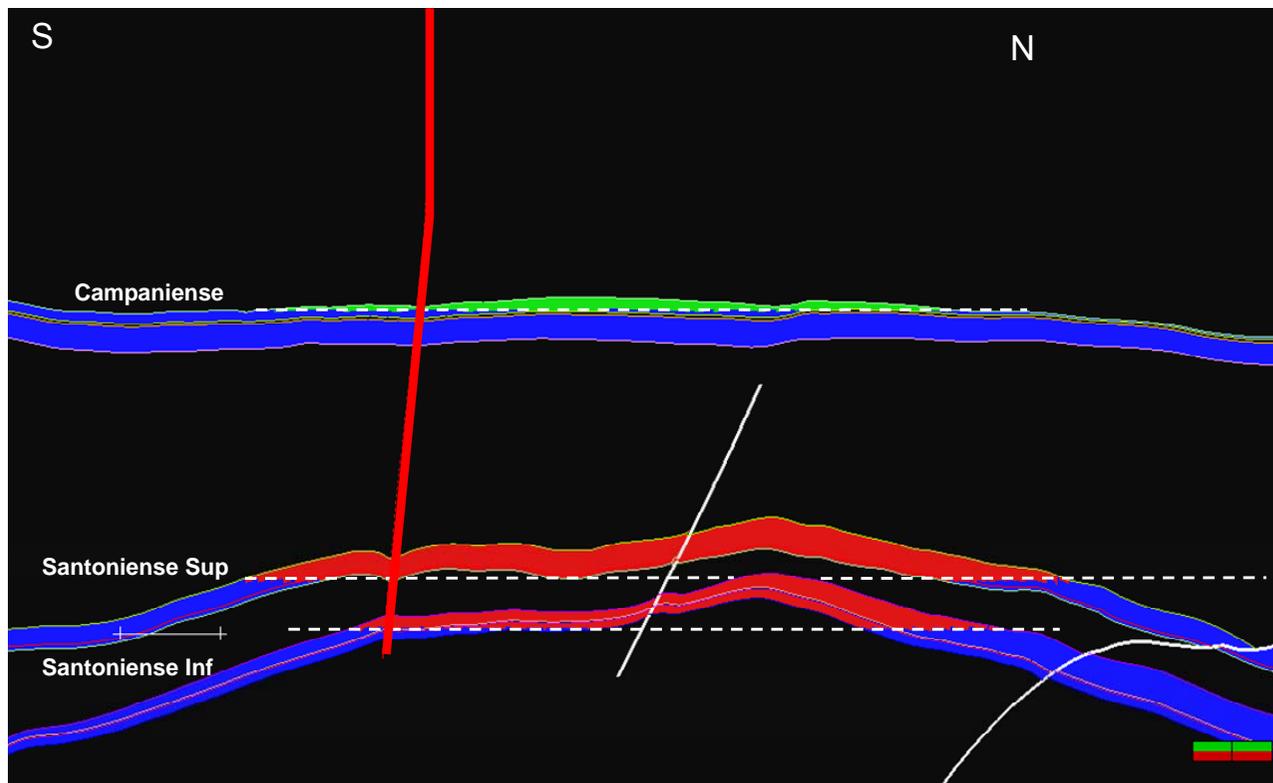


# Brasil : Panoramix (bloque BM-S-48)

Repsol 40% (Op), Petrobras 35%, Vale do Rio Doce 12,5% y Woodside 12,5%.



# Descubrimientos del sondeo Panoramax 1

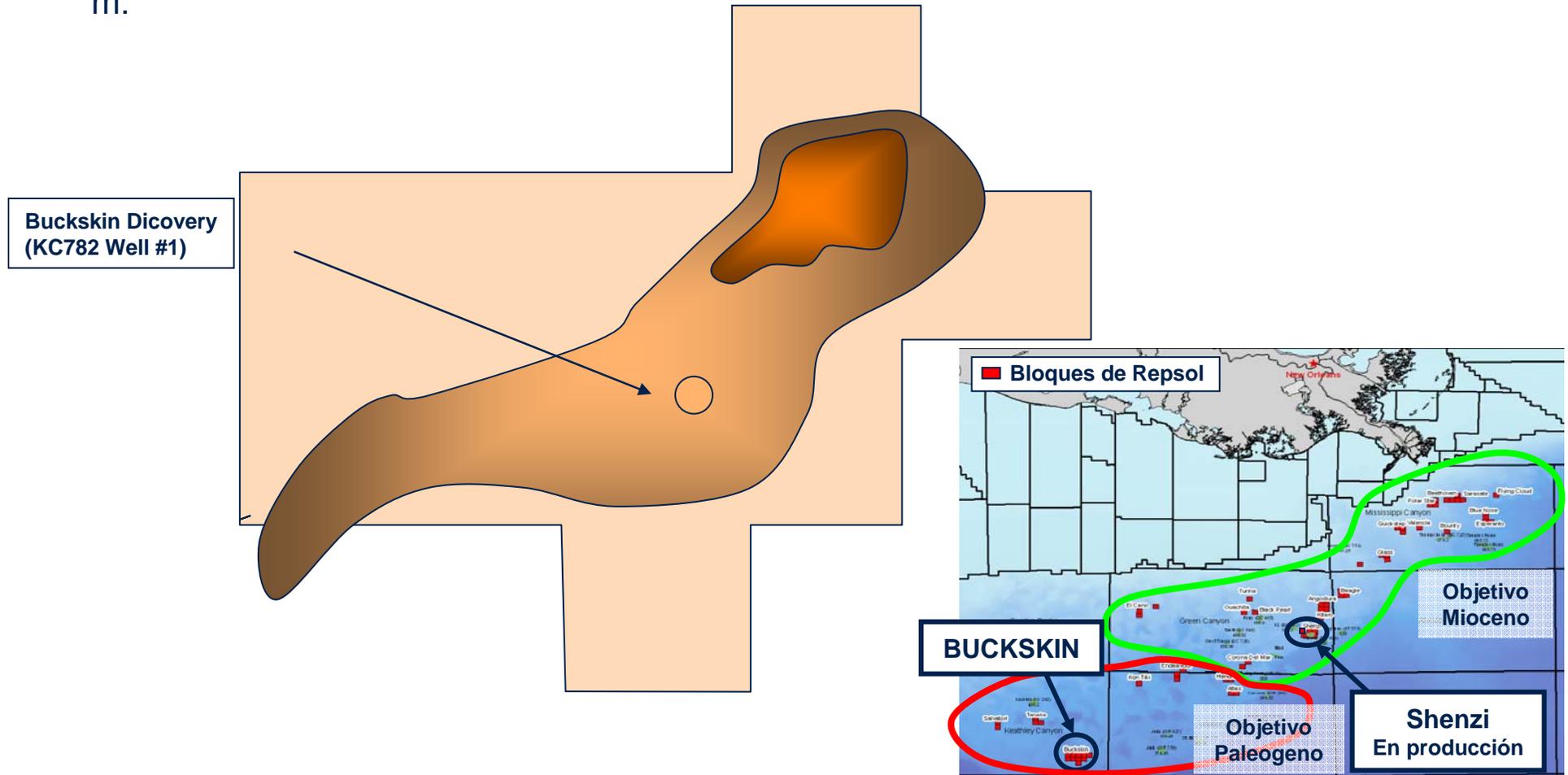


**El descubrimiento incorpora tres niveles productivos, dos inferiores con gas y condensado, y el superior con petróleo.**

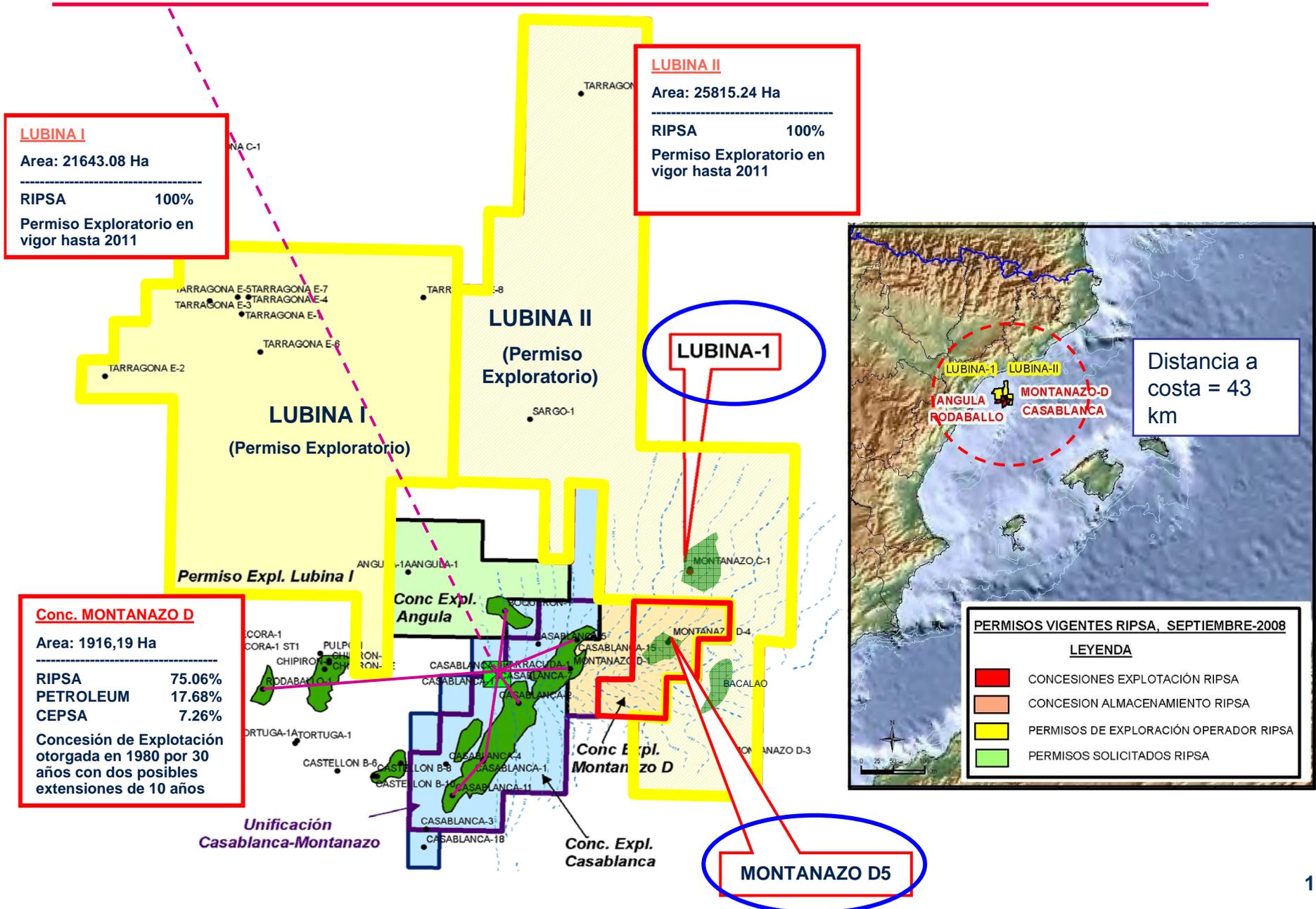
# GoM USA : Buckskin

Repsol (12,5% WI), como operador de la fase de exploración, terminó el sondeo Buckskin a principios de 2009 resultando en un importante descubrimiento en el Play Paleógeno (Wilcox) .

El pozo tiene una profundidad de unos de 10.000 m con una lámina de agua de 2.000 m.



# España : Montanazo D5 y Lubina-1



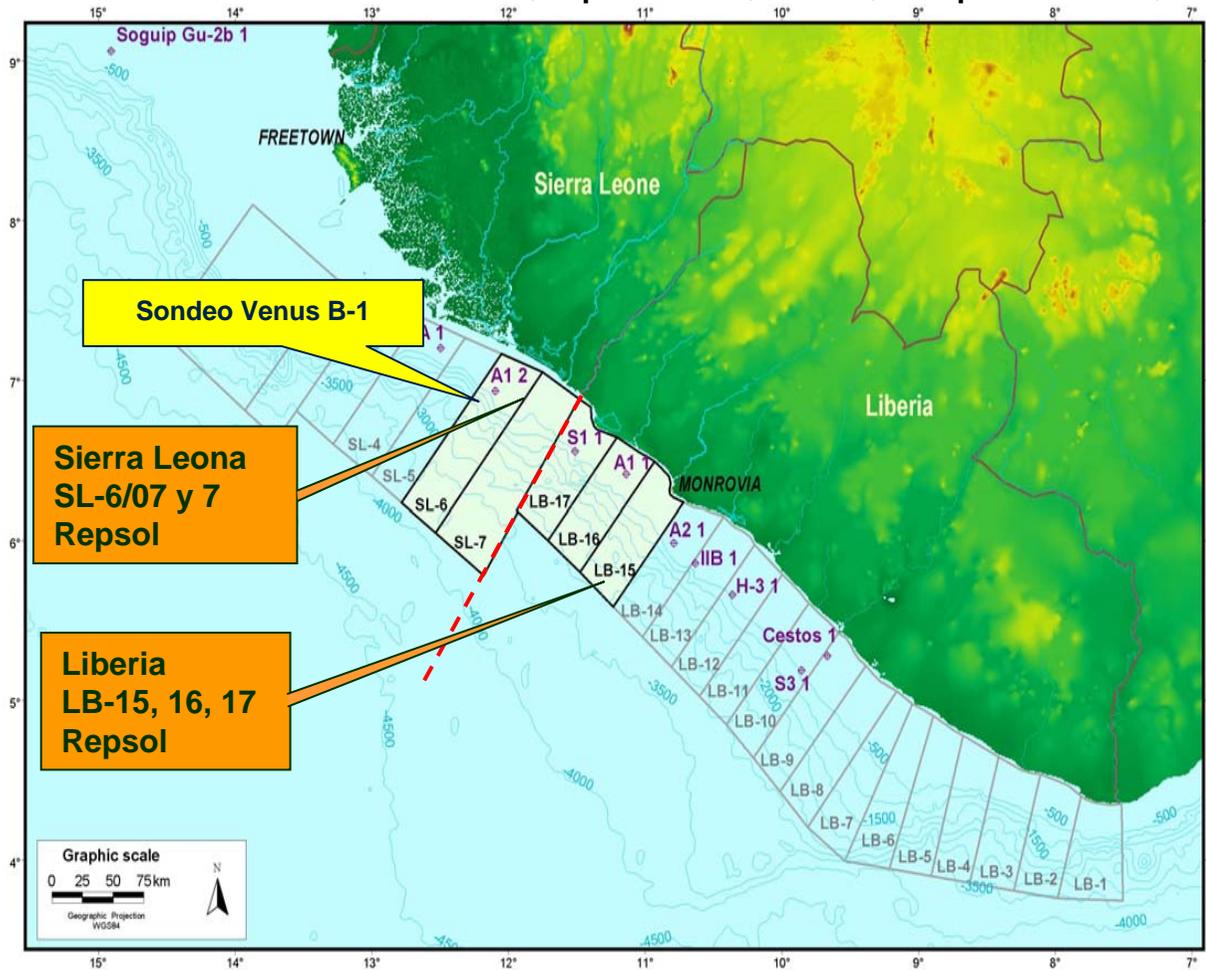
## España : Montanazo D5 y Lubina-1

---

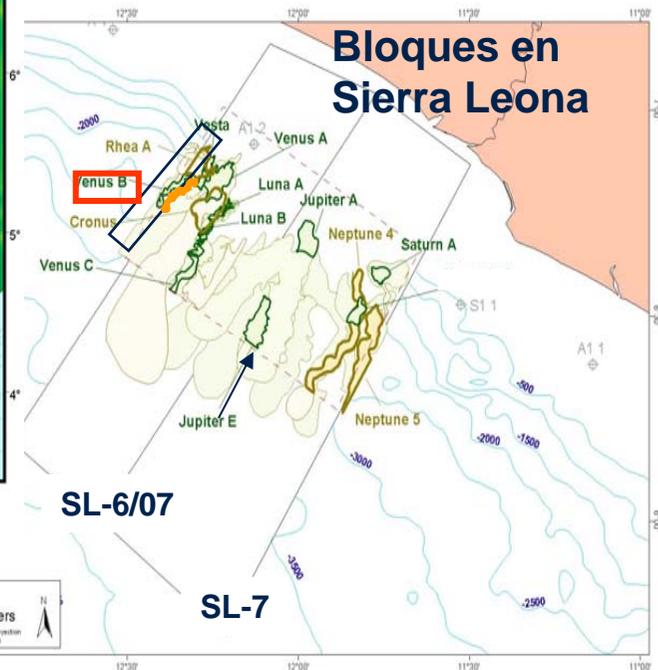
- El pozo Montanazo D-5 se terminó con resultado positivo en mayo de 2009. En el test de producción se alcanzaron flujos máximos de 3800 bopd de calidad 32°API. Está situado en la concesión Montanazo D, vigente hasta 2010. En enero de 2009 se ha solicitado la extensión por un período adicional de 10 años.
- El descubrimiento del sondeo Lubina-1 se produjo en julio de 2009. El test de producción dió flujos máximos de 3800 bopd de calidad 32° API.El pozo Lubina-1 está situado en el permiso Lubina II vigente hasta Marzo 2011.
- Para la puesta en producción se empleará la plataforma Casablanca. El desarrollo y puesta en producción de los pozos Montanazo D-5 y Lubina-1 permitirá, prorrogar la producción de los campos existentes (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón), y retrasar el abandono de la plataforma, previsto en la actualidad para 2014.
- El descubrimiento de Montanazo y Lubina abre nuevas oportunidades exploratorias en el área como por ejemplo el prospecto Bacalao situado inmediatamente al este de la estructura Lubina/Montanazo y dentro del permiso Lubina II.

# Sierra Leona : Venus B-1

Anadarko, operador, 40%, Repsol 25%, Woodside 25% y Tullow 10%.



Se trata de un “play” repetitivo a lo largo del borde de la plataforma de Sierra Leona/Liberia



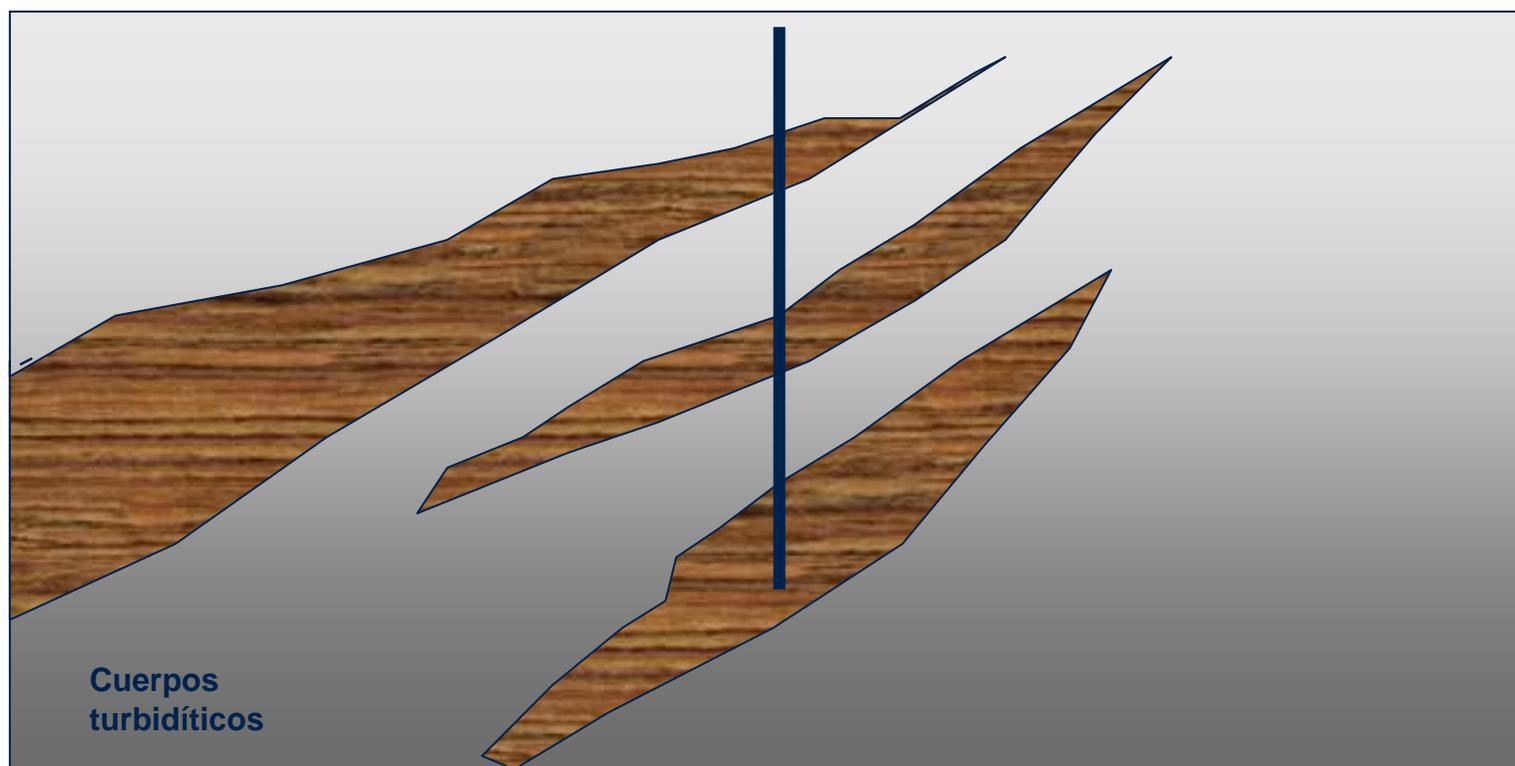
El sondeo perforado es un puro “wildcat”

## Sierra Leona : Venus B-1

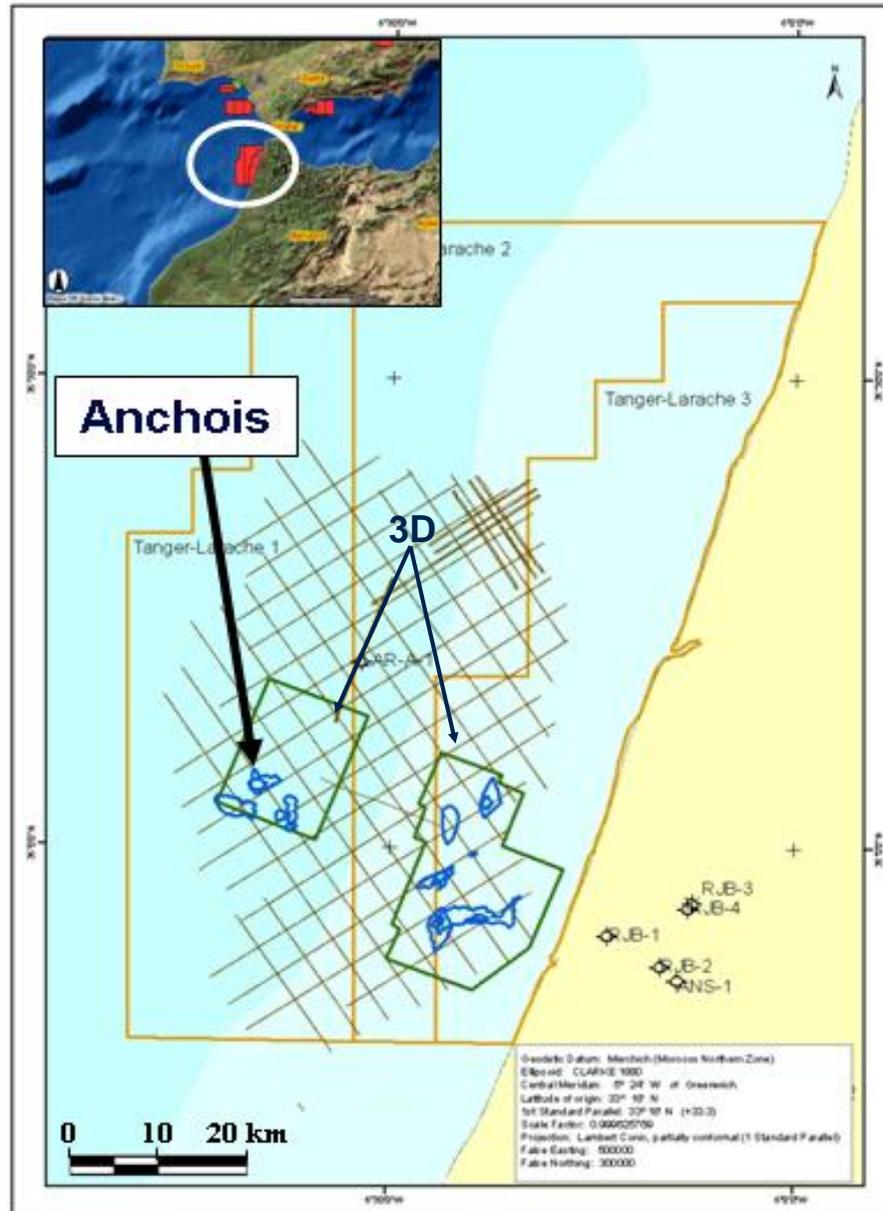
---

El sondeo Venus B-1 se finalizó en septiembre de 2009 con resultado positivo. En una columna de 320 metros con indicios en diferentes niveles arenosos se ha evaluado un “net pay” de 15 metros. No se realizó prueba de producción

El sondeo confirma la existencia de un sistema petrolífero activo con al menos tres unidades de reservorios y demuestra la prospectividad de la cuenca de Sierra Leona y Liberia, donde Repsol participa en 5 bloques contiguos.



# Marruecos - Tanger/Larache



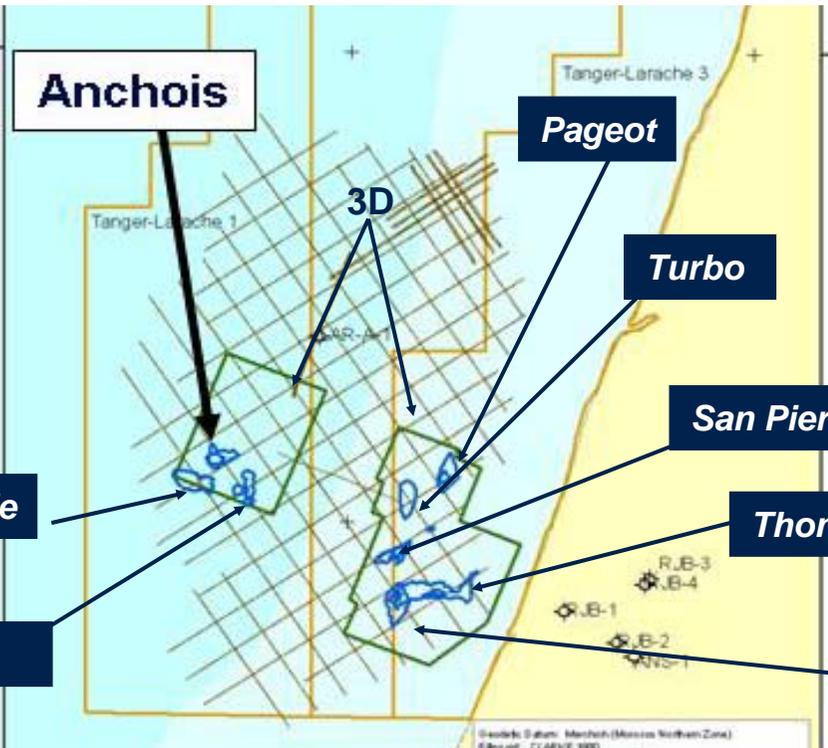
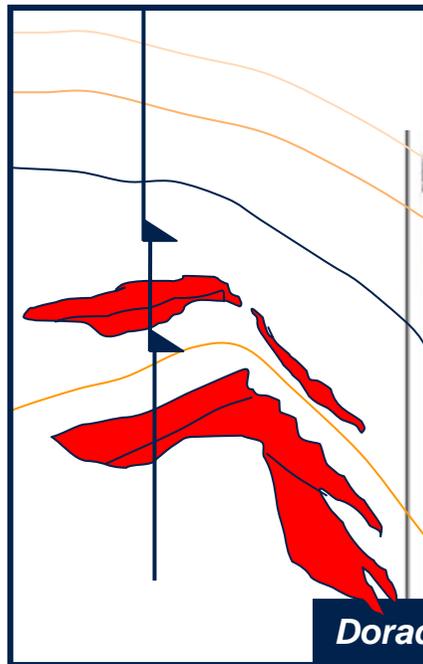
El offshore de Tanger-Larache es una cuenca de acumulaciones menores (max. 200BCF), pero repetibles y muy cercana a mercado e infraestructuras (Gasoducto Argelia/España)

Hemos perforado un pozo descubridor, el primer éxito exploratorio en la historia del offshore marroquí.

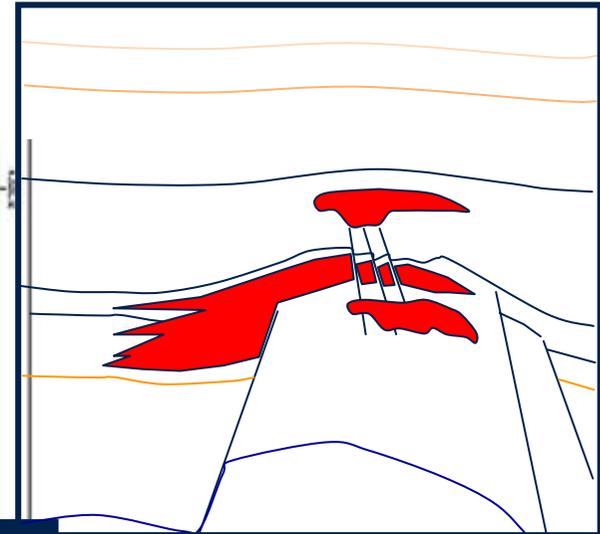
# Posibles upsides



## Anchois discovery



## Thon Prospect



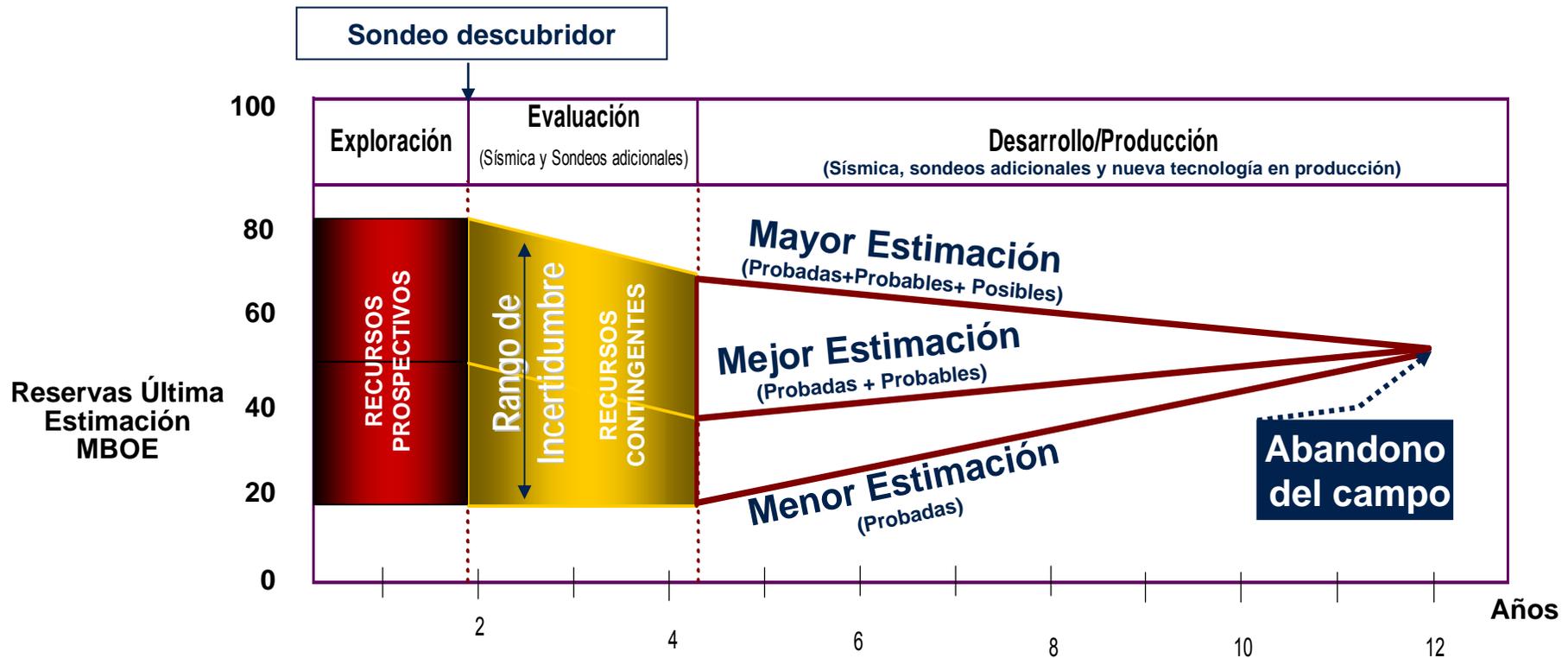
En el programa futuro está ampliar la cobertura en sísmica 3D para definir la mayor cantidad de probables análogos como Dorade en el resto del área.

# Incorporación de Recursos a Reservas

- Los **Recursos**: son todas las cantidades de hidrocarburos estimadas, a una fecha dada, como potencialmente recuperables, procedentes de acumulaciones conocidas pero actualmente pendientes de inversiones de desarrollo (**Recursos Contingentes**) y de acumulaciones no descubiertas (**Recursos Prospectivos**) en el dominio minero actual de la compañía.
- Las **Reservas**: son las cantidades de hidrocarburos que a una fecha dada se prevé recuperar con los planes de desarrollo aprobados, procedentes de acumulaciones conocidas. Por tanto, debe entenderse que las Reservas constituyen un subconjunto de las estimaciones relativas a las acumulaciones de hidrocarburos (HIIP) presentes que, a una fecha dada, cumplen los siguientes criterios: **Descubiertas, Recuperables, Comerciales y Remanentes**



# Evolución de la incertidumbre en la estimación de las reservas a lo largo del ciclo E&P



# Incorporación de Recursos a Reservas (2009 Estimado). Cifras Netas Upstream a 31-dic-09 (E) (no incluye YPF)



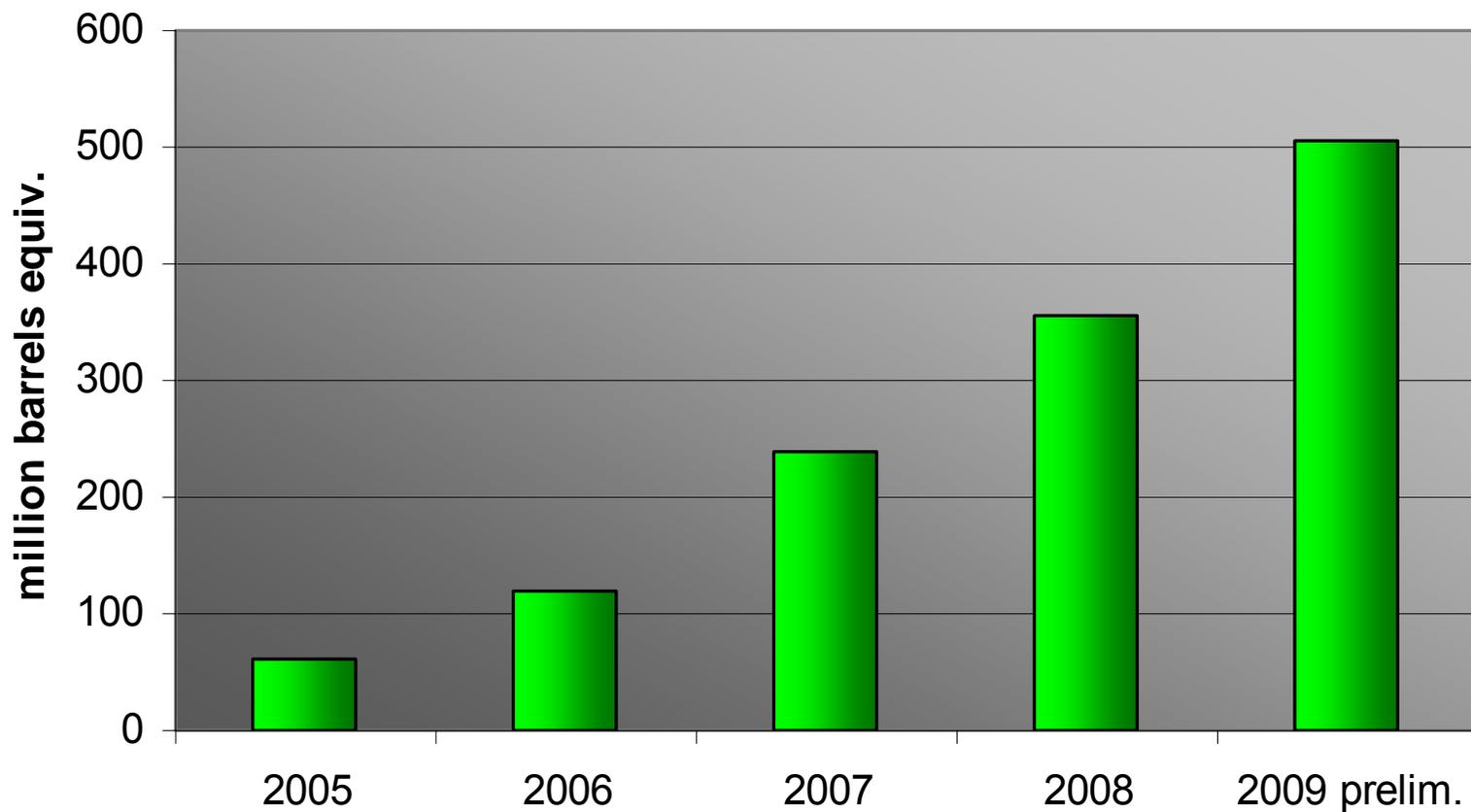
**MEJORA EN EL FACTOR DE REEMPLAZO DE RESERVAS:**

2007: 35%  
2008: 65%  
2009: 90% (E) (a 31-dic-09)

RECURSOS CONTINGENTES Descubiertos Recuperables Pendientes Inversión Desarrollo	Cifras Upstream	@31-dic-09	@31-dic-08
		Recursos Conting. 2009 : 505 Mboe (E)	
Recursos Conting. 2008 : 355 Mboe		426 Mboe	
Recursos Conting. 2007 : 239 Mboe		241 Mboe	
Recursos Conting. 2006 : 120 Mboe		114 Mboe	
<b>TOTAL 2006-2009: 1.219 Mboe</b>		<b>781 Mboe</b>	

# Incorporación de Recursos Contingentes Netos

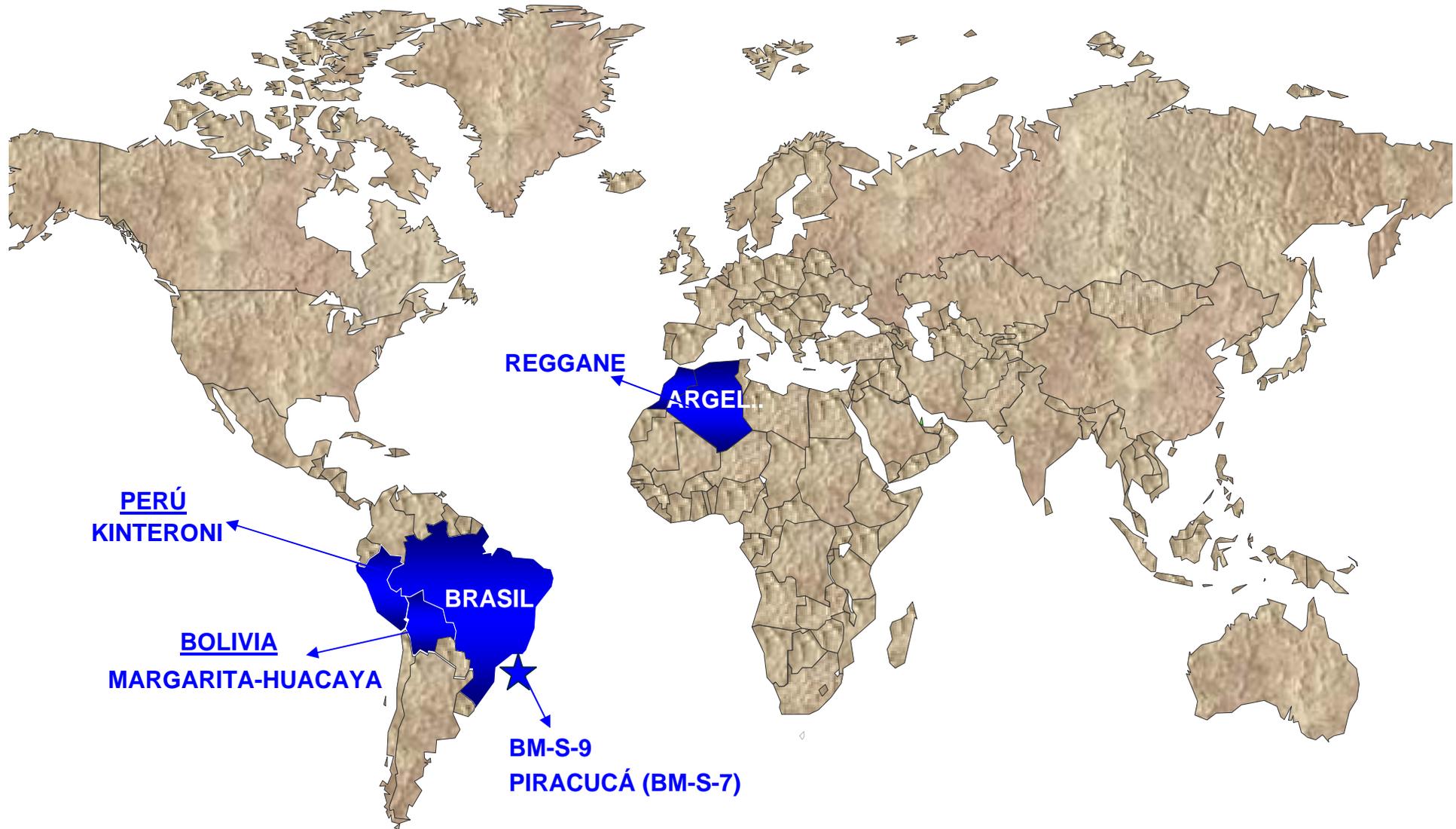
---



**YPF not included**

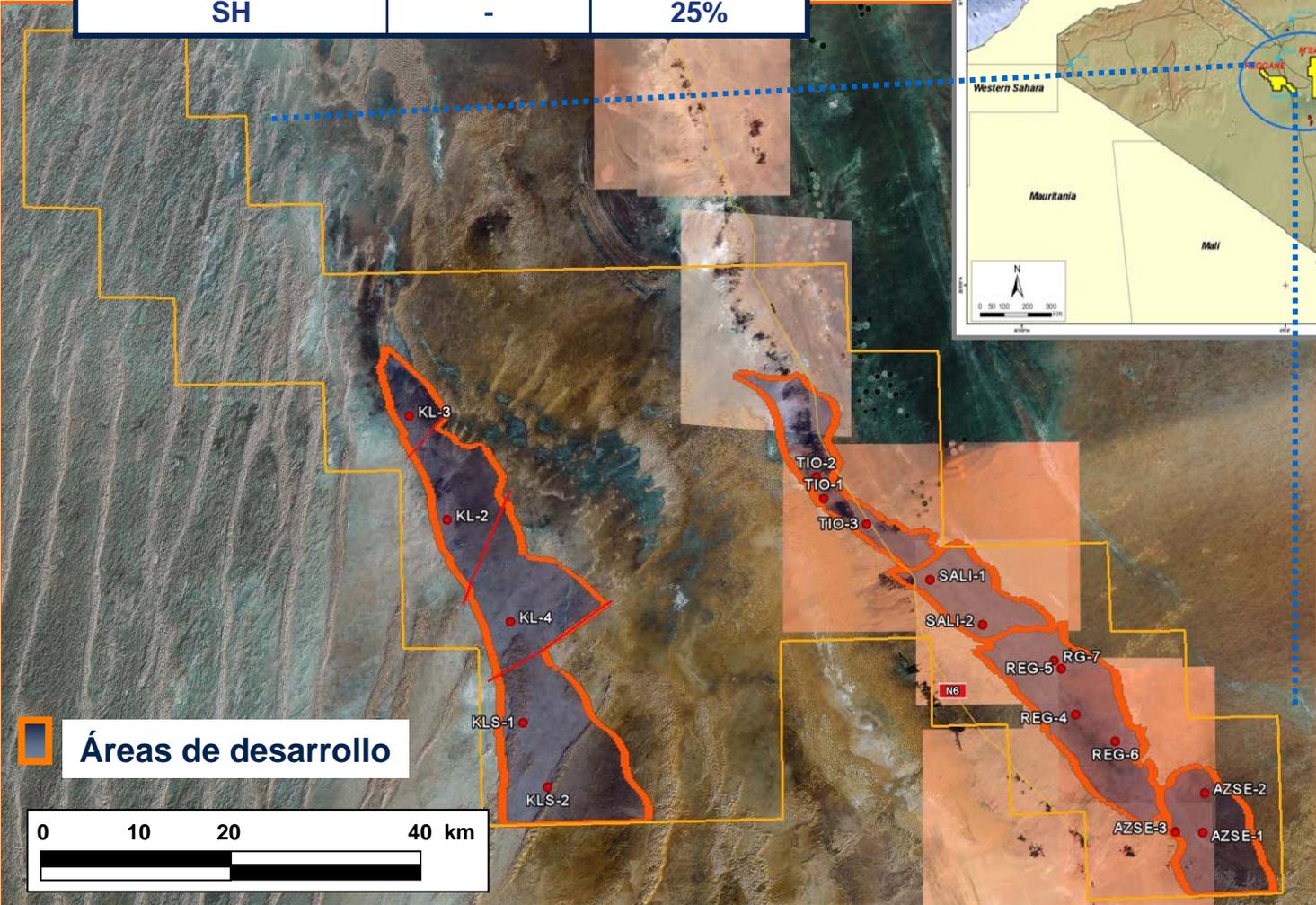
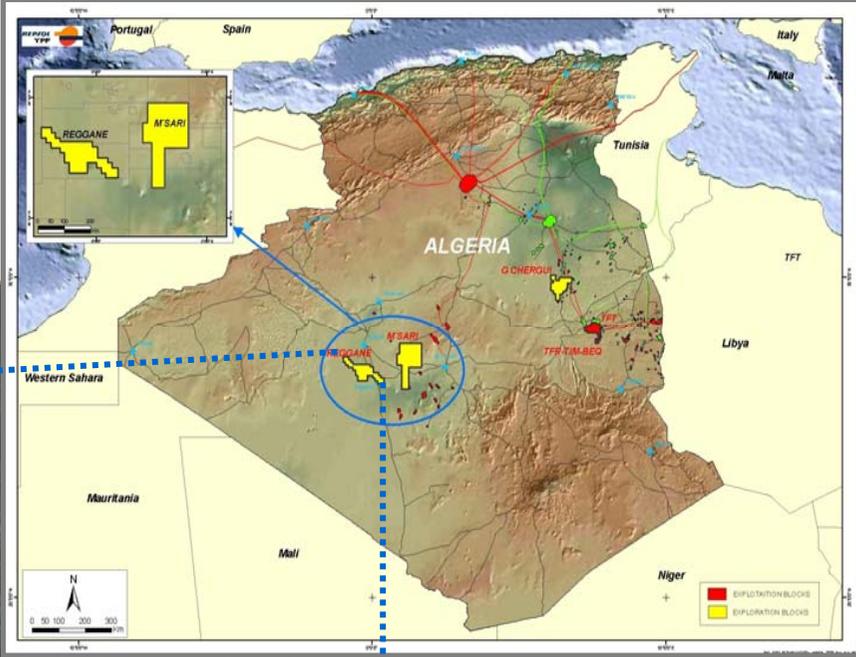
# Proyectos de Desarrollo en 2009

---



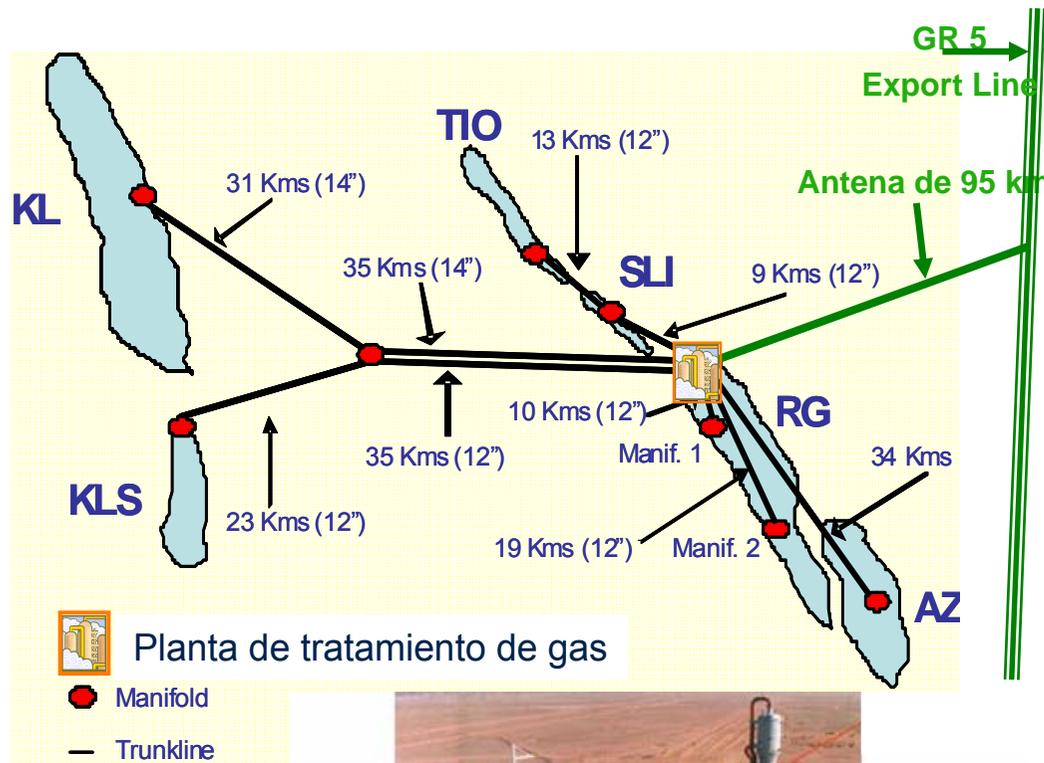
# Argelia: Desarrollo Reggane Nord- Bloque 351c-352c

	Exploración	Desarrollo & Producción
Repsol (Operador)	45%	33,75%
RWE	30%	22,50%
Edison	25%	18,75%
SH	-	25%



# Aspectos técnicos del desarrollo de Reggane

## Instalaciones de Superficie y línea de exportación



- El Desarrollo de Reggane incluye la perforación y completación de 74 pozos, profundización de 10 pozos y realizar trabajos de completación (“workovers”) en 12 pozos existentes.

- La Inversión neta Repsol previa al comienzo de la producción es de 468 MUS\$. En el período 2008-2012 la inversión acumulada neta Repsol será de 411 MUS\$

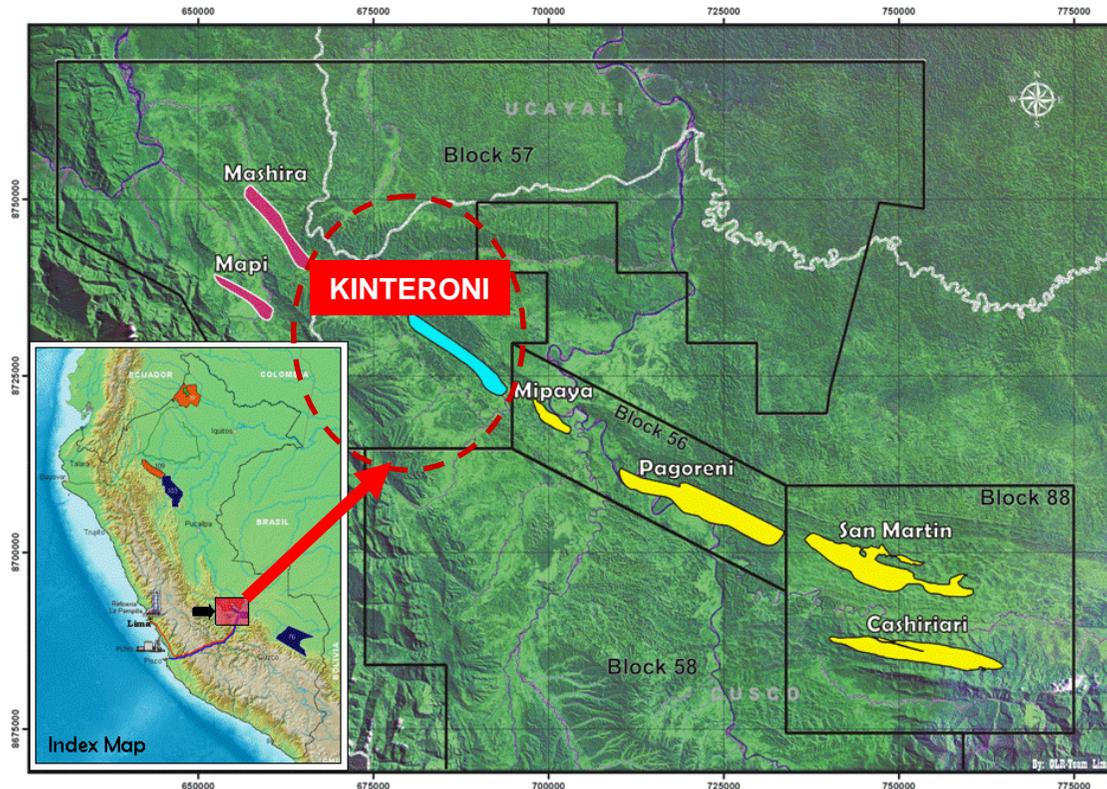
- El comienzo de producción está previsto para principios de 2014 con un “plateau” de producción 100% de gas de 8 M m<sup>3</sup>/d. La producción neta Repsol sería de 9.200 boepd de gas mas líquidos asociados.

- Las reservas totales a desarrollar son de 1,7 TCF que equivalen a unas reservas netas Repsol de 65 Mboe después de participación y aplicación del contrato de reparto de producción



# Perú: Desarrollo temprano descubrimiento Kinteroni

Repsol 53,84% (Operador) y Petrobras: 46,16%



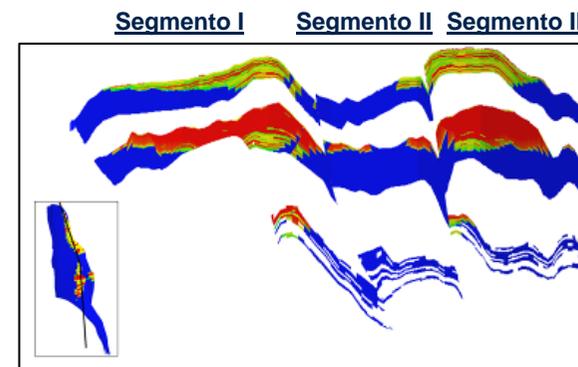
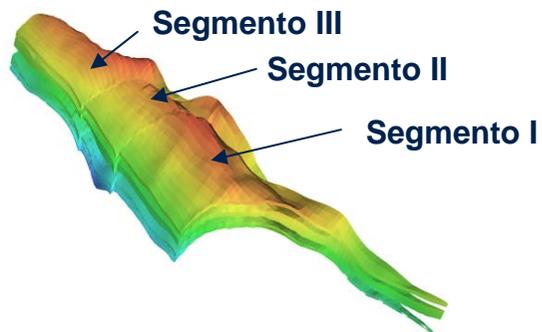
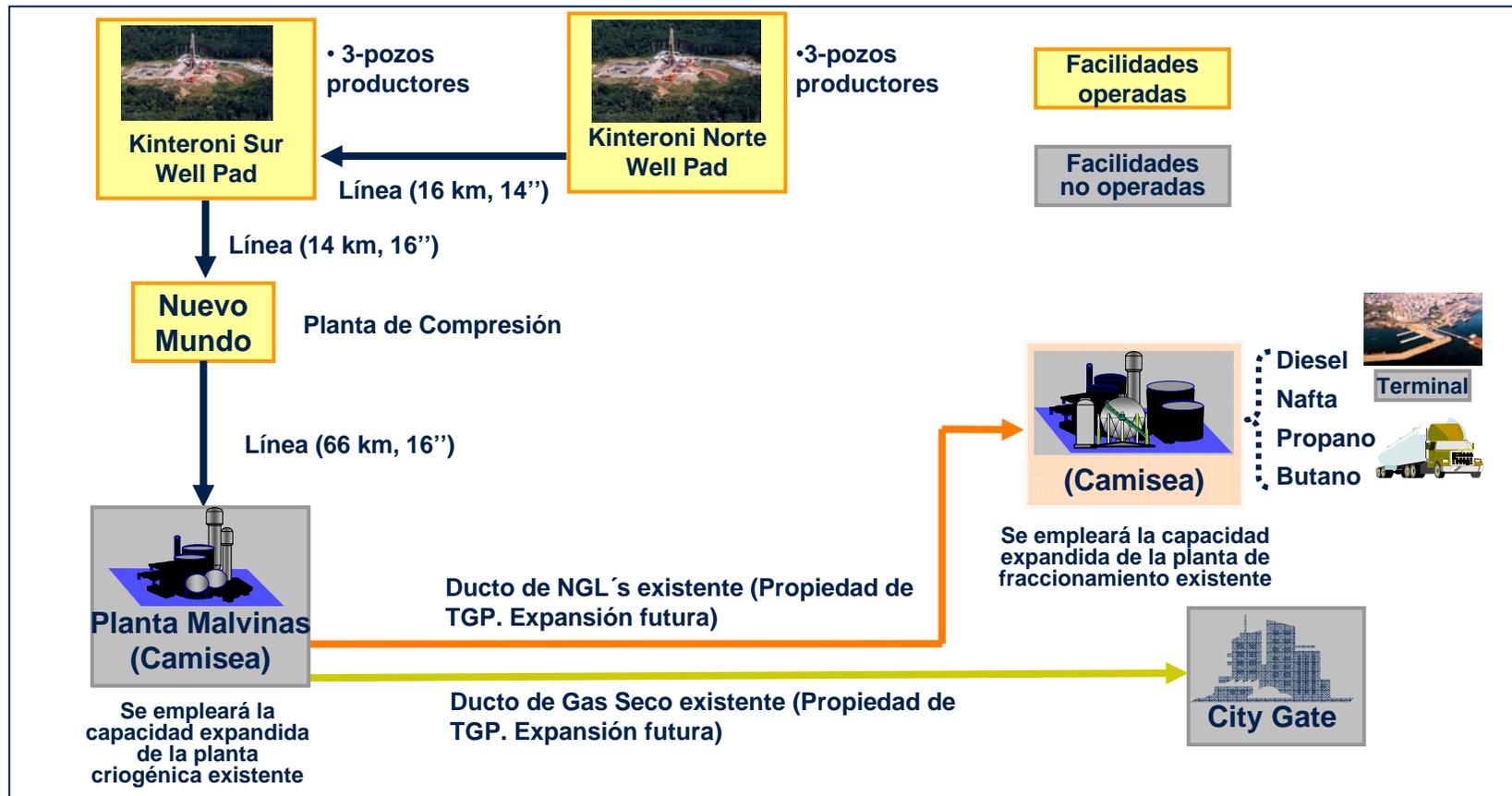
- El Desarrollo temprano de Kinteroni incluye la Perforación de 6 pozos

- La Inversión neta Repsol previa al comienzo de la producción es de 169 MUS\$, toda ella dentro del periodo 2008-2012.

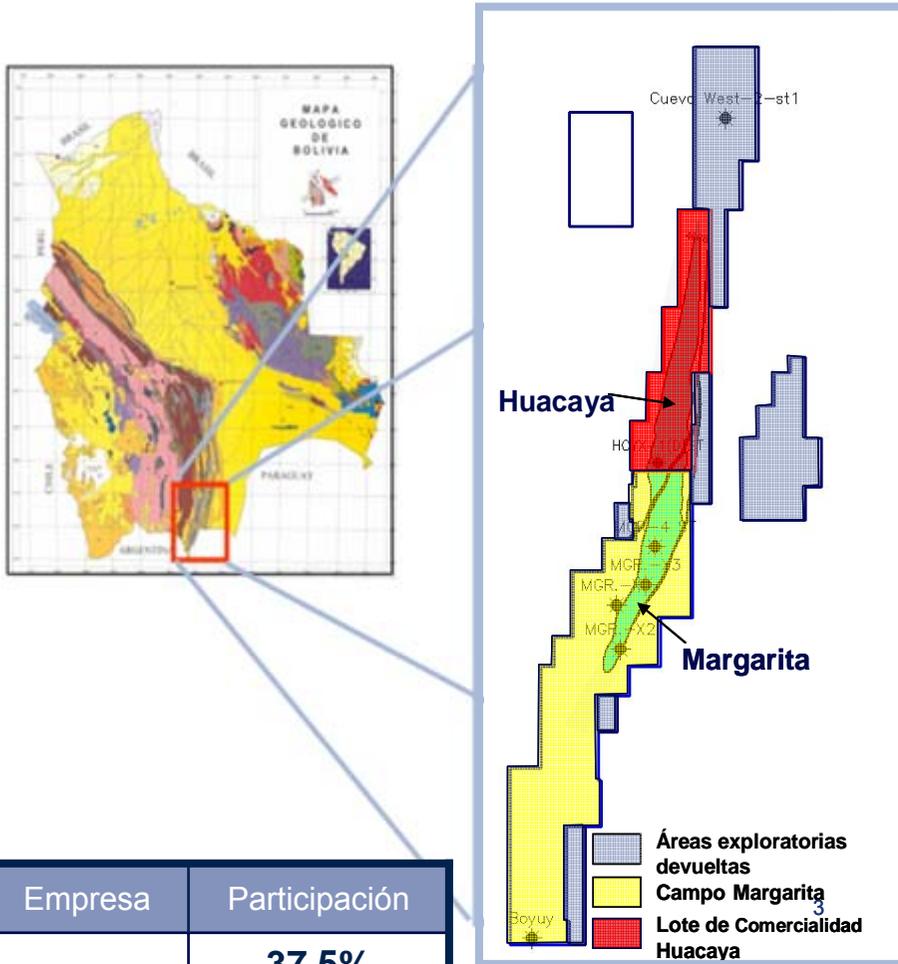
- El comienzo de producción está previsto para mediados de 2012 con un “plateau” de producción 100% de gas de 4,8 M m<sup>3</sup>/d. La producción neta Repsol sería de 19.000 boepd

- A 50 Km del yacimiento de gas y condensado de Camisea.
- Camisea tiene prevista la expansión de la planta de Malvinas con un 5º tren criogénico a 520 Mscfd (con Kinteroni) de capacidad nominal de tratamiento.

# Perú: Desarrollo temprano descubrimiento Kinteroni Instalaciones de superficie y modelo de yacimiento



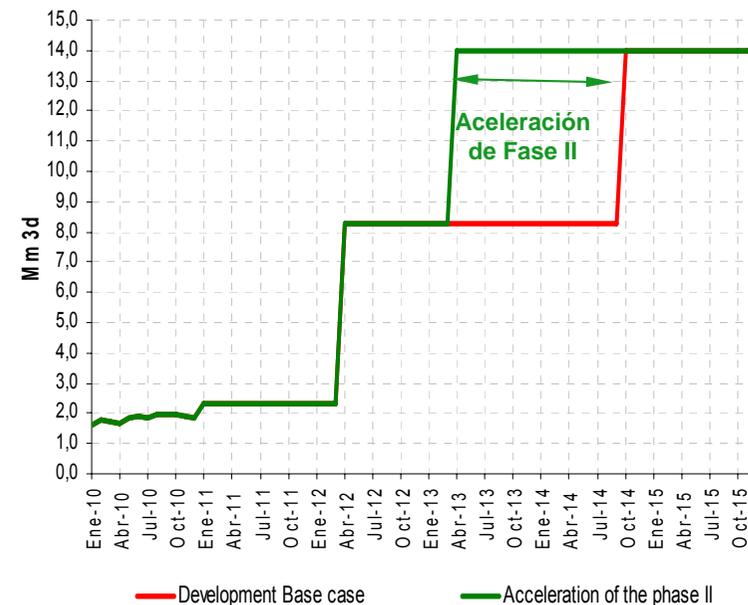
# Bolivia: Desarrollo Margarita + Huacaya (Bloque Caipipendi)



Empresa	Participación
Repsol	37.5% (Operador)
BG Bolivia	37.5%
PAE	25%

El Plan de Desarrollo para los Campos Margarita y Huacaya consiste en elevar la producción del campo de los niveles actuales (2,3 Mm3d) a un plateau intermedio de 8,3 Mm3d (Fase I) a alcanzarse a inicios del Q2 2012 y un plateau final de 14 Mm3d (Fase II) a alcanzarse a inicios del Q2 2013. Estos volúmenes adicionales tienen como destino principal el mercado argentino.

Margarita + Huacaya Field Development Plan  
Fase I + Fase II



## Desarrollo Margarita + Huacaya

### • Las actividades a ejecutarse a nivel de Subsuelo son:

- **Fase I**
  - Recompletación pozo HCY X1(D)
  - Adquisición Sísmica 3D Norte de Huacaya
  - Perforación pozo piloto de inyección de agua
- **Fase II**
  - Workover MGR X1
  - Perforación de 3 pozos en MGR (5000 m)
  - Perforación de pozos de mantenimiento de plateau en HCY (5000 m)
  - Workovers según se requiera
  - Perforación pozos de inyección de agua

### • Las actividades a ejecutarse a nivel de Superficie son:

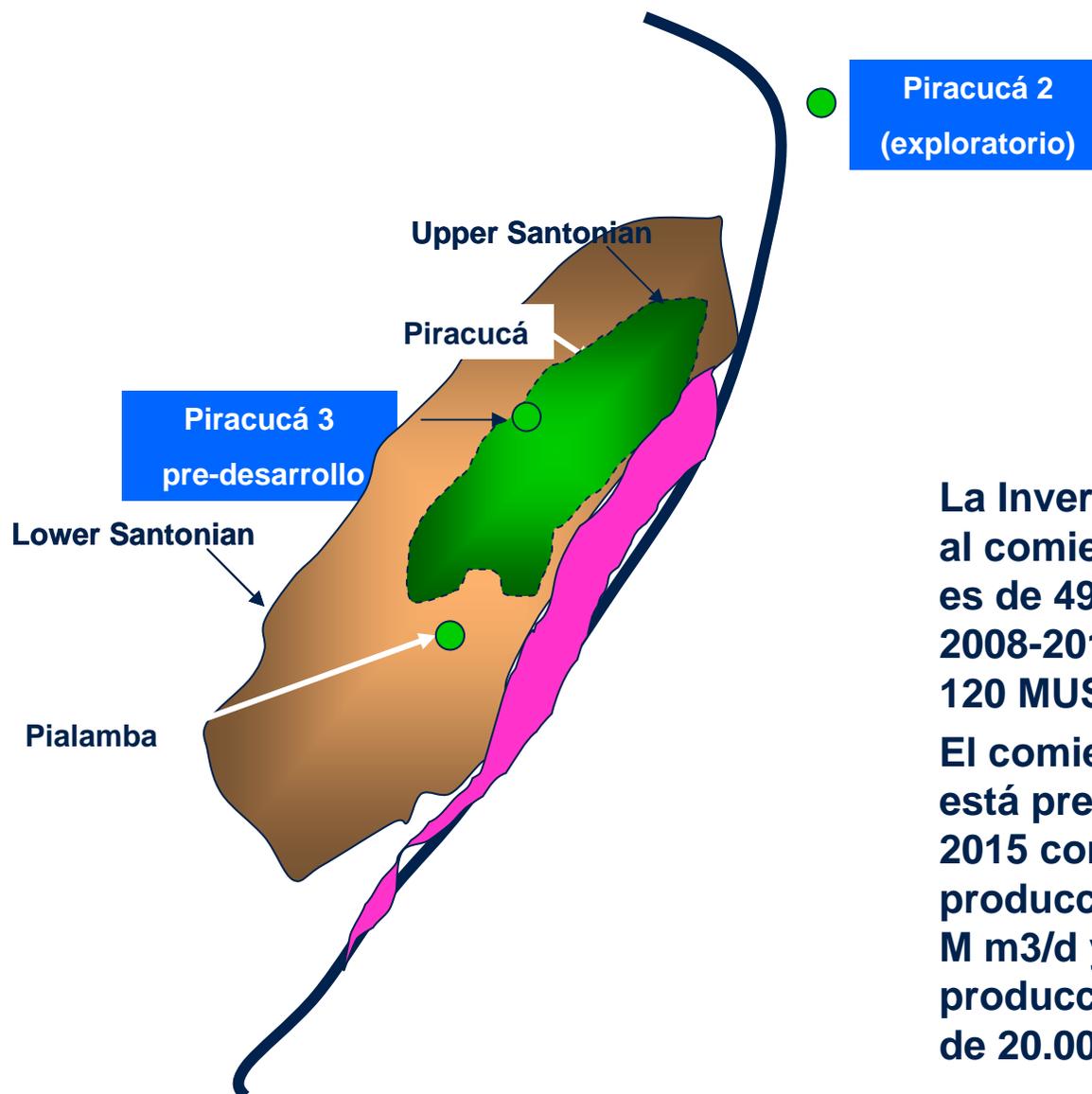
- **Fase I**
  - Planta Central de Procesos (6Mm3d)
  - Infield Header
  - Sistema de Recolección
  - Sistema de Exportación
- **Fase II**
  - Planta Central de Proceso (6Mm3d)
  - Planta de Tratamiento de Agua

• **La Inversión neta Repsol en el período 2008-2012 es de 334 MUS\$. La inversión neta prevista hasta el comienzo de la fase I es de 230 MUS\$.**

• **La producción neta Repsol sería de 19000 boepd de gas mas líquidos asociados en 2014.**

• **Las reservas totales a desarrollar son de 2,7 TCF de gas más 96 Mbbl de líquidos que equivalen a unas reservas netas Repsol de 84 Mboe después de participación y aplicación del contrato**

# Plan de desarrollo de Piracucá: Objetivos productores Santonienne Superior + Santonienne inferior



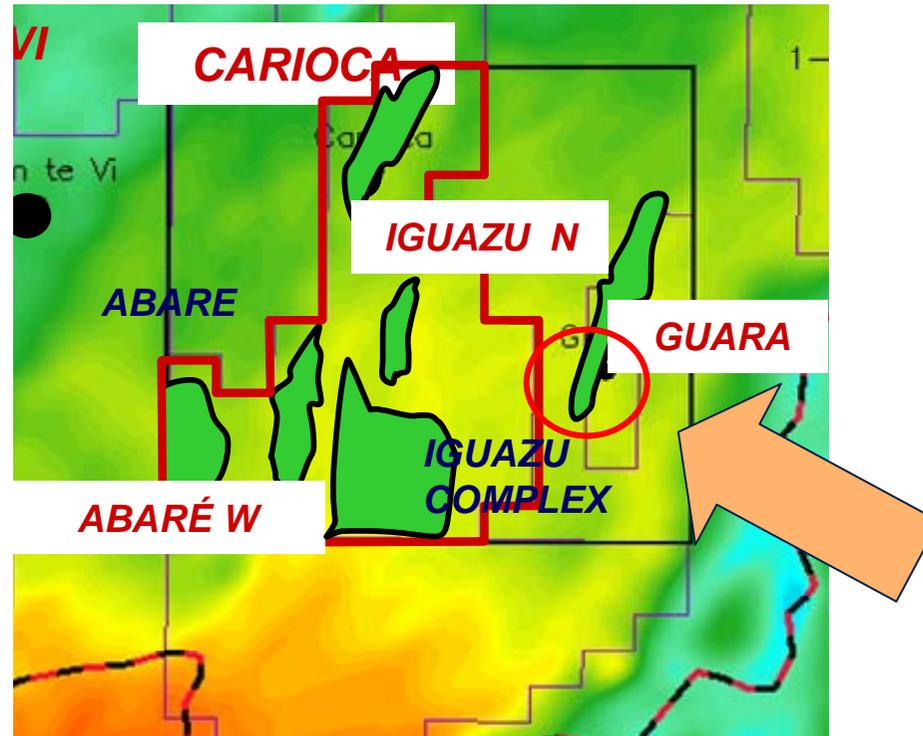
La Inversión neta Repsol previa al comienzo de la producción es de 490 MUS\$. En el periodo 2008-2012 la inversión es de 120 MUS\$.

El comienzo de producción está previsto para mediados de 2015 con un “plateau” de producción 100% de gas de 1,6 M m<sup>3</sup>/d y 19.000 bopd. La producción neta Repsol sería de 20.000 boepd

# Estructuras Bloque BM-S-9 Brasil

## Desarrollo acelerado Guará Sur

---



# Desarrollo Acelerado Bloque BM-S-9 Brasil

## Guará Sur



- Converted FPSO
- Spread-moored
- Oil Process: 120,000 bopd
- Water Process: 120,000 bwpd
- Liquid Process: 150,000 blpd
- Gas export: 3.5 M m<sup>3</sup>/day
- Oil Storage: ~ 2 M bbl
- Gas injection: 3 M m<sup>3</sup>/d

Shuttle tanker

•Gas exported to shore via the Tupi-MXL trunk line

- One riser per well – (No manifold)
- Riser configuration is to be defined in 2010
- 7 Producers (Black)
- 2 Gas Disposal (Yellow)

**DESARROLLO ACELERADO GUARÁ SUR**

**GUARÁ NORTE**

# Desarrollo Acelerado Bloque BM-S-9 Brasil Guará Sur



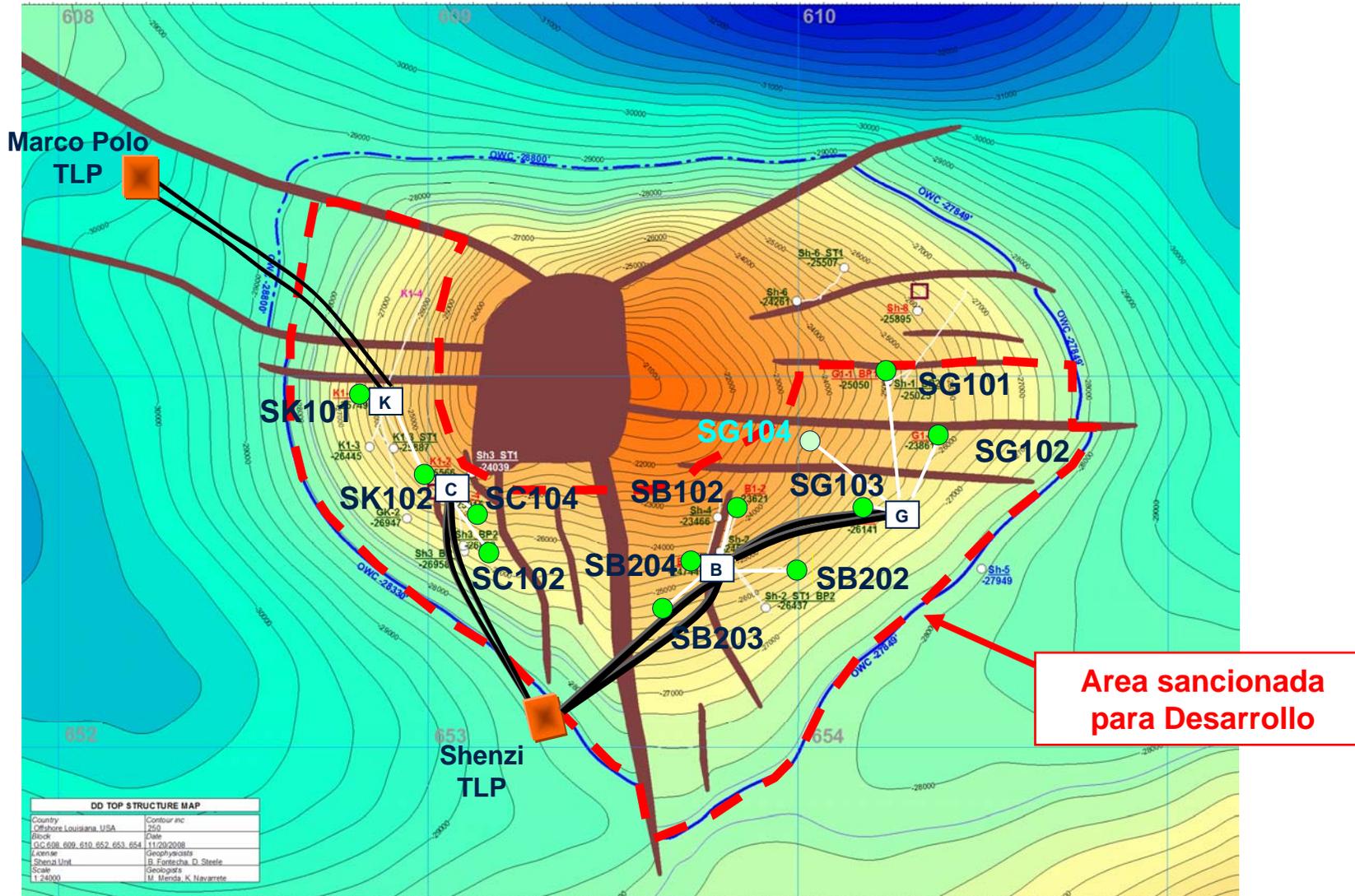
Petrobras Op (45%) , BG (30%) y Repsol (25%)

- El desarrollo de Guará Sur incluye la perforación de 7 pozos de desarrollo
- La Inversión neta Repsol previa al comienzo de la producción es de 484 MUS\$ toda ella dentro del periodo 2008-2012.
- El comienzo de producción está previsto para principios de 2013 con una producción 100% de 120.000 bopd más 2,8 Mm<sup>3</sup>/d. La producción neta Repsol sería de 34.500 boepd.



# GoM USA: Campo Shenzi

## Pozos de desarrollo actuales @ Sep 2009



# GoM USA: Campo Shenzi

## Sistema de producción de Shenzi

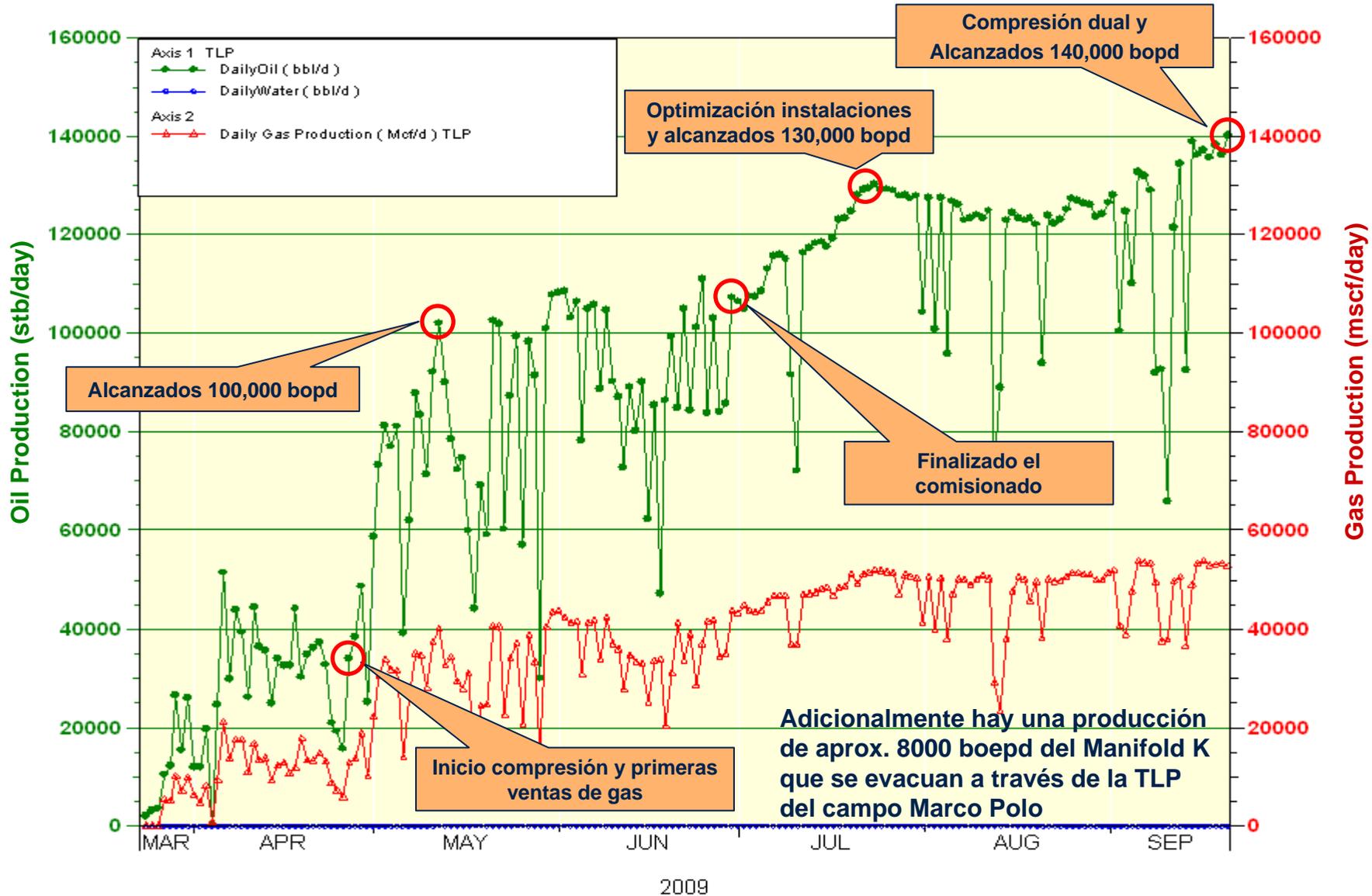


- 1.335 m de profundidad de agua
- 7.924 m de profundidad total

- Inicio de producción: marzo 2009
- Participación de Repsol del 28% . Inversión neta en el periodo 2008-2012: 1120.5 MUS\$

# GoM USA: Campo Shenzi

## Producción en la Shenzi TLP



# GoM USA: Campo Shenzi

## Primeras conclusiones

---



- **Mejor rendimiento de producción que el esperado:**
  - Crecimiento producción a “plateau” mas rápido que lo esperado
  - Mayor productividad por pozo que lo estimado inicialmente
  - Mayor Capacidad de procesado de las instalaciones con menores paradas que las previstas.
  - Alcanzados los 150000 boe/dia entre la producción de la TLP de Shenzi (Manifolds B, G y C) y la producción del manifold K transportada vía la TLP de Marco Polo
- **Excelente conectividad del almacén en el sector sureste del campo. La mayoría de las fallas no están actuando como barreras al flujo de petróleo en este sector.**



## Programa Exploración 2010

---

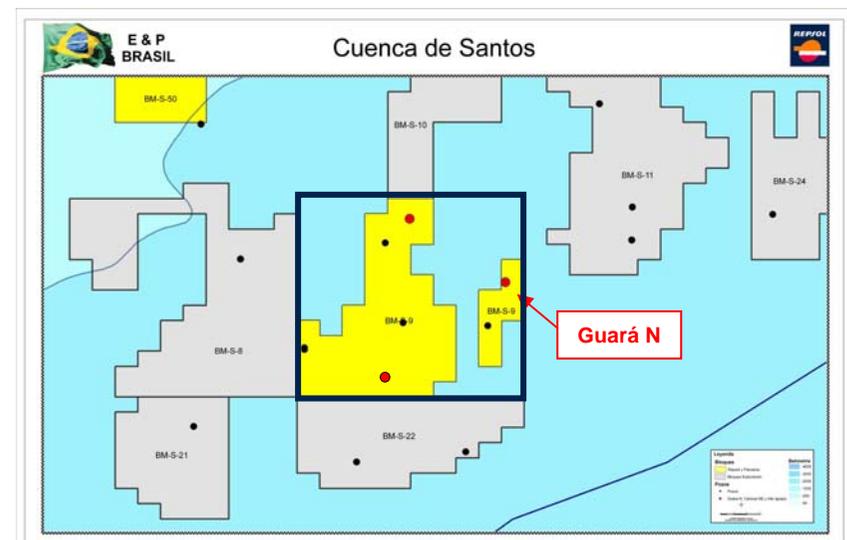
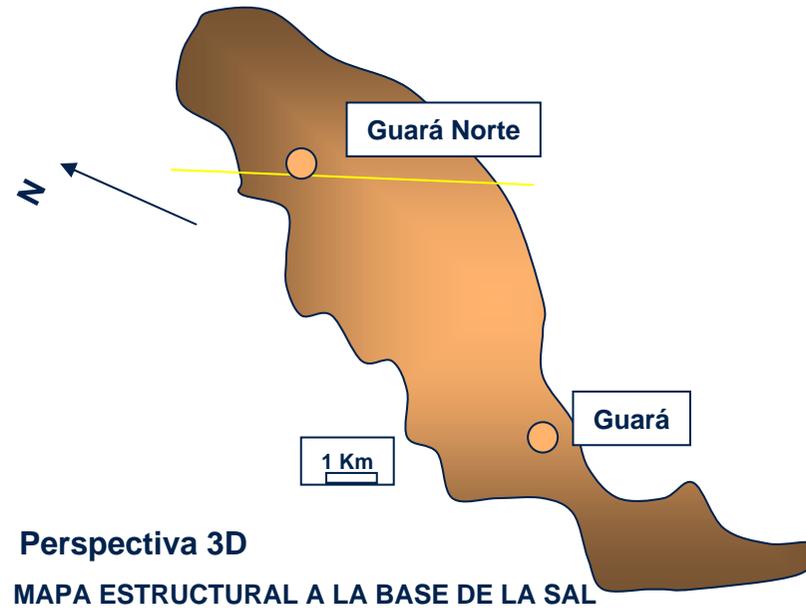
- Importante actividad de Appraisal- Evaluación en Brasil, Golfo de Méjico y Venezuela
- En Brasil continúa la exploración a ambos objetivos, presal (Seat, Malbec, Itaborai) y postsalino (Asterix, Creal B, Piracucá Bloque Bajo e inicio Pepe)
- 70% de actividad de perforación offshore.
- Menor actividad de exploración “onshore” en Argelia (pase a fase de desarrollo en Reggane) y en Libia (adquisición de una sísmica 3D masiva en NC115 y 186 luego de la extensión del periodo exploratorio por 5 años)
- Segundo sondeo en Sierra Leona y primer sondeo en Kazajstán (exploración en dos fases, 1<sup>ro</sup> postsalino, 2<sup>do</sup> presalino en 2011). Preparación del próximo sondeo en Cuba.
- Aumento de base de datos sísmica para nuevo Dominio Minero

## Brasil : Bloque BM-S-9 - Actividades futuras

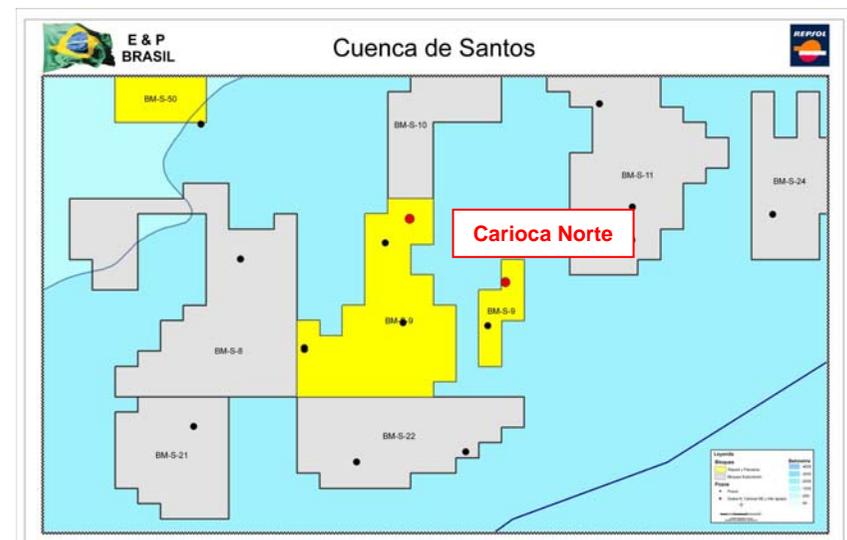
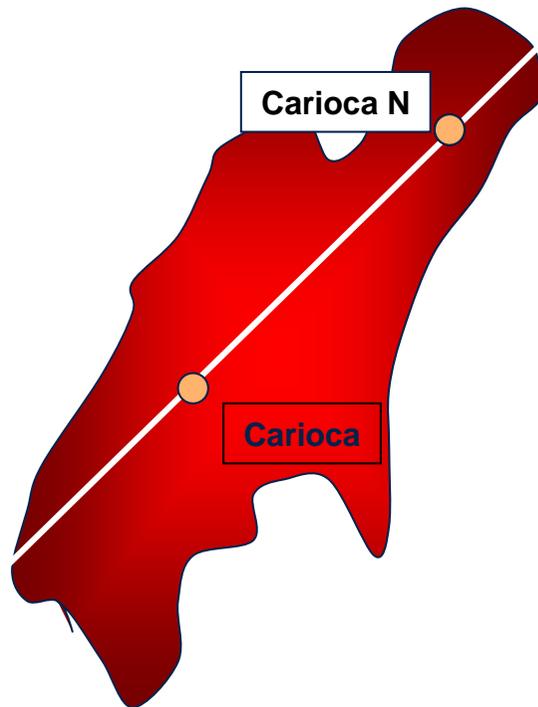
---

- Interpretación del reprocesado sísmico PSDM.
- Perforación Guarά Norte (4Q 2009 – 1Q 2010)
- Test de Larga Duración Guarά (EWT-G) (5 meses) 2Q-4Q 2010
- Adquisición sísmica 3D alta resolución en Guarά y Carioca
- Perforación Carioca Noreste (3Q 2010)
- Test de Larga Duración Carioca (EWT-C) (5 meses) 4Q 2010-1Q 2011

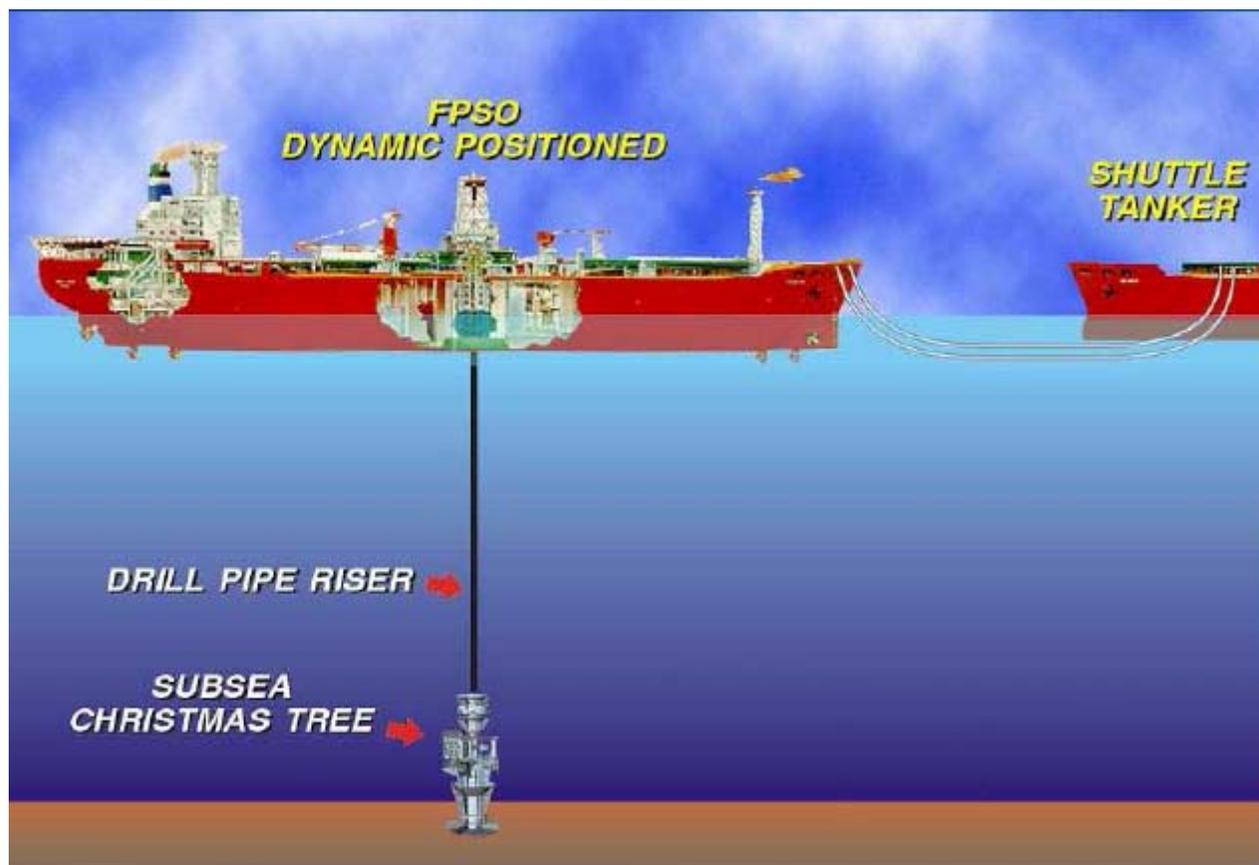
# Appraisal Guar4 Norte



# Appraisal Carioca Norte



# Pruebas de Larga Duración en Guará y Carioca



## PRUEBA LARGA DURACIÓN EN GUARA

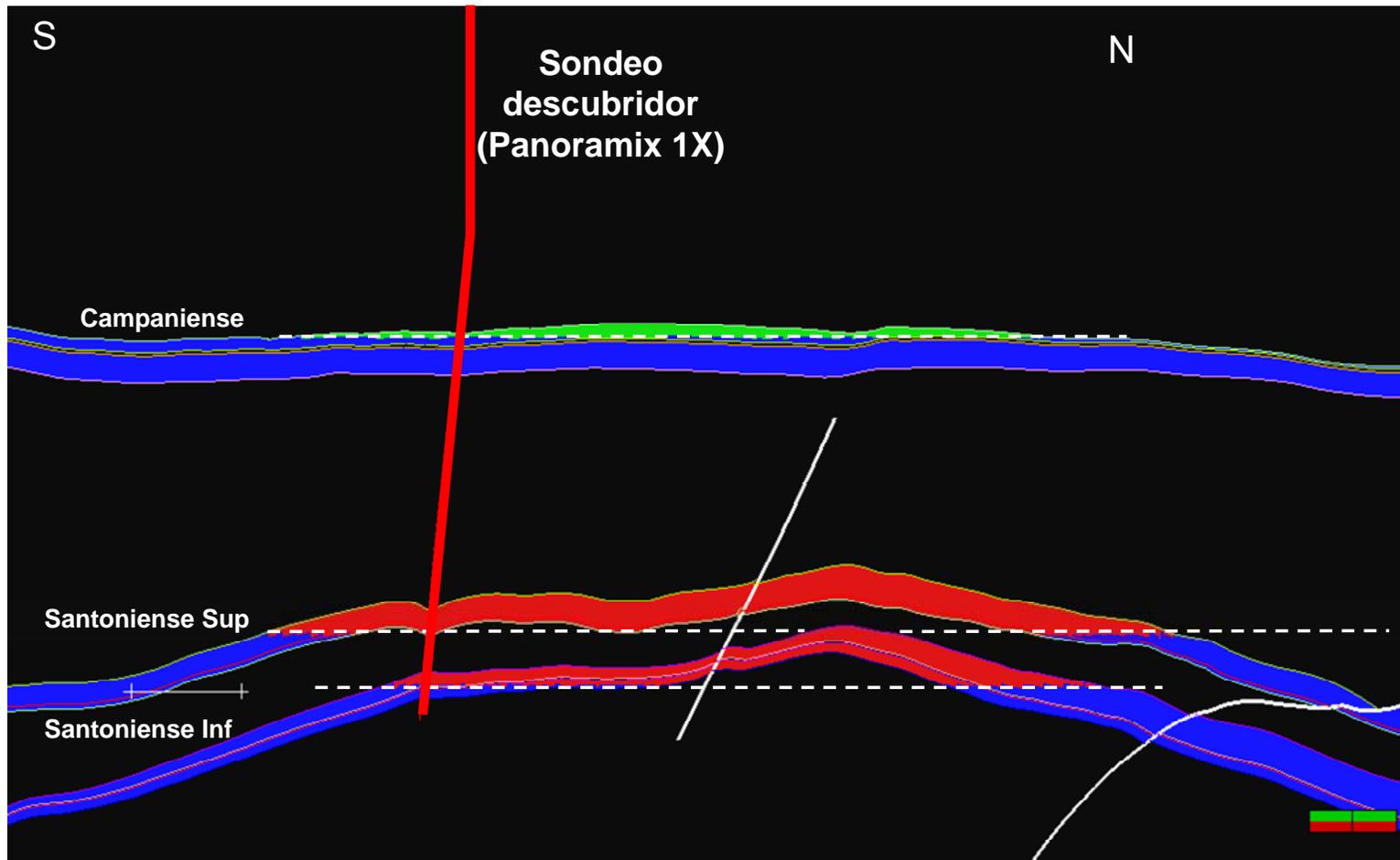
- 5 meses de 2Q-4Q 2010
- Completación de Guará (80 días)
- Conexión FPSO y EPR
- Inicio de la producción previsto para el 20/05/10

## PRUEBA LARGA DURACIÓN EN CARIOCA

- Test de Larga duración (5 meses) 4Q 2010-1Q 2011
- Completación de Carioca (80 días)
- Conexión FPSO y EPR
- Inicio de la producción previsto para el 21/11/10

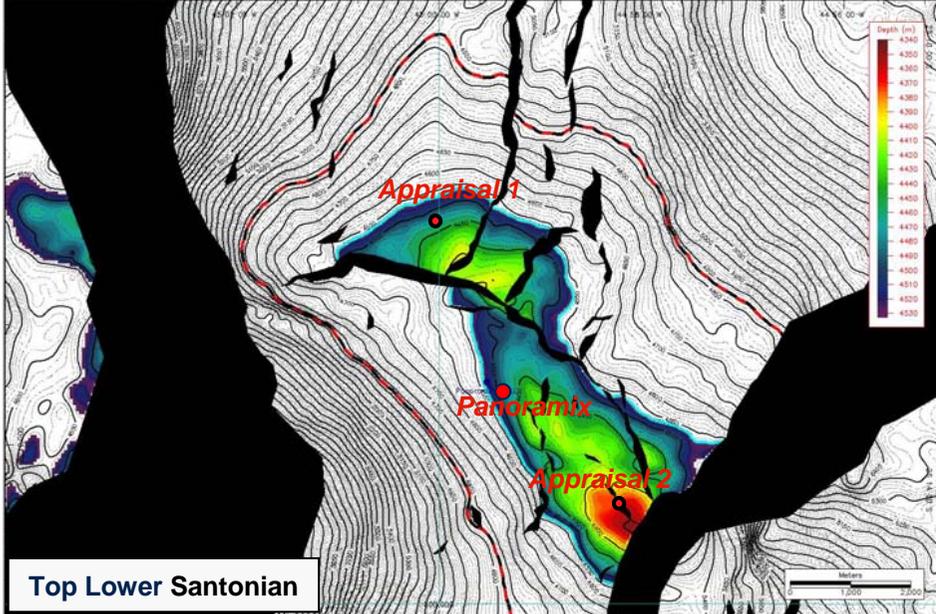
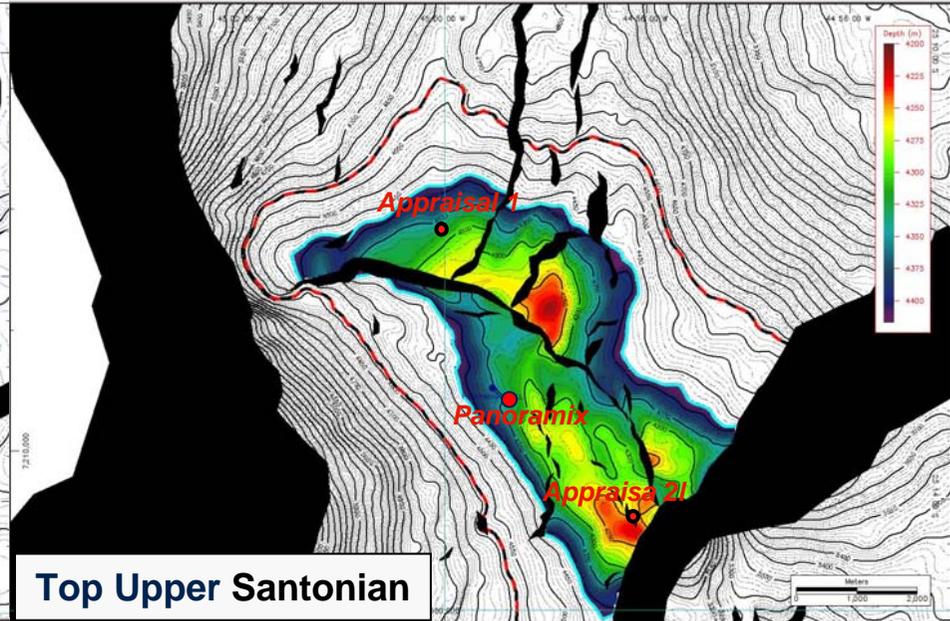
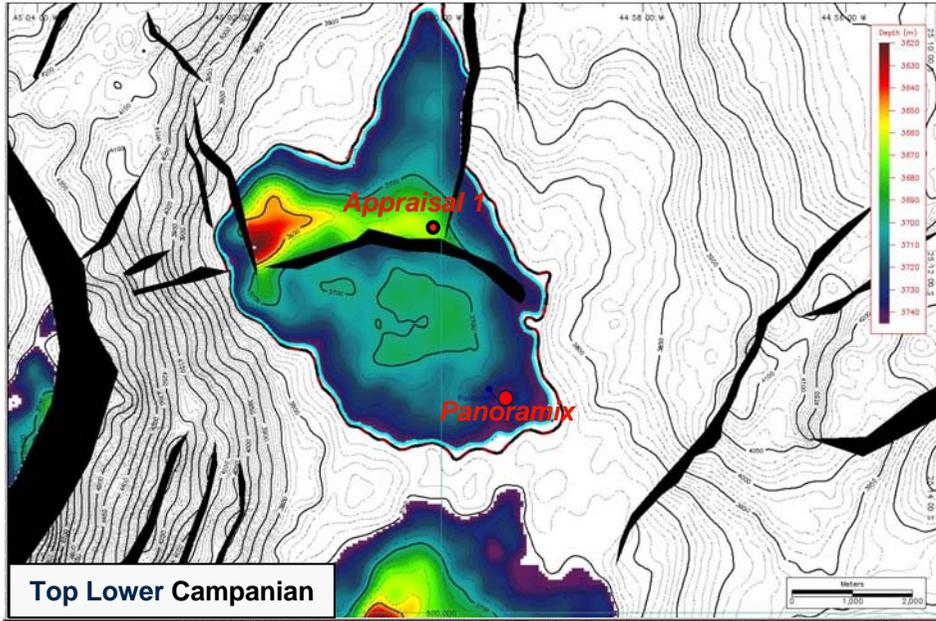
# Brasil BMS-48 (Block 673)

## Descubrimiento de Panoramix. Programa de Appraisal



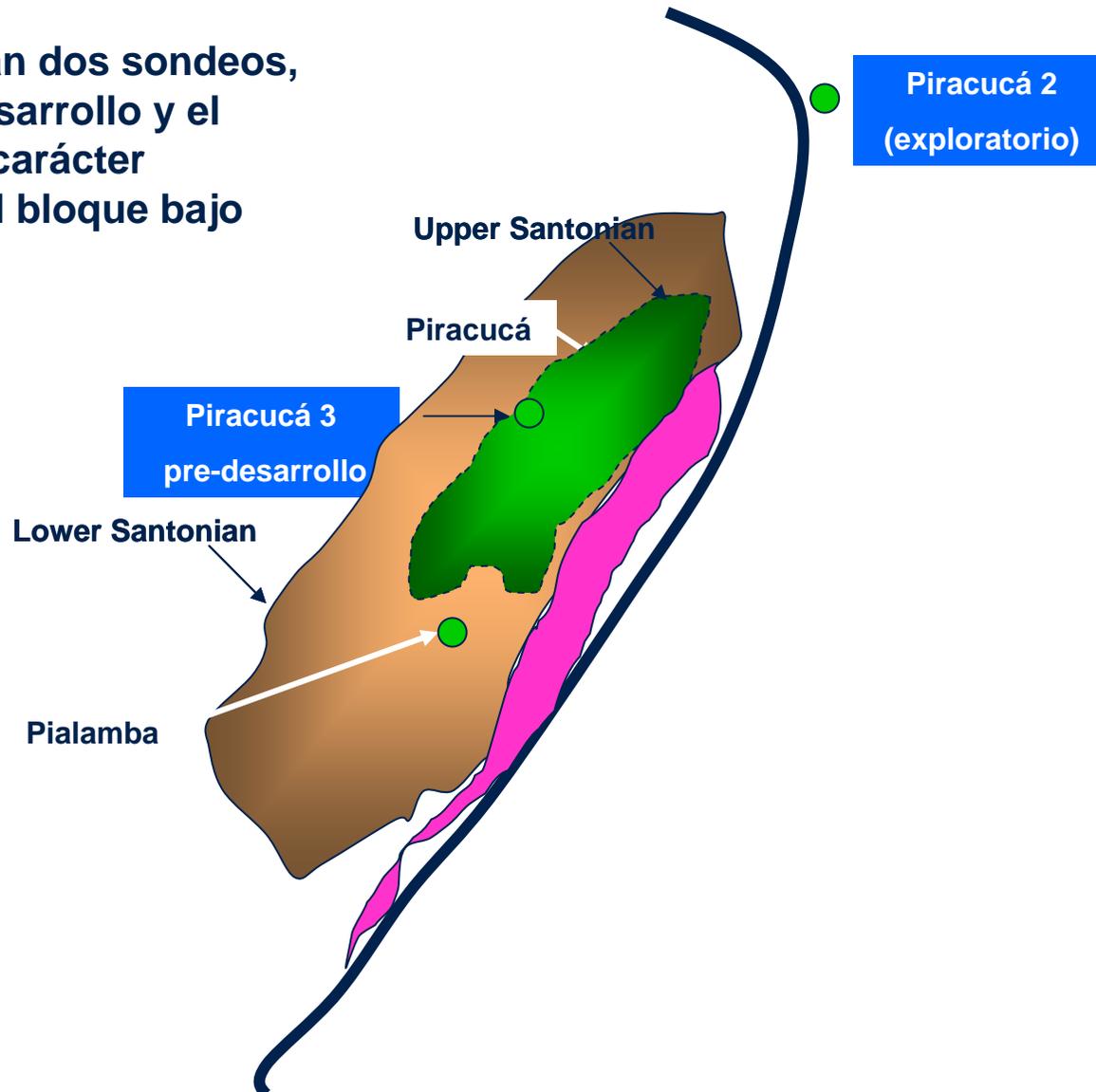
El descubrimiento incorpora tres niveles productivos, dos inferiores con gas y condensado, y el superior con petróleo. En 2010 se perforarán dos sondeos de appraisal adicionales

# Appraisal Panoramix 2 y 3 Objetivos pricipales



# Actividad 2010 en Piracucá

Se completarán dos sondeos, uno de pre-desarrollo y el segundo con carácter exploratorio al bloque bajo



## Buckskin Appraisal #1 (KC 872)

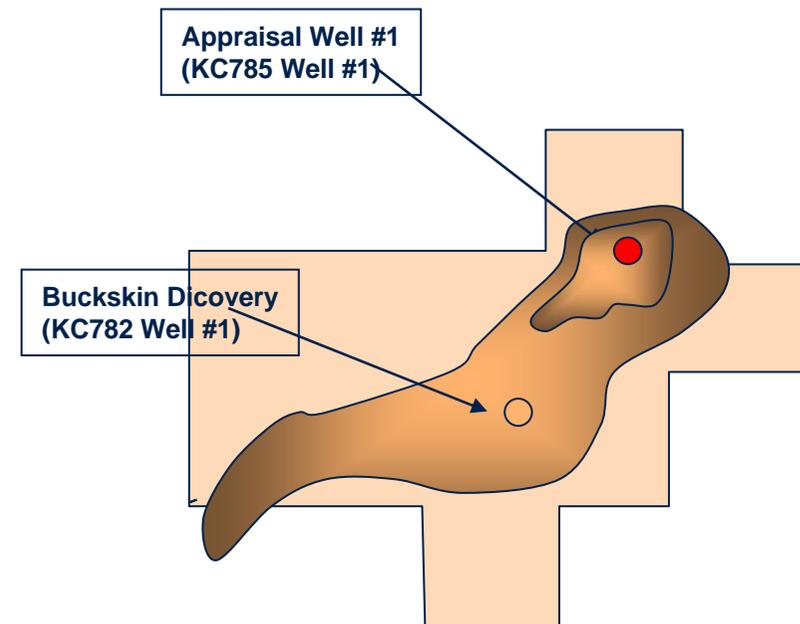
- Se prevé perforar el primer pozo de avanzada en 1Q2010. El objetivo del pozo es confirmar la extensión de reservorios a la culminación norte de la estructura, la cual se estima que contiene el 70% del volumen estimado del campo

**Objetivo:** Arenas Paleógenas  
(Wilcox 1, 2y2A)

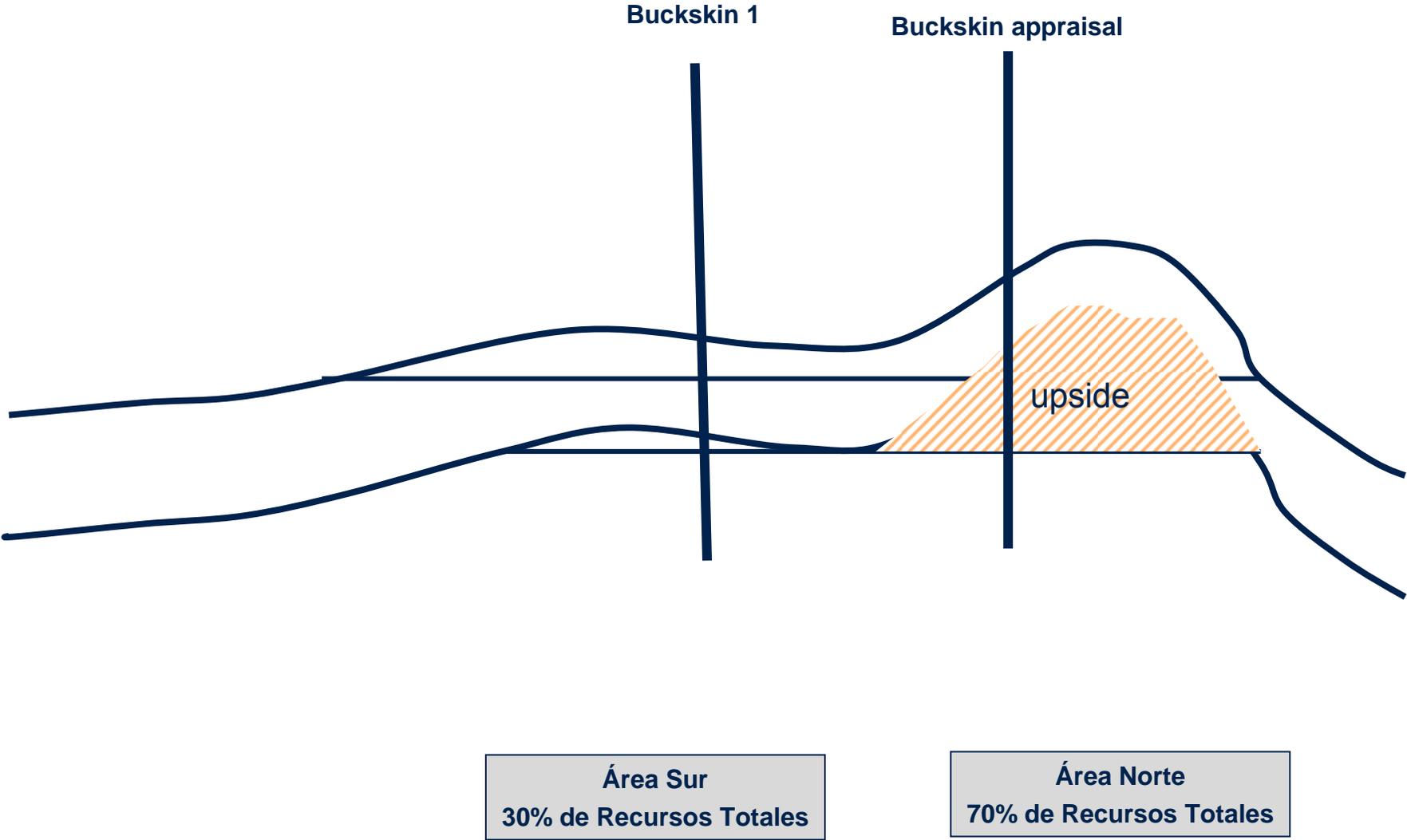
**Trampa:** Cierre 4-way en  
culminación norte de la estructura  
probada por Buckskin #1

**Spud estimado:** Febrero 2010

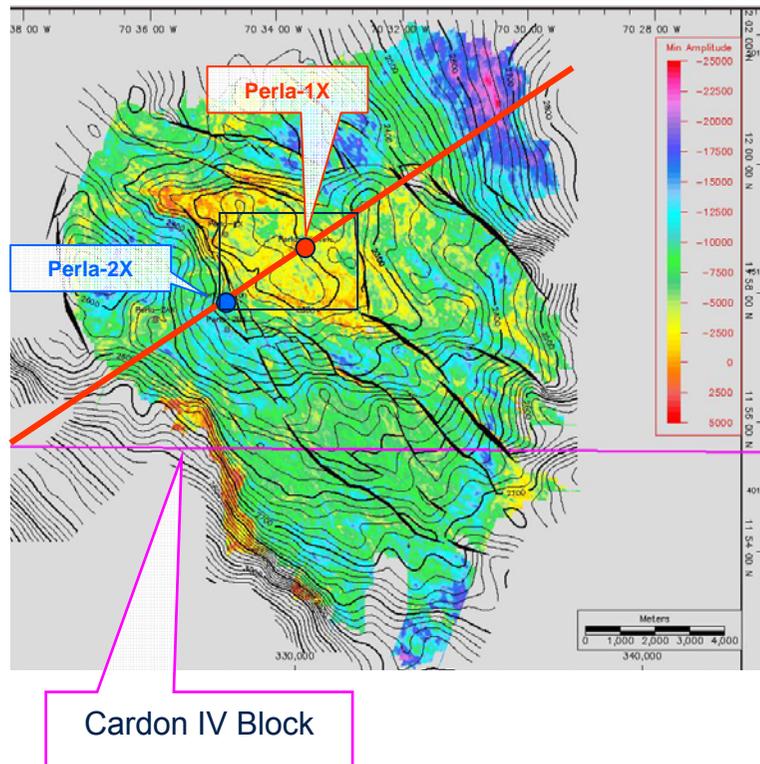
**Taladro:** Transocean's Clear Leader  
drillship



# Buckskin Appraisal – Impacto de Pozos

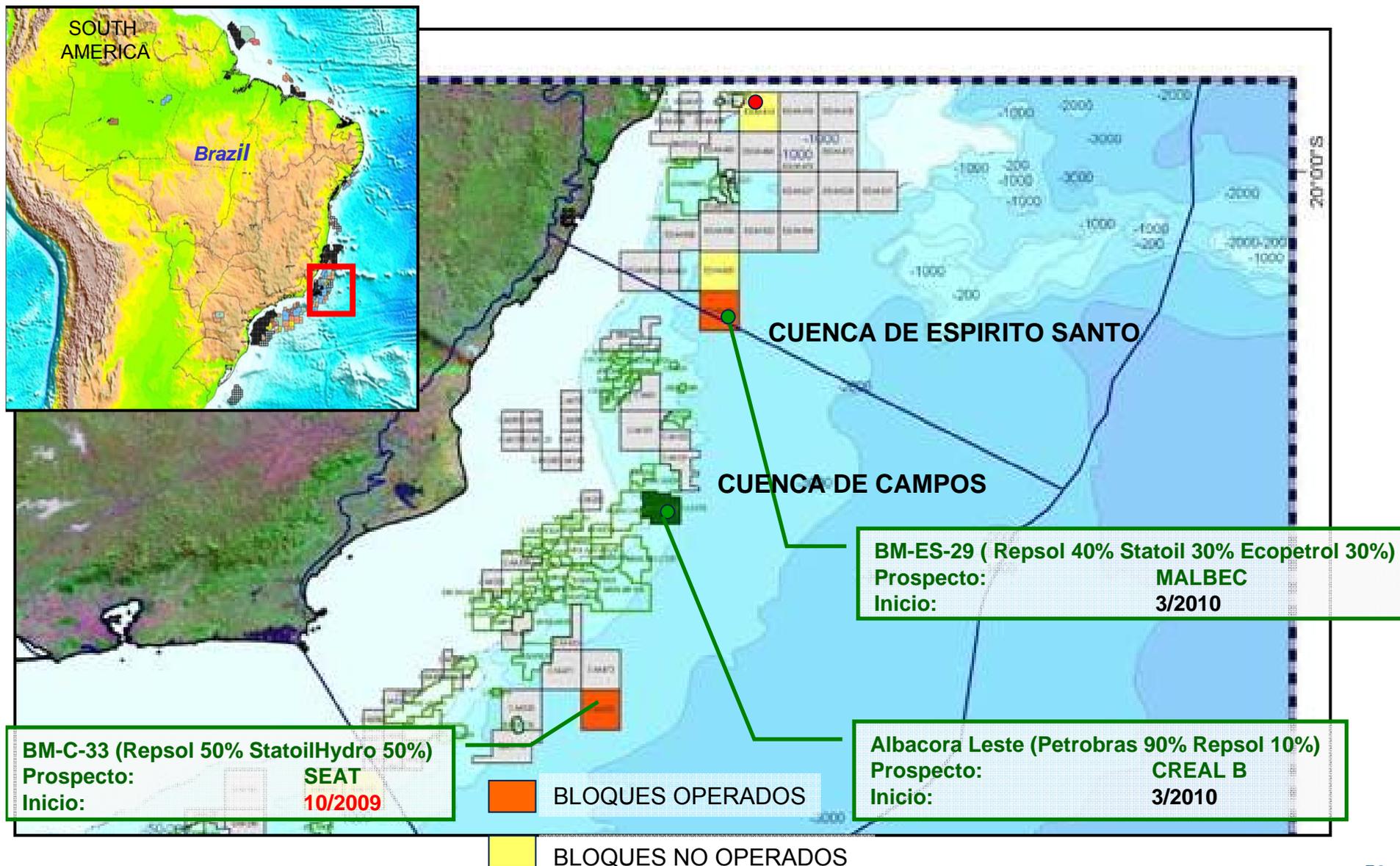


# CARDON IV: Paso a 3ª Fase Exploratoria ( Sondeo Perla 2X) Yacimiento Perla – Plan adicional de Delineación



# ACTIVIDAD EXPLORATORIA 2010

## CUENCAS DE CAMPOS Y ESPIRITO SANTO





# Áreas Estratégicas Upstream. Búsqueda de Nuevo Dominio Minero



**Áreas Estratégicas Tradicionales**  
... dificultades para seguir creciendo



**Nuevas Áreas Estratégicas**  
... oportunidades



**Áreas de Crecimiento a medio-largo plazo....**

## Norte de África

Limitado dominio minero disponible y rentabilidad de los nuevos proyectos debido a los nuevos términos contractuales

## Latinoamérica Norte

**Inestabilidad fiscal** (Venezuela, Ecuador, Bolivia)

**Trinidad:** discreto potencial disponible;

**Perú:** buen dominio minero con alto potencial de futuro

**Colombia:** oportunidades con potencial limitado.

**Cuba, Guyana y Surinam:** evaluando su potencial. Buena posición estratégica en caso de éxito.

## Golfo de México-USA

Bloques de alto potencial obtenidos en las rondas exploratorias 205 y 206

Mercado muy activo con oportunidades de entrada en nuevos proyectos.

Elevado conocimiento técnico de esta área: Proyecto Caleidoscopio

## Brasil

Segunda compañía en términos de dominio minero. Posición estratégica en zonas de alto potencial "Presalino" con los descubrimientos Carioca-Guará (Bloque Santos 9).

Descubrimientos de gas cuenca de Santos (Piracucá y Panoramix)

## •Gas en Perú, Bolivia, Brasil y Venezuela

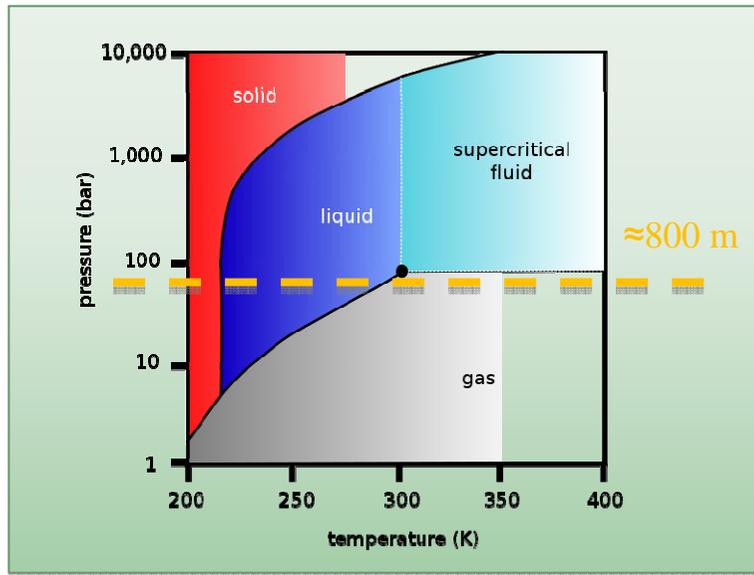
## •Apertura de una nueva área de crecimiento cada dos/tres años:

•**Africa Occidental:** Bloques exploratorios en áreas interesantes (Sierra Leona, Liberia, similares al área Mahogany)

•**Canadá y Noruega:** 3 bloques obtenidos en Newfoundland y Labrador en el offshore de Canadá. Ofertas realizadas en la Ronda Exploratoria 20 y APA 2008 en Noruega

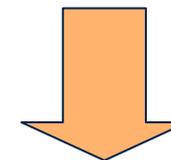
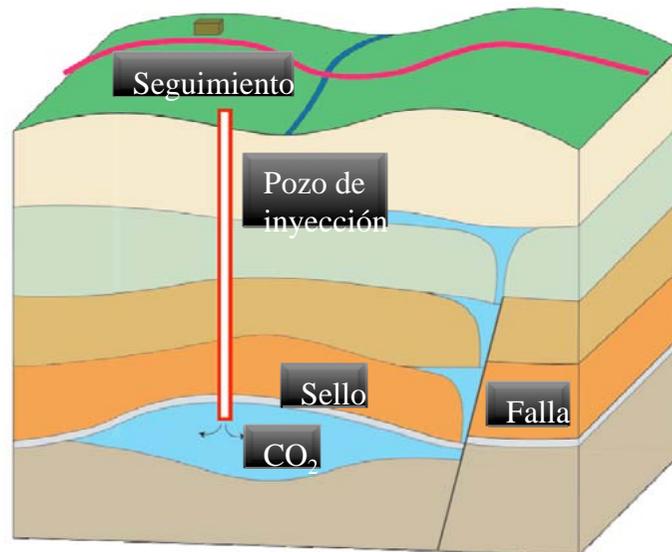
•**Alaska:** Buen posicionamiento con un buen número de bloques exploratorios

# Captura y Almacenamiento CO<sub>2</sub>



- A partir de unos 800 m, el CO<sub>2</sub> se comporta como fluido *supercrítico*, de forma que en esas condiciones su densidad es similar a la de un líquido, pero su compresibilidad es la de un gas.

- Dichas propiedades del CO<sub>2</sub> confinado hacen posible determinar con nuevos métodos sísmicos qué zonas lo contienen y la extensión de las zonas inyectadas con CO<sub>2</sub>



## Proyecto VISION CO<sub>2</sub>

# Captura y Almacenamiento CO<sub>2</sub>: Proyecto VISION CO<sub>2</sub>

## Selección de Emplazamientos

- Obtención de imágenes fiables del subsuelo para la selección de emplazamientos eficaces y seguros
- Localización de trampas en estructuras geológicas complejas

## Caracterización

- Simulación del complejo de almacenamiento, caracterización de la seguridad, sensibilidad y riesgos.
- Modelado geológico estático y dinámico: calculo de incertidumbres del modelo, seguridad, sensibilidad y riesgos.

## Diseño y Construcción

- Análisis de riesgos (exposición y efectos) a corto y largo plazo

## Inyección de CO<sub>2</sub>

- Plan de seguimiento: monitorización, actualización de los modelos de simulación, fase post-cierre

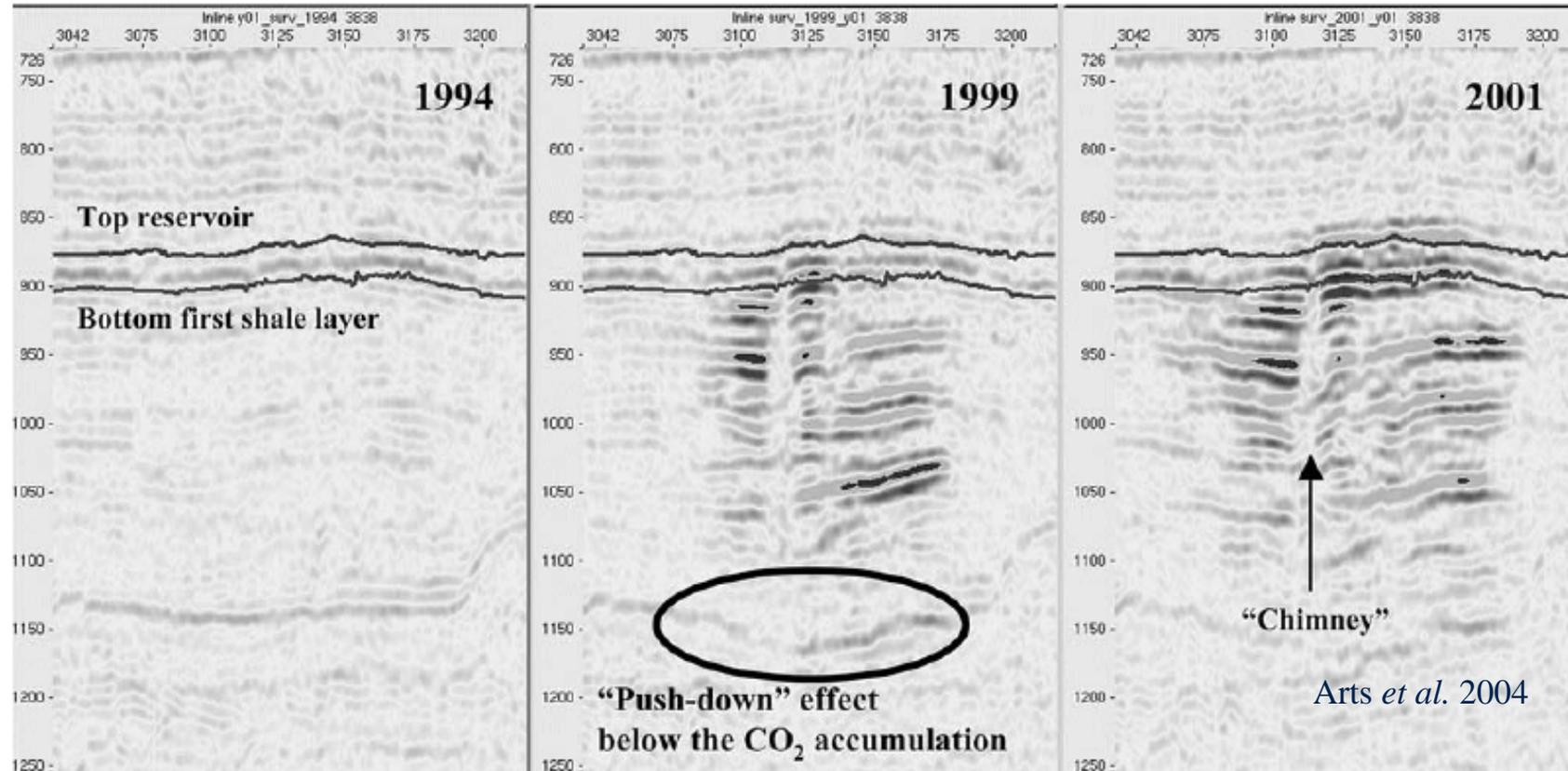
## Post Operación

- Monitorización y verificación de los modelos y riesgos a corto y largo plazo. Criterios de seguimiento

**El Proyecto prevé una inversión de 40 M€, 17,5 M€ netos Repsol para el periodo 2009-2012 con la participación de Repsol, IBM, BSC, CSIC y otras entidades**

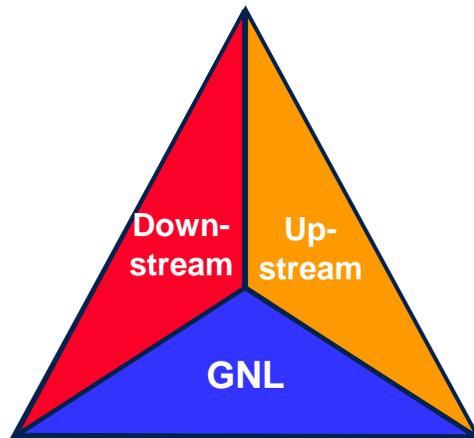
# Proyecto VISION CO2

## •Evolución de la inyección de CO2 en el Pozo de Sleipner, Noruega



Existen limitaciones en la resolución vertical y en la determinación por monitorización sísmica de la concentración de CO<sub>2</sub> en los almacenes. No se perciben diferencias en sísmica de reflexión por encima de concentraciones del 10% de CO<sub>2</sub>. Uno de los objetivos del Proyecto Visión CO<sub>2</sub> es resolver estas limitaciones.

# Cumplimiento Proyectos Estratégicos PE 2008-2012



## Downstream



Bilbao (España)

700 M€



Cartagena (España)

3.200 M€



Sines (Portugal)

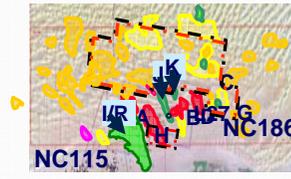
850 M€

## Upstream



GK/Shenzi (GoM)

700 M€



Libia I/R

100 M€



Bloque 39 (Perú)

350 M€



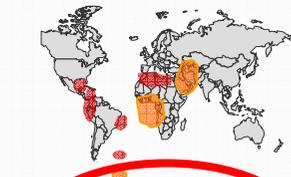
Reggane (Argelia)

450 M€



Carioca (Brasil)

500 M€



Exploración

575<sup>(1)</sup> M€pa

## GNL



Perú LNG

400 M€



Canaport (Canadá)

300 M€

**Inversiones totales en los grandes proyectos y exploración: 12.300 M€**  
**Alta tasa de retorno esperada en los grandes proyectos: TIR > 15%**

(x) Inversión 2008-2012

(1) No incluye 1.900 M€ en inversiones de desarrollo asociadas a descubrimientos exploratorios

Reemplazado por Kinteroni (Perú) y Margarita-Huacaya (Bolivia)

## Cumplimiento Proyectos Estratégicos PE 2008-2012



PROYECTO	INV PE2008-12 (M€)	INV 2008-12 (M€)
SHENZI	700 M€	664 M€
REGGANE	450 M€	276 M€
I/R	100 M€	87 M€
BLOQUE BM-S-9	500 M€ (Sólo Carioca)	618 M€ (Sólo Guarά)
BLOQUE 39	350 M€	337 M€ (KINTERONI MARGARITA+HUACAYA)
EXPLORACIÓN	2.875 M€	2.650 M€
TOTAL	4.975 M€	4.632 M€

Real 2008, UPA Sept 2009, PA 2010 y estimación 2011 y 2012

## Cumplimiento Proyectos Estratégicos PE 2008-2012

---

El PE 2008-2012 para E&P incluía una inversión de 9300 M€ totales con el siguiente desglose:

- Proyectos clave y Exploración: 4975 M€
- Inversiones desarrollo adicionales y mantenimiento campos actuales: 4325 M€

La mejor estimación actual del volumen total de inversiones del periodo 2008-2012 es de 8760 M€ con el desglose siguiente:

- Proyectos clave y Exploración: 4632 M€
- Inversiones desarrollo adicionales y mantenimiento campos actuales: 4128 M€

# CONCLUSIONES

---



- La actividad de Upstream se mantiene dentro de los parámetros previstos en el PE 2008-2012, está mejorando el valor intrínseco de la compañía y proporcionando una plataforma de crecimiento sólida y continua.
- En un negocio de largo plazo como Upstream la incorporación de reservas, la materialización con su puesta en producción y su impacto en resultados se verá a partir de 2012/2013
- Contamos con equipos especializados, con una organización y unos métodos y procesos de trabajo que nos está permitiendo alcanzar objetivos superiores a los fijados inicialmente.

Inventar el futuro no es fácil pero creemos que estamos empezando a conseguirlo.

# Disclaimer

---



Esta presentación es propiedad exclusiva de Repsol YPF, S.A. y su reproducción total o parcial está totalmente prohibida y queda amparada por la legislación vigente. Los contraventores serán perseguidos legalmente tanto en España como en el extranjero. El uso, copia, reproducción o venta de esta publicación, sólo podrá realizarse con autorización expresa y por escrito de Repsol YPF, S.A.

Este documento contiene información y manifestaciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol YPF. Dichas estimaciones o proyecciones pueden referirse a planes, objetivos y expectativas actuales, tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, así como planes, expectativas u objetivos de Repsol YPF respecto de gastos de capital, negocios, estrategia, concentración geográfica, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por Repsol YPF y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina y en la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América.

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol YPF no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.

La Comisión de Valores de los Estados Unidos (*The United States Securities and Exchange Commission* - “SEC”) en la actualidad únicamente permite a las sociedades petroleras y gasistas incluir en sus registros en la SEC información sobre reservas probadas que la compañía, por pruebas de producción concluyentes, entre otras, ha demostrado que son económica y legalmente susceptibles de producirse bajo las condiciones económicas y operativas existentes. En este documento se utilizan ciertos términos como reservas probables, reservas posibles, reservas recuperables o recursos, entre otros, que las normas de la SEC actualmente no permite utilizar en registros ante dicho organismo. Por ello, les sugerimos que consideren de forma detenida la información recogida en nuestro informe anual en formato 20-F correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008, registrado en la SEC y disponible en la página Web de Repsol YPF ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)). También pueden obtener esta información directamente de la SEC llamando al número 1-800-SEC-0330 o consultando la Web [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Las normas de la SEC fueran modificadas en 2008 y permitirán informaciones adicionales en ciertos registros ante la SEC a partir del 1 de enero de 2010.