

Exploración de Hidrocarburos en Uruguay

Presentación a la Academia Nacional de Ingeniería
Aula Magna ,UCUDAL

E&P ANCAP
2 de Setiembre de 2015

Índice

- Situación actual y contractual de la exploración de hidrocarburos en Uruguay – S. Ferro
- Sistemas petroleros y métodos exploratorios – P. Rodríguez
- Producción de Petróleo y Gas en Uruguay – P. Gristo
- Estimaciones volumétricas de prospectos y próximas actividades de perforación en Uruguay – J. Tomasini
- Resumen y conclusiones

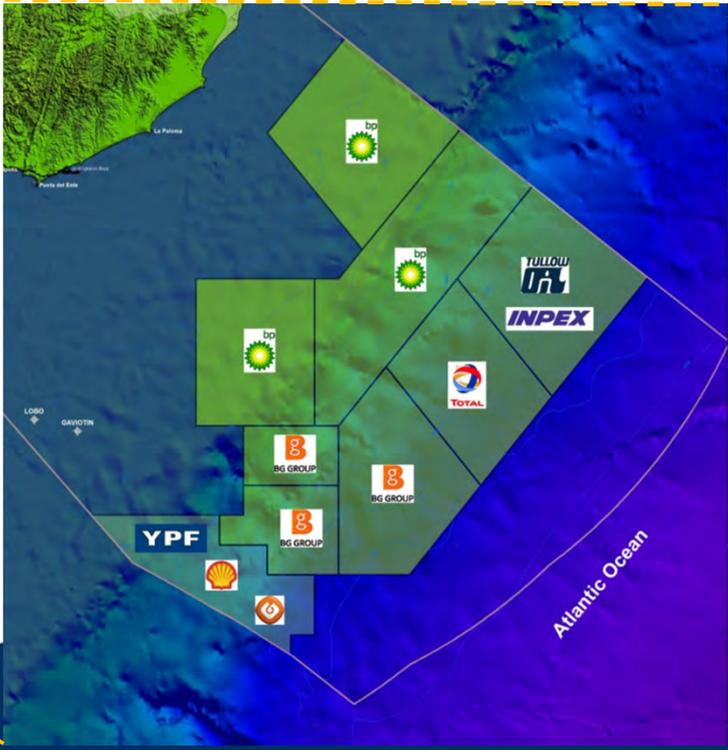
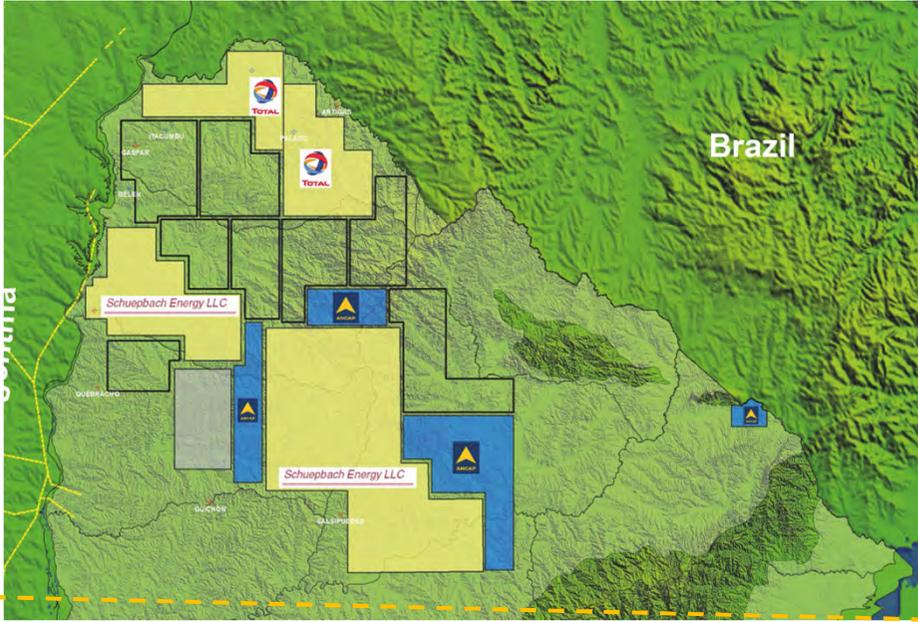
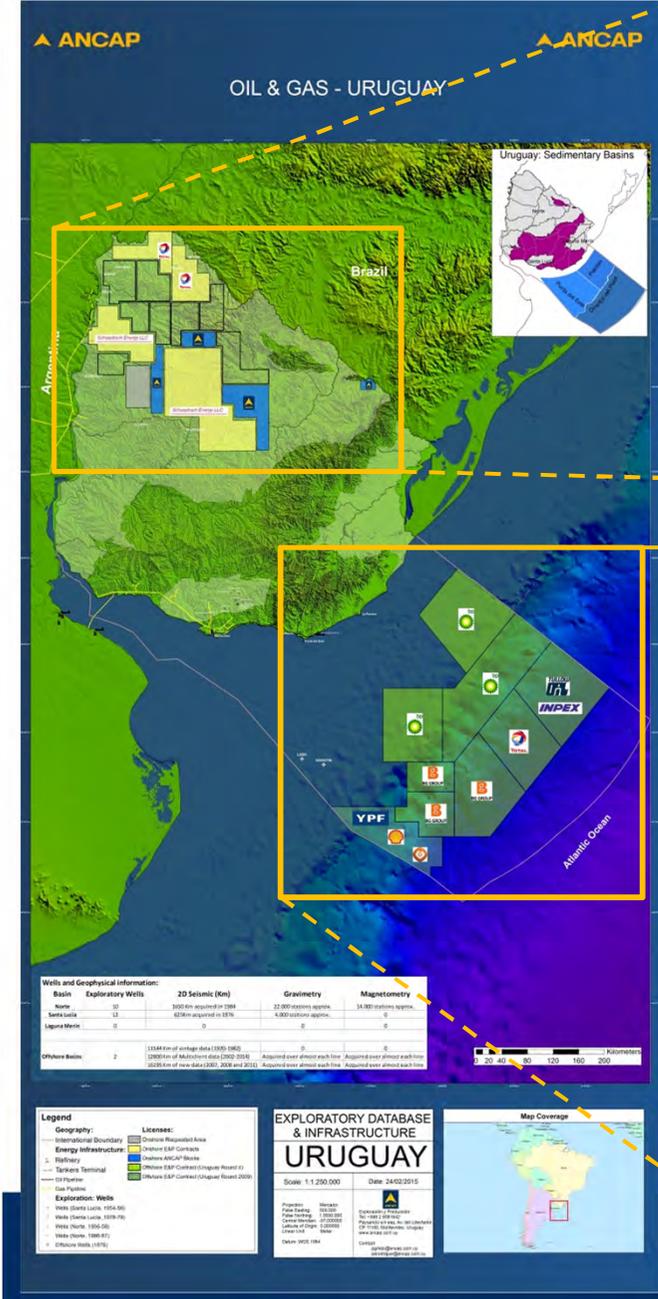
Ing. Santiago Ferro

SITUACIÓN ACTUAL Y CONTRACTUAL DE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN URUGUAY

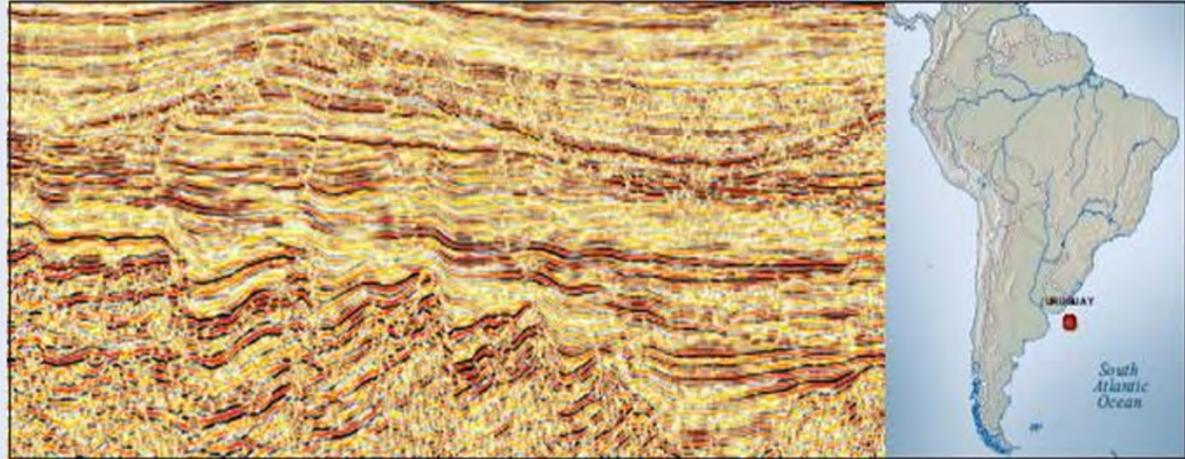
Índice

- Mapa petrolero actual
- Ronda Uruguay 2009
- Ronda Uruguay II
- Inversiones en exploración de HC
- Contratos Multiclientes
- Actividad Onshore
- Estimación de recursos – PRMS
- PSC Uruguay – Tajada del Gobierno
- Análisis Técnico – Económico de la Exploración

Mapa petrolero

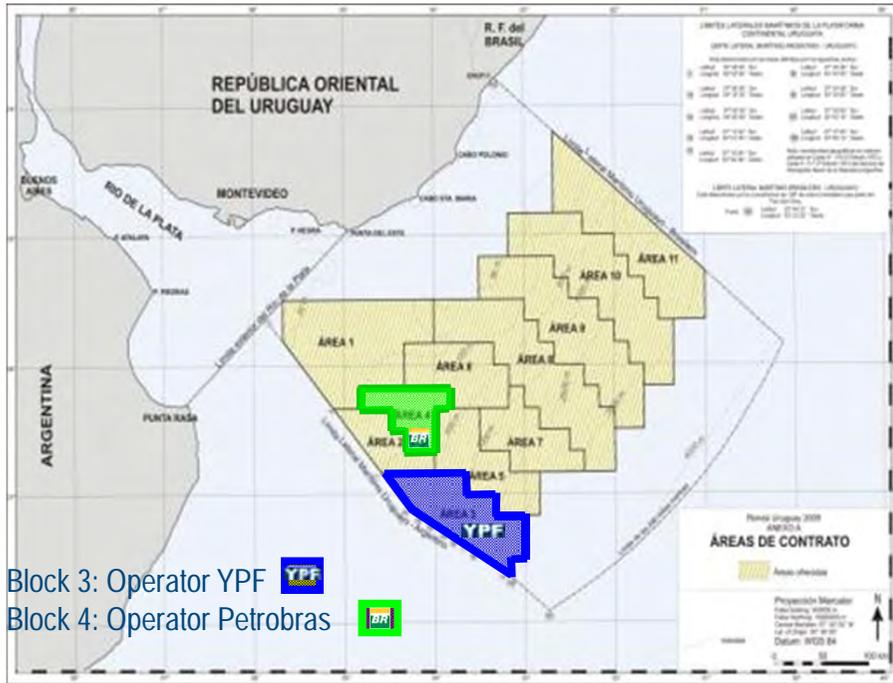


Uruguay – Latin America's Best Kept Secret ...



- 10,000 kms of modern long offset MC2D seismic data acquired in 2007/2008
- The processed data is available for the 1st upcoming Licensing Round'09

Ronda Uruguay 2009



**Se ofrecieron 74.100Km², 11 áreas,
6736Km² de área promedio**

Calificaron 6 petroleras



3 petroleras presentaron ofertas

Un consorcio formado por PETROBRAS, YPF y GALP presentó ofertas por los Bloques 3 y 4.

2 Contratos Adjudicados:

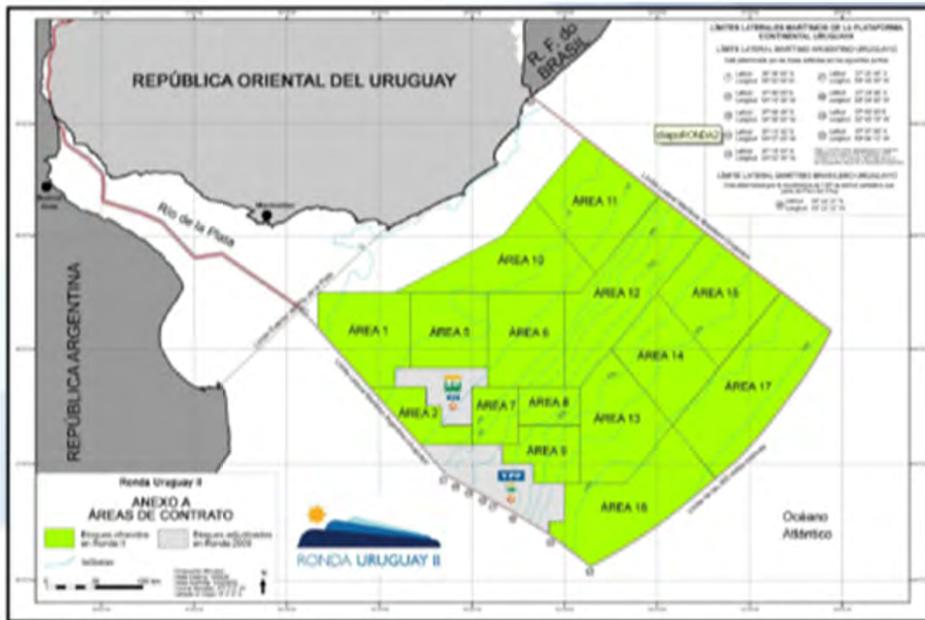
Compromiso Exploratorio:

- Licenciamiento de la sísmica 2D existente
- Modelado Geológico y Geofísico sobre la sísmica 2D existente
- **Valor: 10 – 20 MMUS\$**



- Uruguay: el pragmatismo cosecha éxito en la ronda
 - Wood Mackenzie considera la ronda como un éxito considerando la difícil situación financiera actual y el precio de los commodities, y el alto riesgo de las áreas ofrecidas.
 - Este resultado inicial parecería reivindicar la decisión de ANCAP (la petrolera Estatal) a principio del año en abril de revisar los términos de la ronda y del contrato en respuesta al difícil ambiente de negocios presente.
 - El cambio clave fue la remoción de la perforación obligatoria durante el primer período exploratorio durante las áreas consideradas más prospectivas.
 - En caso de haberse mantenido, existía un riesgo muy real de que no se hubieran presentado ofertas, por lo que hay que reconocer a ANCAP que cambió las reglas como la situación lo demandaba, sumando más peso a la visión de que Uruguay es un buen lugar para hacer negocios.

Ronda Uruguay II



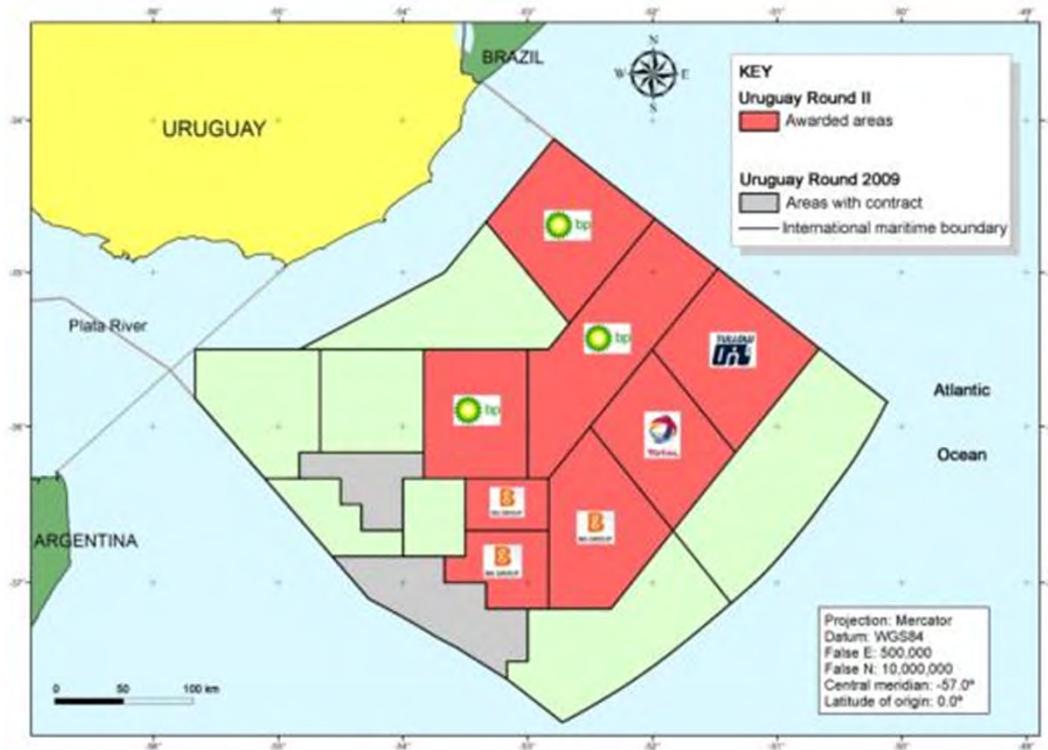
11 petroleras calificaron



Se ofrecieron 101.135Km², 15 áreas,
6742Km² de área promedio

- Se presentaron 19 ofertas por parte de 9 empresas calificadas
- 8 de las 15 áreas recibieron ofertas (6, 8, 9, 11, 12, 13, 14 y 15)
- Hubo competencia por 5 de esas 8 áreas
- El programa exploratorio comprometido asciende a U\$S1562MM

Ronda Uruguay II



Programa exploratorio comprometido para el período 2012-2015:

- 1 pozo exploratorio en aguas profundas
- 33.240Km2 de sísmica 3D
- 13.080Km2 de CSEM 3D
- 3.000Km de sísmica 2D
- 130 muestras del subsuelo marino
- 13 estudios geológicos adicionales
- Procesamiento de 6.294Km de sísmica 2D de ANCAP 2011
- Procesamientos geofísicos especiales
- Total: 312.400 UT, que son equivalentes a 1.562MMUS\$.

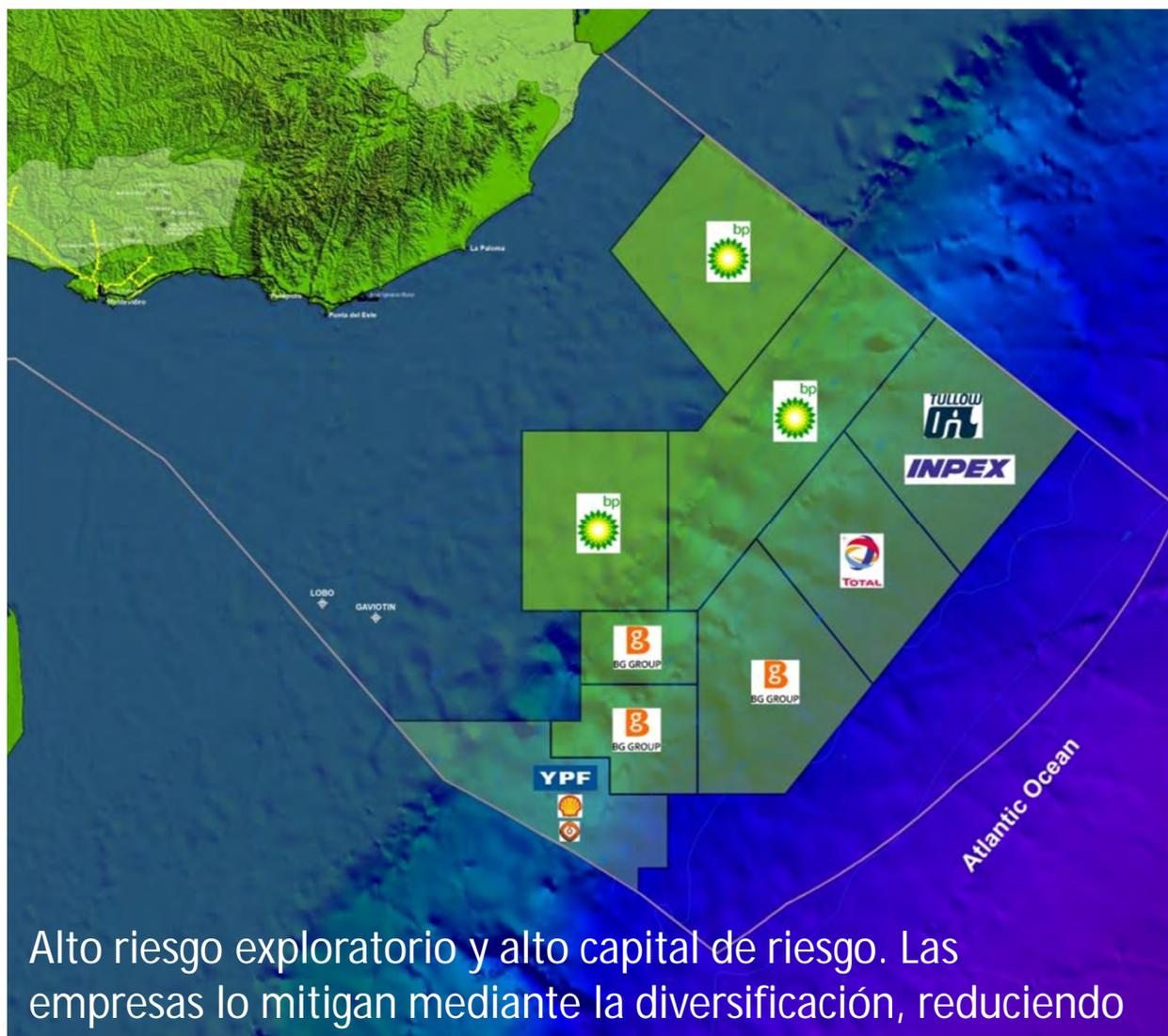
8 Áreas Adjudicadas

- Áreas 6, 11 & 12 adjudicadas a BP
- Áreas 8, 9 & 13 adjudicadas a BG
- Área 14 adjudicada a TOTAL
- Área 15 adjudicada a Tullow Oil



- Gran éxito de la Ronda Uruguay 2012
 - Esto refleja el apetito renovado de la industria por exploración de frontera y el régimen fiscal y ambiente regulatorio atractivos que el país ofrece.
 - De los 15 bloques ofrecidos, 8 recibieron ofertas. Algunos de los más grandes nombres en la industria presentaron ofertas y BP, BG, Total y Tullow Oil fueron exitosos.
 - Uruguay puede ahora jactarse de tener un impresionante conjunto de empresas operando en este espacio de upstream embrionario, con las empresas ganadoras uniéndose a las ya existentes: Petrobras, YPF y Galp Energia.
 - Actualmente no hay producción de petróleo o gas en Uruguay, y nunca fueron encontradas cantidades comerciales de hidrocarburos. Sólo dos pozos han sido perforados en el offshore, por lo que el trabajo exploratorio será realmente de frontera y alto riesgo.
 - Sin embargo, el calibre de los operadores presentes ahora es impactante y las expectativas son altas de que Uruguay pueda transformarse el próximo país de frontera en obtener éxito exploratorio.

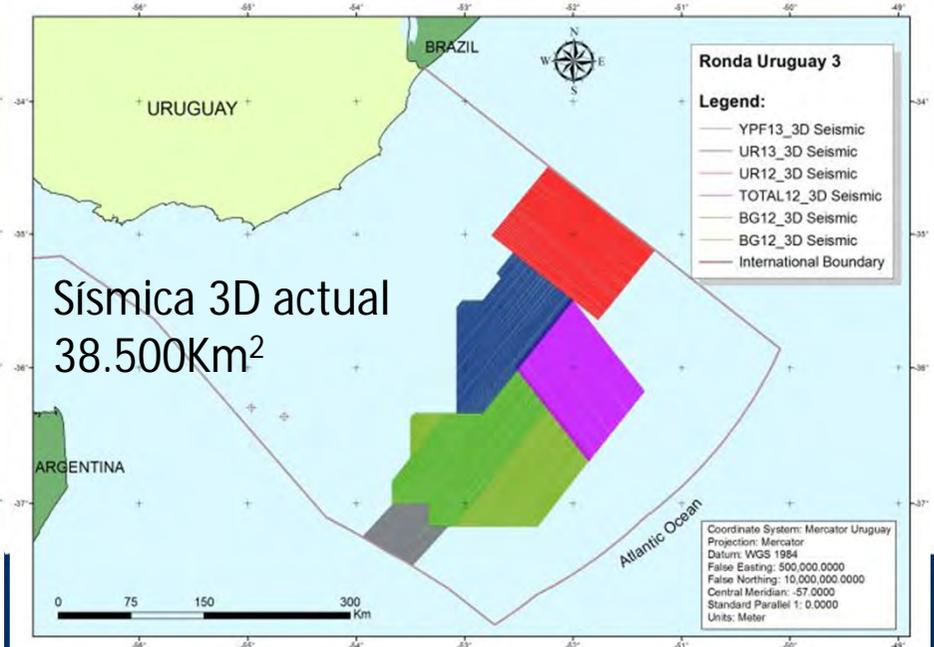
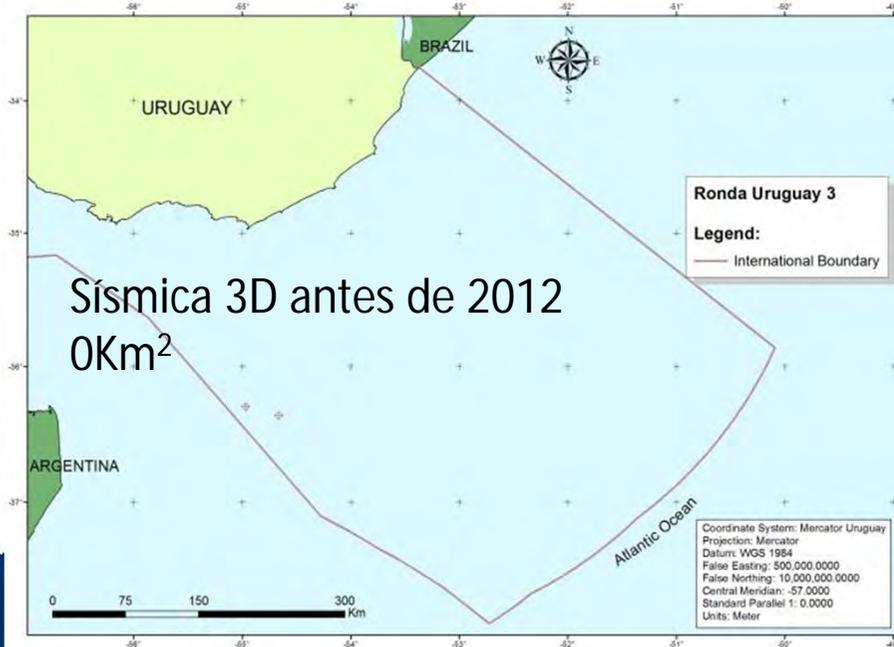
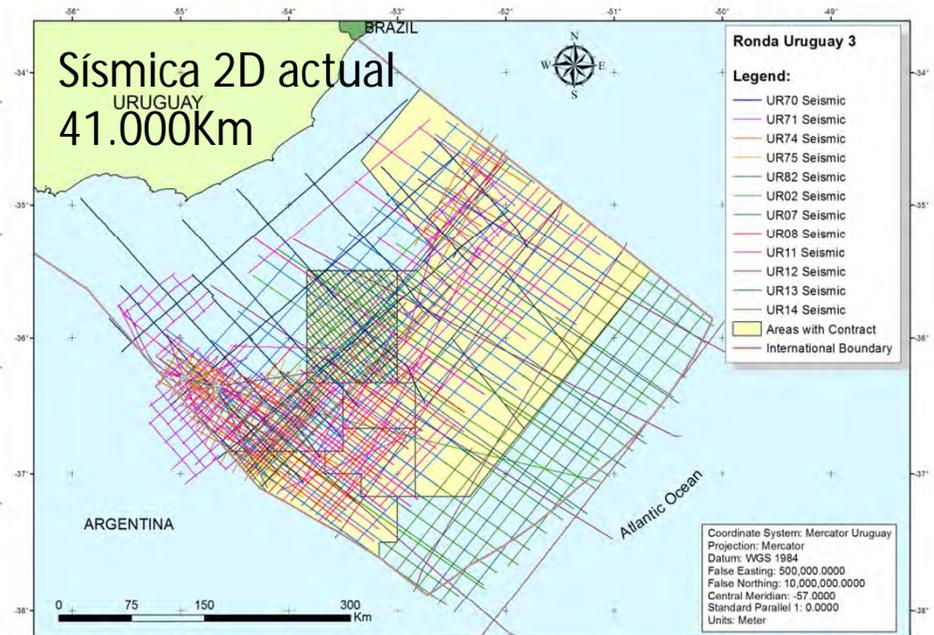
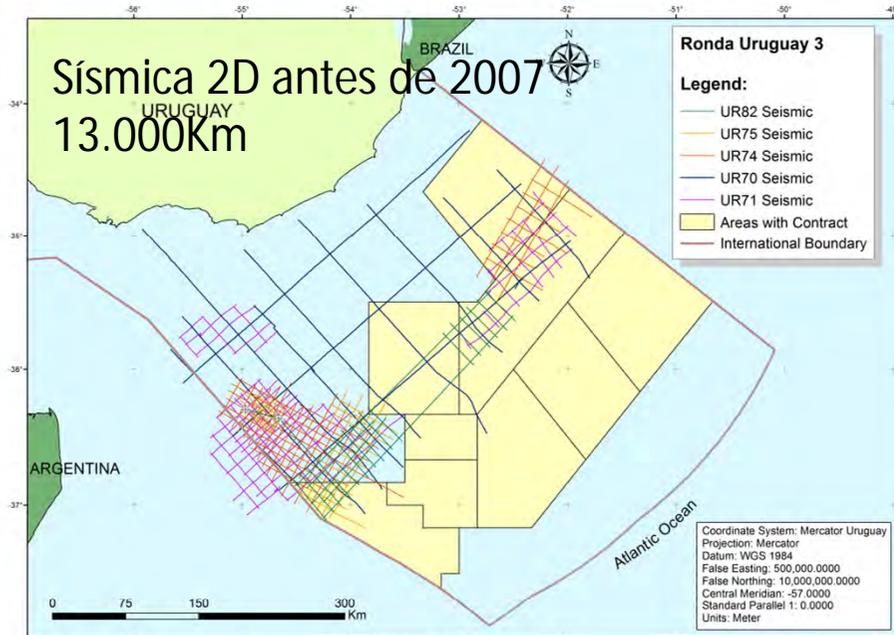
Dinámica de farm-ins / farm-outs



Alto riesgo exploratorio y alto capital de riesgo. Las empresas lo mitigan mediante la diversificación, reduciendo su participación en venturas riesgosas.

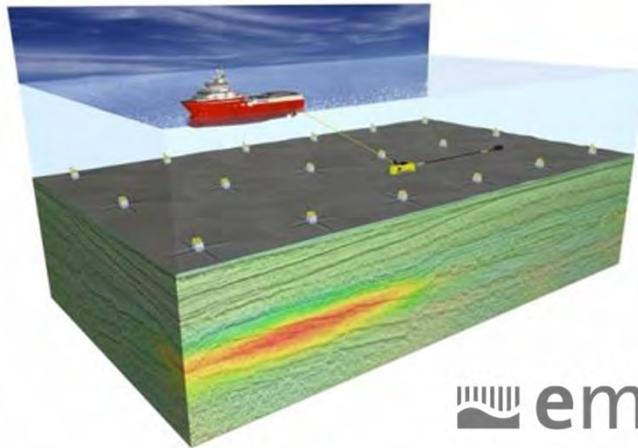
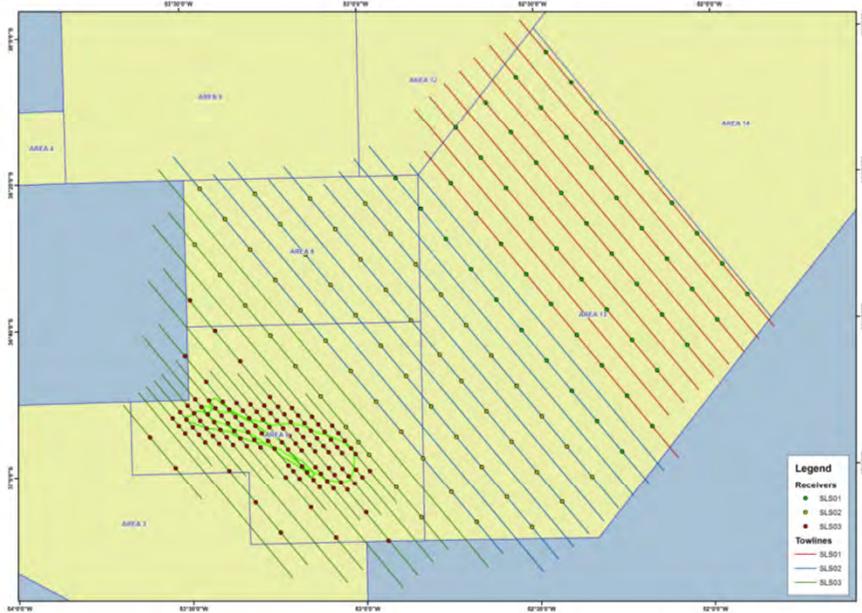
- Inpex hizo un farm-in con 30% en el Área 15 de Tullow Oil.
- Shell hizo un farm in y Petrobras farm out
- Petrobras/YPF/GALP devolvieron Área 4
- Shell se fue del Área 3
- Los operadores han solicitado autorización para hacer farm outs (Tullow Oil / BG).
- Devolución de los 3 bloques de BP.
- Se está negociando el farm in de una *major* en el área de Total.

Sísmica 2D y 3D



Trabajos exploratorios inéditos

Electromagnetismo 3D

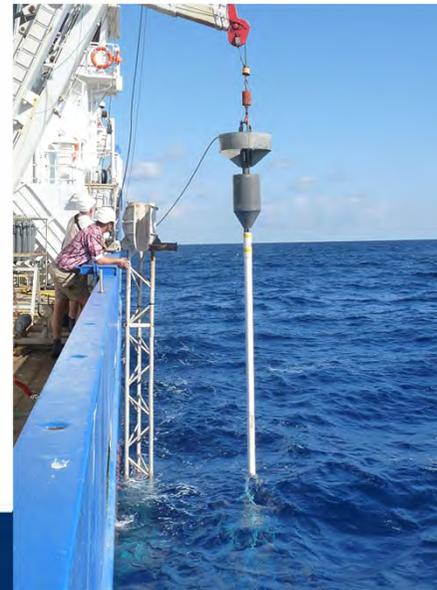
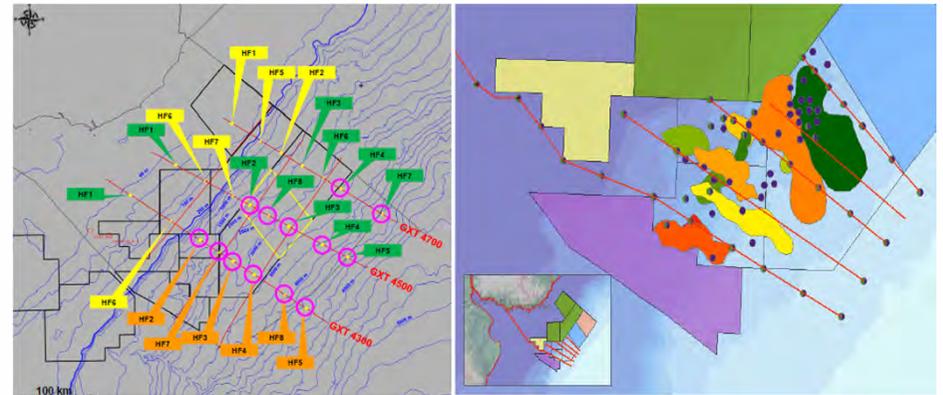


BG GROUP 

 emgs

Muestras de subsuelo

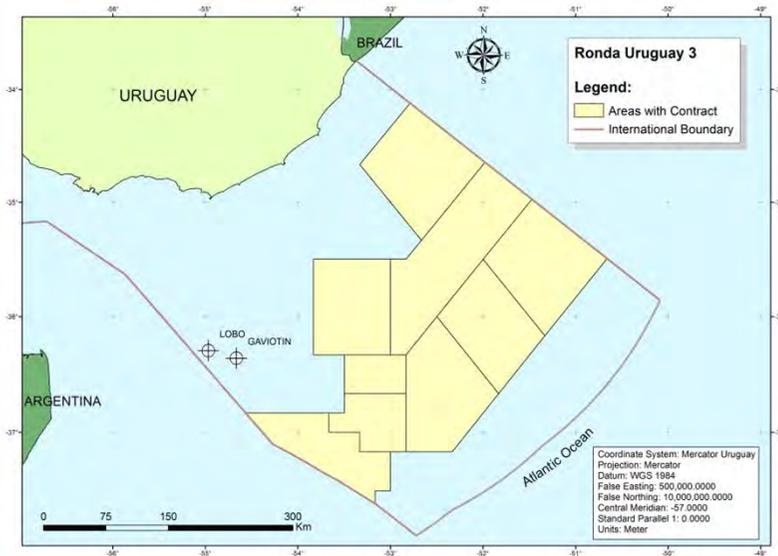
Para geoquímica y medición de flujo de calor



 ANCAP

Perforaciones

2 pozos en 1976



Pozo en aguas ultraprofundas en marzo de 2016

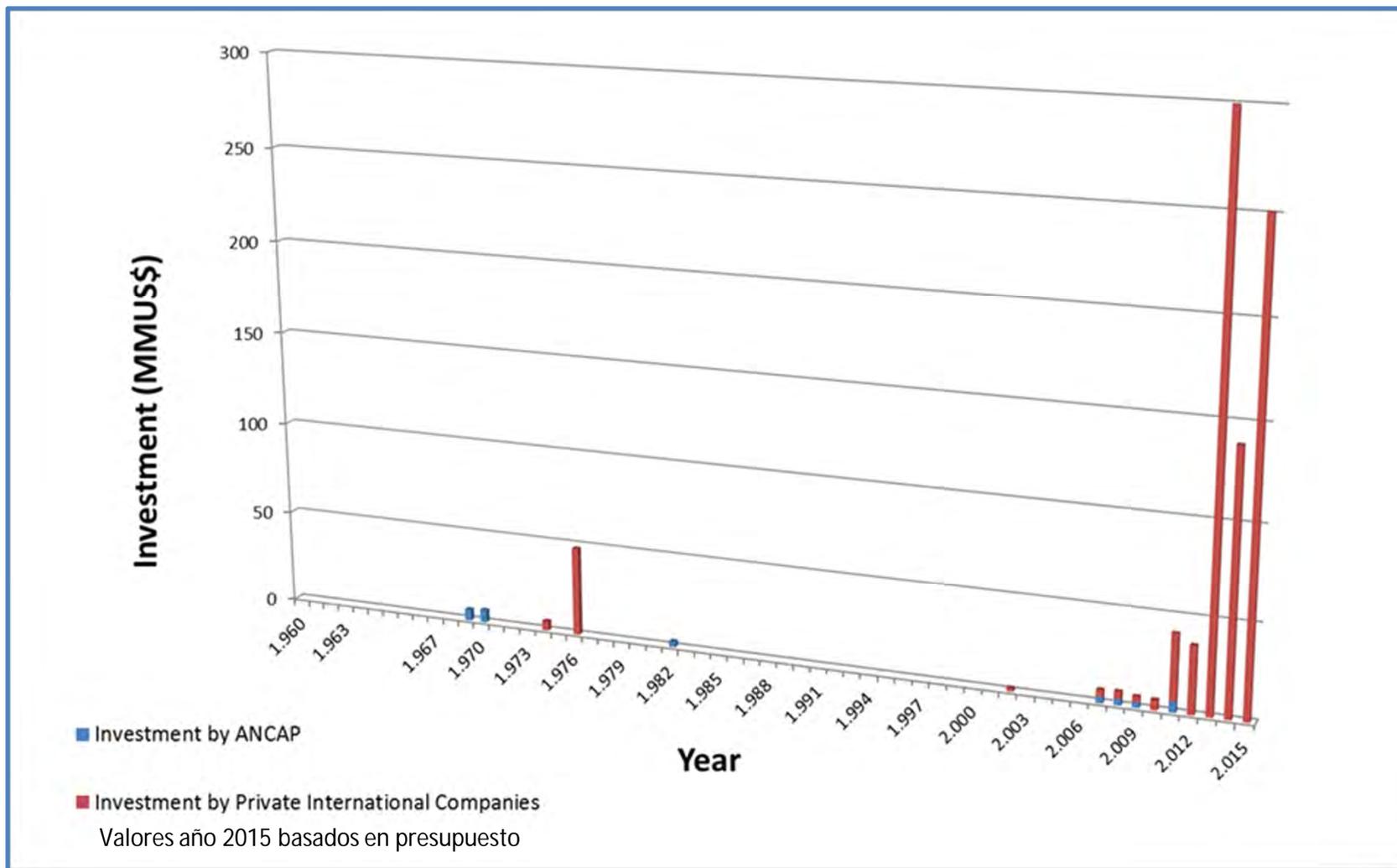


Rig Bideford Dolphin



Inversiones en exploración offshore en Uruguay

La inversión privada comprometida en exploración ha sido de una dimensión imprevista, demandando costos e inversiones menores para ANCAP



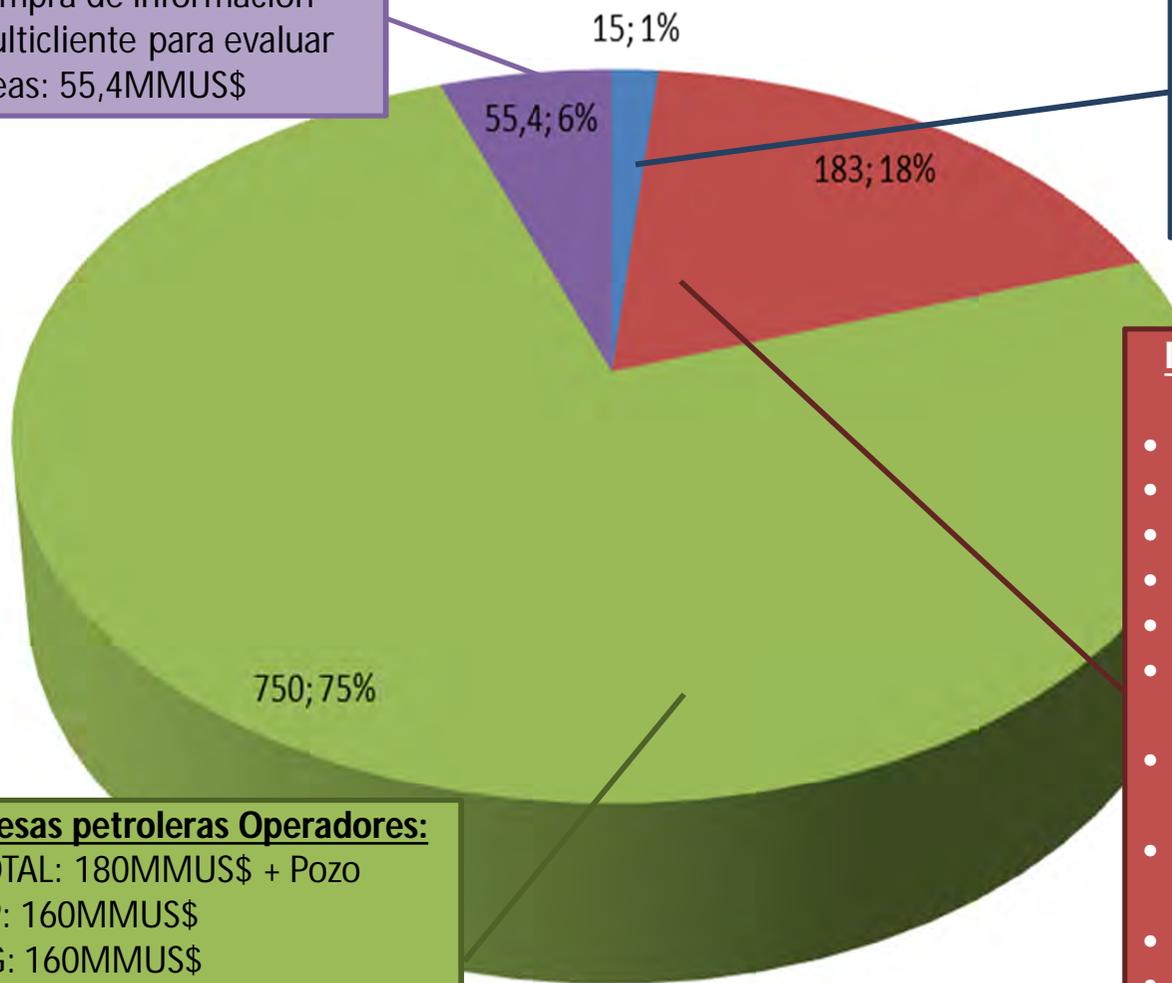
INVERSIONES EN EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN URUGUAY DESDE 2007 A LA FECHA (MMUS\$)

Otras empresas petroleras:

- Compra de información multicliente para evaluar áreas: 55,4MMUS\$

Inversiones realizadas por ANCAP:

- 4,9MMUS\$ sísmica 2D 2007
- 1,9MMUS\$ sísmica 2D 2008
- 5,5MMUS\$ sísmica 2D 2011
- Pozos estudio y laboratorio
- Geofísica y Otros proyectos



Inversiones realizadas por empresas de servicios en los MC:

- CGG sísmica 2D 2002: 0,45MMUS\$
- WI sísmica 2D 2007: 5,5MMUS\$
- WI sísmica 2D 2008: 1,9MMUS\$
- FIT inclusiones fluidas: 0,04MMUS\$
- ION sísmica 2D 2012: 6,85MMUS\$
- SPECTRUM sísmica 2D 2013: 8,2MMUS\$
- Schlumberger procesamiento: 0,98MMUS\$
- Estudios CGG/Robertson: 0,27MMUS\$
- PGS sísmica 3D 2013: 160MMUS\$
- SPECTRUM sísmica 2D 2014: 6,3MMUS\$

Empresas petroleras Operadores:

- TOTAL: 180MMUS\$ + Pozo
- BP: 160MMUS\$
- BG: 160MMUS\$
- Tullow Oil / INPEX: 33MMUS\$
- YPF/Shell/GALP: 40MMUS\$
- SEU: 10MMUS\$

Contratos Multicliente

Los contrato multi-cliente especulativos no exclusivos, son aquellos en los cuales las grandes empresas de servicios (en particular las de adquisición de sísmica y geofísica) **invierten a su propio riesgo y costo** en datos o información que potencialmente podría ser licenciada por varias empresas petroleras

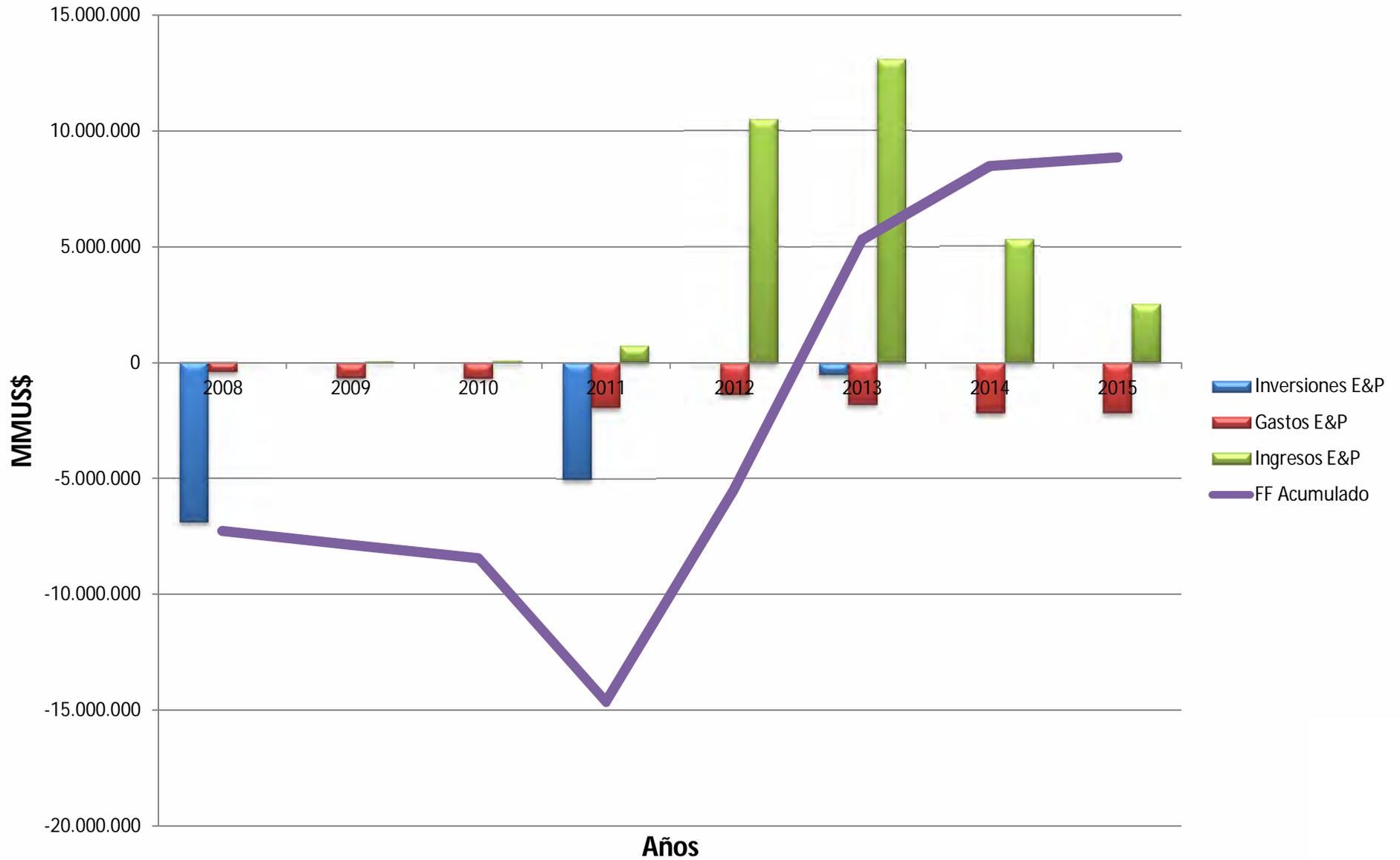
- Generación de información Propiedad de ANCAP **SIN COSTO PARA ANCAP**
- **Ingresos para ANCAP** desde la primera venta
- Asegurar buenos datos e información para evaluación de proyectos y oportunidades
- Mecanismo de promoción constante de oportunidades de exploración en Uruguay

Ventajas
para ANCAP

Contratos Multicliente firmados

Empresa de servicios		Campaña/estudio	Cantidad
PGS		Sísmica 3D offshore	15.700 Km ²
Spectrum		Sísmica 2D offshore	20.000Km
ION – GXT		Sísmica 2D offshore	2800 Km
ROBERTSON CGG		Estudio de la Geología del petróleo en Uruguay	2 reportes
FIT		Informe sobre estratigrafía de Inclusiones Fluidas de los pozos Lobo y Gaviotín	1 reporte
Schlumberger		Estudio AVO e Inversión Sísmica de la campaña 2D UR11	6400 Km
Geoex		Sísmica 3D offshore	-
emgs		EM 3D offshore	-

Flujo de Fondo de la Gerencia de E&P desde 2008 a la fecha

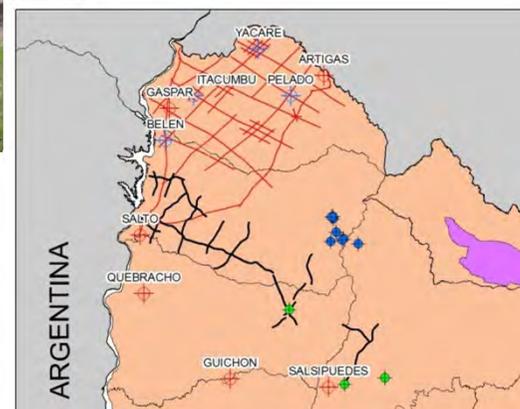


Exploración Onshore

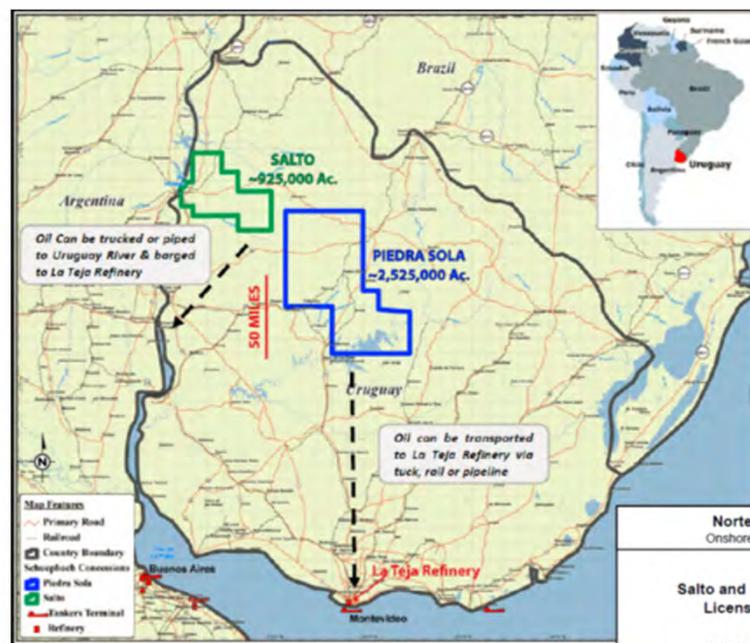


- Programa exploratorio comprometido:
 - 570Km de sísmica 2D
 - 2000m de pozos estratigráficos
- Pasó al siguiente período exploratorio

- Programa exploratorio comprometido:
 - Análisis geoquímico y petrofísico
 - Reprocesamiento de la sísmica 2D existente
 - Modelado de cuenca
 - Magnetotelúrica



- **Recursos Prospectivos** no “riskeados” de hasta 910MMBbl de petróleo y 3105 Bcf de gas natural en estas 2 áreas evaluadas
- 26 “leads” convencionales identificados basados en la sísmica 2D, 21 de los cuales contienen secciones Pérmicas y Devónicas.



Schuepbach Energy Petrel ENERGY LIMITED

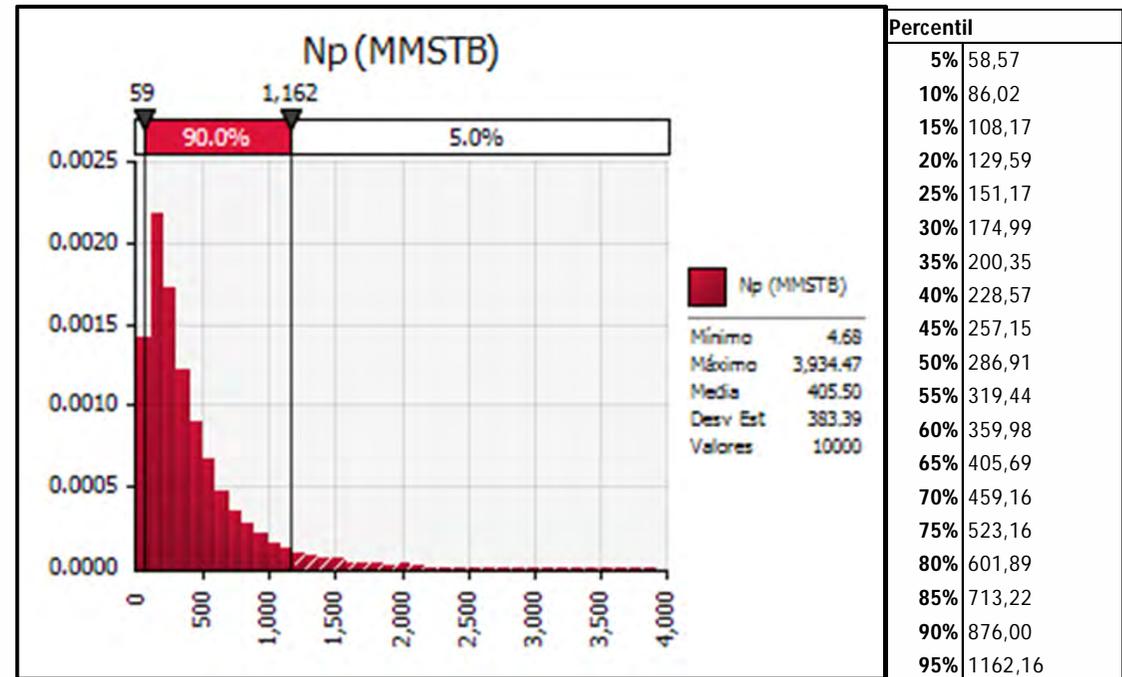
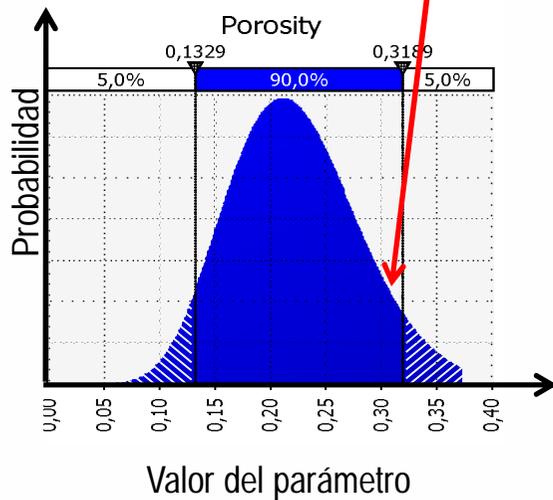


Contratos Salto y Piedra Sola @ 100% (Recursos convencionales solamente)	Recursos Prospectivos Petróleo (MMBbls)	Recursos Prospectivos Gas Natural (BCF)	Petróleo Original En Sitio (MMBBIs)	Gas Original En Sitio (BCF)
Estimación de baja (P90)	147	574,5	559	894
Mejor estimación (P50)	404	1472,5	1410	2276,5
Estimación de alta (P10)	910	3105	2892	4729

Estimaciones Probabilísticas

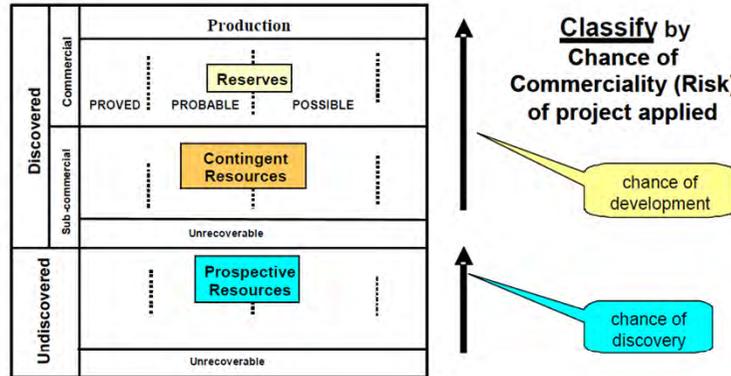
- Basadas en distribuciones de probabilidad de parámetros del método de cálculo, incluyendo correlaciones entre los parámetros

- $$N_P = \frac{7758\phi h A S_0}{B_{oi}} E_R$$

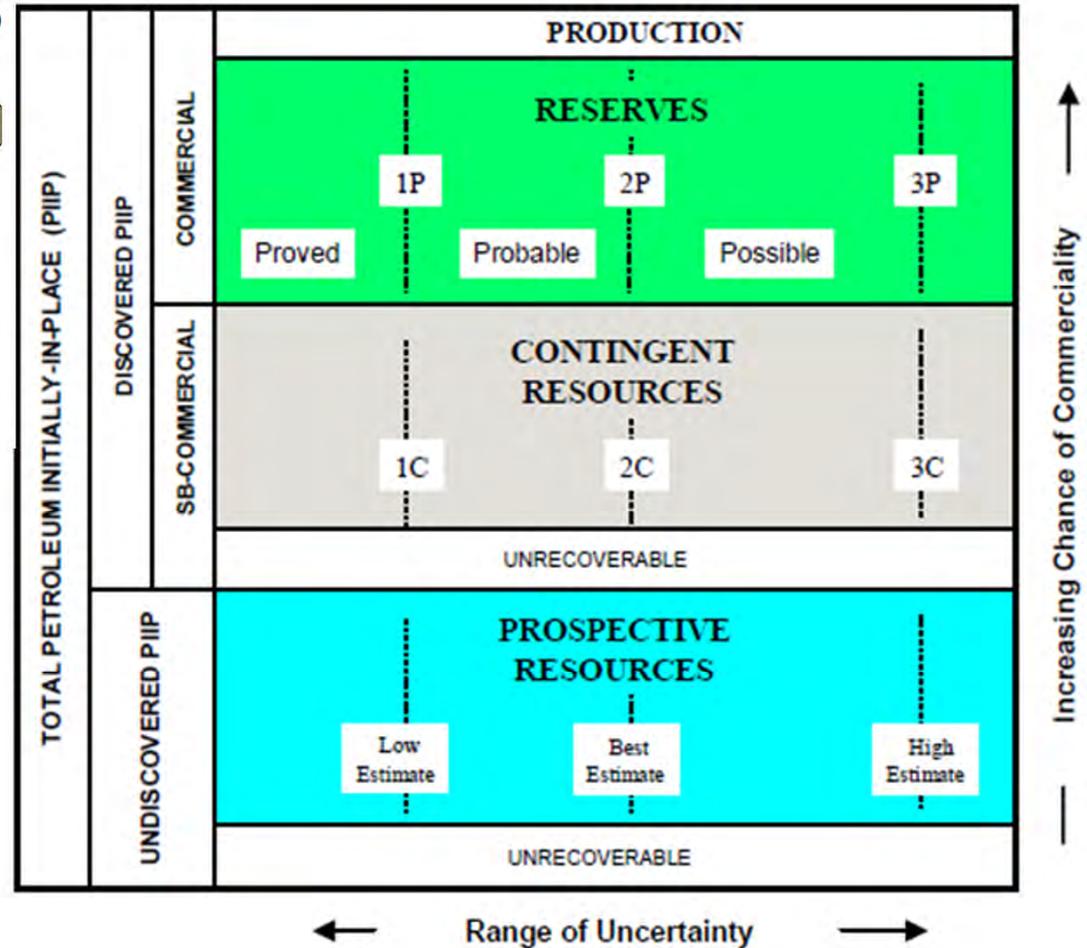
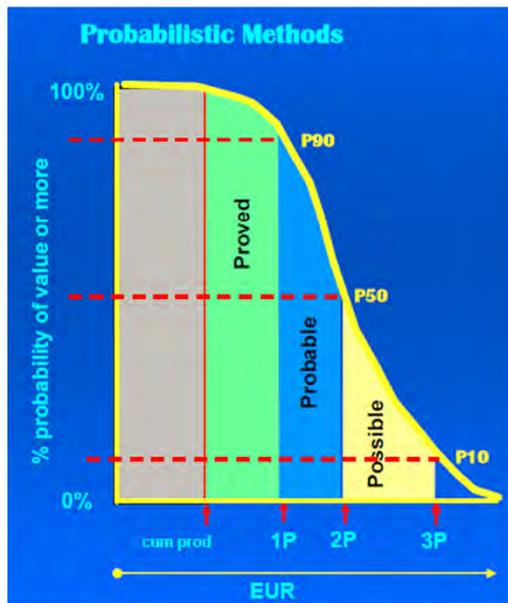


Lo mismo hacemos para los otros parámetros: h, A, S_0, B_{oi}, E_R

Sistema de Clasificación de Reservas y Recursos Petroleum Resources Management System



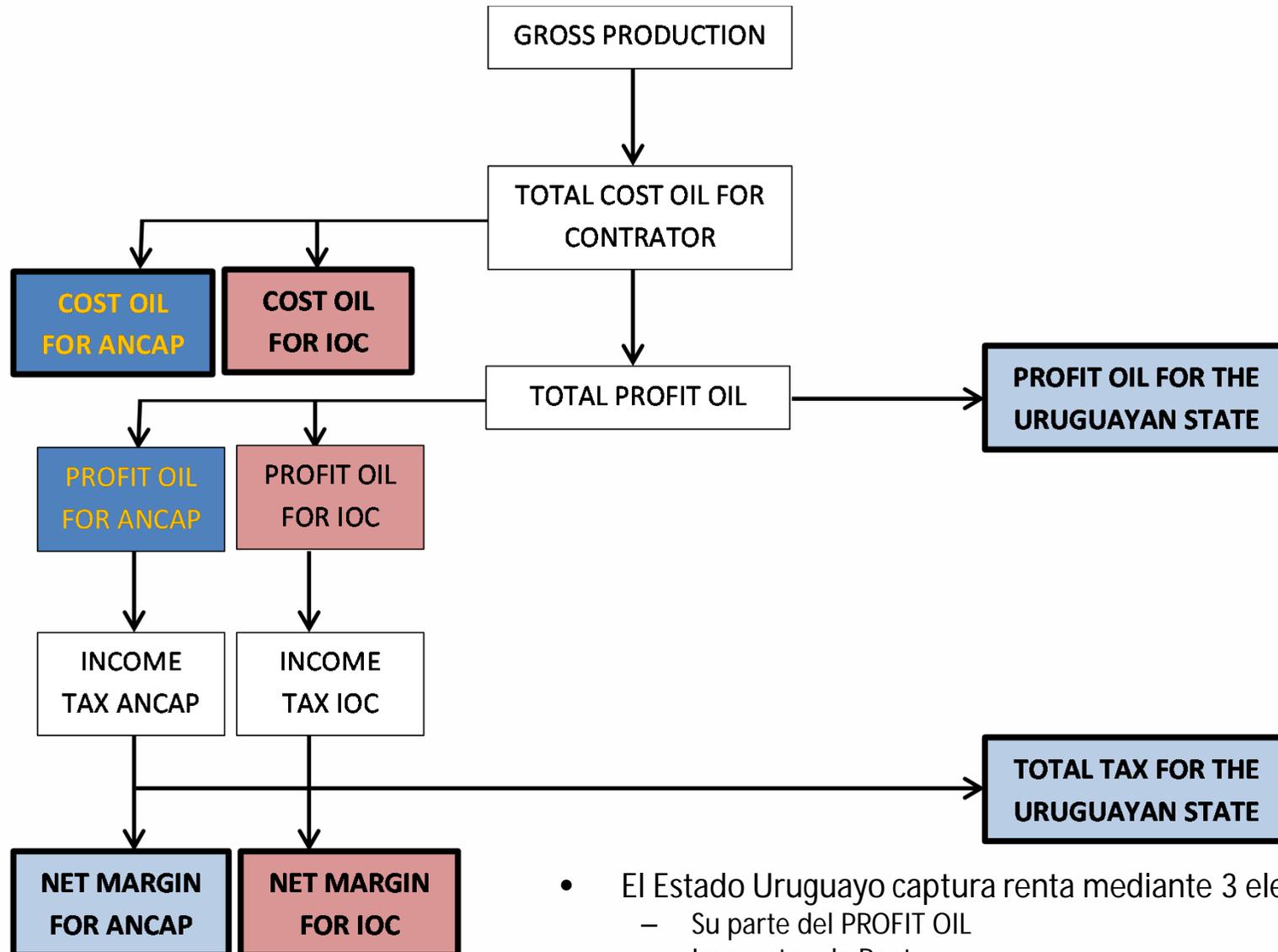
Categorize based primarily on technical uncertainty of sales quantities associated with a project



Contratos de Producción Compartida (PSC)

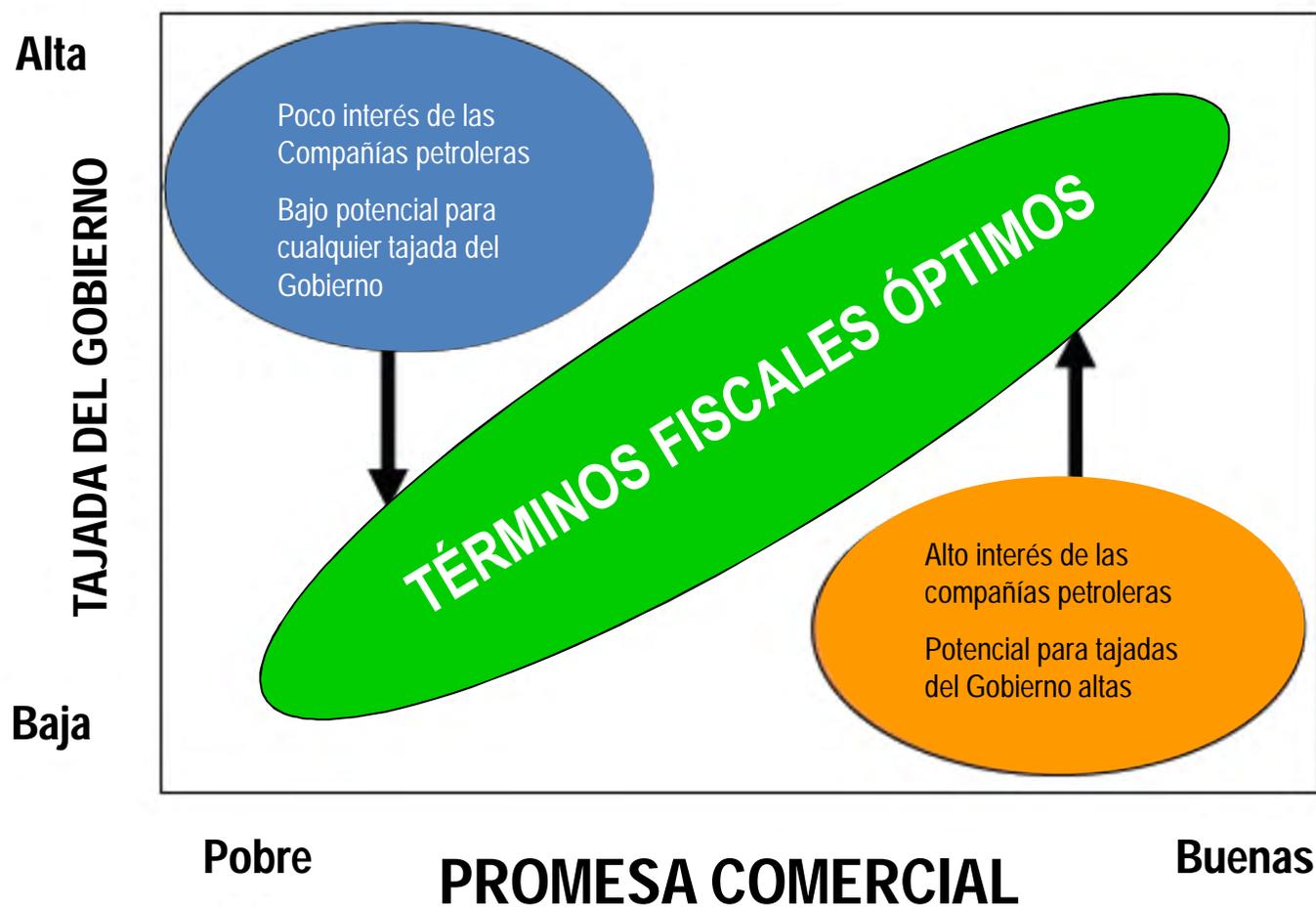
- Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- El Contratista asume todos los costos, riesgos y responsabilidades de la actividad, llevando adelante todas las operaciones que surjan del programa acordado.
- Plazo: 30 años, que pueden ser extendidos a 40 años (mediante nueva aprobación del Poder Ejecutivo)
- Economía de los Contratos
 - *Cost Oil* (para recuperar todos los costos operativos y las inversiones) – Limitado en cada trimestre
 - *Profit Oil* (a compartir entre el Contratista y el Estado Uruguayo)
- ANCAP tiene la opción de asociarse en caso de que haya un descubrimiento declarado comercial

Diagrama de flujo de fondos de los contratos PSA Uruguayos



- El Estado Uruguayo captura renta mediante 3 elementos:
 - Su parte del PROFIT OIL
 - Impuesto a la Renta
 - Asociación de ANCAP

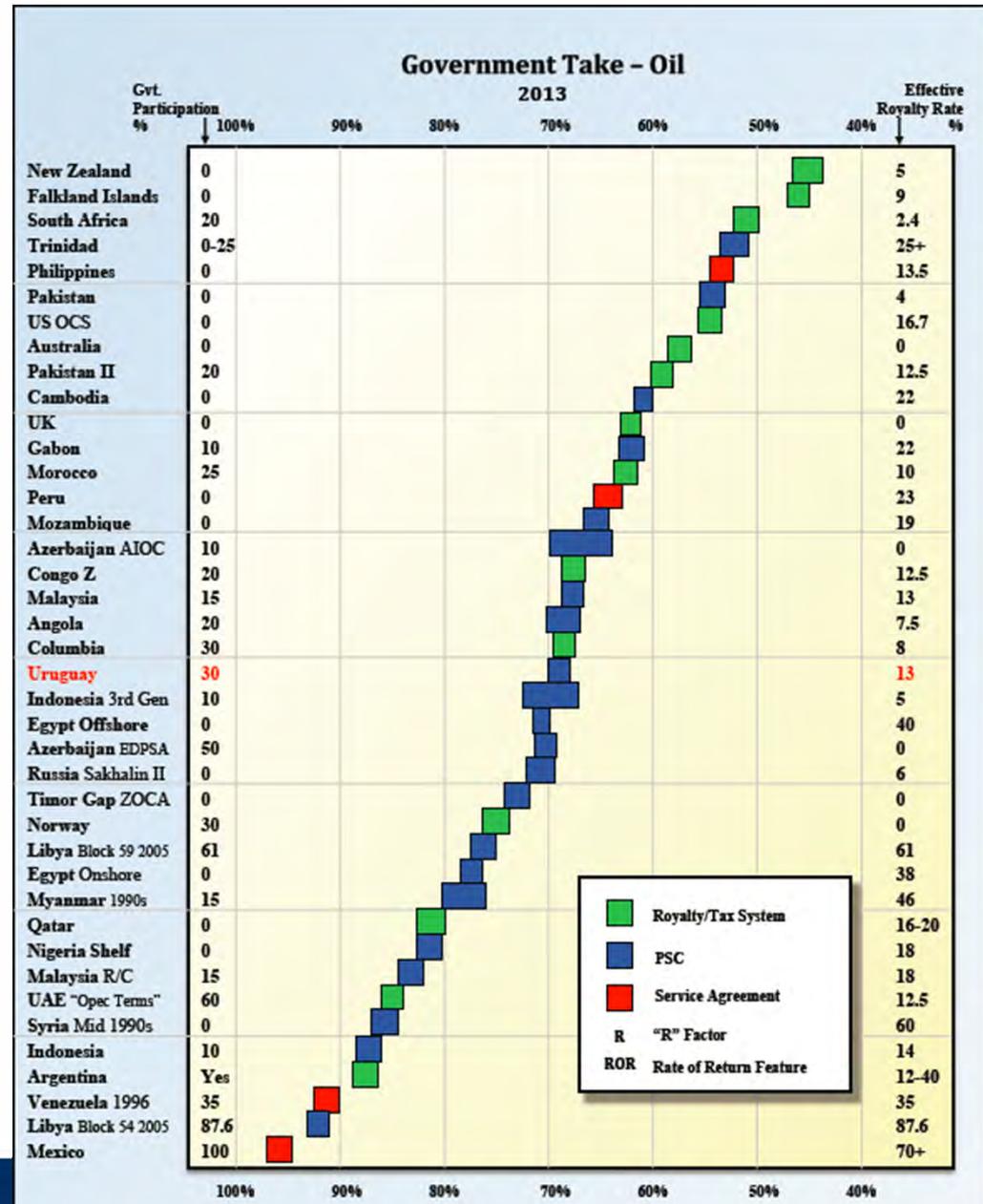
MERCADO GLOBAL DE EXPLORACIÓN



Tajada del Gobierno por país

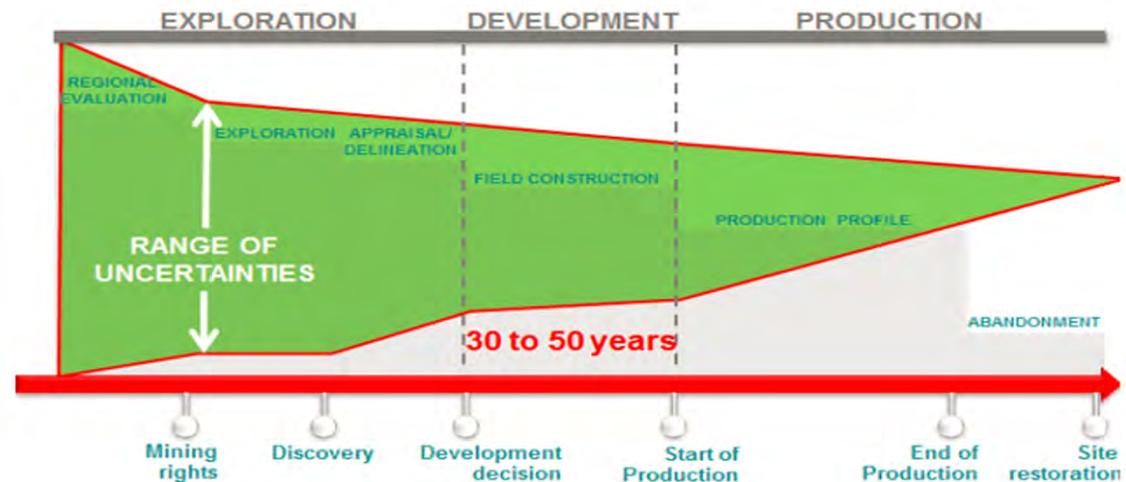
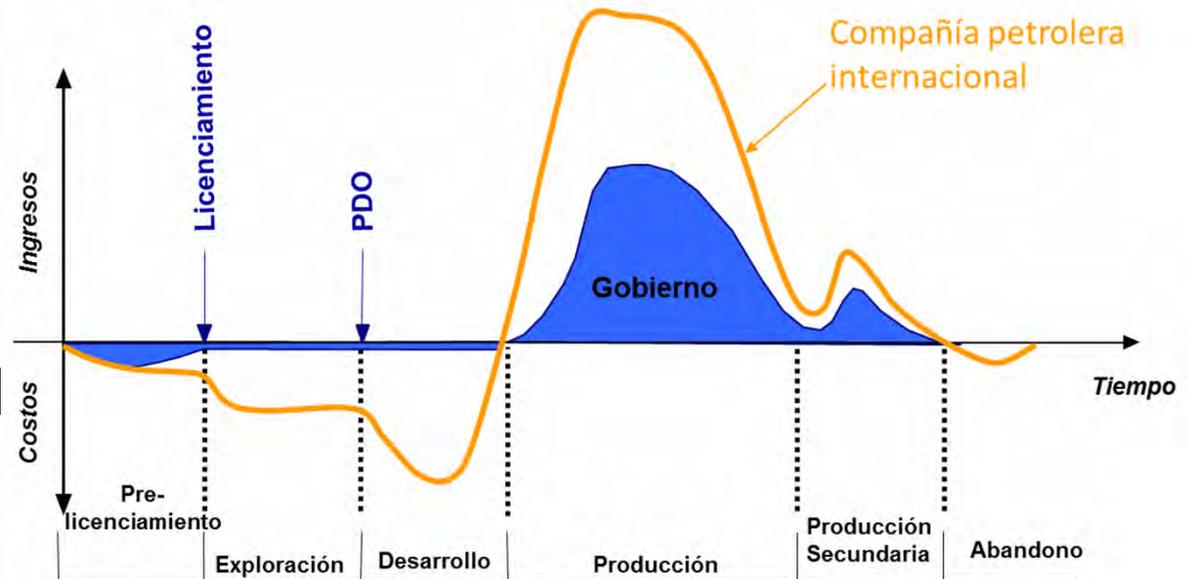
Tajada del Estado Uruguayo (incluyendo participación de ANCAP al máximo de cada contrato e IRAE 25%) es en promedio 70%, considerando todos los contratos firmados (*onshore* y *offshore*) vigentes.

Government take: 70%



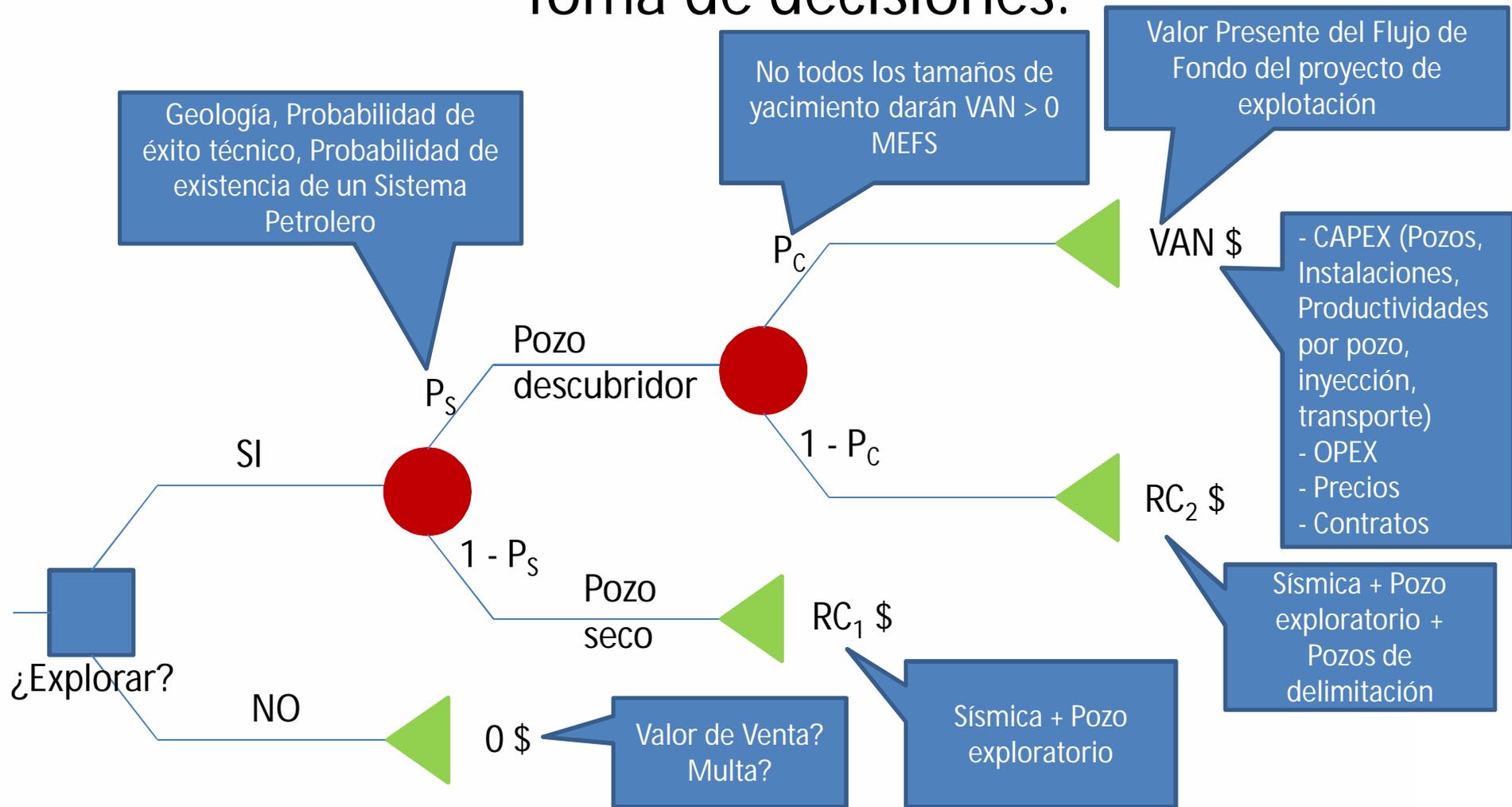
Características de proyectos petroleros

- Inmensas cifras
- Inmensos riesgos
- Grandes inversiones al inicio
- Largos ciclos de vida del proyecto
- Grandes variaciones de precios
- “Arte y ciencia”
- La incorporación de herramientas de tomas de decisión contribuye de forma importante al éxito de los proyectos



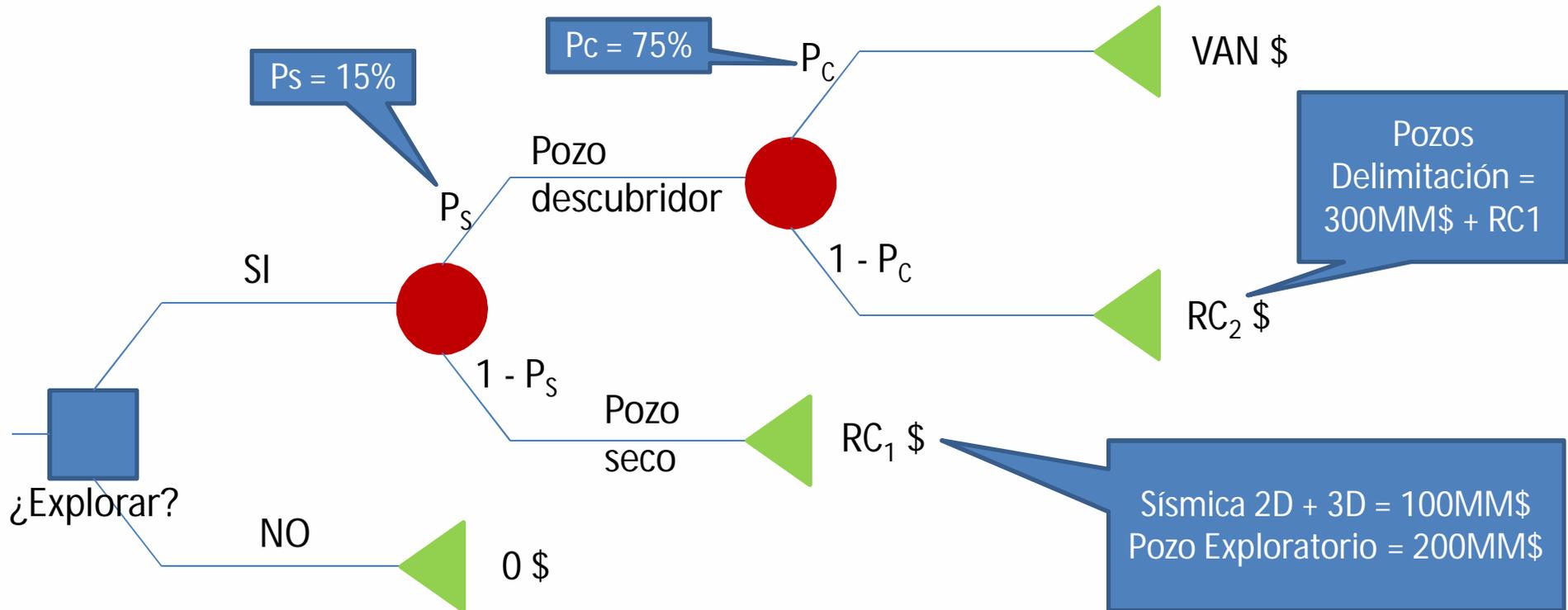
Análisis Técnico - Económico de la Exploración.

Toma de decisiones.



$$EMV = [VAN * (P_C) - RC_2 * (1 - P_C)] * P_S - RC_1 * (1 - P_S)$$

Ejemplo offshore: Análisis Técnico - Económico de la Exploración. Toma de decisiones.

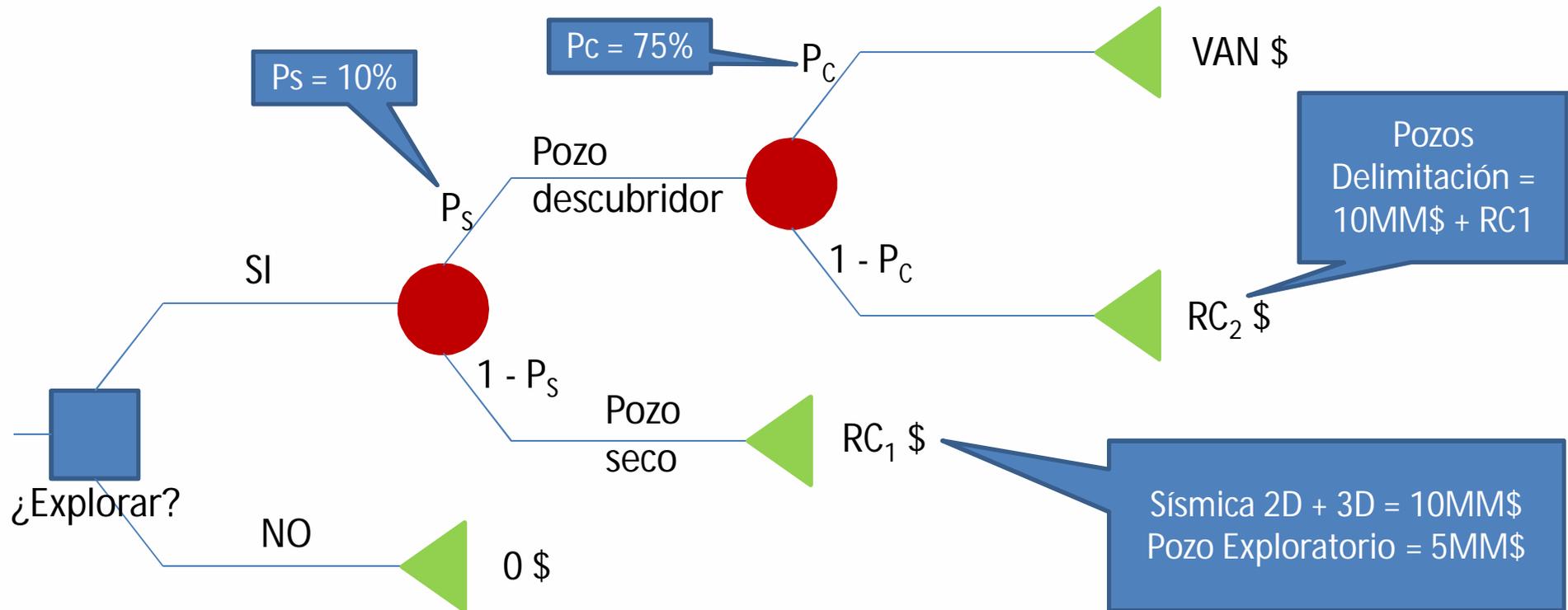


$$[VAN * (P_c) - RC_2 * (1 - P_c)] * P_s - RC_1 * (1 - P_s) > 0$$

$$[VAN * (0,75) - 600 * (1 - 0,75)] * 0,15 - 300 * (1 - 0,15) > 0$$

$$VAN > 2467MM\$ \quad \text{Implica precios elevados de los HC y yacimientos gigantes}$$

Ejemplo onshore: Análisis Técnico - Económico de la Exploración. Toma de decisiones.



$$[VAN * (P_c) - RC_2 * (1 - P_c)] * P_s - RC_1 * (1 - P_s) > 0$$

$$[VAN * (0,75) - 25 * (1 - 0,75)] * 0,10 - 15 * (1 - 0,10) > 0$$

$VAN > 189MM\$$ Puede obtenerse con yacimientos pequeños y precios de HC actuales

Ing. Pablo Rodríguez

SISTEMAS PETROLEROS Y MÉTODOS EXPLORATORIOS

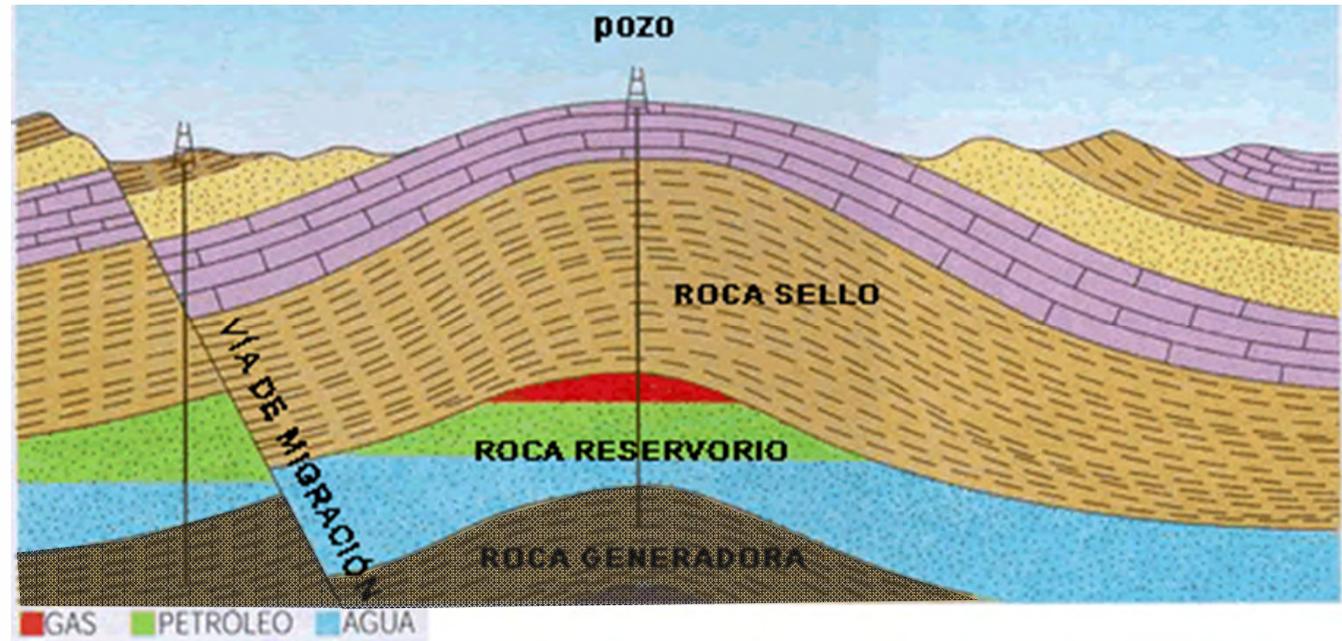
Índice

- Sistema Petrolero
 - Roca generadora
 - Roca reservorio
 - Roca sello
 - Trampa
- Acumulaciones no convencionales
- Métodos exploratorios
 - Gravimetría
 - Magnetometría
 - Magnetotelúrica
 - Electromagnetismo
 - Sísmica 2D y 3D
- Principales Plays del offshore de Uruguay

Sistema Petrolero

Conjunto de elementos y procesos geológicos esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

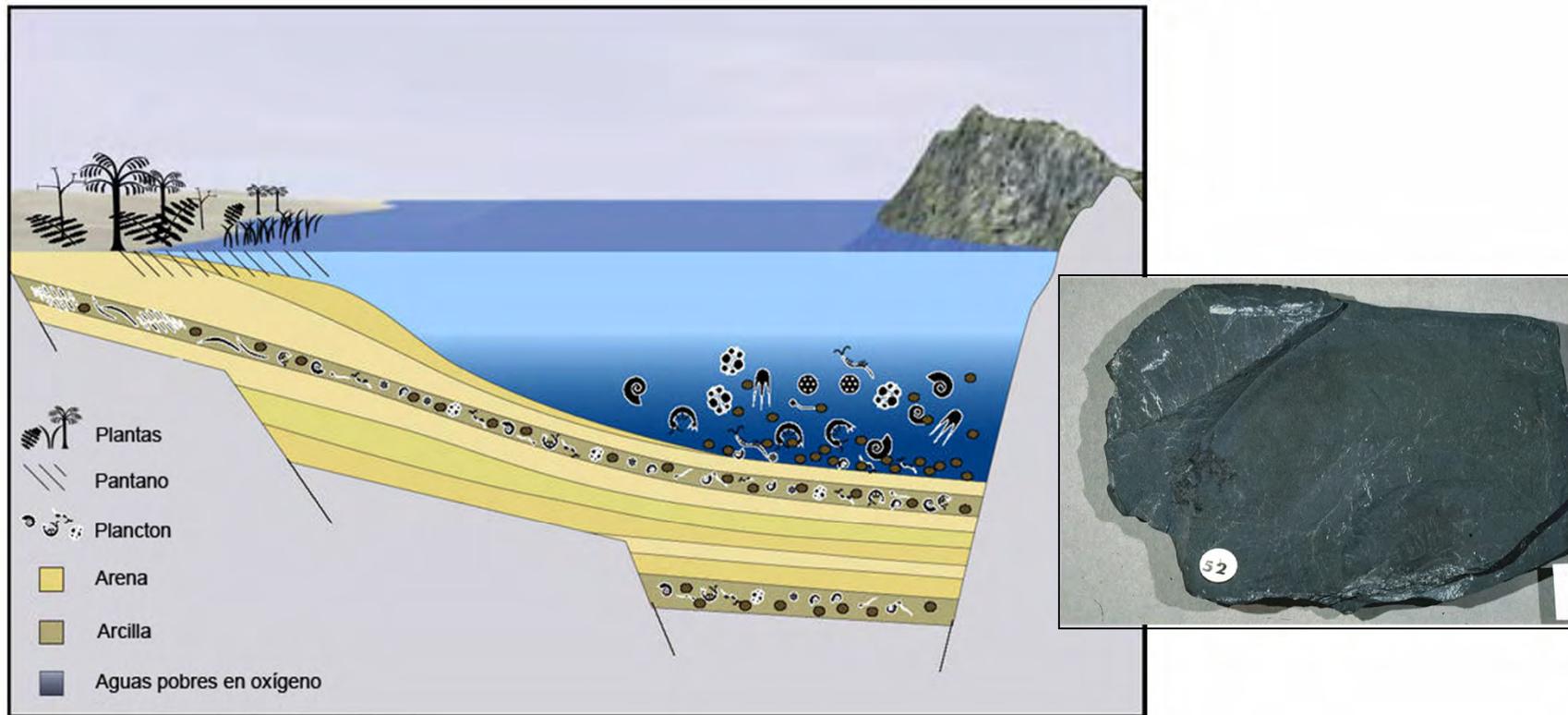
- Roca generadora
- Roca reservorio
- Roca sello
- Trampa



- Maduración → Generación
- Migración → Acumulación
- *Timing*

Roca Generadora

- roca sedimentaria*, de grano fino, rica en materia orgánica, que podría generar HC (factor limitante)
- con un mínimo de 2% de contenido de m.o. se considera buena generadora

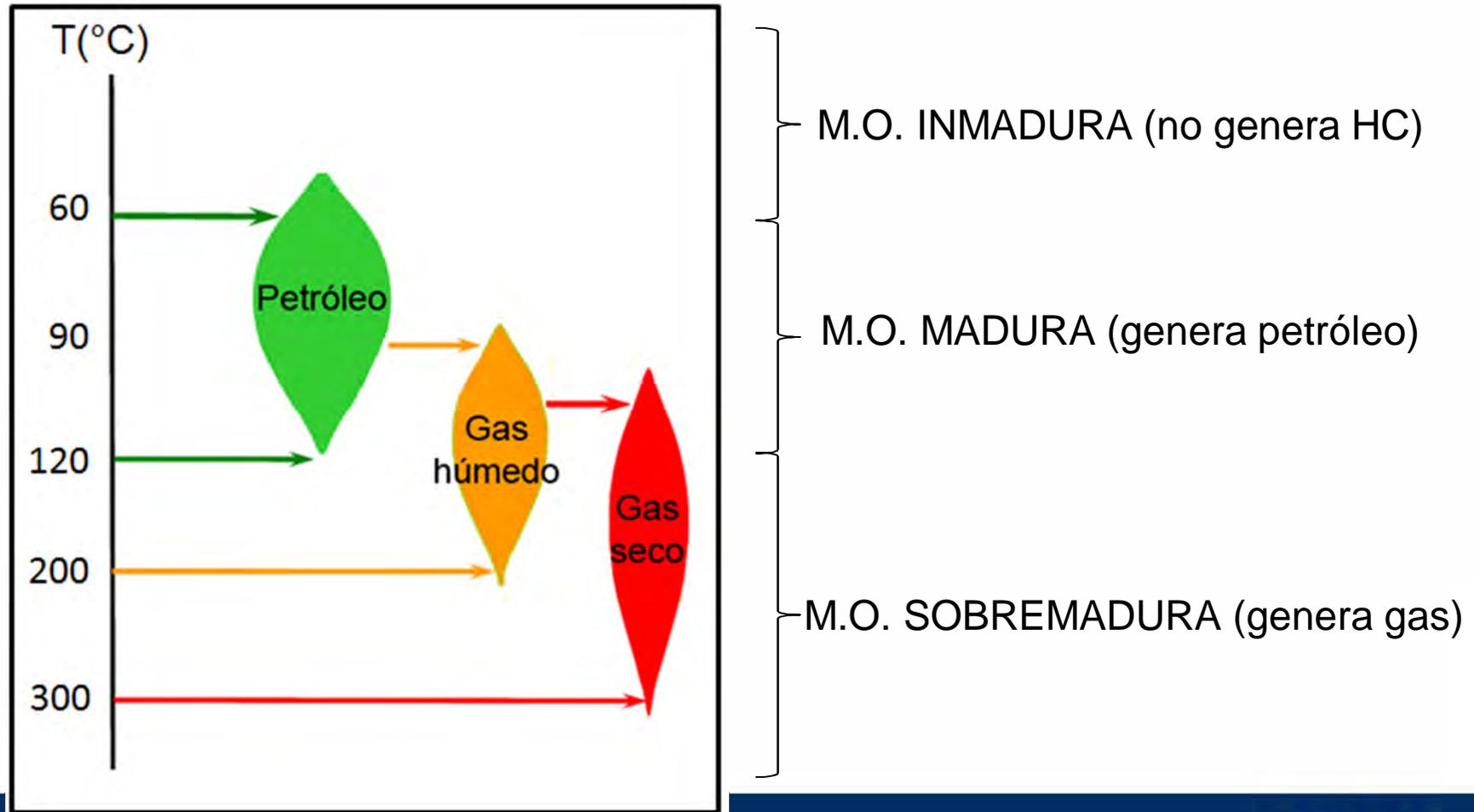


* Roca formada a partir de la acumulación y compactación de sedimentos 

Roca Generadora

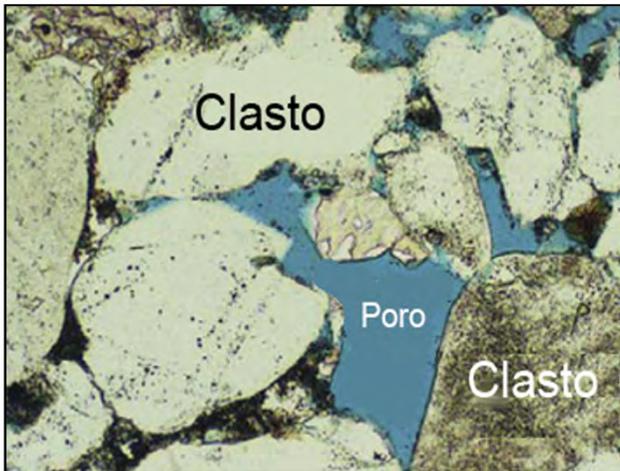
Madurez: Se refiere a las condiciones de P y T a la que estuvo sometida la roca generadora

Evolución de la materia orgánica con aumento de P y T

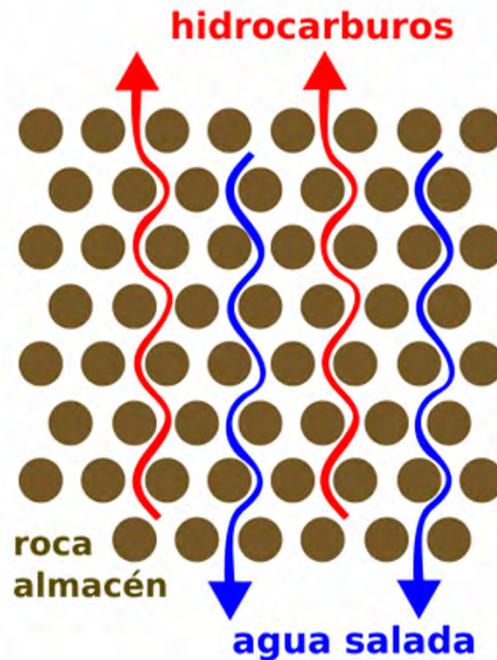


Roca Reservorio

- roca que almacena el HC generado
- roca con alta **porosidad** y con poros interconectados entre si (**porosidad efectiva**)
- alta **permeabilidad**



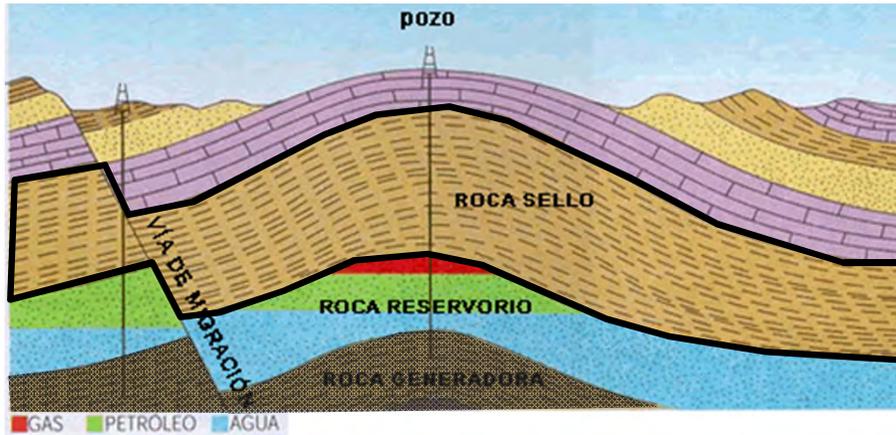
Porosidad: volumen de roca que puede contener fluidos.



Permeabilidad: capacidad de la roca de ser atravesada por un fluido



Roca Sello



- Roca de muy baja permeabilidad, que actúa impidiendo que el petróleo o gas generado por la roca generadora siga migrando.
- En general los sellos son pelitas (arcillitas), sal o rocas ígneas.
- Los sellos pueden ser locales o regionales.



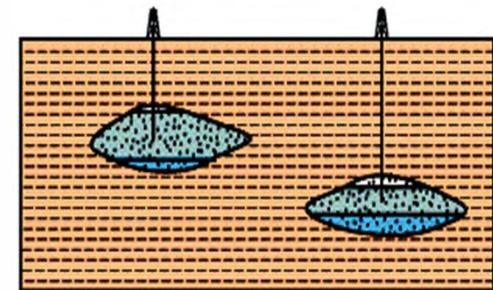
Trampa

Es la configuración geológica que posibilita la acumulación de petróleo y/o gas.

1) Trampas estructurales: generadas a partir de la deformación de los estratos (posteriormente a la depositación), por fallas, pliegues (esfuerzos compresivos), diapirismo, etc.



2) Trampas estratigráficas: formadas durante la depositación, como resultado de variaciones laterales y verticales en el espesor, textura, porosidad y litología de los estratos.

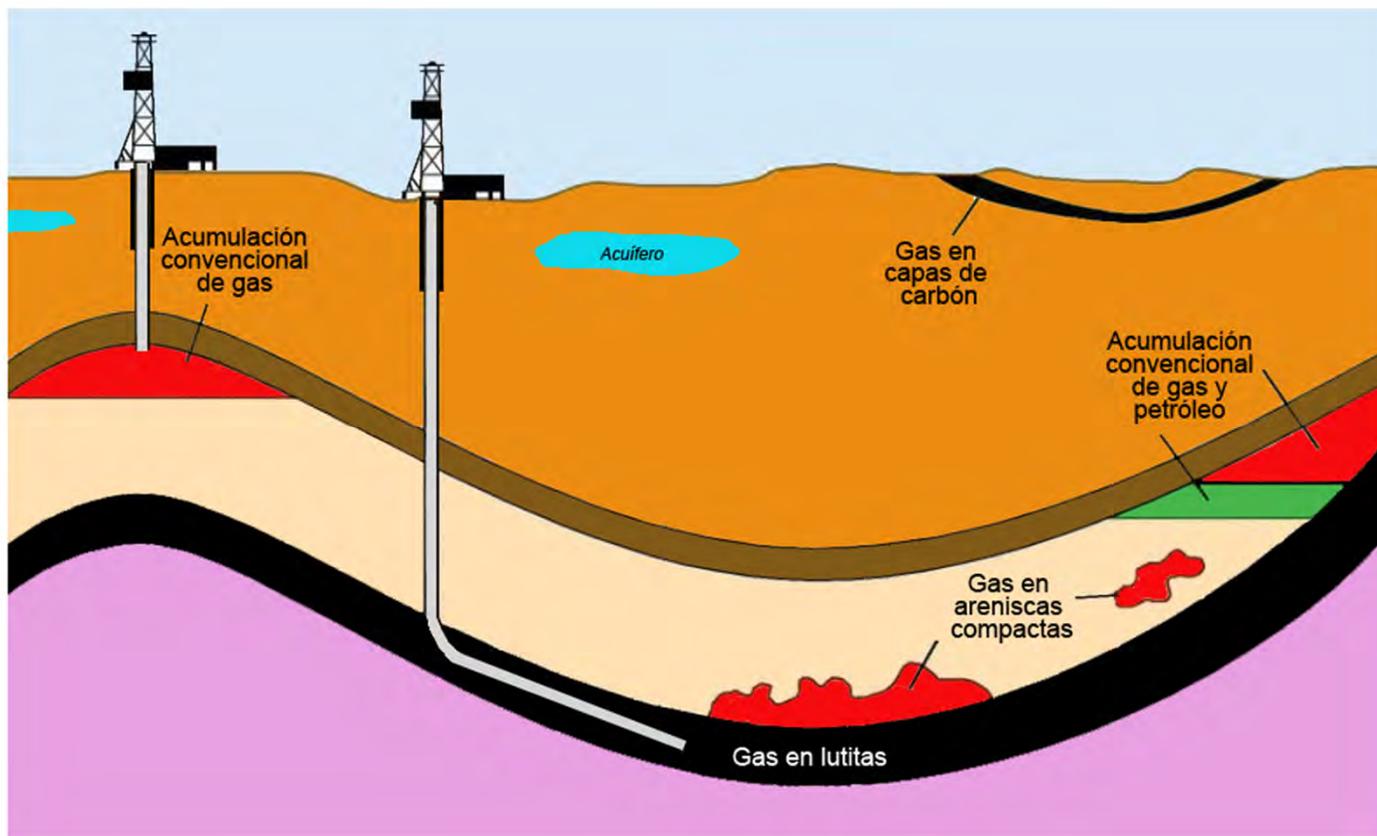


3) Trampas mixtas: Combinación de las anteriores

Acumulaciones no convencionales

- Son acumulaciones de hidrocarburos en reservorios atípicos (por esto se les llama no convencionales), tales como: areniscas compactadas, lutitas y capas de carbón (baja permeabilidad).
- No requiere formación de trampa para la acumulación
- En la industria se identifica este tipo de yacimientos como:
 - *Tight oil* o *tight gas*: en caso de que se trate de petróleo o gas contenido en areniscas compactadas
 - *Shale oil* y *shale gas*: en caso de que se trate de petróleo o gas contenido en lutitas; en este caso la lutita es la roca generadora y roca reservorio simultáneamente
 - *Coal-bed gas* o *coal-bed methane*: gas alojado en capas de carbón

Acumulaciones no convencionales



Ejemplos de recursos no convencionales son:

- gas de lutita (*shale gas*)
- petróleo de lutita (*shale oil*)
- gas de areniscas compactadas (*tight gas*)
- petróleo de areniscas compactadas (*tight oil*)
- gas de carbón (*coal bed methane - CBM*)

MÉTODOS EXPLORATORIOS

- **GEOFÍSICA** es la ciencia que aplica los principios físicos al estudio de la Tierra.
- Se basa en el análisis de fenómenos naturales y sus relaciones en el interior terrestre .
- Estudia el campo magnético terrestre, la propagación de ondas sísmicas, la fuerza de la gravedad, etc.
- El objetivo fundamental es complementar el conocimiento geológico, particularmente sobre la geología del subsuelo (no accesible, de forma indirecta)
- Relación Costo-Beneficio
- Cada método geofísico presenta Posibilidades y Limitaciones

Gravimetria y Magnetometria

- Métodos geofísicos que brindan información del subsuelo, permiten identificar posibles áreas prospectivas por hidrocarburos (también son muy utilizados en la exploración minera).
- Los datos gravimétricos y magnetométricos se procesan y representan en mapas que permiten definir anomalías que podrían corresponder a estructuras de expectativa exploratoria.
- Orden de precisión: Terrestre \cong Barco $>$ Aeroportada $>$ Satelital

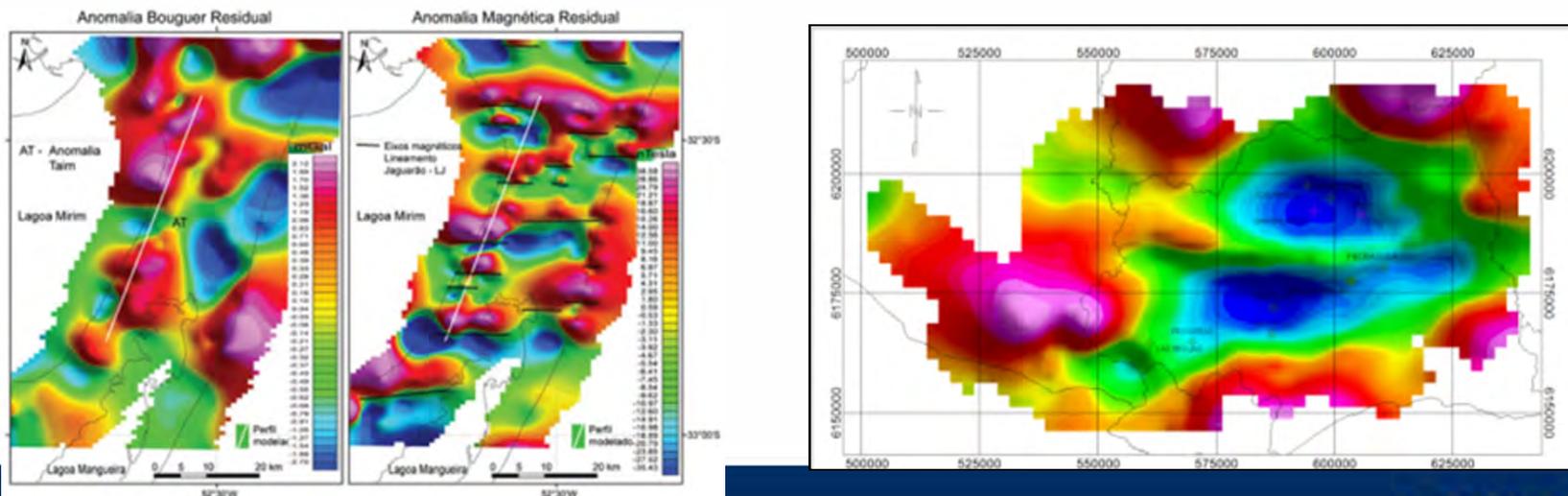
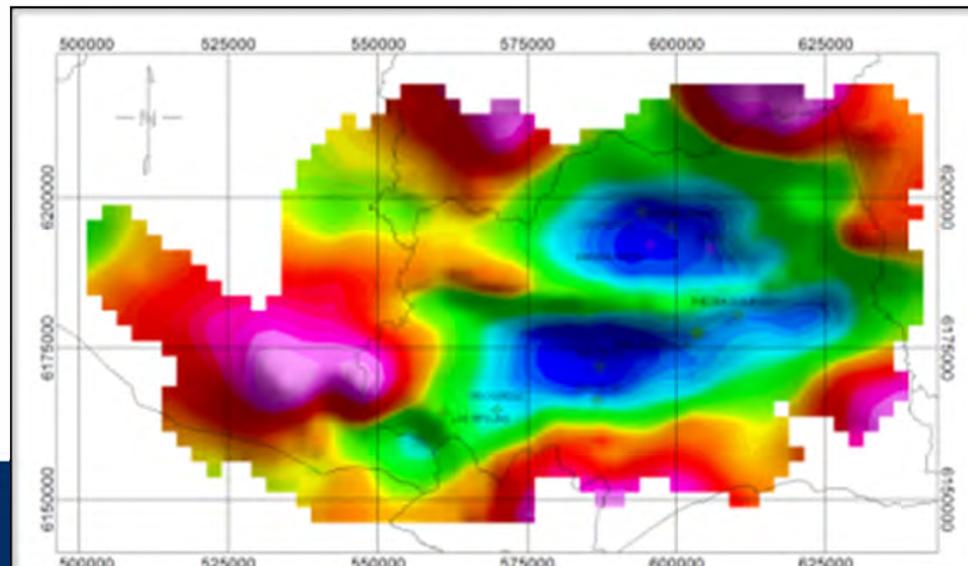


Figura 6 - Mapas residuais das anomalias Bouguer e magnética para a escala de detalhe junto à região do flanco do Taim. De forma análoga à escala regional, esses mapas foram obtidos a partir da remoção dos comprimentos de onda maiores que 40.000 m com o filtro gaussiano (após remoção do JGM* para o mapa da anomalia magnética). Destaca-se a localização do perfil modelado, ilustrado na Figura 8.

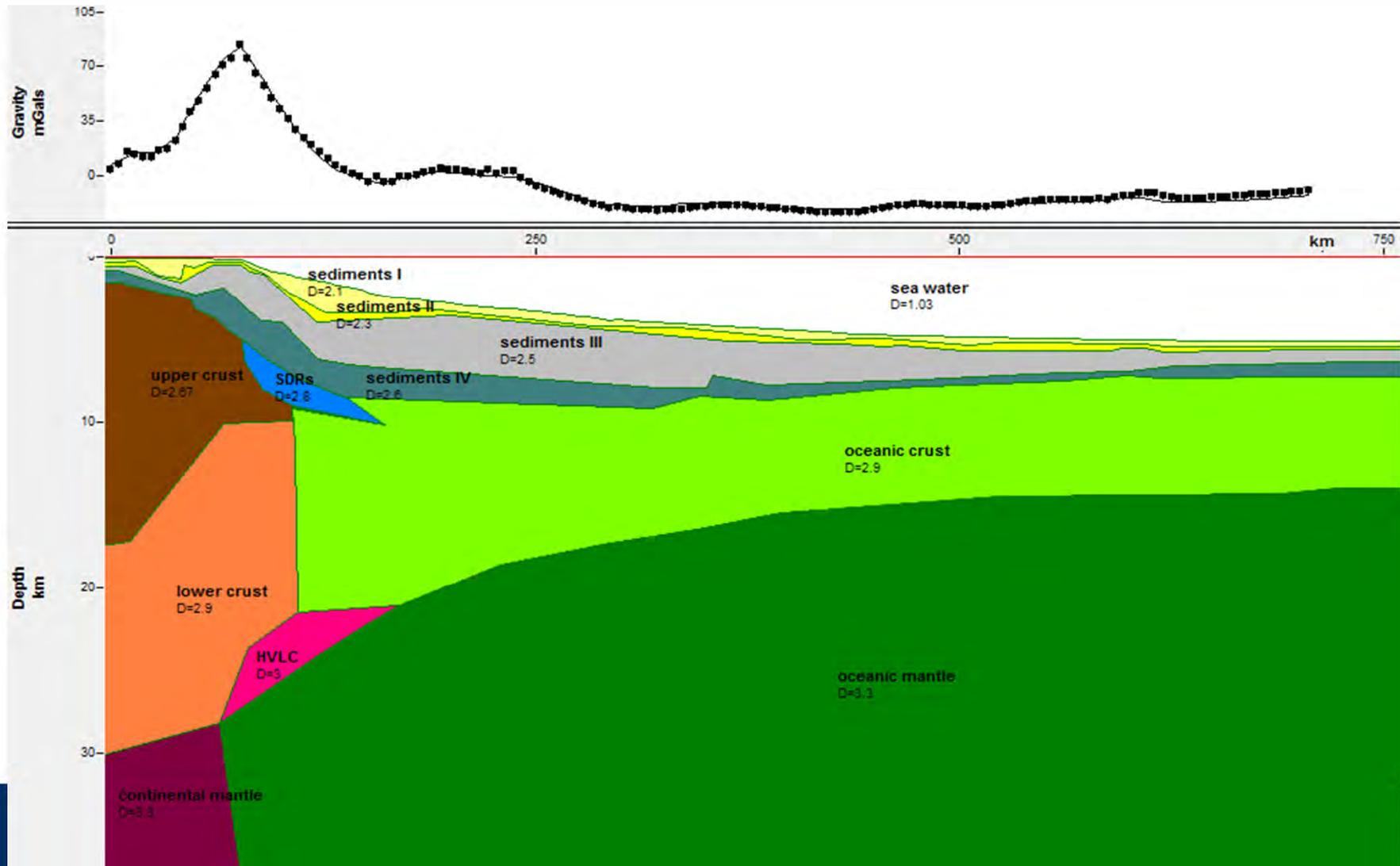
1) Gravimetría

- El método gravimétrico se basa en la interpretación de mínimas variaciones de la gravedad terrestre. Estas se deben a la presencia de cuerpos de distinta densidad, los que se pretenden detectar.
- Sus interpretaciones son función de la precisión de las mediciones y la separación entre estaciones
- La aceleración gravitatoria terrestre varía aproximadamente entre $9,78 \text{ m/s}^2$ a $9,83 \text{ m/s}^2$ (978.000 mGal a 983.000 mGal)



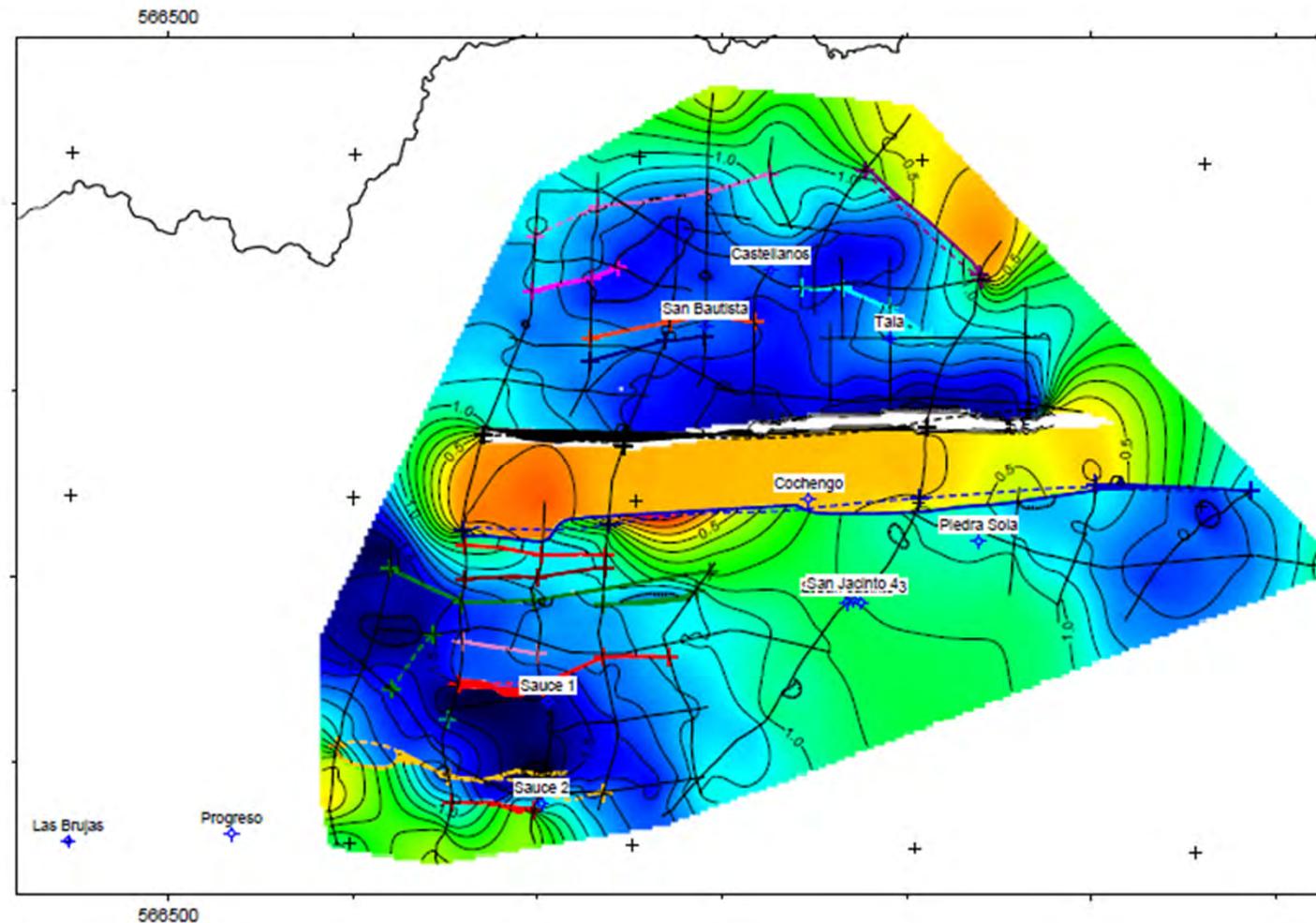
Aplicación: Modelado Gravimétrico

Modelado de densidades de una sección cercana al límite marítimo lateral de Uruguay con Brasil (offshore)



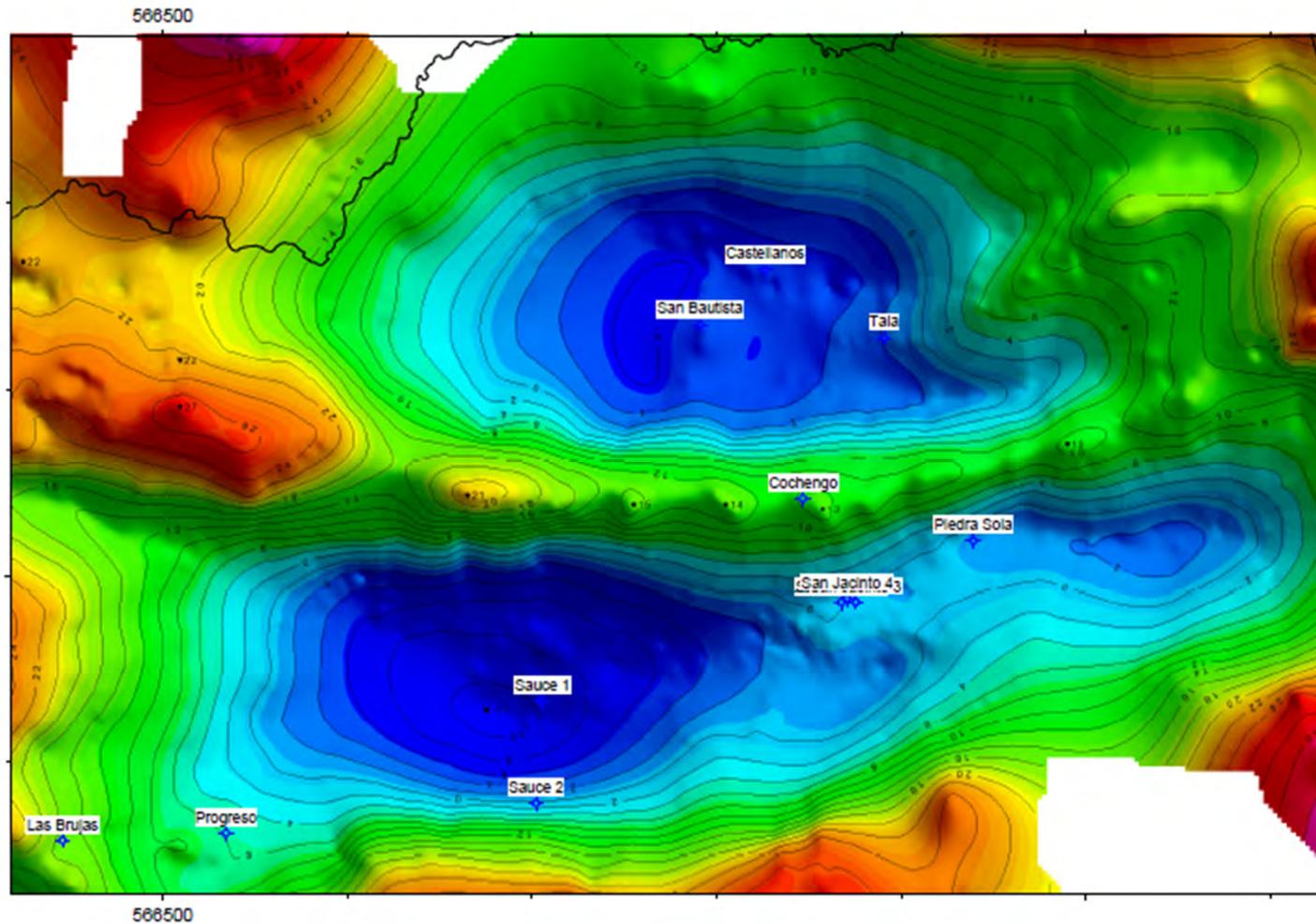
Aplicación: Mapeo de Basamento

Ejemplo: Mapeo de Basamento de la Cuenca de Santa Lucía en Sísmica



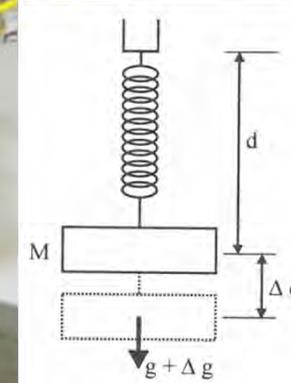
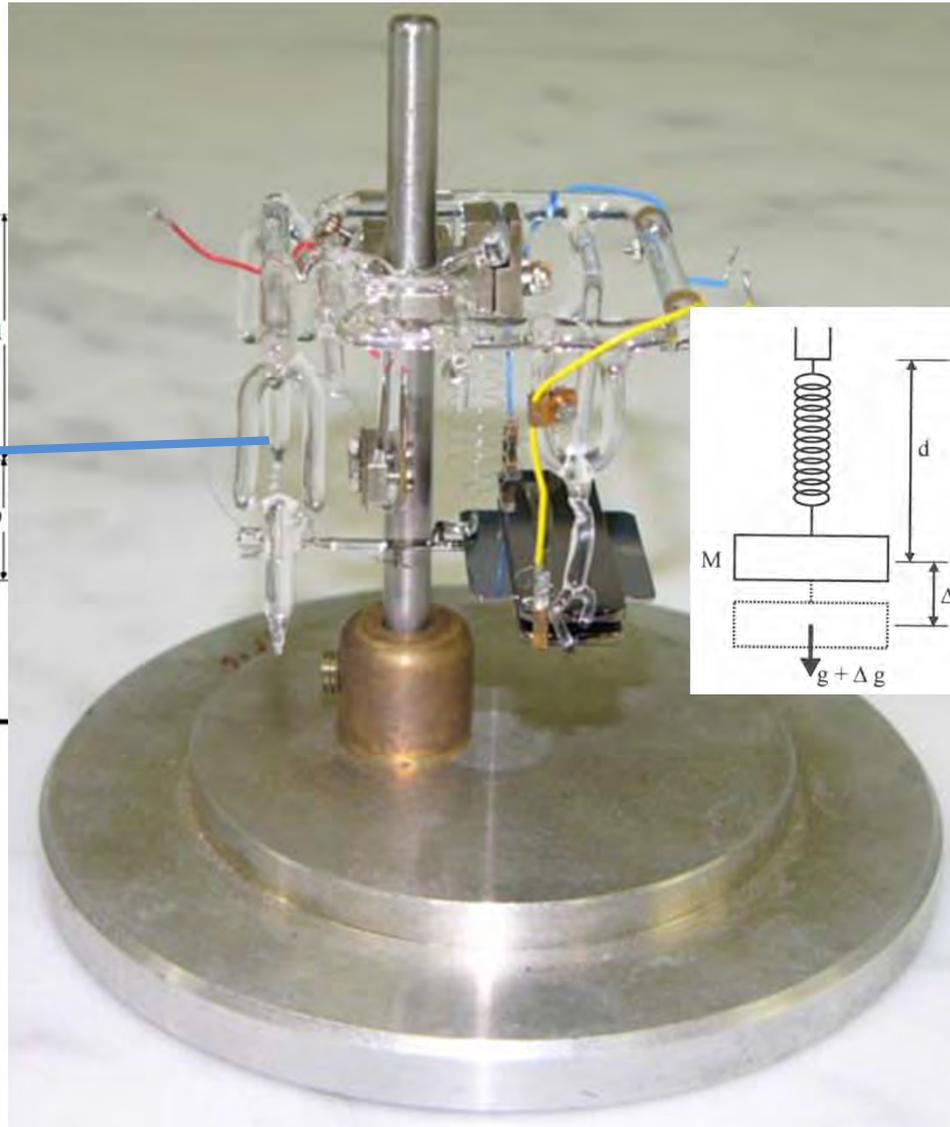
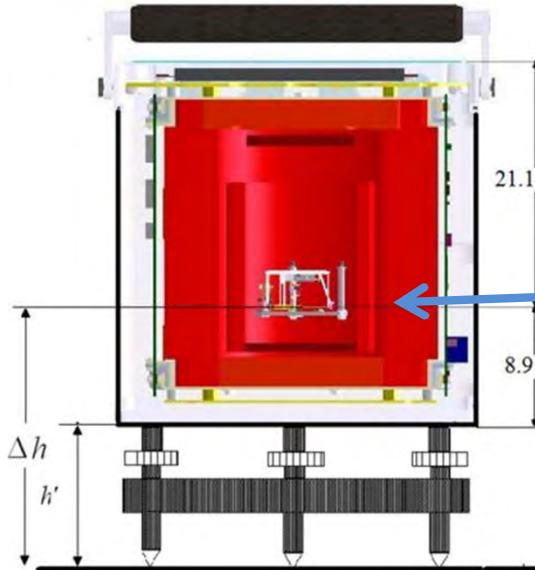
Aplicación: Mapeo de Basamento

Ejemplo: Mapa de Anomalía Bouguer de la Cuenca de Santa Lucía



Equipos utilizados para Gravimetría

SCINTREX CG-5:



Control topográfico preciso



Fuente: Scintrex, 2012

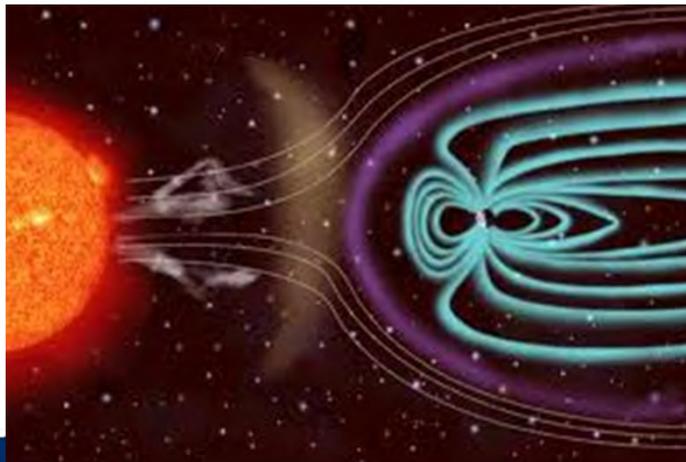
2) Magnetometría

Objetivo: Obtener información asociada a formaciones geológicas por intermedio de las características magnéticas de las rocas.

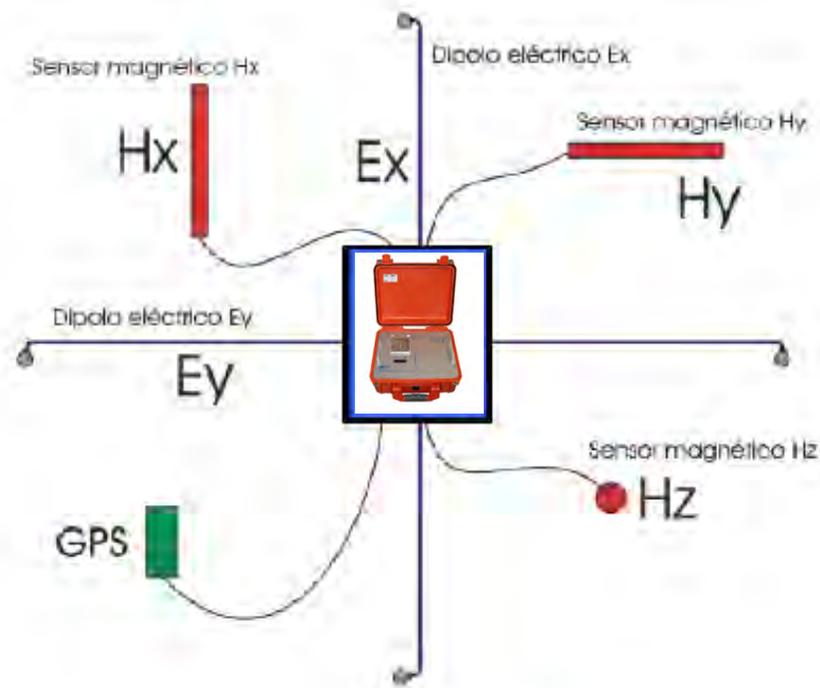
- Las anomalías magnéticas son las alteraciones en los valores de la intensidad del campo magnético terrestre, producto del magnetismo propio de algunas rocas que se encuentran en la corteza terrestre.
- Se suele utilizar en Arqueología, en Exploración Minera y siempre que se esté buscando algo que sepamos de antemano que tiene propiedades magnéticas.
- En la prospección petrolífera el método magnético puede entregar información acerca de la profundidad de las rocas pertenecientes al basamento si el mismo tiene en su composición minerales ferromagnéticos
- Solo unos pocos minerales tienen propiedades magnéticas, por ejemplo magnetita (72% Fe), hematita (70% Fe), goethita, entre otros

3) Magnetotelúrica

- Existen campos eléctricos y magnéticos que fluyen naturalmente en el subsuelo.
- Los sondeos magnetotelúricos se basan en la medición de esos campos (método pasivo de fuente natural).
- A menor frecuencia, mayor profundidad de investigación.
- Pueden llegar a profundidades de 50Km
 - Magnetotelúrica (MT): 0.001 a 100 Hz
 - Audiomagnetotelúrica (AMT): 1 a 10.000 Hz



Magnetotelúrica



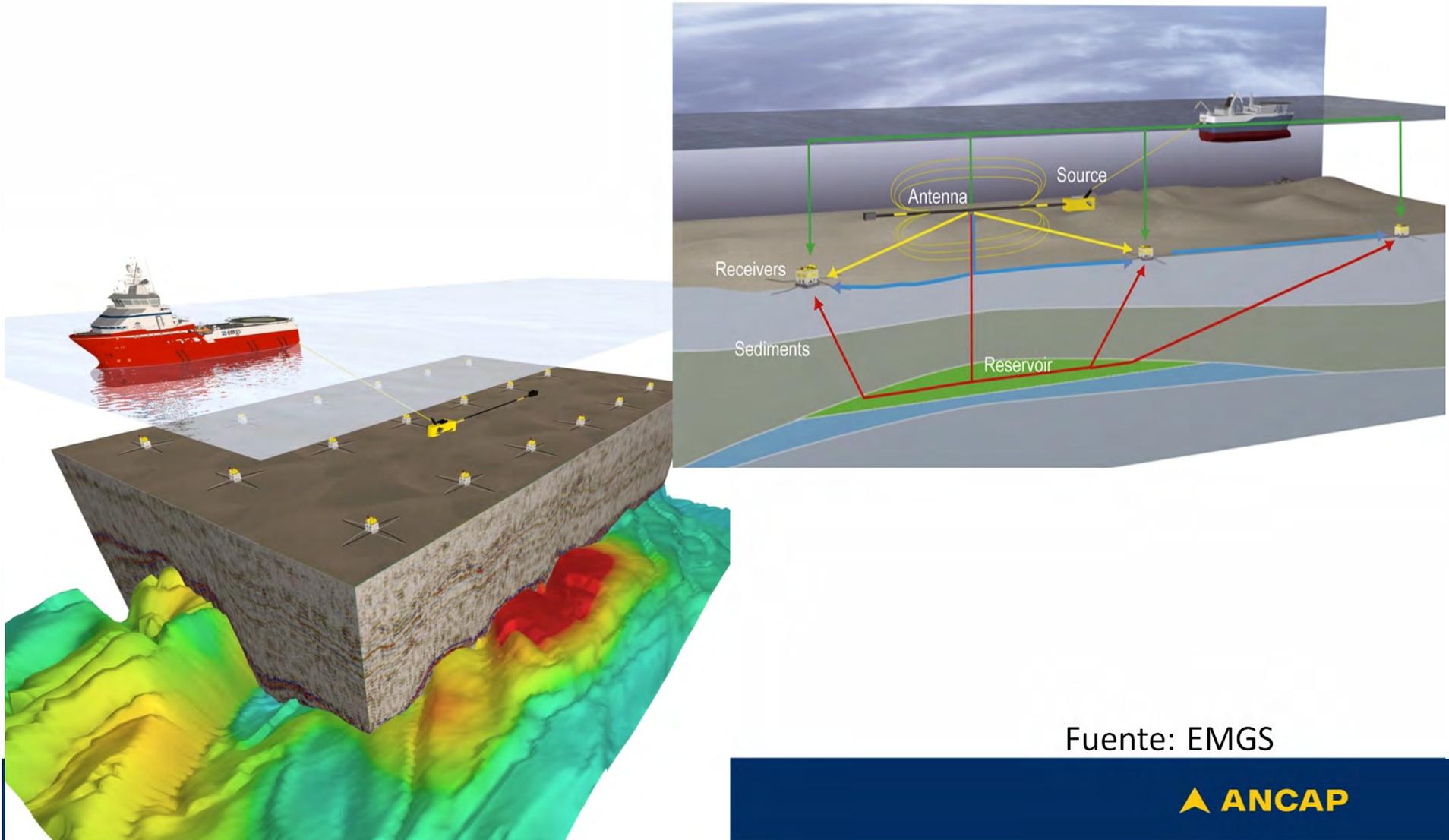
Bobina



Electrodo

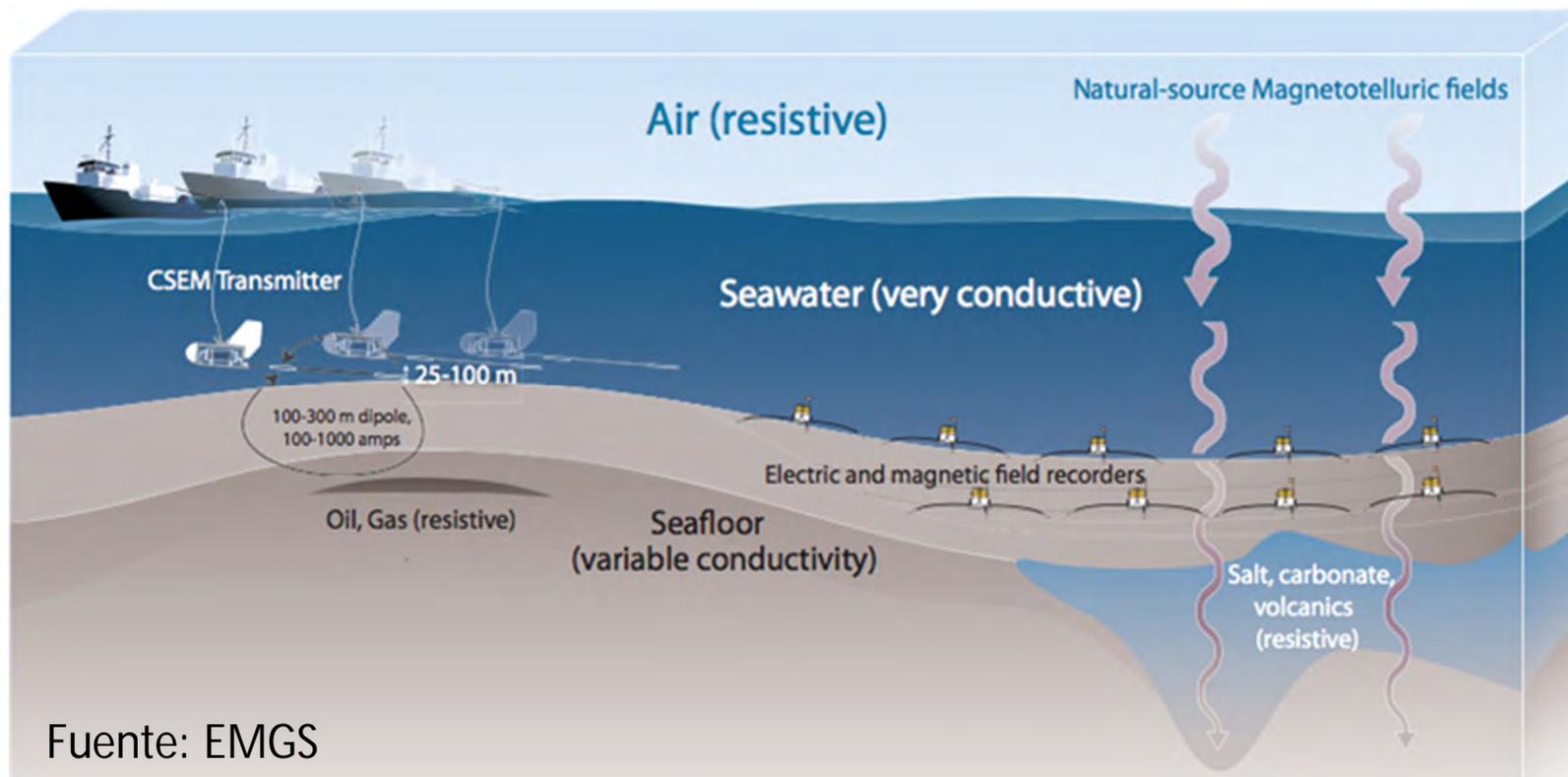
Con las mediciones de campo eléctrico y magnético se calcula la resistividad eléctrica en función de las frecuencias de las señales medidas

4) CSEM (Controlled Source Electromagnetism)



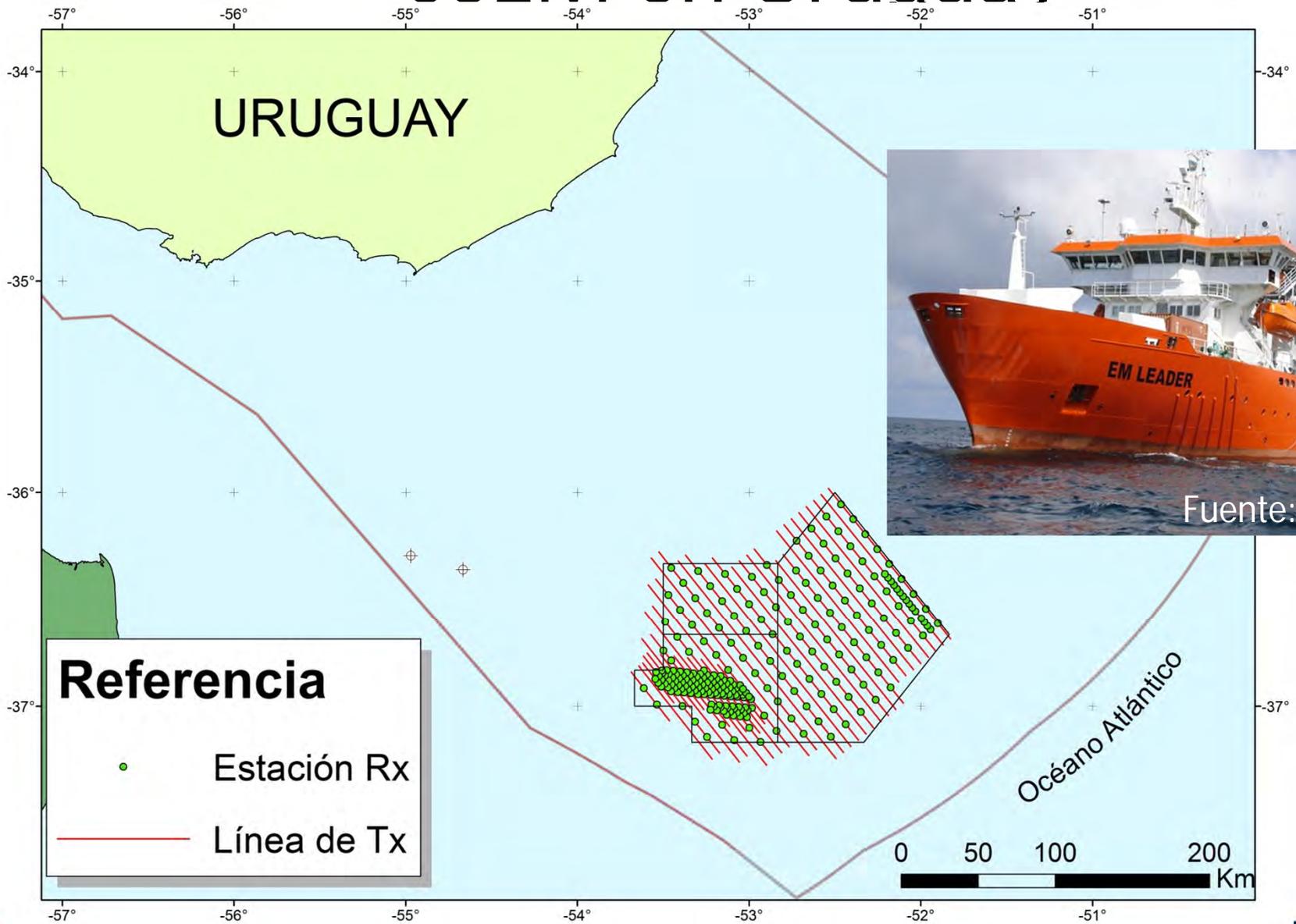
Fuente: EMGS

CSEM



- La MT no resuelve capas resistivas delgadas, sino que funciona bien para resolver grandes cuerpos resistivos (Ej: volcánicas, carbonatos, sal)
- Los receptores de forma pasiva (MT) registran E y H. La profundidad de investigación llega a más de 50 Kms. Cuando interaccionan una fuente EM (CSEM: típicamente de 0.1 – 10 Hz) son sensibles a variaciones hasta los primeros 4 kms de sedimentos

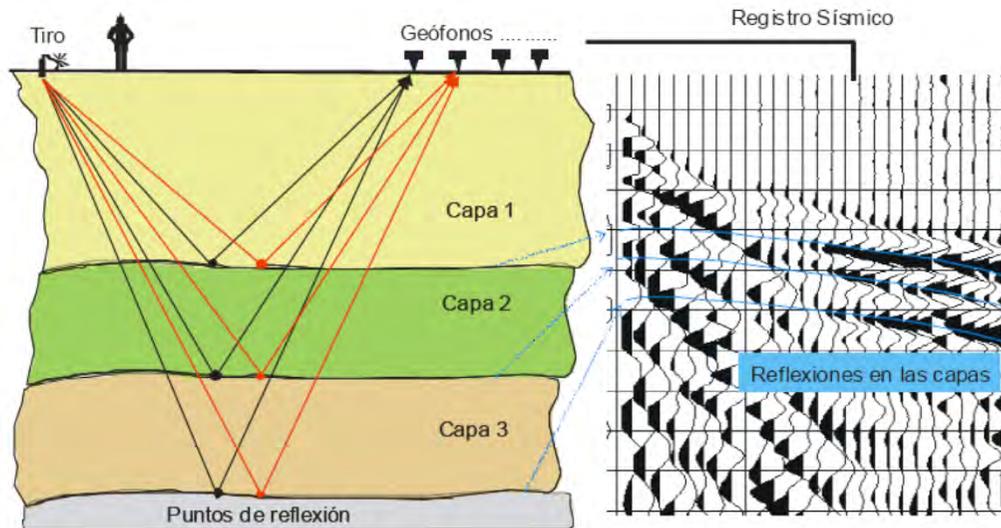
CSEM en Uruguay



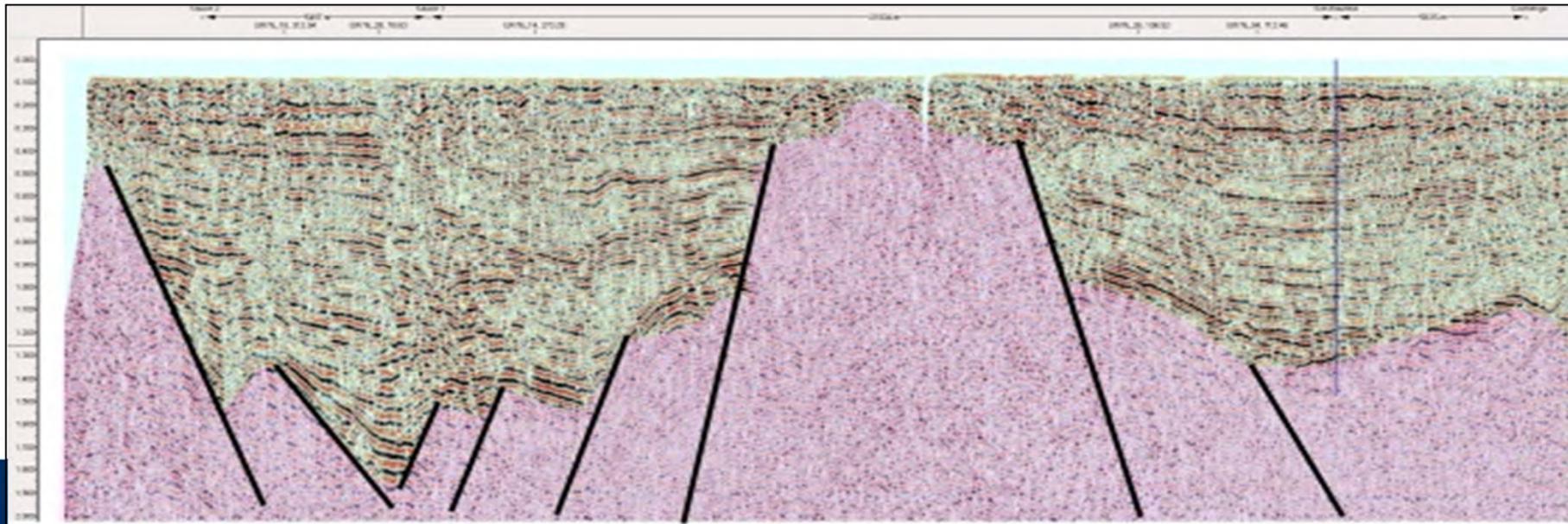
Fuente: EMGS

264 Rx

5) Sísmica: Es equivalente a una ecografía de la Tierra

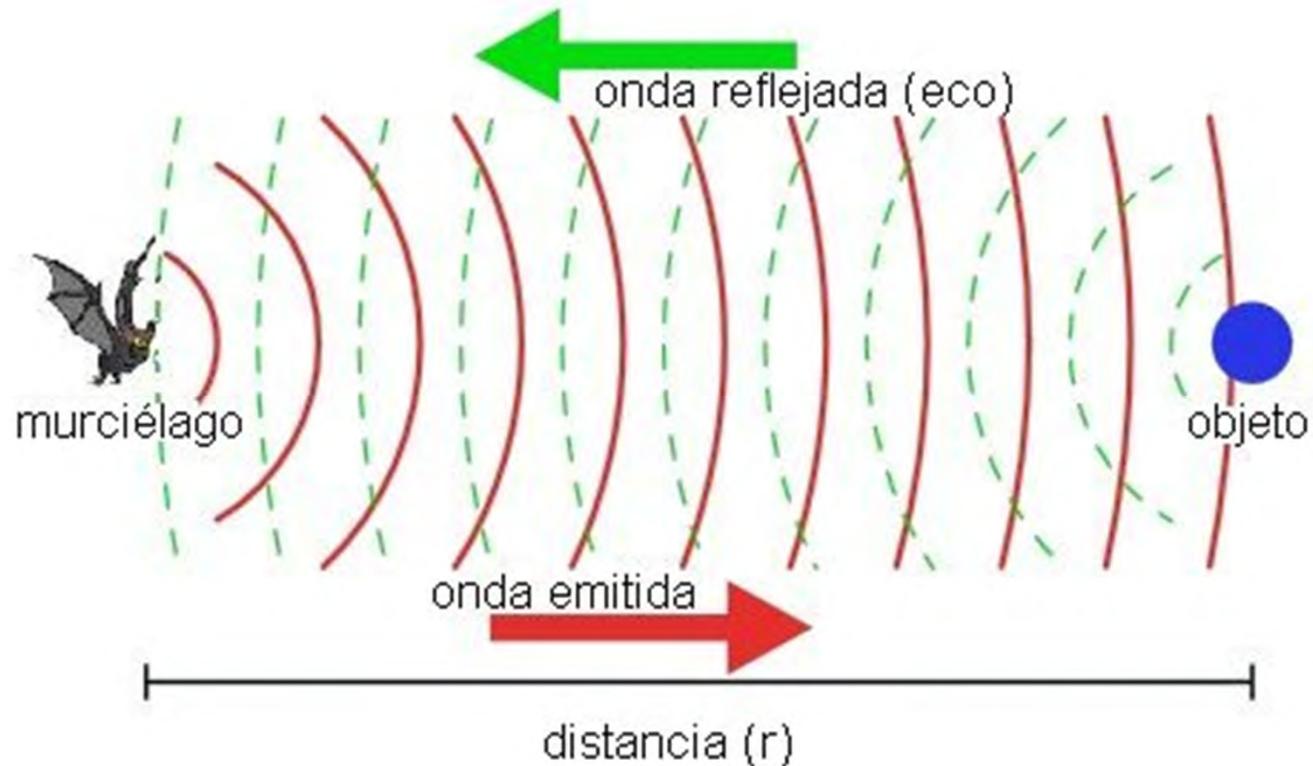


- Consiste en la exploración del subsuelo mediante ondas sísmicas
- Se requiere en la superficie de una fuente de energía sísmica e instrumentos receptores y registradores
- Es el método geofísico por excelencia en la exploración de hidrocarburos



SÍSMICA

Ejemplo:
Ecolocalización de murciélagos
15 a 200 kHz



Velocidad del sonido en aire a 20°C es de 343 m/s

Si la onda demora 2 s en ir y volver entonces Distancia = 343 metros

SÍSMICA

APLICACIONES:

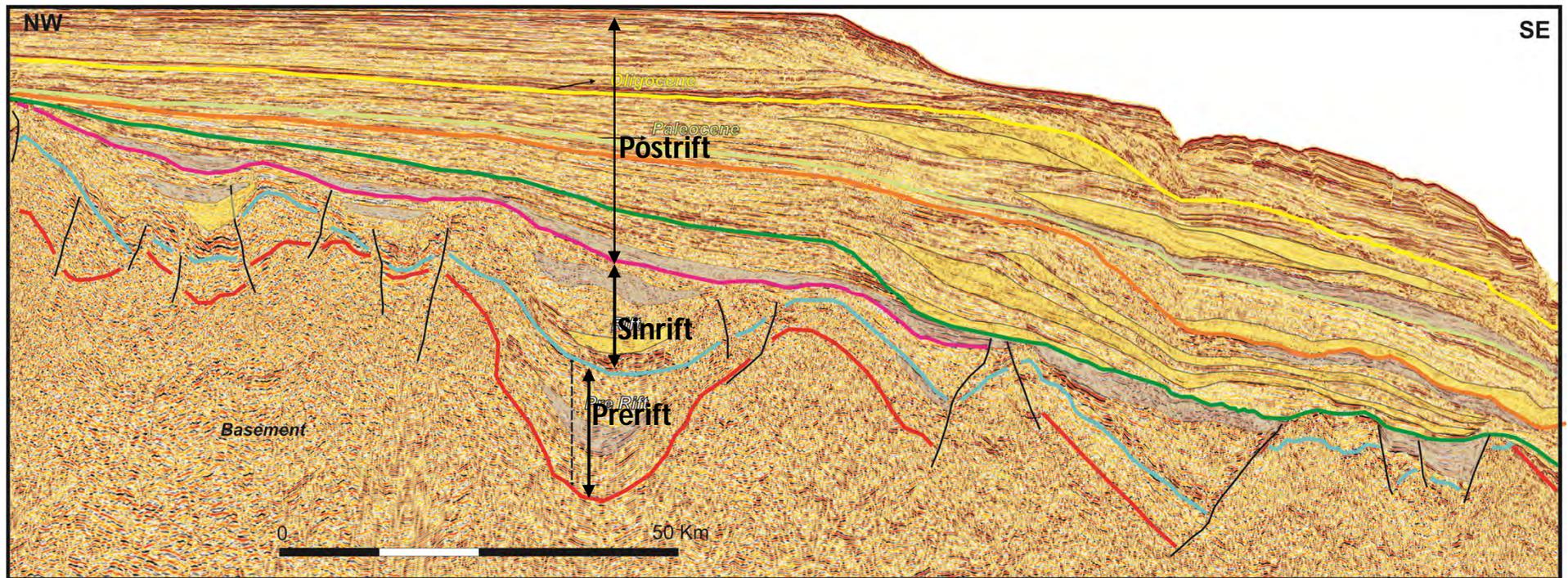
- Determinar propiedades físicas de los materiales del subsuelo
- Estructura y geometría del subsuelo
- Localización de recursos (minerales, hídricos y energéticos) en el subsuelo
- Monitoreo de reservorios
- Ingeniería marítima (áreas de dragado; instalación de plataformas y tuberías)

SÍSMICA

Ejemplos y aplicaciones

Cuenca Punta del Este

Cuenca Oriental del Plata



■ Roca generadora

■ Roca reservorio

Adquisición de datos sísmicos

- Fuente:

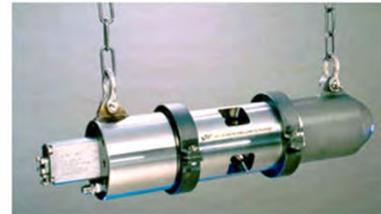
- Explosivos



- Camión Vibrador (convoy)



- Cañones de aire (arreglo)



- Receptores:

- Geófonos



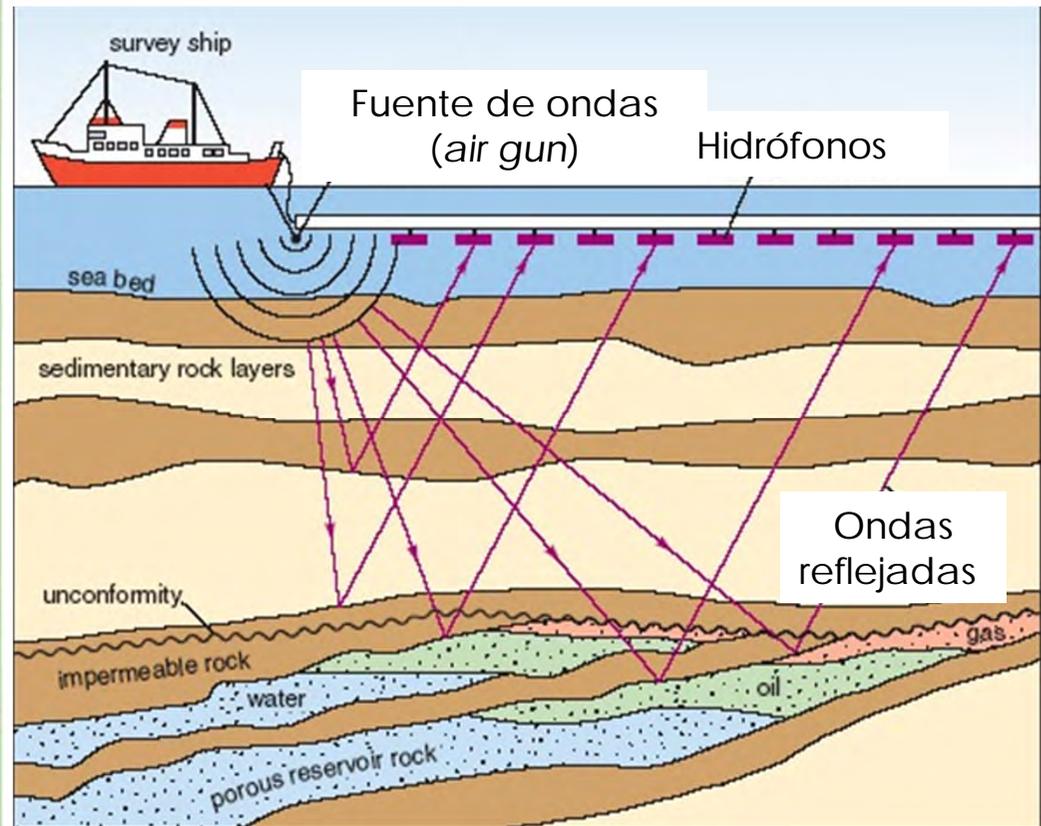
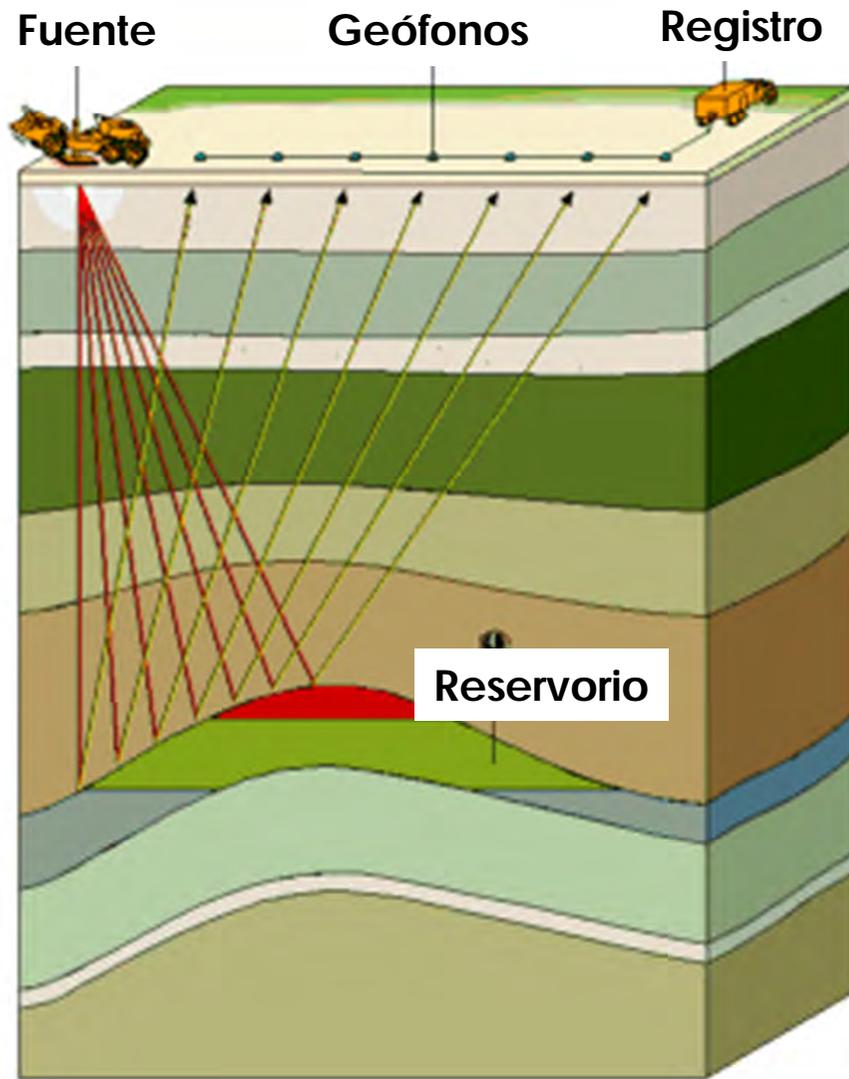
- Hidrófonos



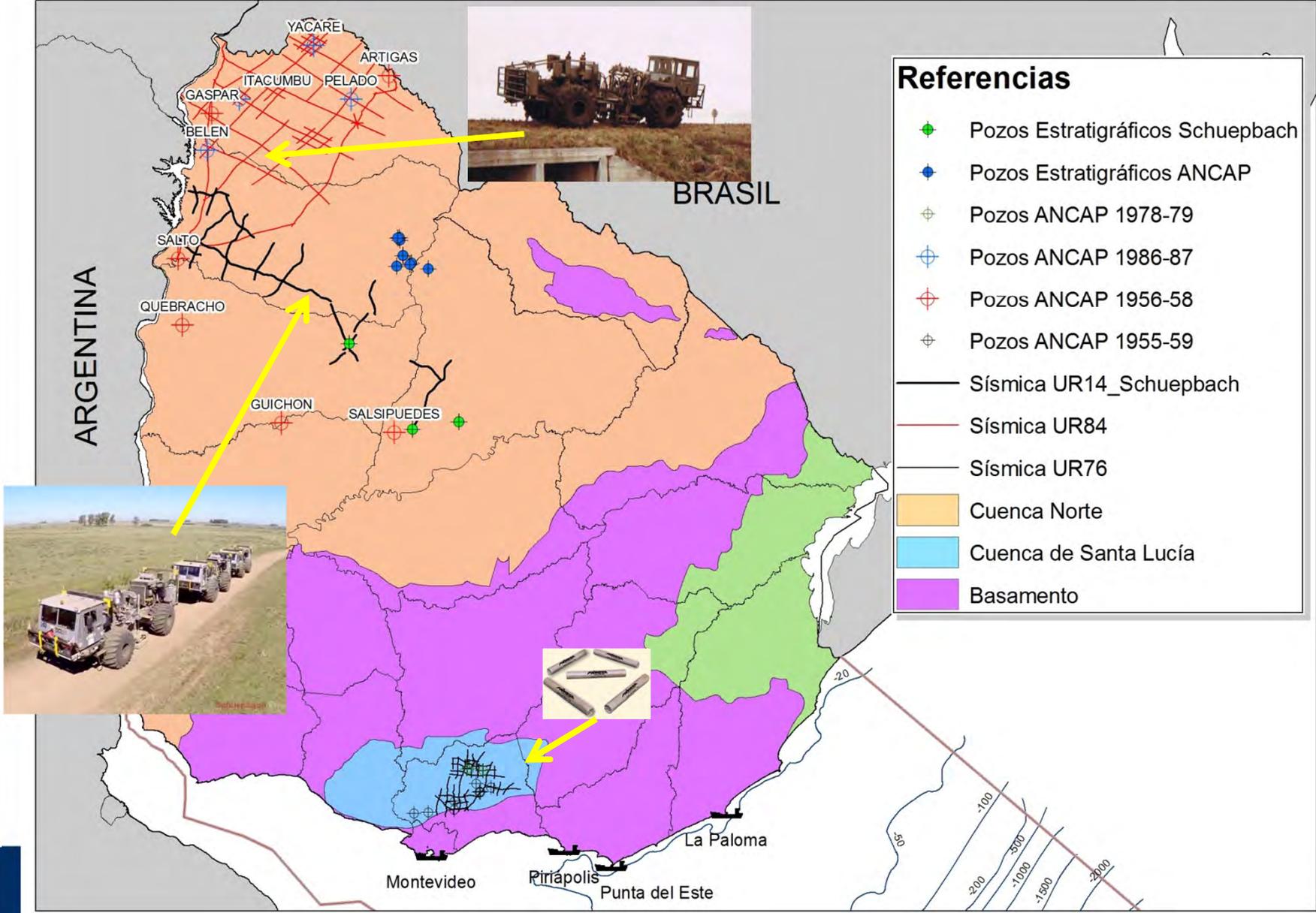
- Registrador:



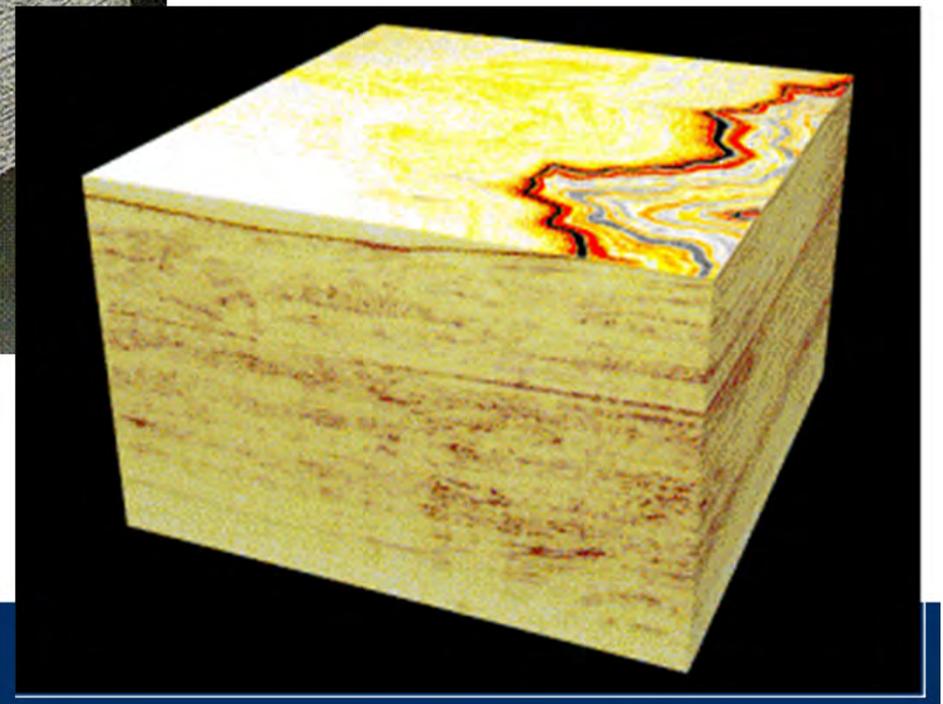
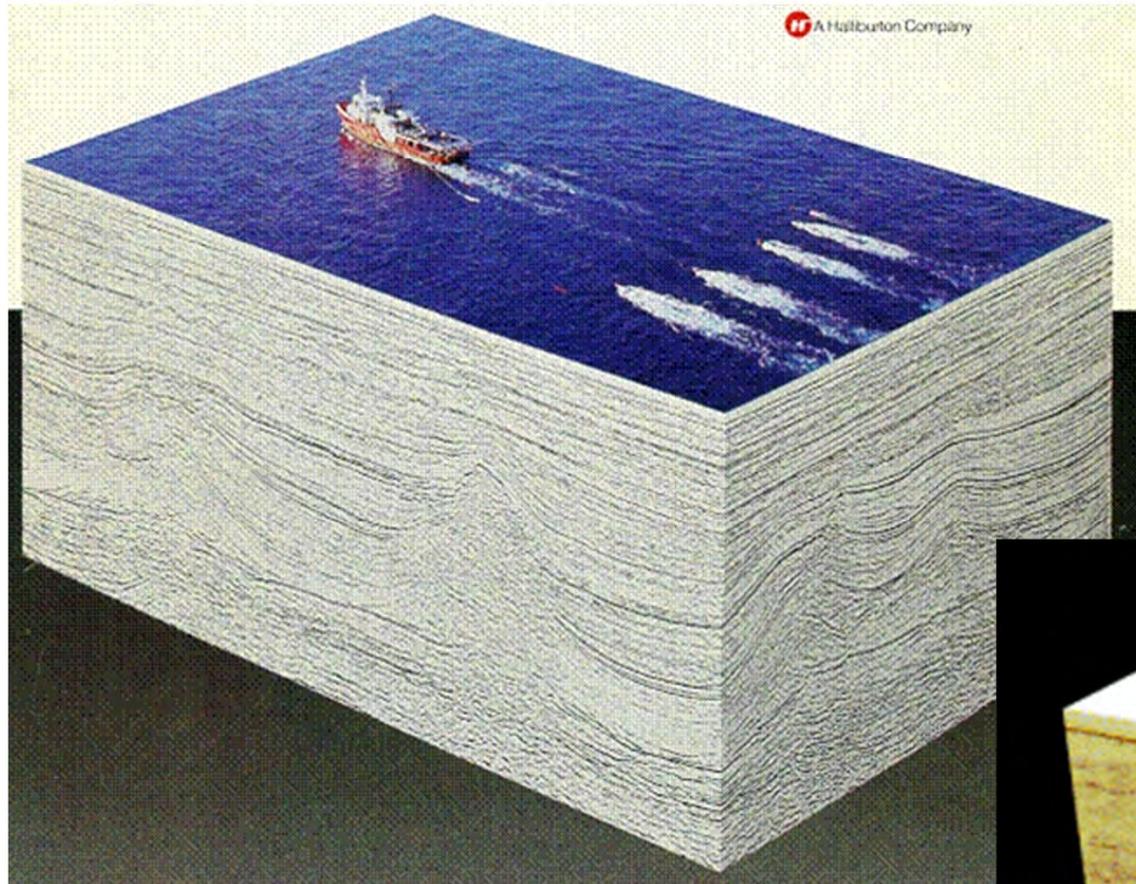
Adquisición de datos sísmicos



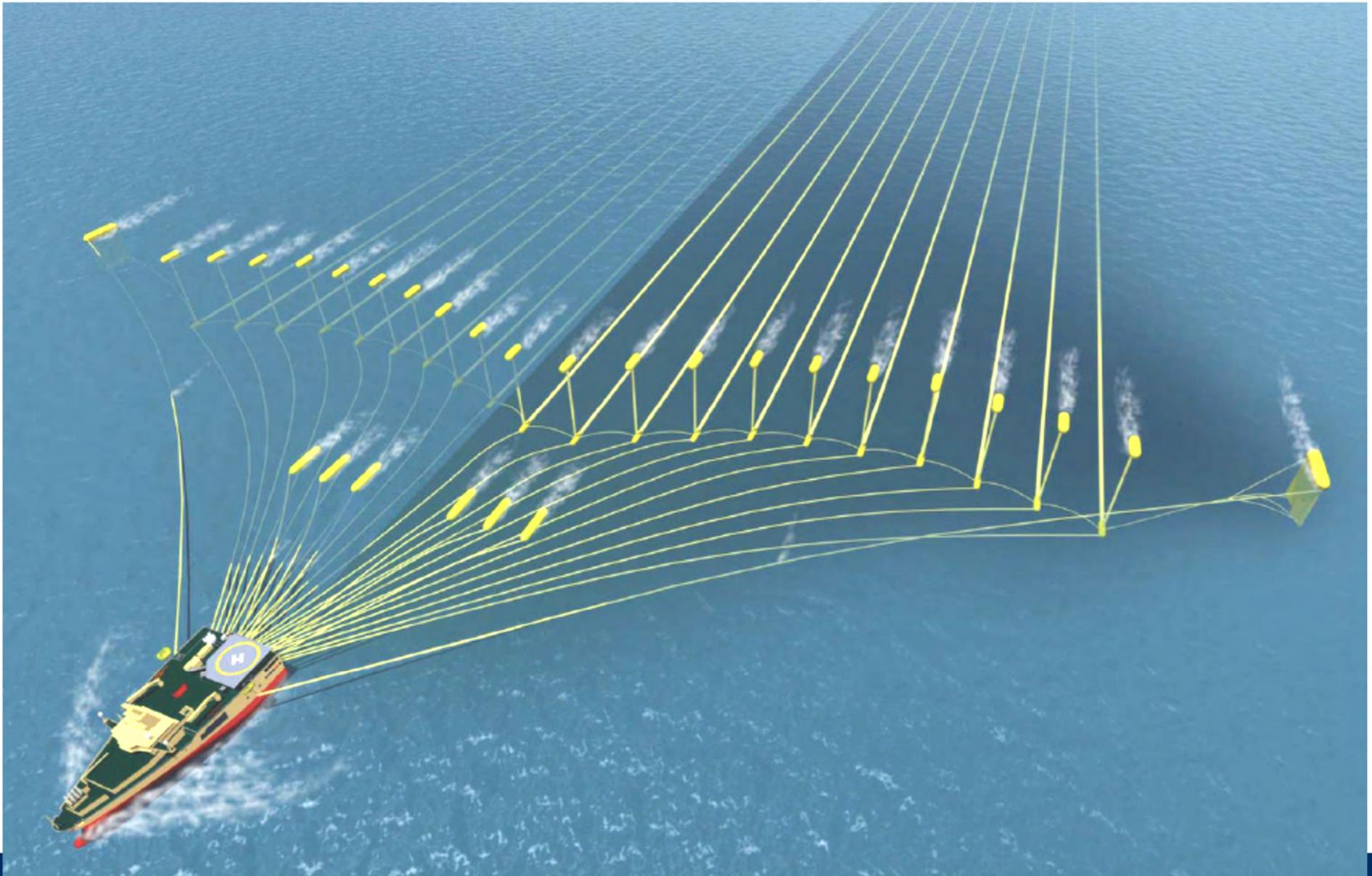
Sísmica Onshore



SÍSMICA 3D



SÍSMICA 3D

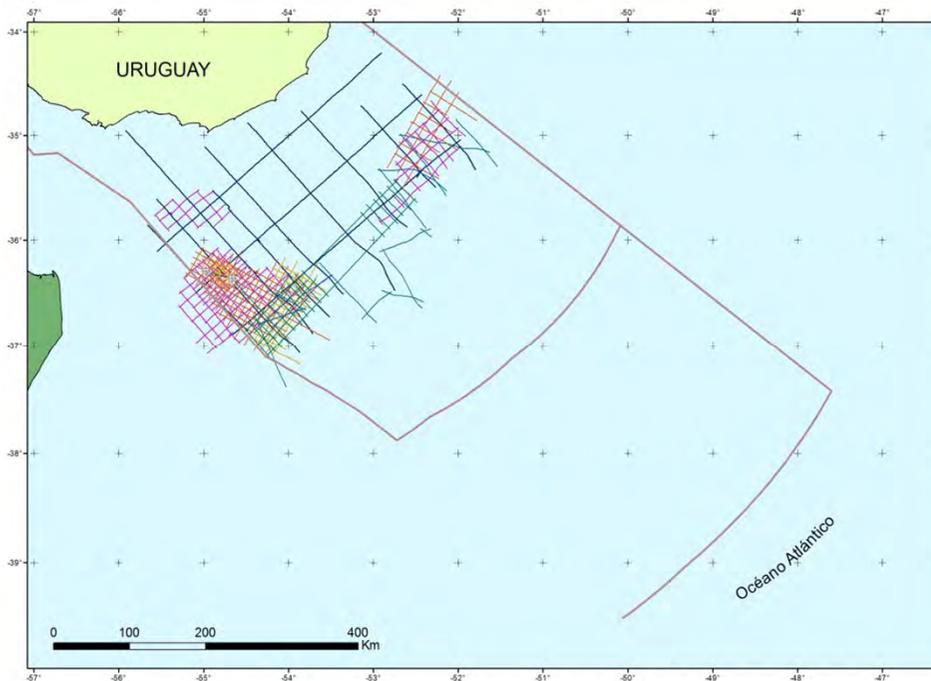


Barcos Sísmicos 3D 2012-2013-2014



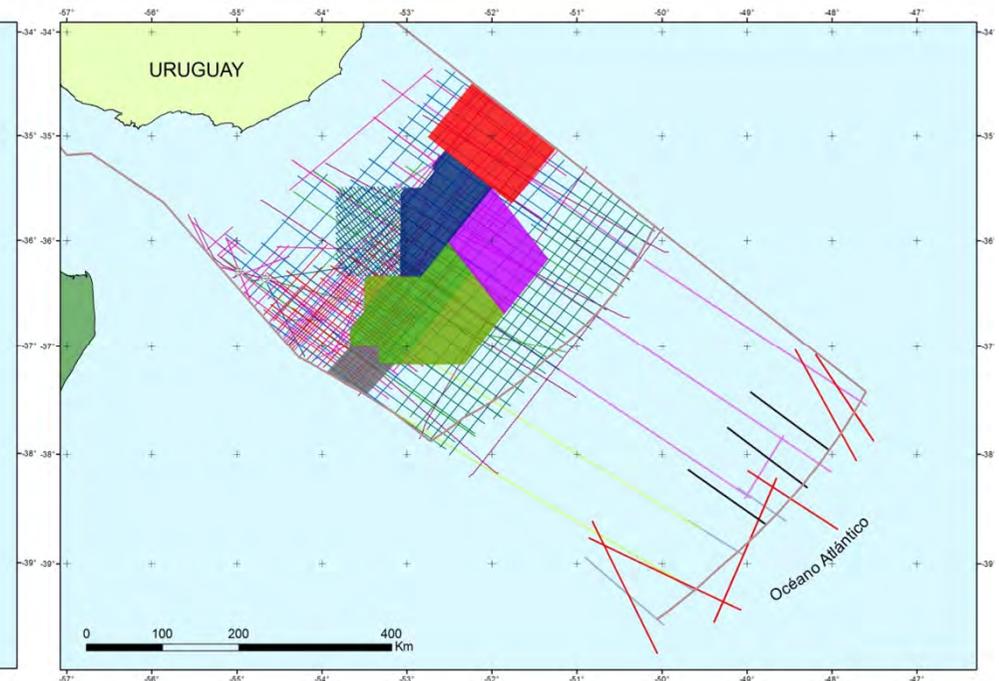
Sísmica Offshore

Datos antiguos (1970-1982)



Aproximadamente 13.000km de sísmica 2D

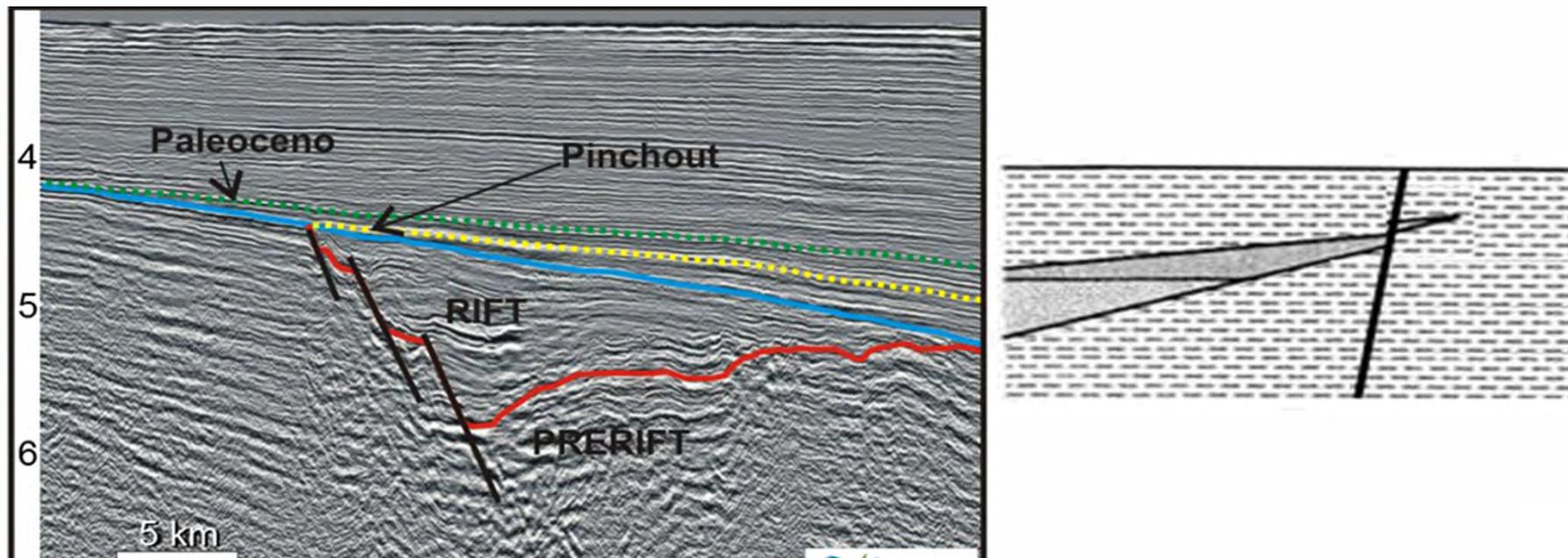
Datos modernos (2002-2014)



Más de 30.000km de sísmica 2D
Casi 40.000 km² de sísmica 3D

Principales Plays del Offshore

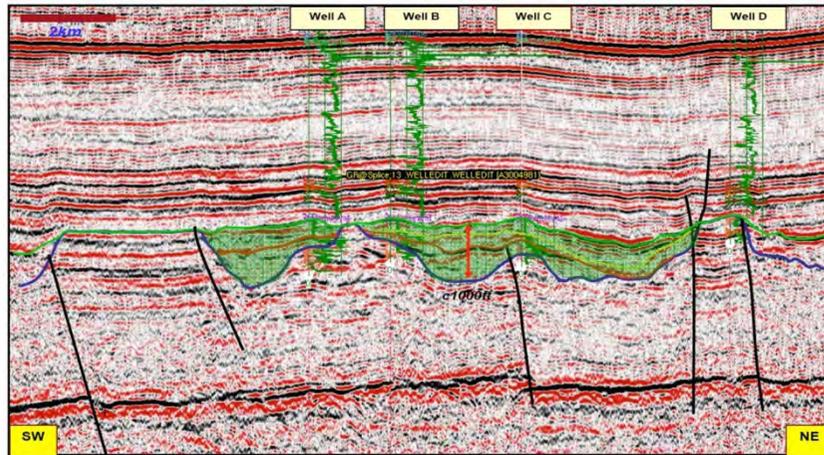
Play: Conjunto de yacimientos o prospectos controlados por las mismas circunstancias geológicas (generadora, reservorio, trampa y sello). Los geólogos intentan buscar análogos a acumulaciones conocidas.



Play estratigráfico: Pinchout (acuñamiento del reservorio recubierto por una roca sello)

Play: Canales

Play estratigráfico: Corte transversal de Canales fluviales (en amarillo) recubiertos por roca sello



Modelo del play

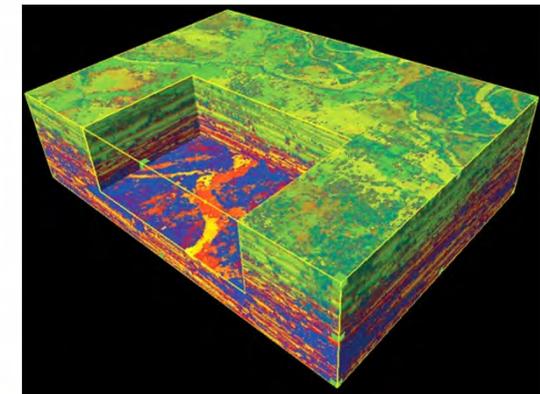
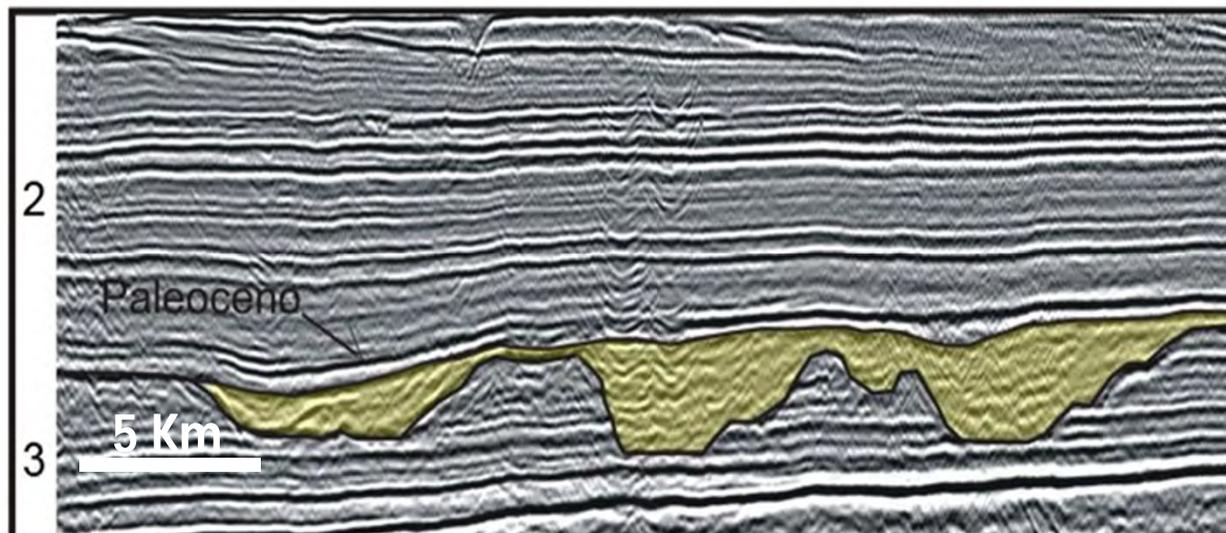
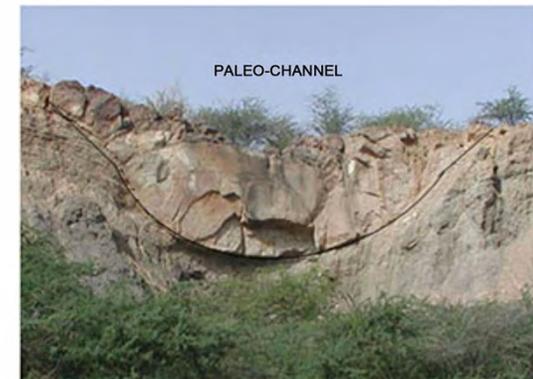
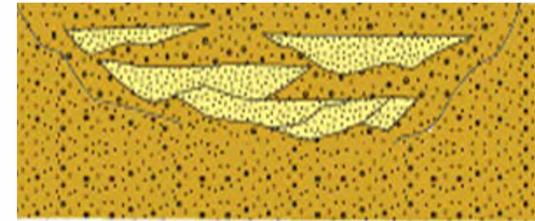
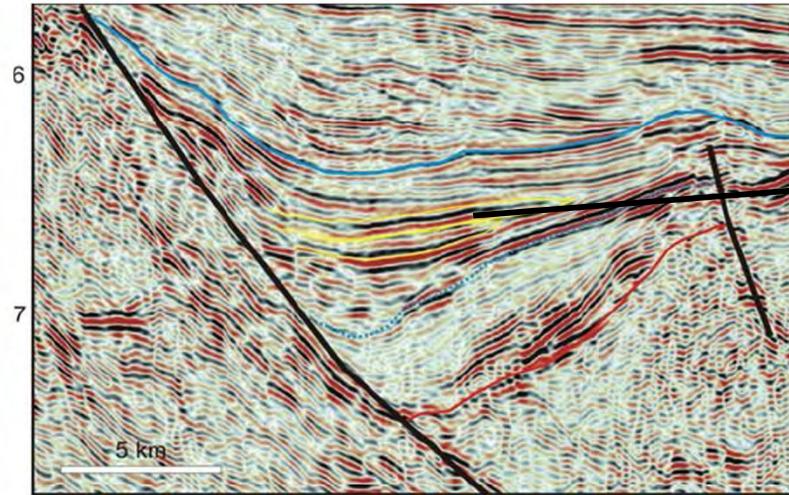


Imagen sísmica 2D del offshore de Uruguay

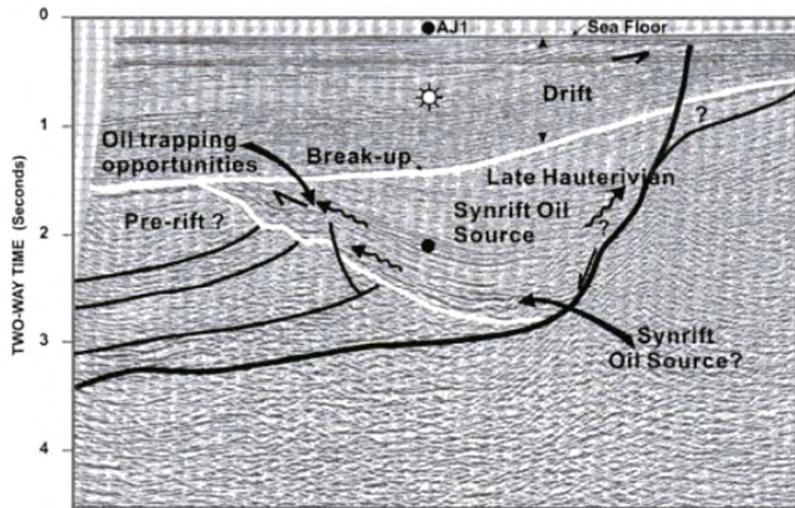
Play: Abanicos aluviales en hemigrabens

Hemigraben: estructura geológica formada a partir de una falla que genera una depresión

Depósitos aluviales intercalados con depósitos de lagos



Cuenca de Punta del Este (Uruguay)



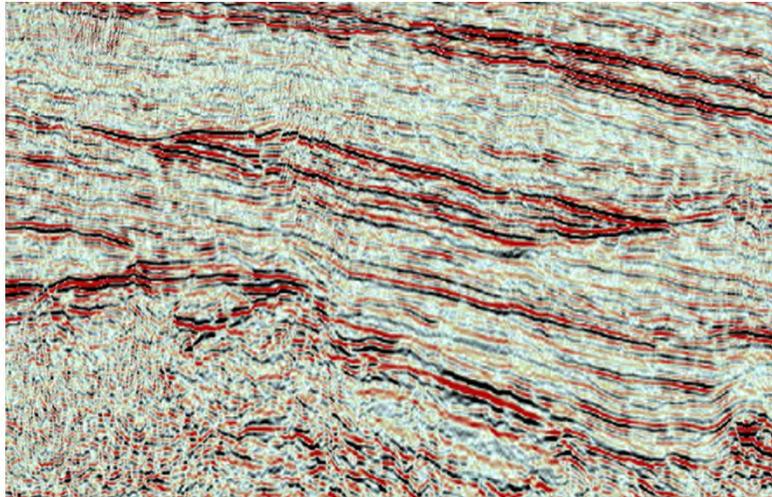
Cuenca de Orange (Sudáfrica)
Fuente: Jungslagger (1999)



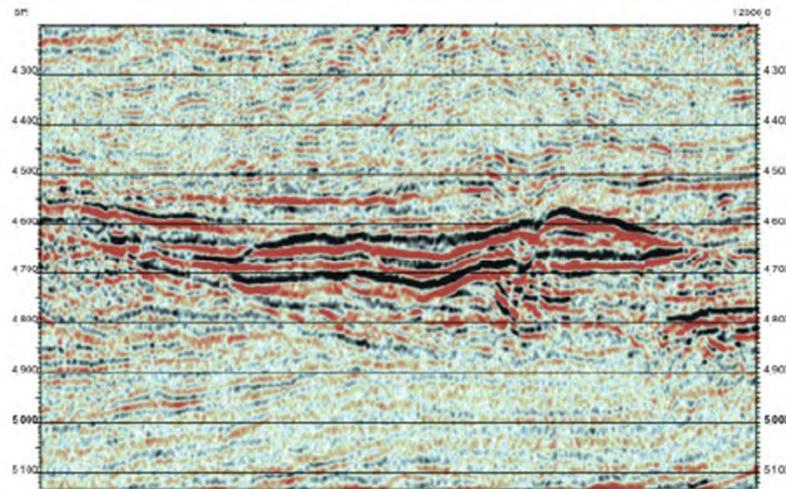
Play de tipo estratigráfico

ABANICO ALUVIAL

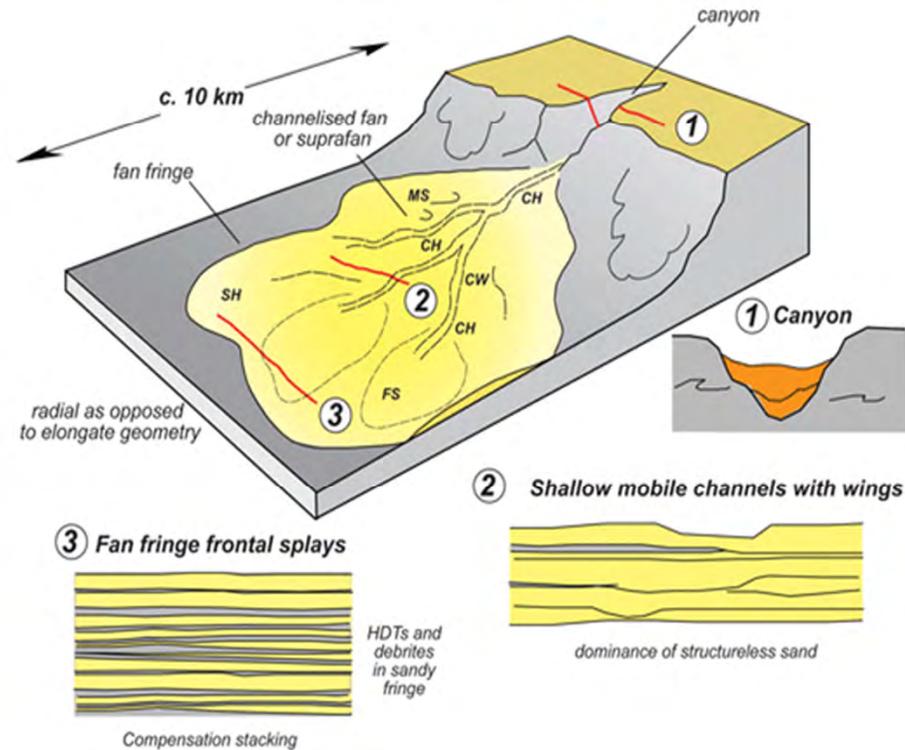
Play: Turbiditas



Cuenca de Punta del Este (Uruguay)



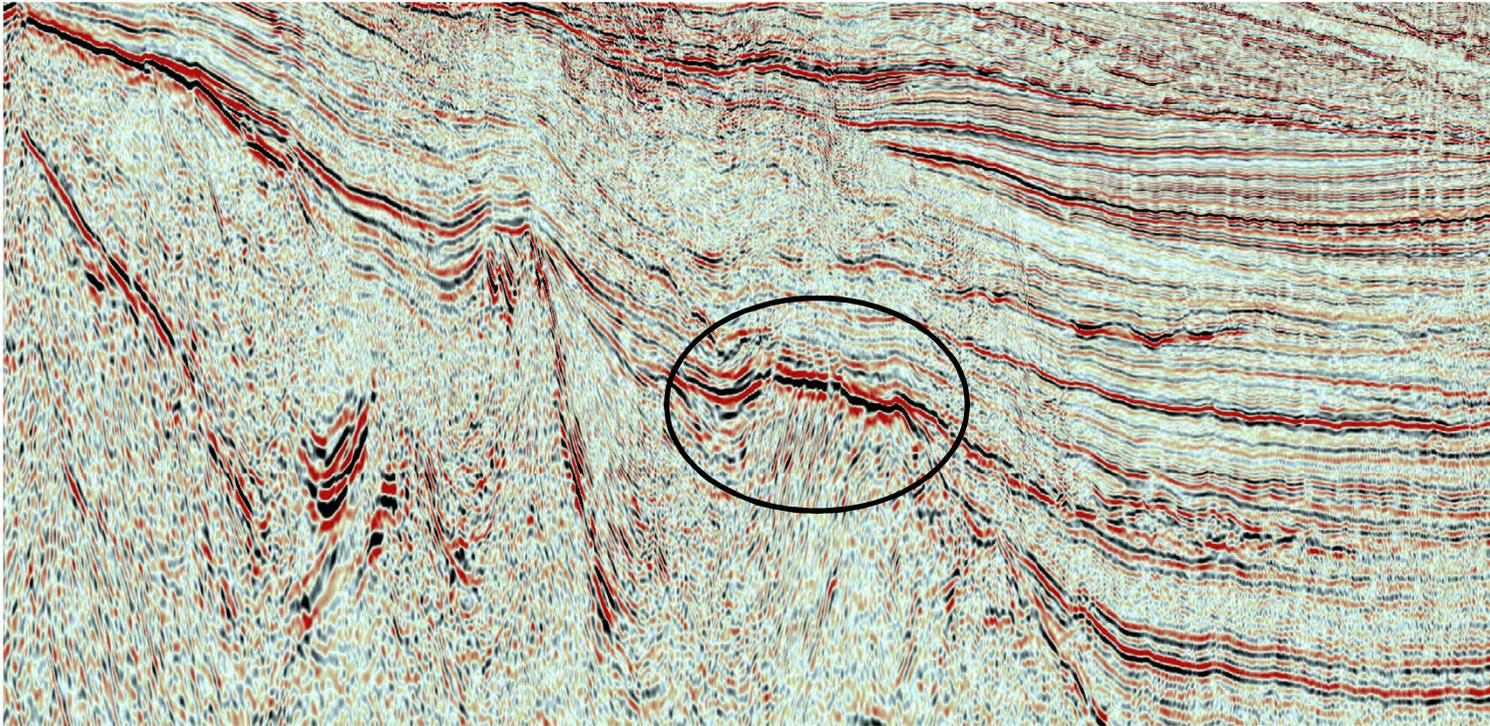
Cuenca de Orange (Namibia, Sudáfrica)



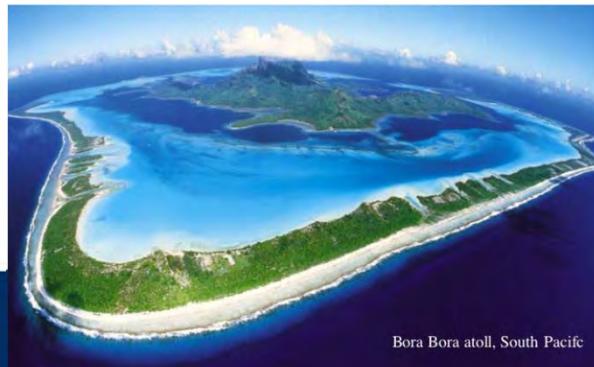
Acumulaciones de sedimentos finos y gruesos que se depositan al pie del talud, en el fondo del mar

Play de tipo estratigráfico

Play: Carbonatos



Play de tipo estratigráfico:
Arrecifes construidos por
organismos que requieren
aguas claras, cálidas, con
poco aporte de sedimentos



Ing. Pablo Gristo

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN URUGUAY

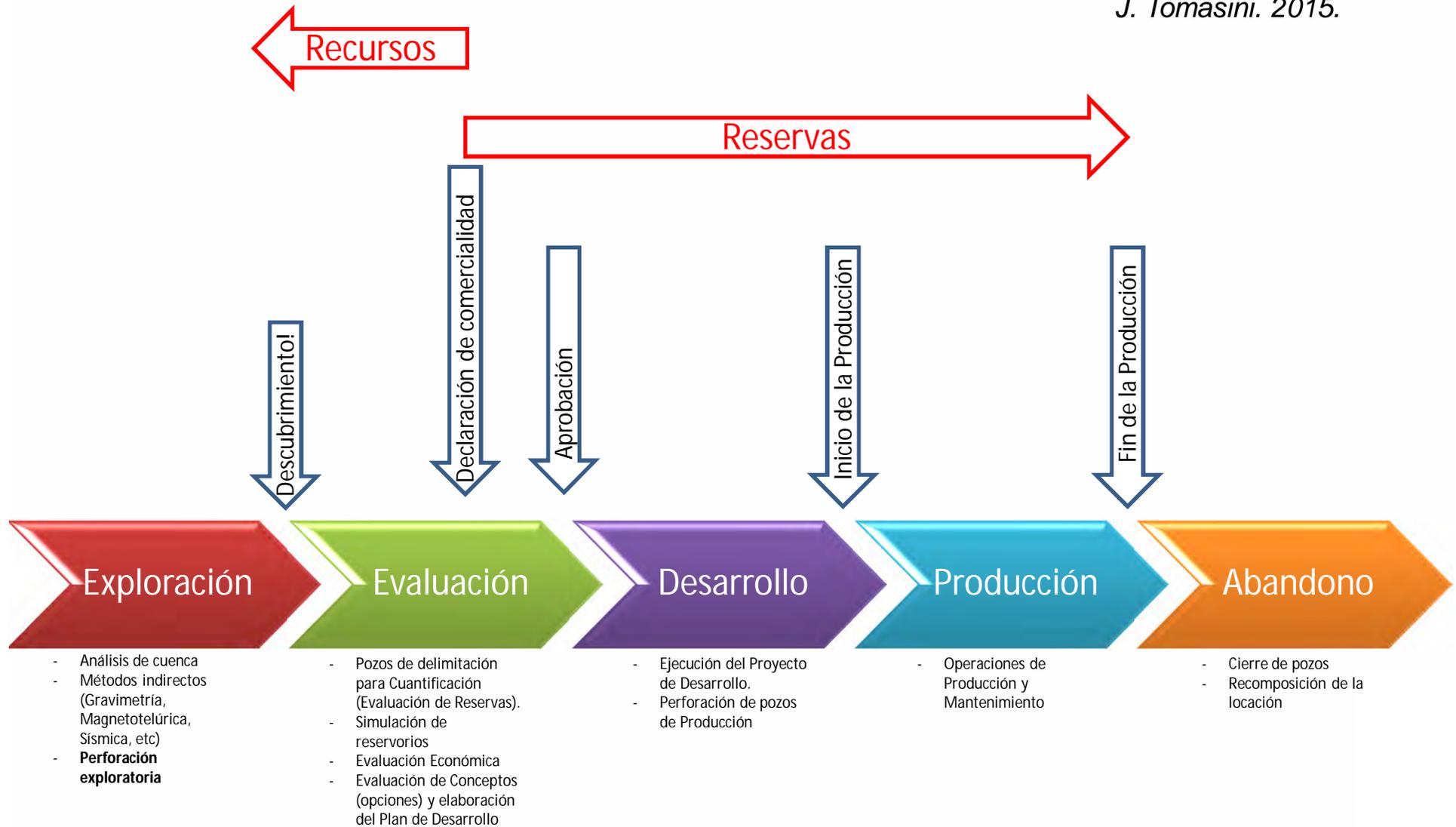
Un posible escenario

Índice

- El ciclo de E&P
- Producción de petróleo y gas
 - Subsuelo
 - Infraestructura de superficie
 - Procesos
 - Producción onshore y offshore
- Fractura hidráulica.

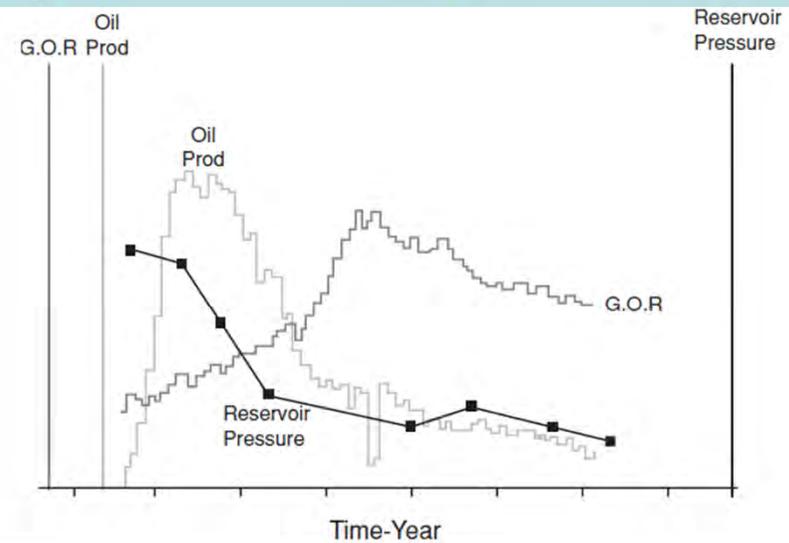
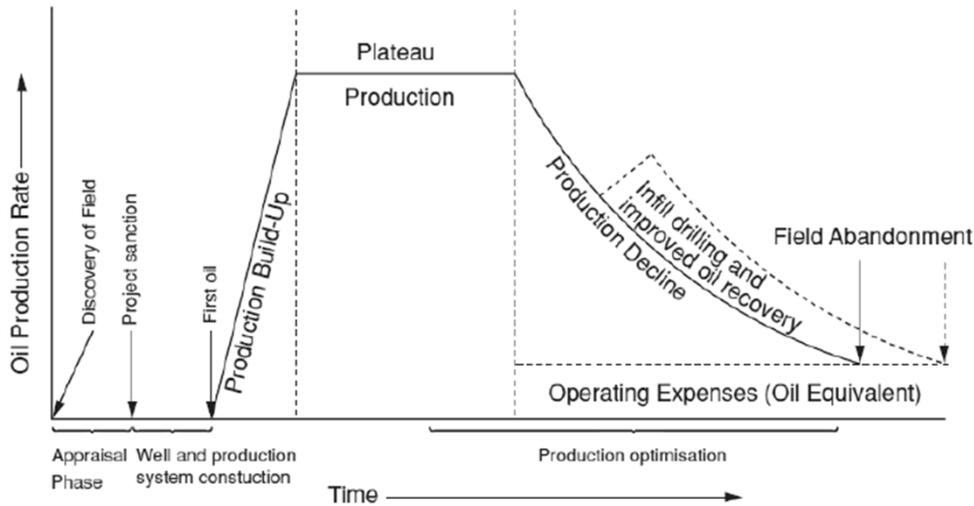
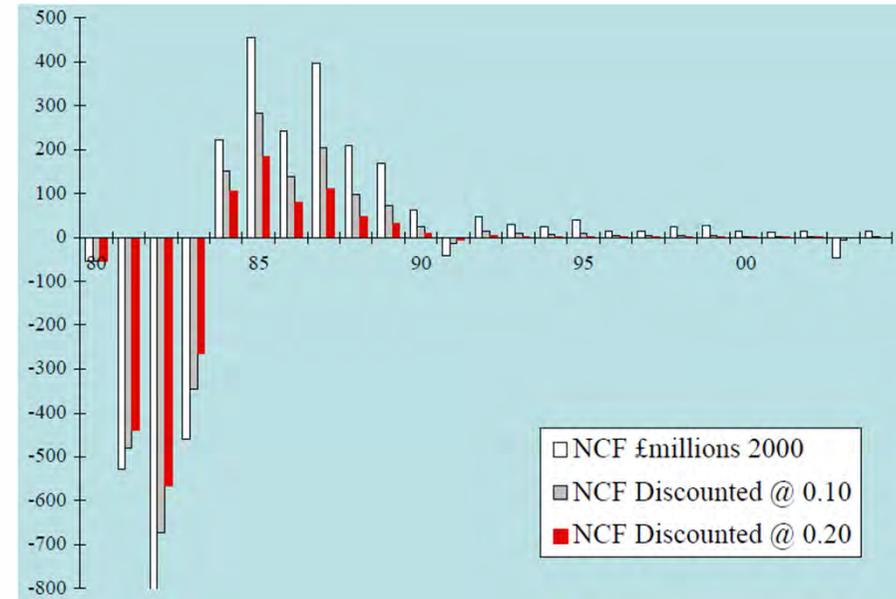
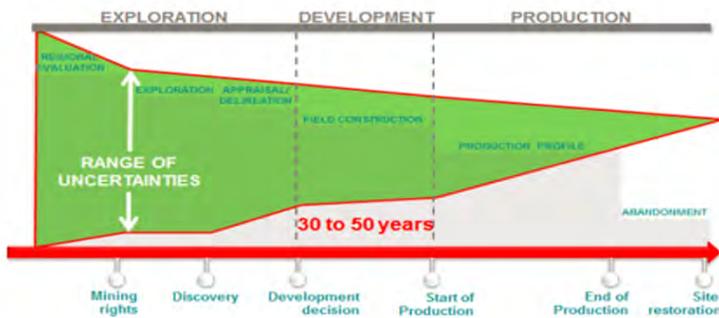
El ciclo de E&P

J. Tomasini. 2015.



Producción: características del sector

- Incertidumbres.
- Perfil de inversiones y gastos.
- Perfil de producción.



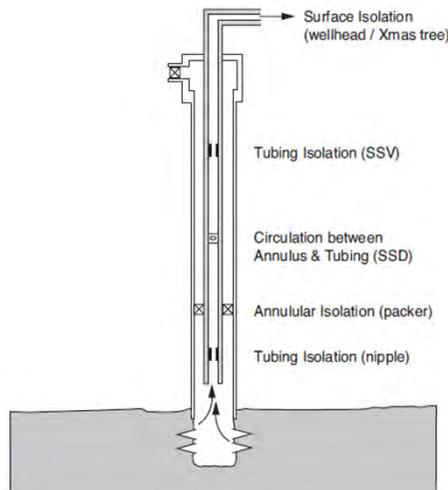
Producción: subsuelo-superficie

SUBSUELO

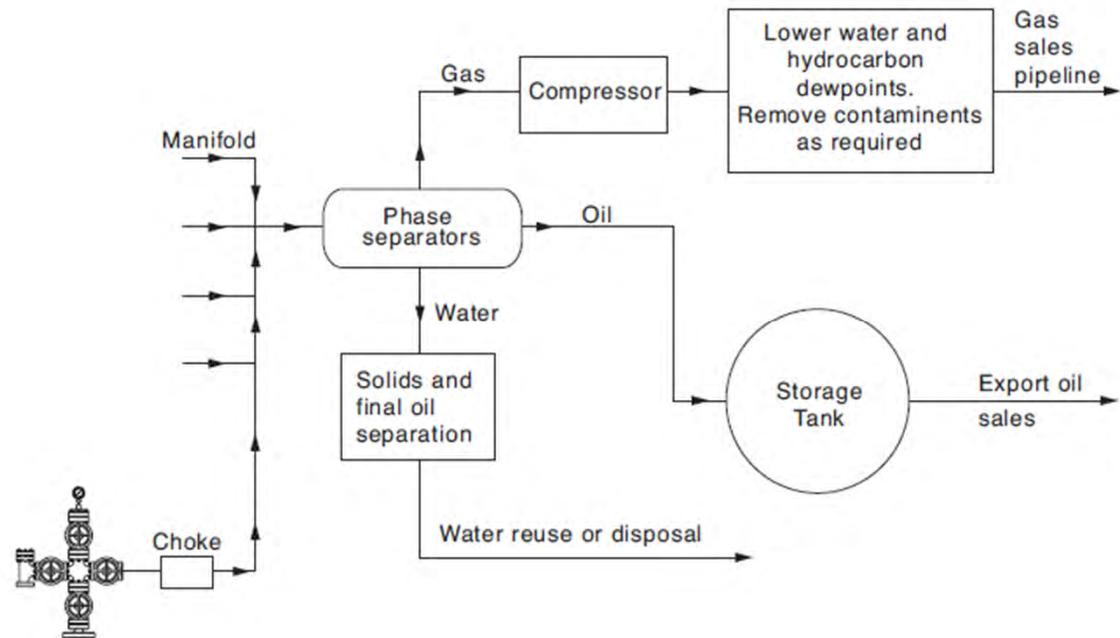
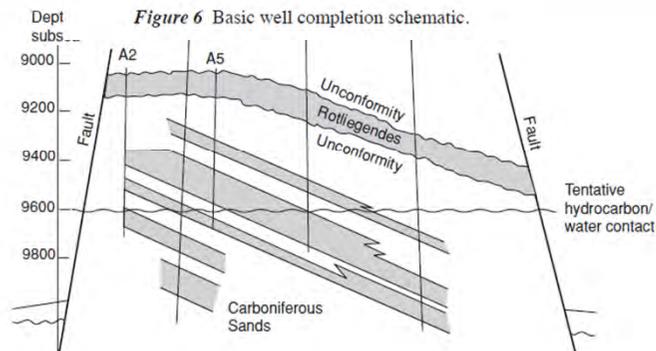


SUPERFICIE

pozos

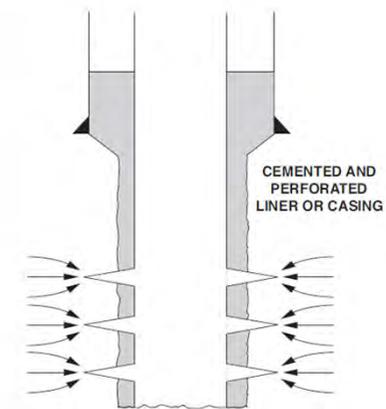
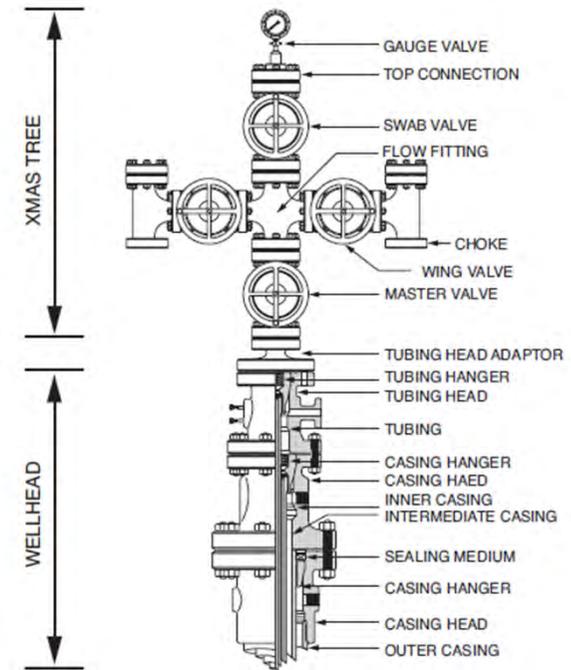
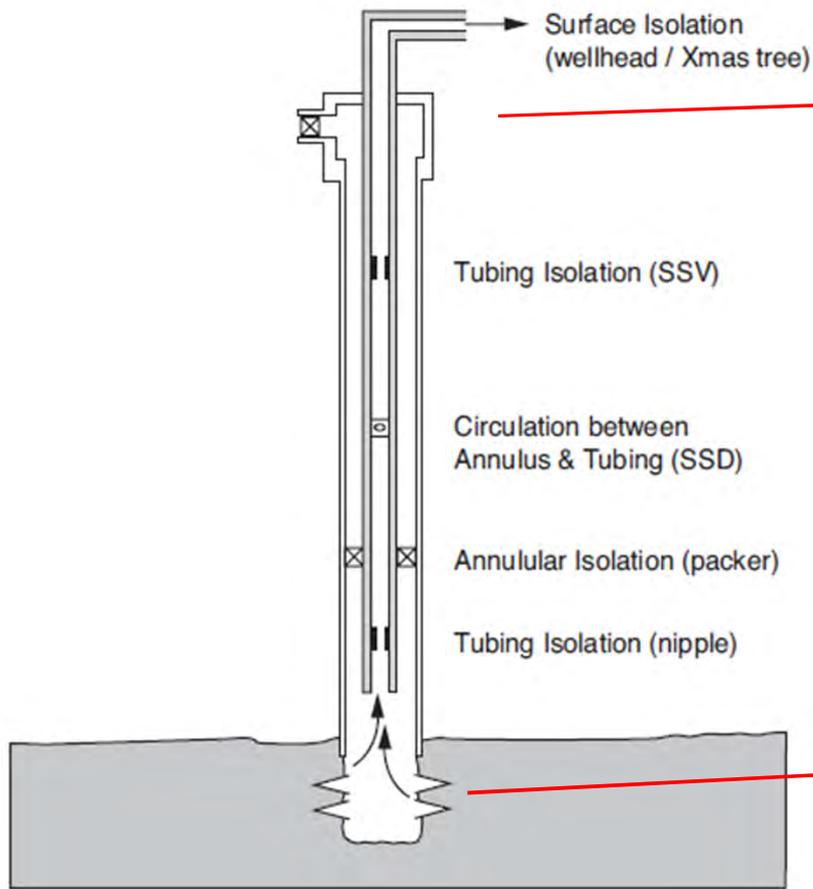


Infraestructura: separación, tratamiento, almacenamiento, transferencia.



Pozos

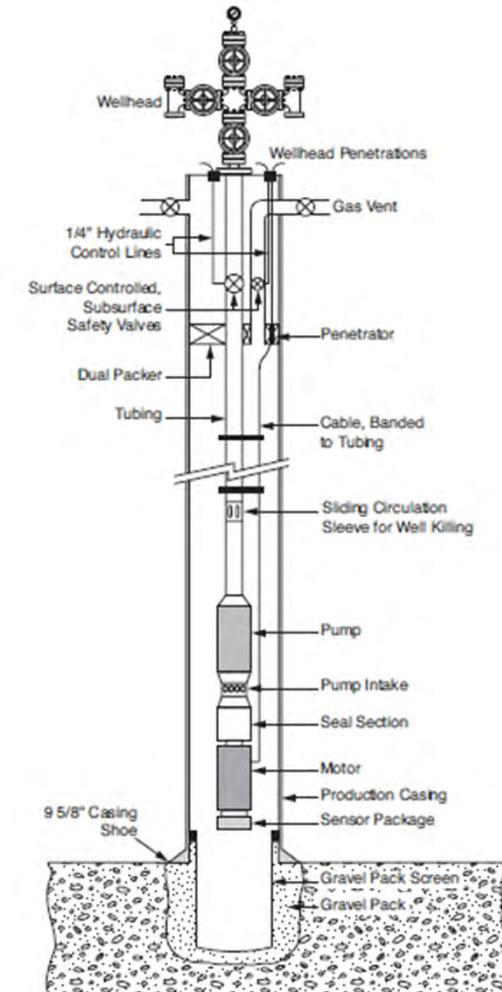
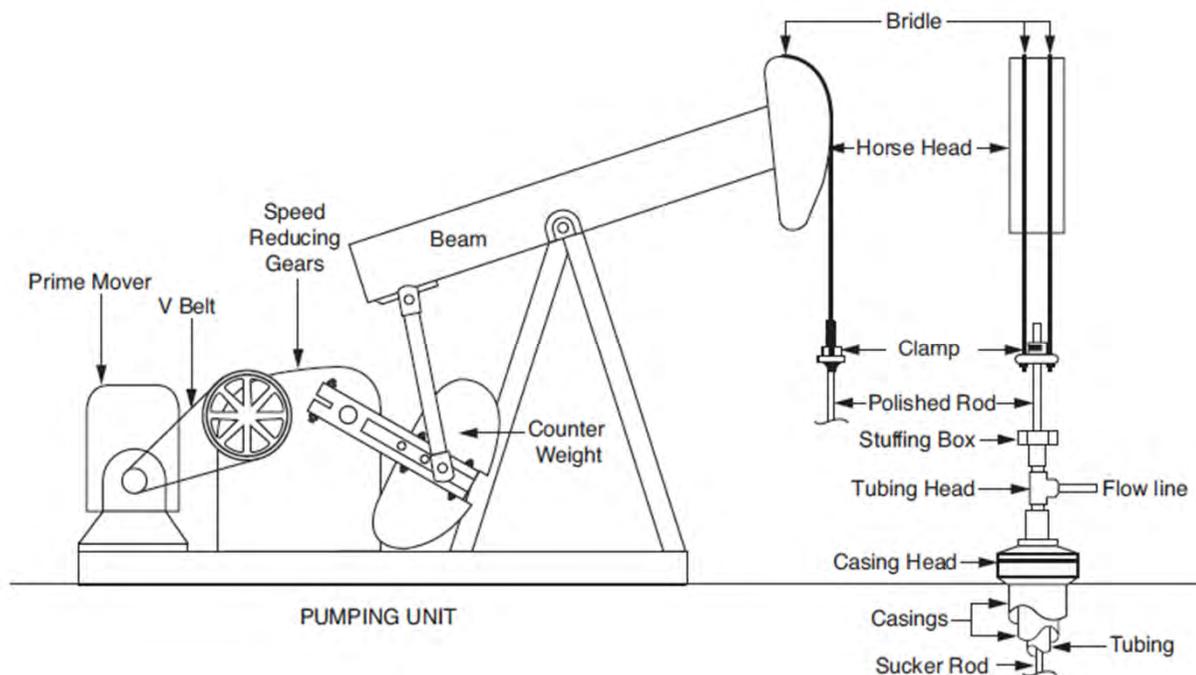
- Pozos de producción
- Pozos de inyección (gas, agua)
- Pozos disposal



Levantamiento artificial

Cuando los mecanismos de drenaje natural del reservorio no son suficientes

- Bombeo mecánico.
- Gas-lift.
- Bombas electro-sumergibles (ESP).
- Bombas de cavidad progresiva (PCP).
- Bombas hidráulicas.



Intervenciones en subsuelo

Técnicas de Estimulación

Intervención en el reservorio, región próxima al pozo, para aumentar su productividad:

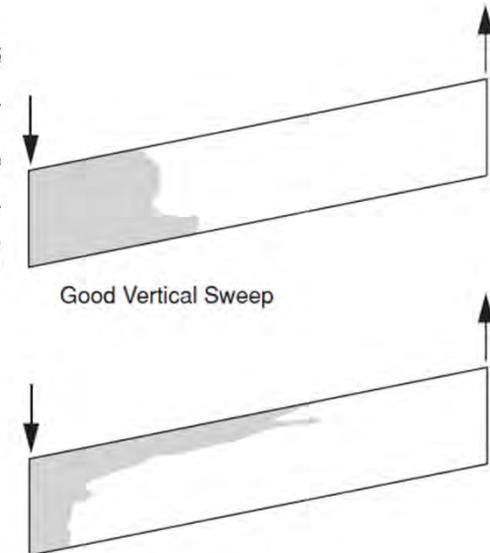
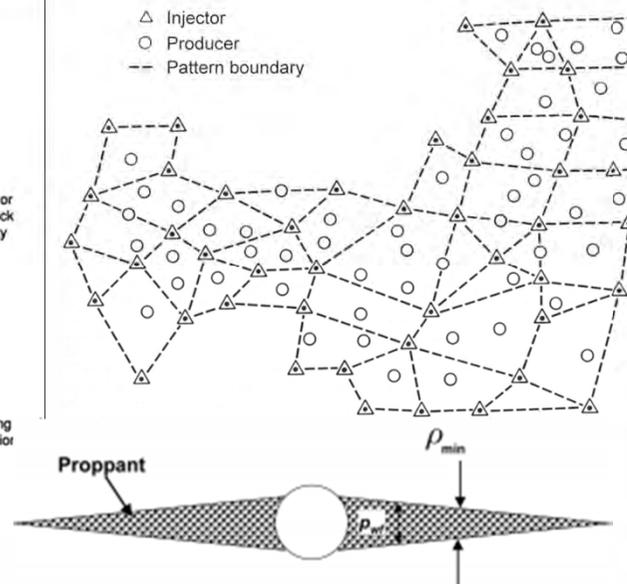
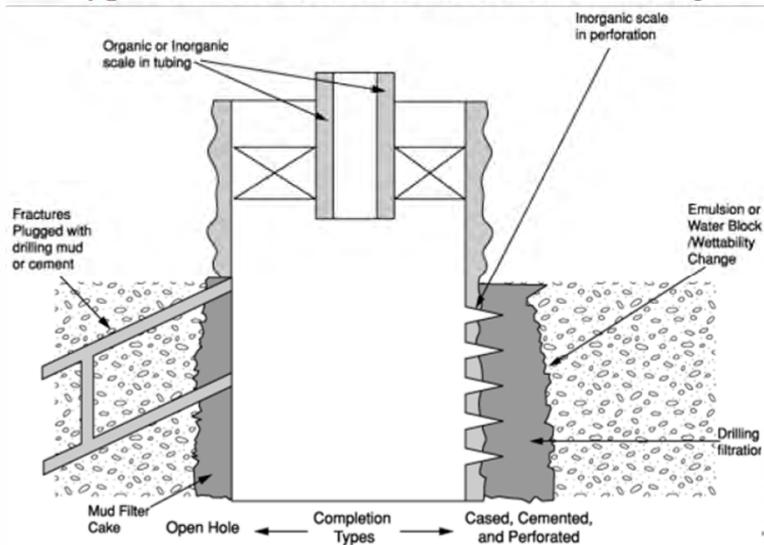
- Acidificación (matrix acidizing).
- Fractura hidráulica (hydraulic fracturing)

Producción secundaria

Para mantener la presión del reservorio:

- Inyección de agua (waterflooding)
- Inyección de gas (immiscible gas injection).

Type and Location of Formation Damage



Poor Vertical Sweep
(By gravity over-ride or the presence of a high-k streak in this case)

<http://petrowiki.org/>

Infraestructura de superficie

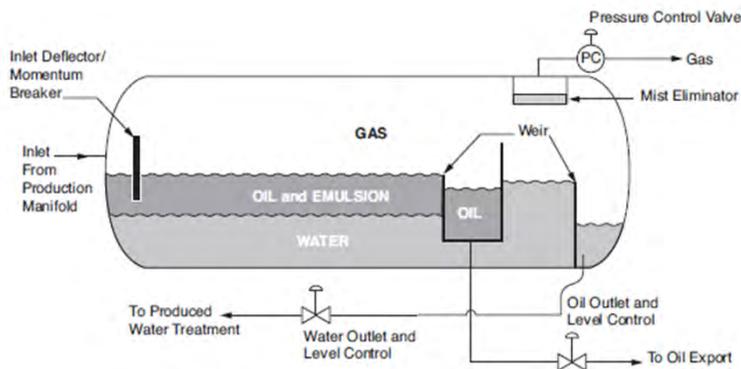


Figure 13 Three phase, horizontal separator.

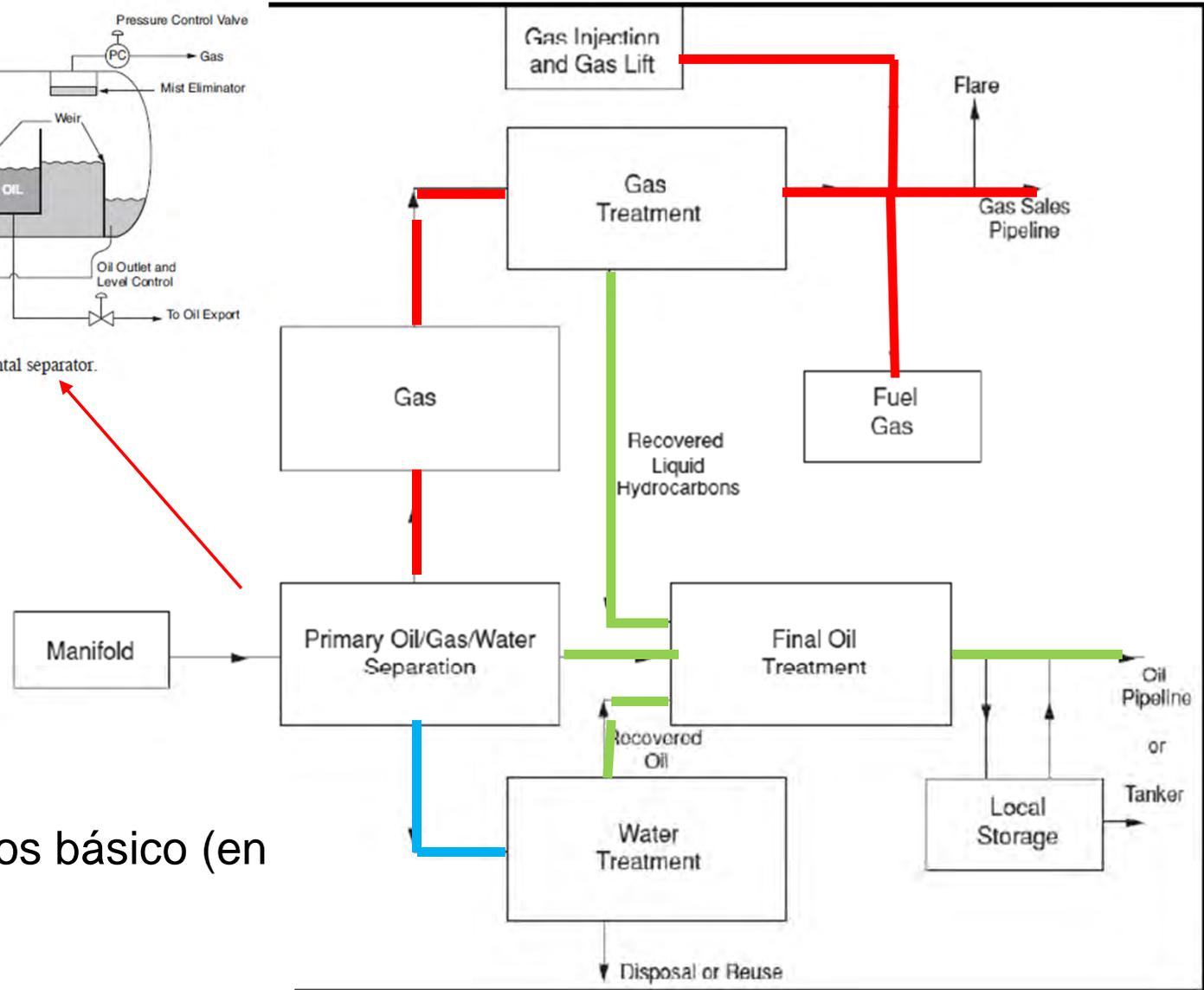


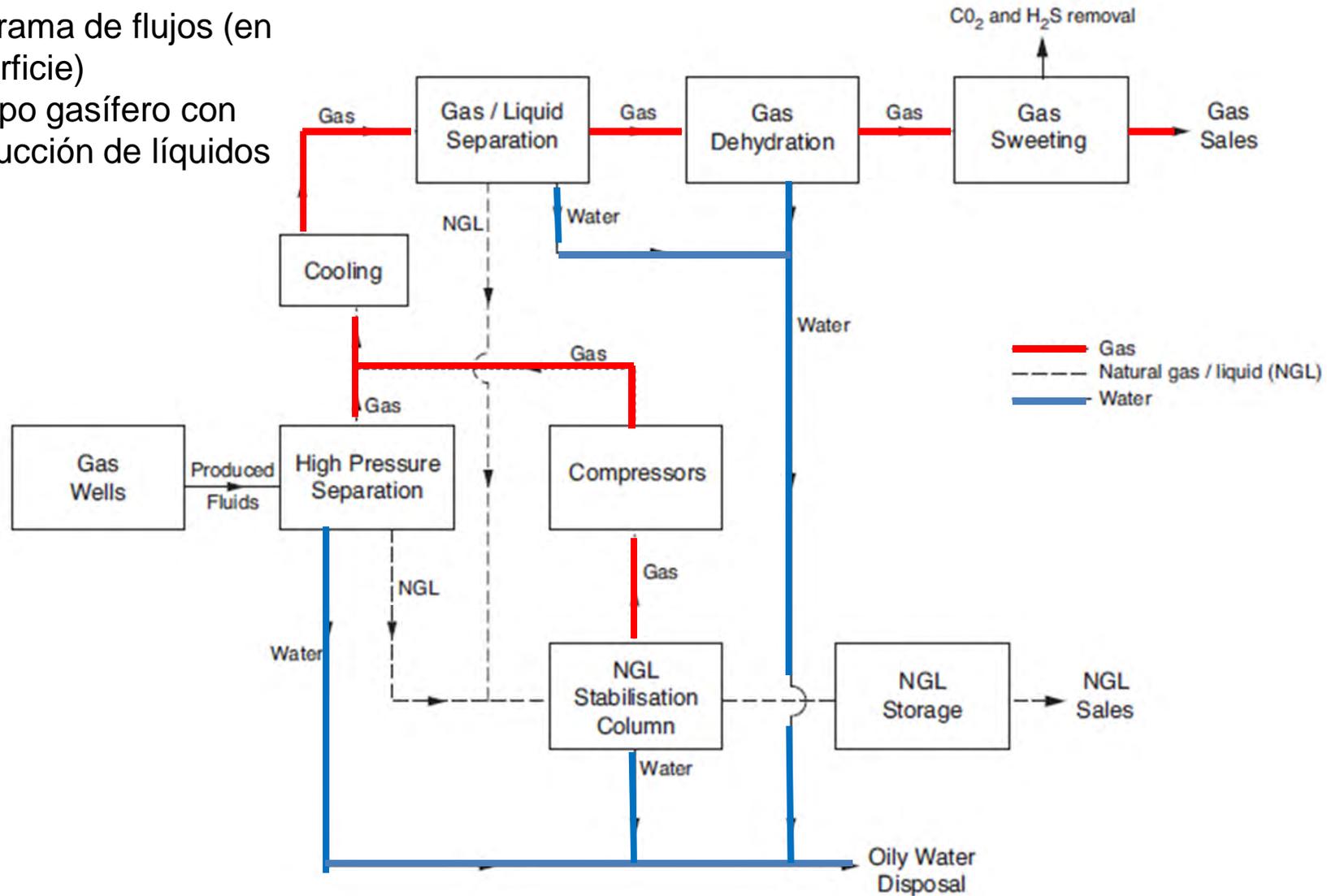
Diagrama de flujos básico (en superficie)
Campo petrolero

Las 3 fases

- **Petróleo:**
 - Generalmente requiere una separación secundaria, con productos químicos y/o procesos físicos para romper emulsiones persistentes.
 - Almacenamiento y entrega en el “punto de fiscalización”.
- **Gas (asociado):**
 - Tratamiento para remover los hidrocarburos más pesados (recuperación de NGL), agua (vapor) y contaminantes (CO₂, H₂S) → ¿uso o eliminación (flaring, venteo)?
 - Uso: compresión hasta presión de gasoducto (exportación, gas-lift, combustible) o > P reservorio (producción mejorada: inyección de gas).
- **Aguas (de producción):**
 - separada y tratada, es descargada o reutilizada (producción mejorada: inyección de agua).

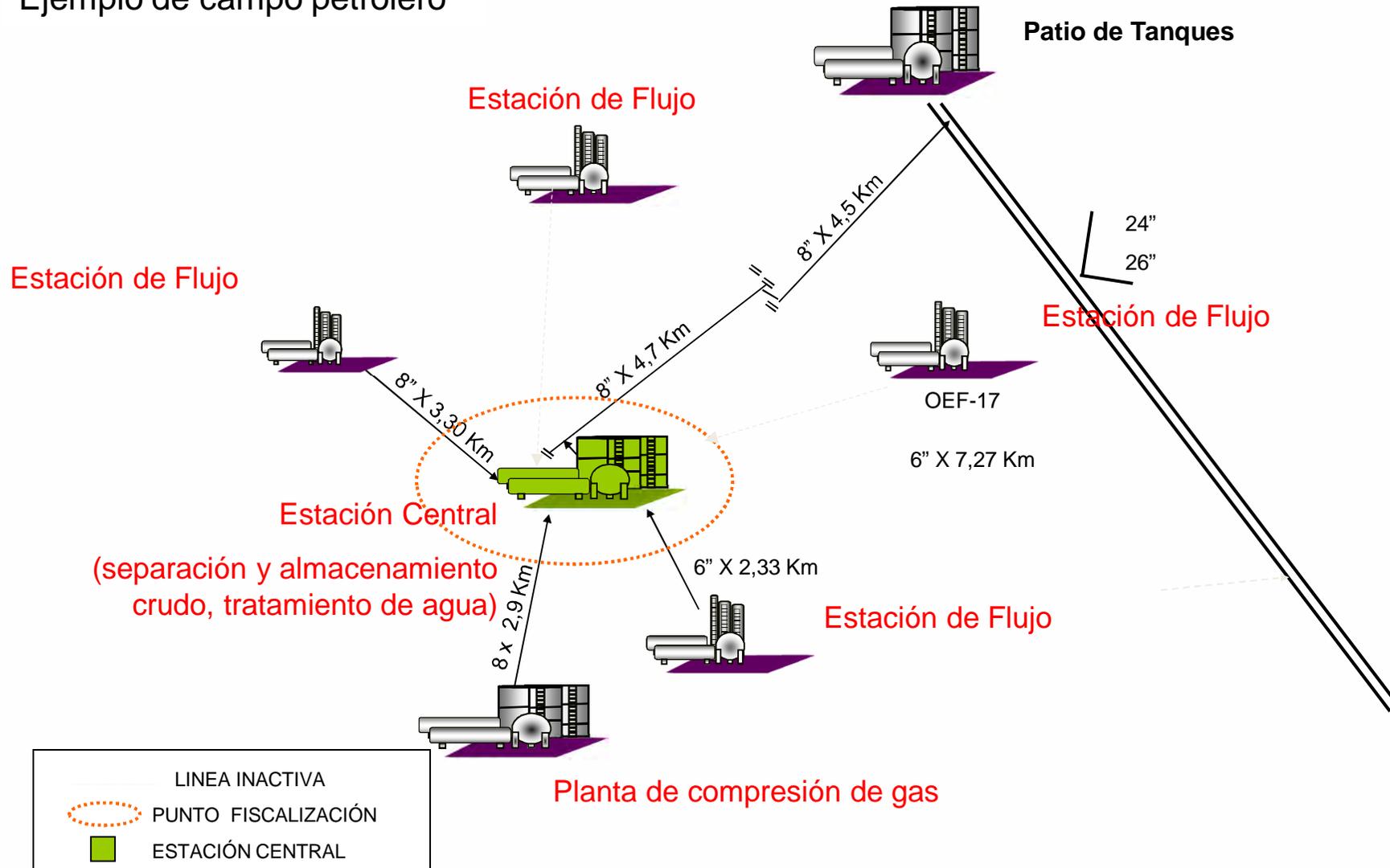
Producción de gas

Diagrama de flujos (en superficie)
Campo gasífero con producción de líquidos



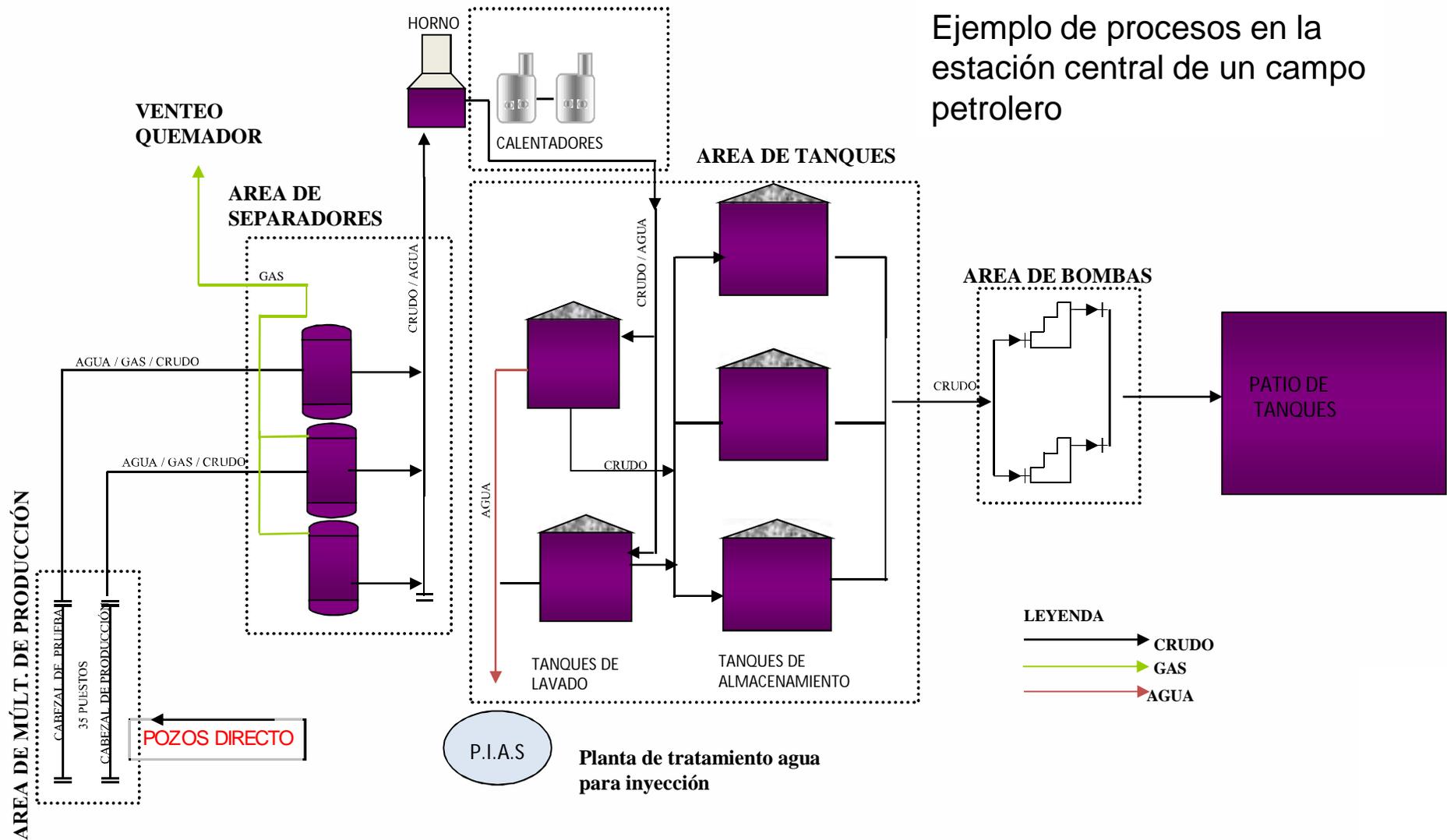
Producción onshore

Ejemplo de campo petrolero



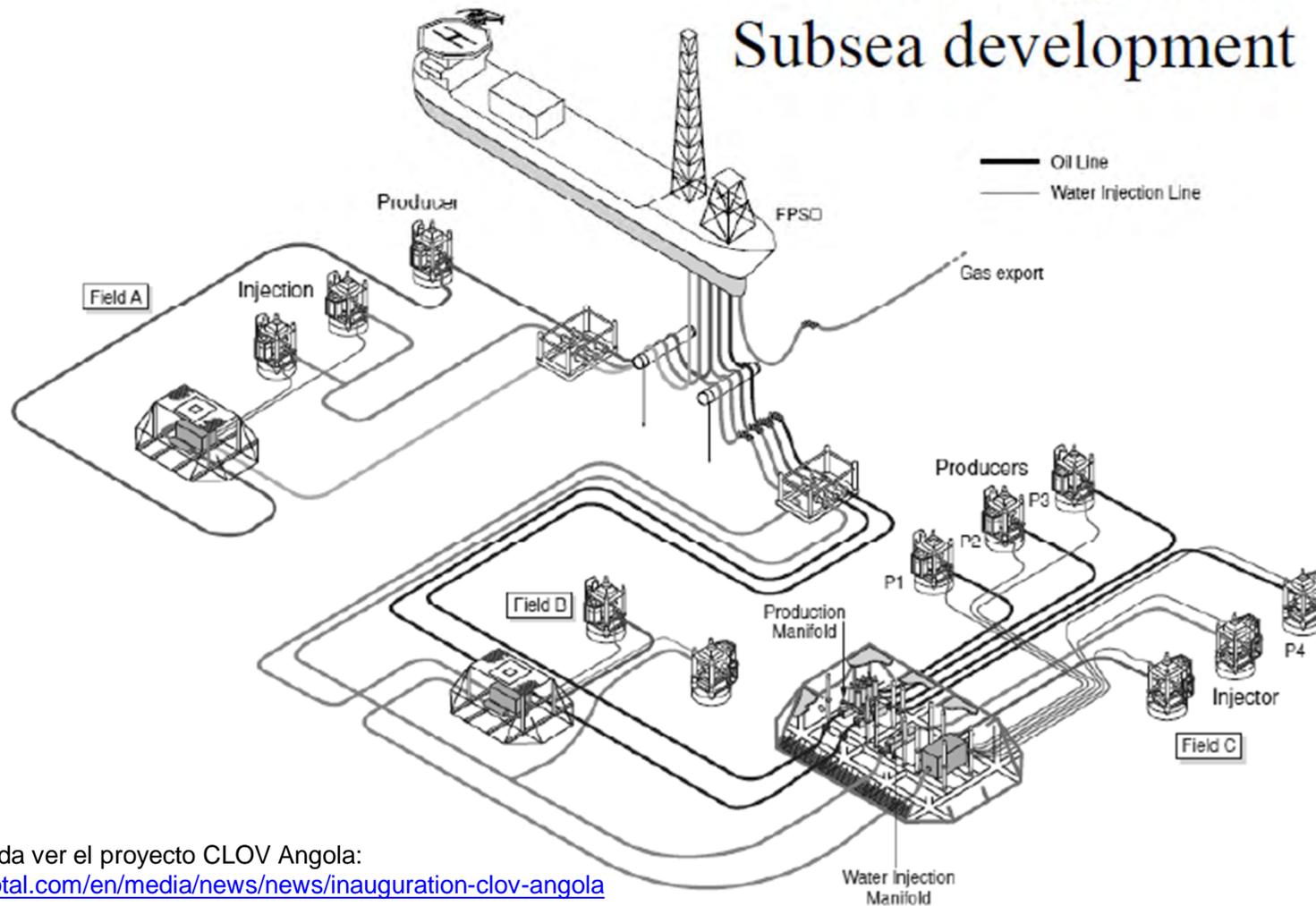
Producción onshore

Ejemplo de procesos en la estación central de un campo petrolero



Producción offshore

A FPSO supported Subsea development



Se recomienda ver el proyecto CLOV Angola:
<http://www.total.com/en/media/news/news/inauguration-clov-angola>

Fractura hidráulica masiva

¿Existen lutitas que contienen hidrocarburos?

No se han encontrado aún en subsuelo rocas que hayan generado y acumulado hidrocarburos (potenciales generadoras devónicas y pérmicas)



¿Es factible ambientalmente?

Cualquier proyecto de desarrollo debe ser autorizado por el gobierno (ANCAP, DINAMA), teniendo en cuenta sus aspectos ambientales, en particular (para fracking):

- Aguas subterráneas.
- Consumo de agua fresca.
- Micro-sismos
- Tráfico y transporte, sociales.

Connor, J. A. et al (2015). Environmental Issues and Answers related to Shale Gas development

¿El "fracking" es un escenario posible?

Actualmente todos los proyectos de exploración están vinculados a hidrocarburos convencionales

¿Sería factible su producción por fractura hidráulica masiva?

Se ha cuestionado la factibilidad técnica de producir hidrocarburos por fractura de las potenciales generadoras pérmicas y devónicas.



¿Es factible económicamente?

Los costos de producción de no convencionales son drásticamente superiores a los convencionales, especialmente lejos de sus centros de producción (Norteamérica) y donde no hay infraestructura pre-existente

Reinante, S. M. et al (2014). Sistemas Petroleros en la cuenca Chaco-Paraná Argentina

Ferro, S. et al (2014). Economic Comparison for the Potential Development of Onshore Unconventional Resources and Offshore Conventional Prospects in Uruguay

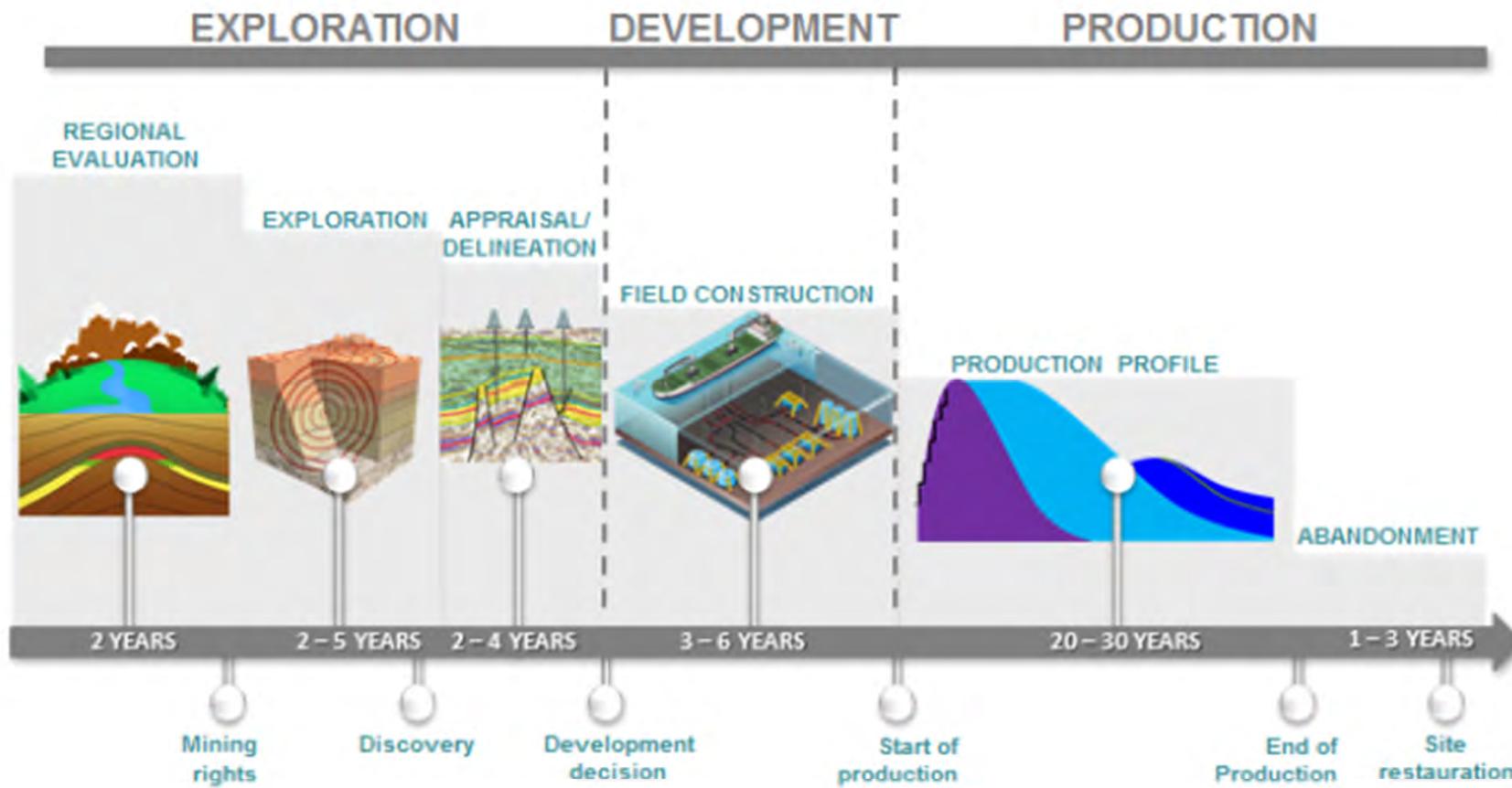
Ing. Juan Tomasini

ESTIMACIONES VOLUMÉTRICAS DE PROSPECTOS Y PRÓXIMAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN EN URUGUAY

Índice

- Ingeniería en la Exploración y Producción de Hidrocarburos
- Ingeniería de Reservorios
 - Estimaciones volumétricas
- Ingeniería de Perforación
 - Próximas perforaciones en Uruguay

Ingeniería en la Exploración y Producción de Hidrocarburos



GEOLOGISTS

GEOPHYSICISTS

RESERVOIR ENG.

DRILLERS

PRODUCTION ENG.

Ingeniería de reservorios

El ingeniero de reservorios tendrá que ser capaz de llegar a conocer o calcular:

- El volumen de petróleo/gas en sitio
- Los mecanismos de empuje
- Los factores de recuperación bajo agotamiento natural y procesos de recuperación mejorados
- El cronograma para la recuperación de hidrocarburos
- La factibilidad económica

Ingeniería de reservorios

Las principales Funciones del Ingeniero de Reservorio

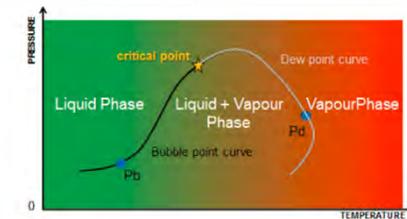
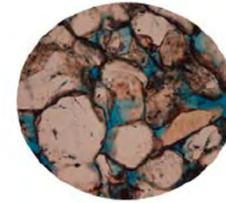
Ingeniería de reservorios

De manera de lograr estos objetivos, el Ingeniero de Reservorios deberá tener un amplio background (teórico y práctico) en áreas básicas de la ciencia y la ingeniería.

Estas áreas básicas son:

- Las propiedades de las rocas reservorio
- Las propiedades de los fluidos de los reservorios
- El flujo de los fluidos del reservorio a través de la roca reservorio
- Los mecanismos de empuje en el reservorio

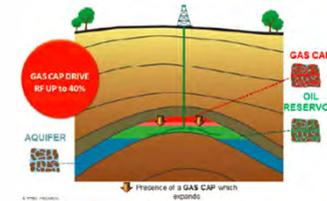
Son también importantes los conocimientos y entendimiento general de la geología del petróleo. La influencia de la historia geológica en las condiciones estructurales existentes en un reservorio deben conocerse y considerarse al realizar estudios de ingeniería de reservorios.



OIL → GAS

W2V10 - Reservoir engineering - p. 3

© IFPEN - IFP School 2015 / © TOTAL SA 2015 / © IFP Training 2015



Estimaciones volumétricas

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la **información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos**.

No existe una metodología aceptada internacionalmente para cuantificar reservas.

Métodos para el Cálculo de Reservas:

- Método Volumétrico
- Cálculo por Curvas de Comportamiento de Producción
- Cálculo por Balance de Materiales
- Cálculo por Simulación Numérica de Yacimientos



Estimaciones volumétricas

Método Volumétrico

$$POES = V \times \emptyset \times (1 - Swc) / Bo$$

Siendo:

V: Volumen neto de roca

\emptyset : Porosidad promedio de la roca

Sw: Saturación de agua connata

Bo: Factor volumétrico de formación (RB/STB)

Estimaciones volumétricas

EUR: *Estimated **U**ltimate **R**ecovery*

Es nuestra estimación de cuanto hidrocarburo será finalmente recuperado del reservorio antes de que el campo sea abandonado.

Fr: Factor de Recuperación

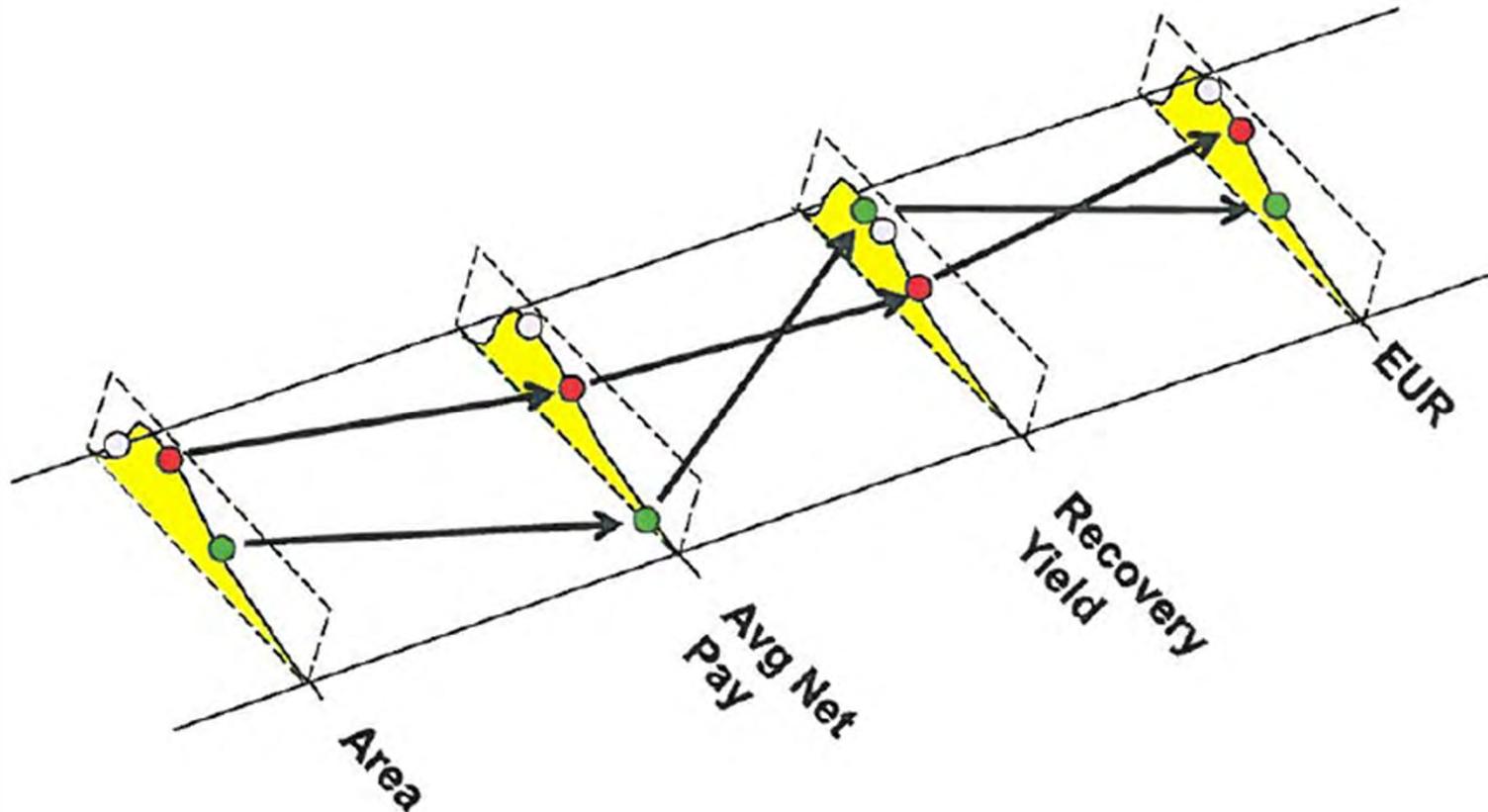
$$EUR = POES \times Fr$$

Np: Producción Acumulada

$$EUR = Np + Reservas$$

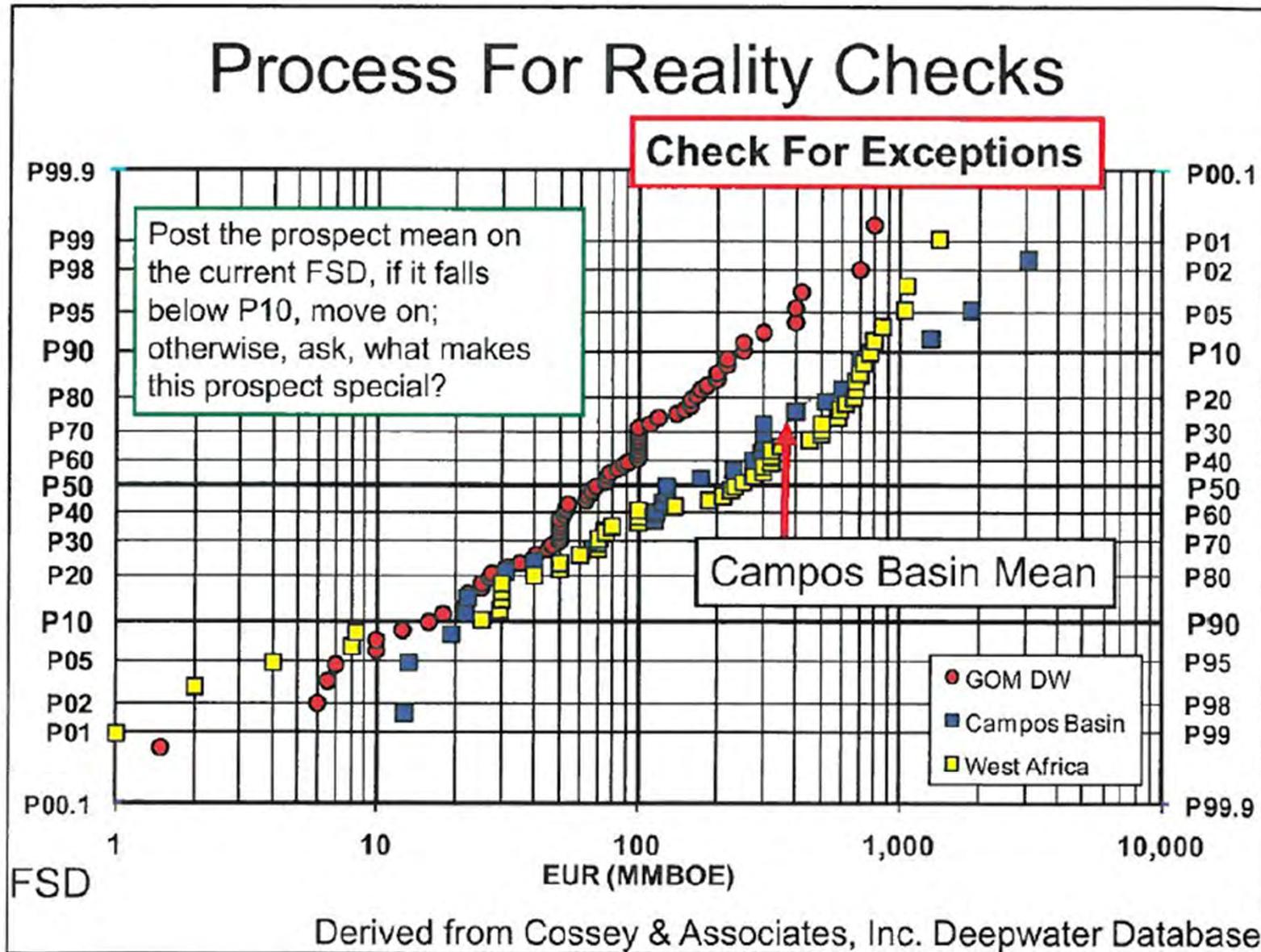
Estimaciones volumétricas

¿Cómo funciona Montecarlo?



$$EUR = \text{Área (km}^2) \times \text{Espesor Neto Promedio (m)} \times \text{Rendimiento (m}^3/\text{km}^2 \cdot \text{m)}$$

Estimaciones volumétricas



Estimaciones volumétricas

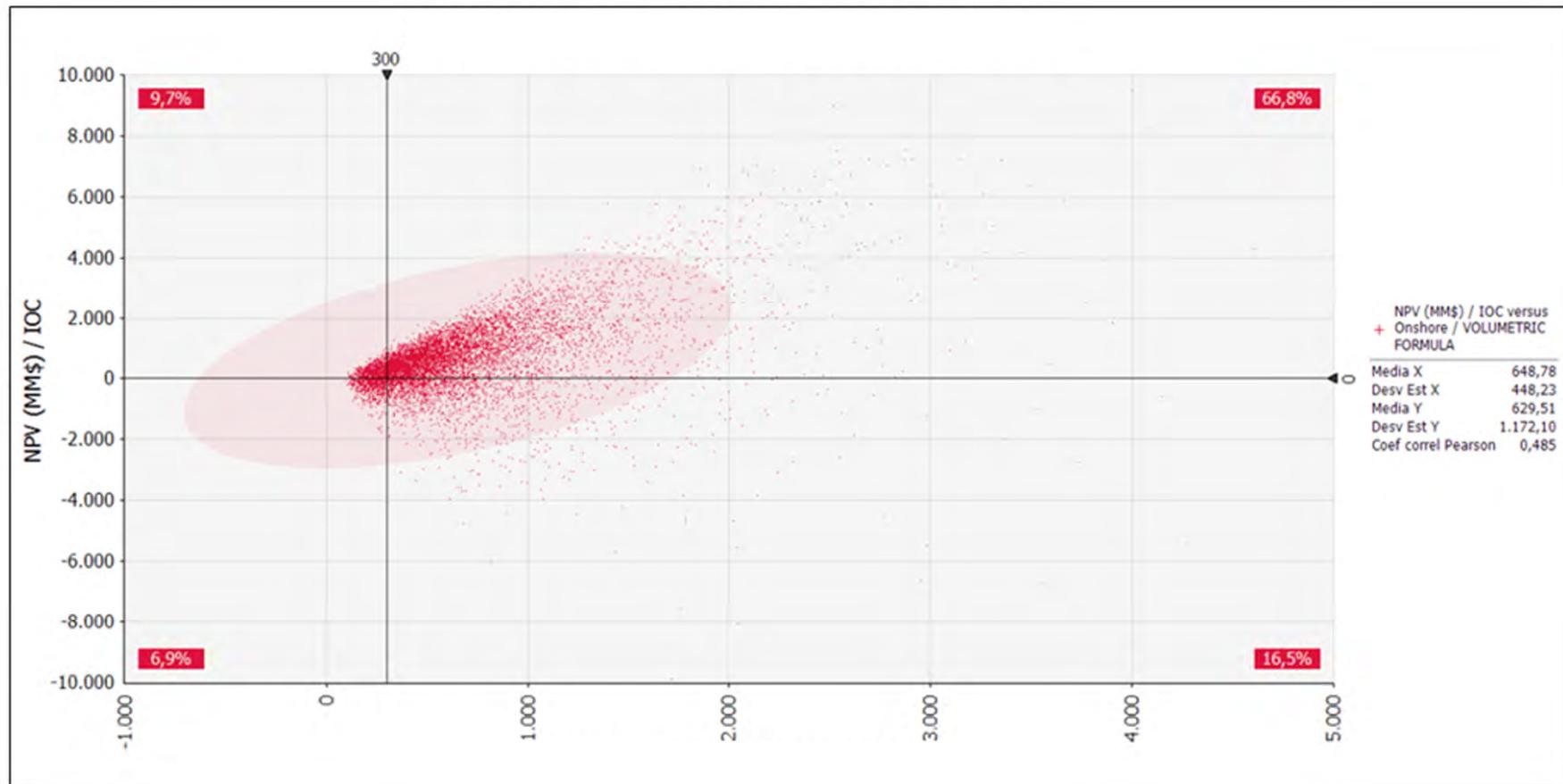
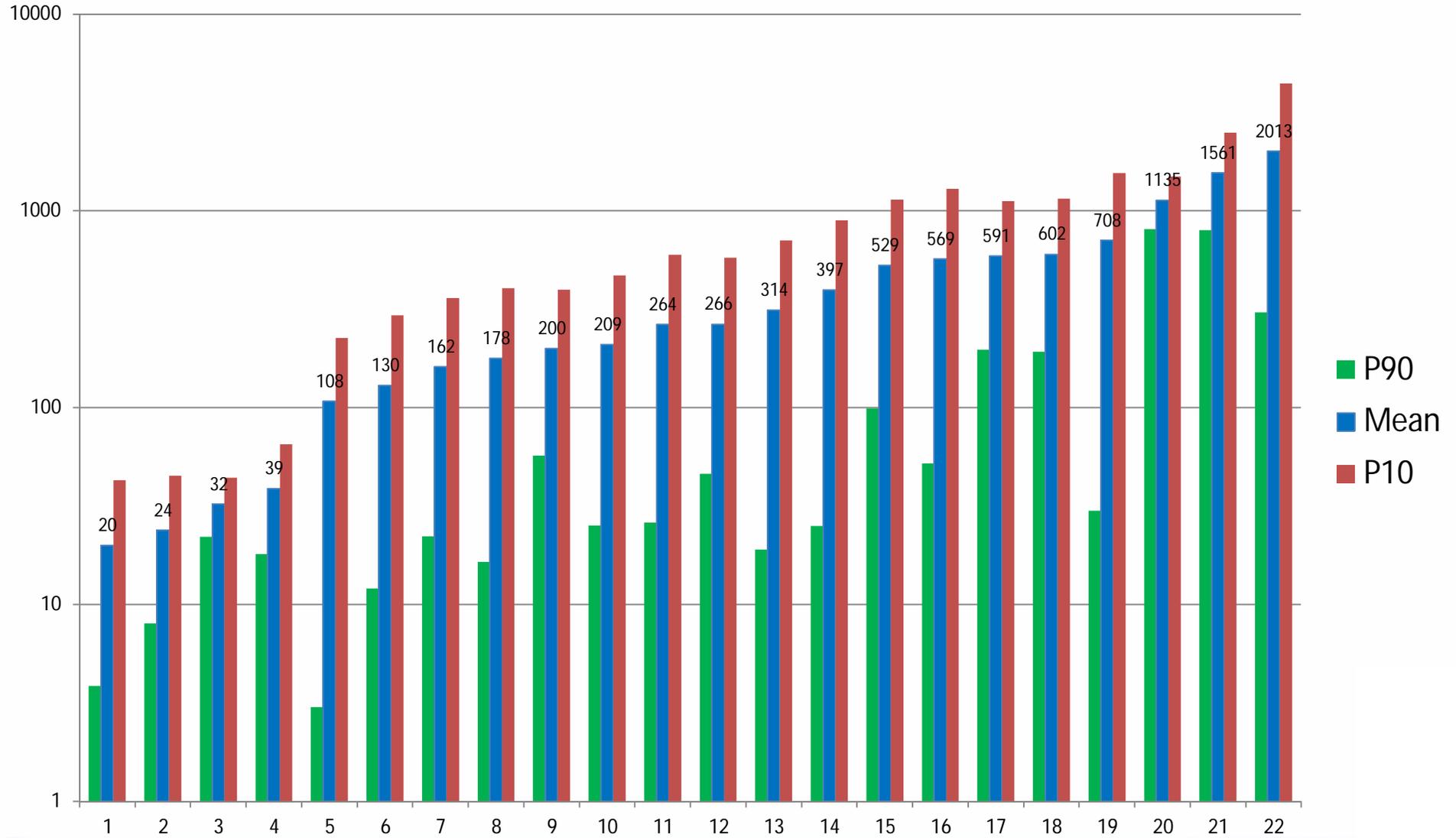


Figure 18 Minimum Economic Field Size determination from cross plot of IOC NPV @10 and EUR for the offshore analysis case.

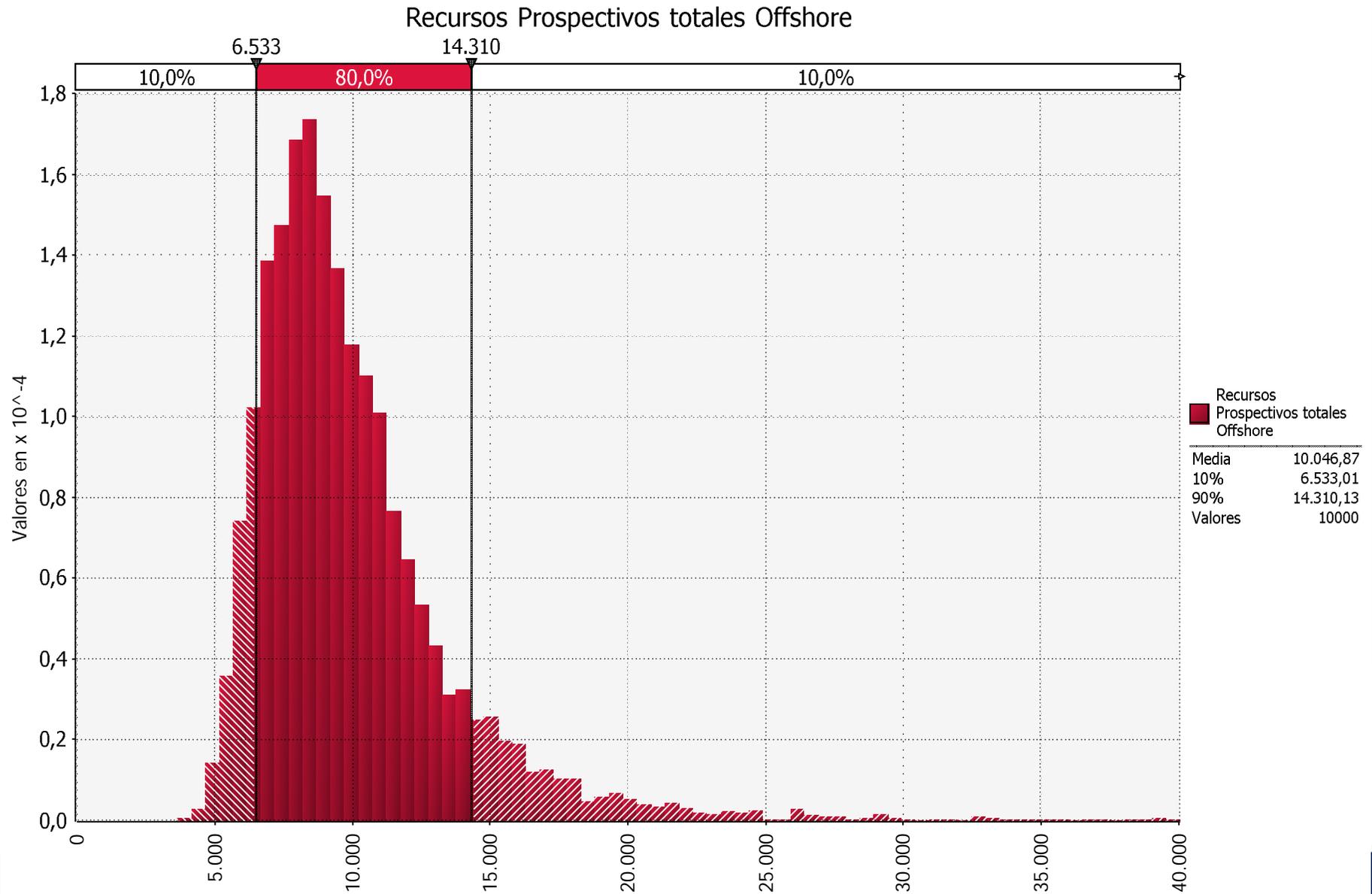
Ferro, S.; Tomasini, J.; Gristo, P.; de Santa Ana, H. & McLeroy, P.G. 2014. Economic comparison for the potential development of onshore unconventional resources and offshore conventional prospects in Uruguay. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21 al 23 de mayo de 2014, Maracaibo. 18 pp.

Estimaciones volumétricas

EUR (MMBOE)



Estimaciones volumétricas

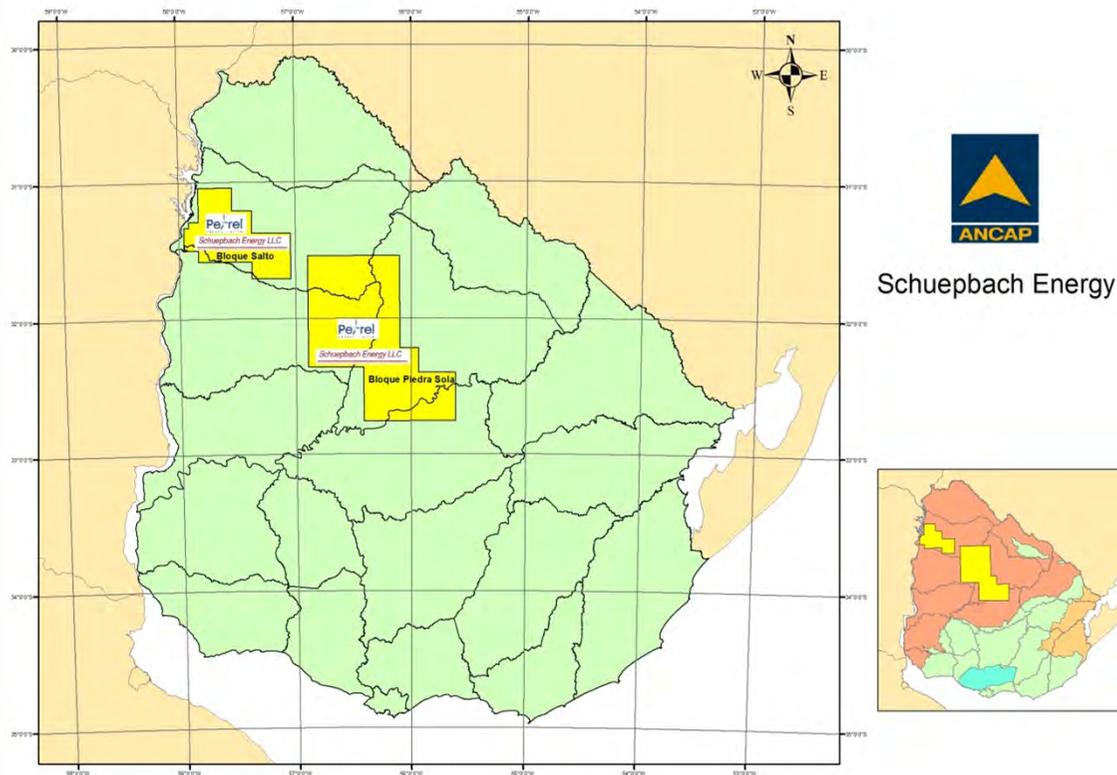


Estimaciones volumétricas

El escenario de HC en Uruguay significa que al menos uno de los más de 20 prospectos identificados en el offshore de Uruguay, es perforado resultando en un pozo descubridor y económicamente factible de desarrollar.

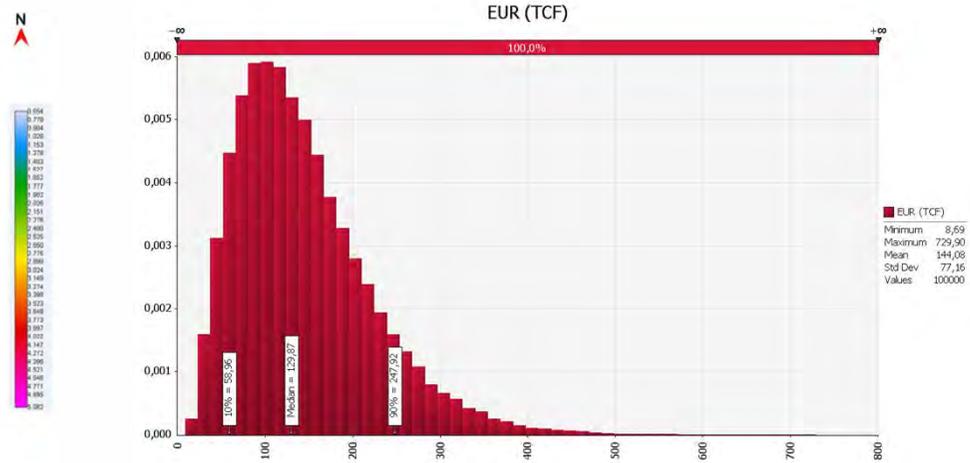
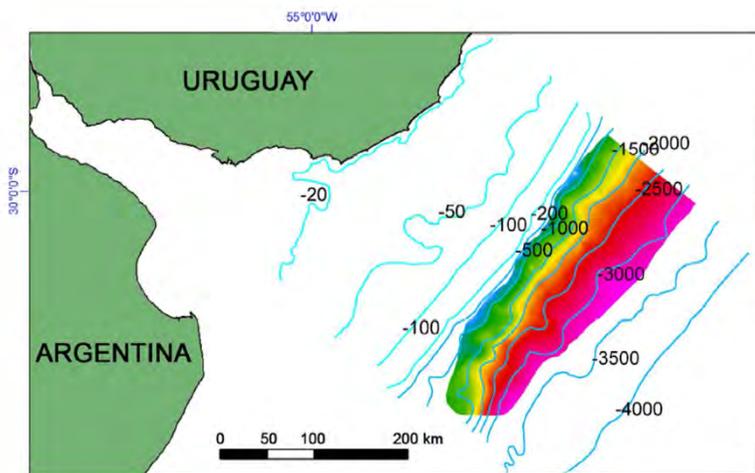
Para cada uno de los prospectos, la probabilidad de que esto ocurra se encuentra entre 5-10%.

Estimaciones volumétricas

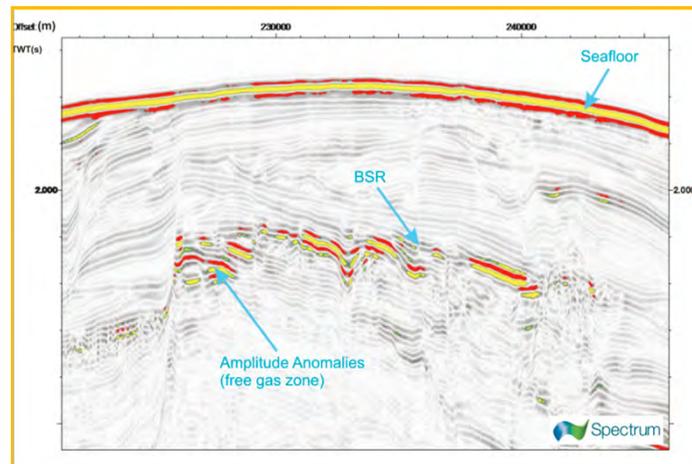
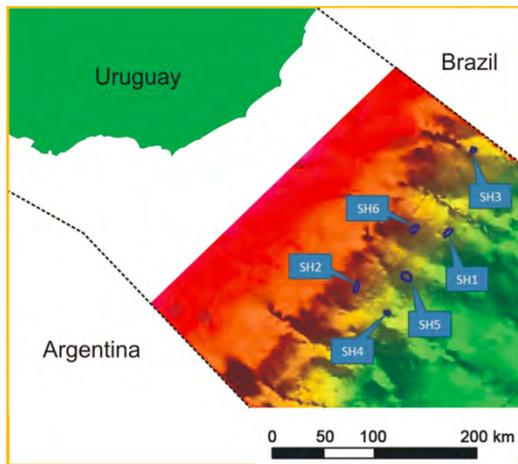


Contratos Salto y Piedra Sola al 100% (únicamente recursos convencionales)	Recursos Prospectivos (MMBbls)
Estimación de Baja - Conservadora (P90)	147
Mejor Estimación (P50)	404
Estimación de Alta - Optimista (P10)	910

Estimaciones volumétricas



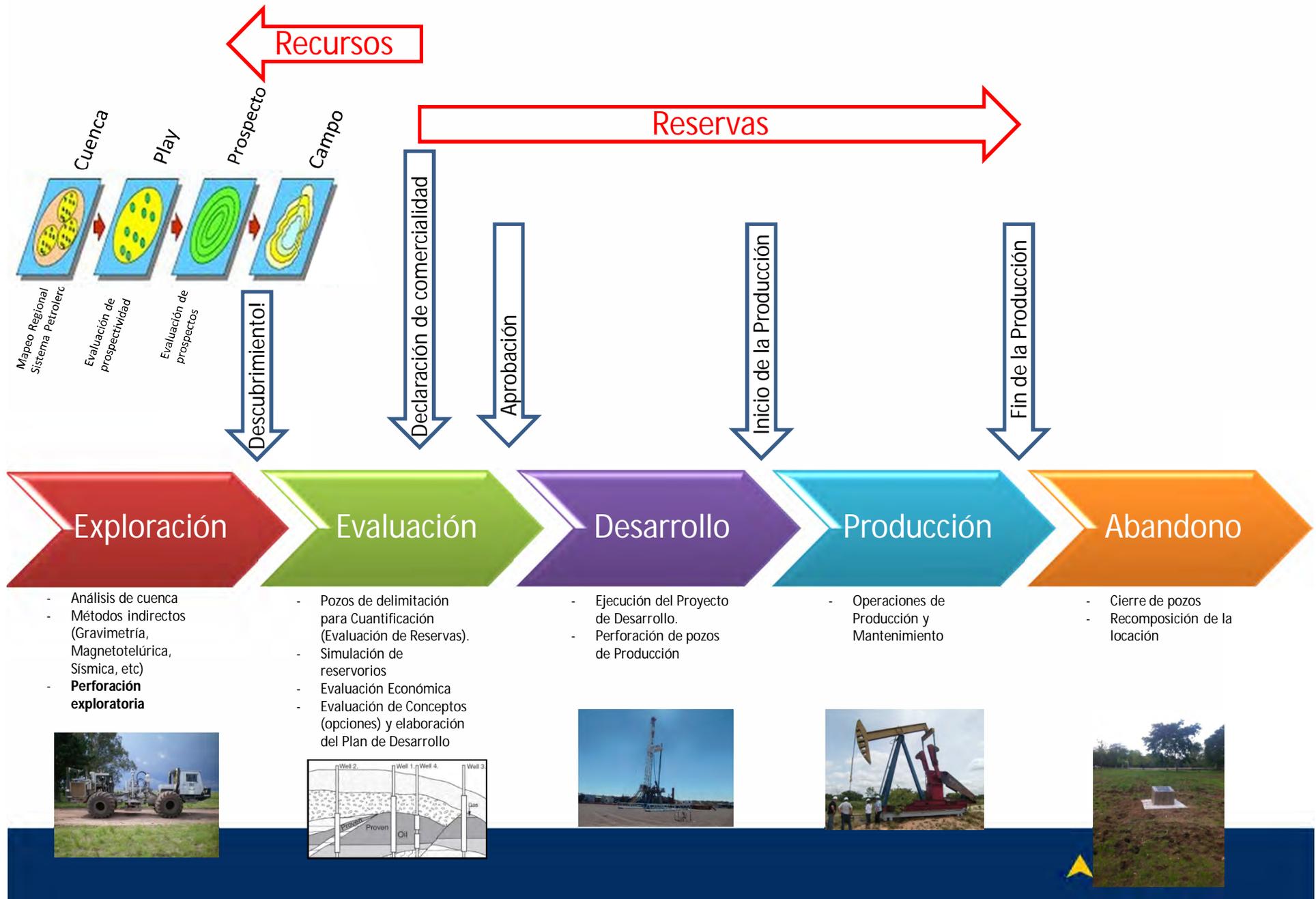
valor medio de EUR resulta en **144 TCF** siendo P90 = 59 TCF y P10 = 248 TCF



Prospect	P90	Mean	P10
SH1	114.4	439.1	873.5
SH2	33.6	113.9	221.5
SH3	43.9	145.8	277.2
SH4	16.0	52.8	102.8
SH5	76.8	305.1	615.4
SH6	33.3	113.9	220.0

Table 1. Range of EUR in billion cubic feet for each sub-hydrate prospect

Ingeniería de Perforación

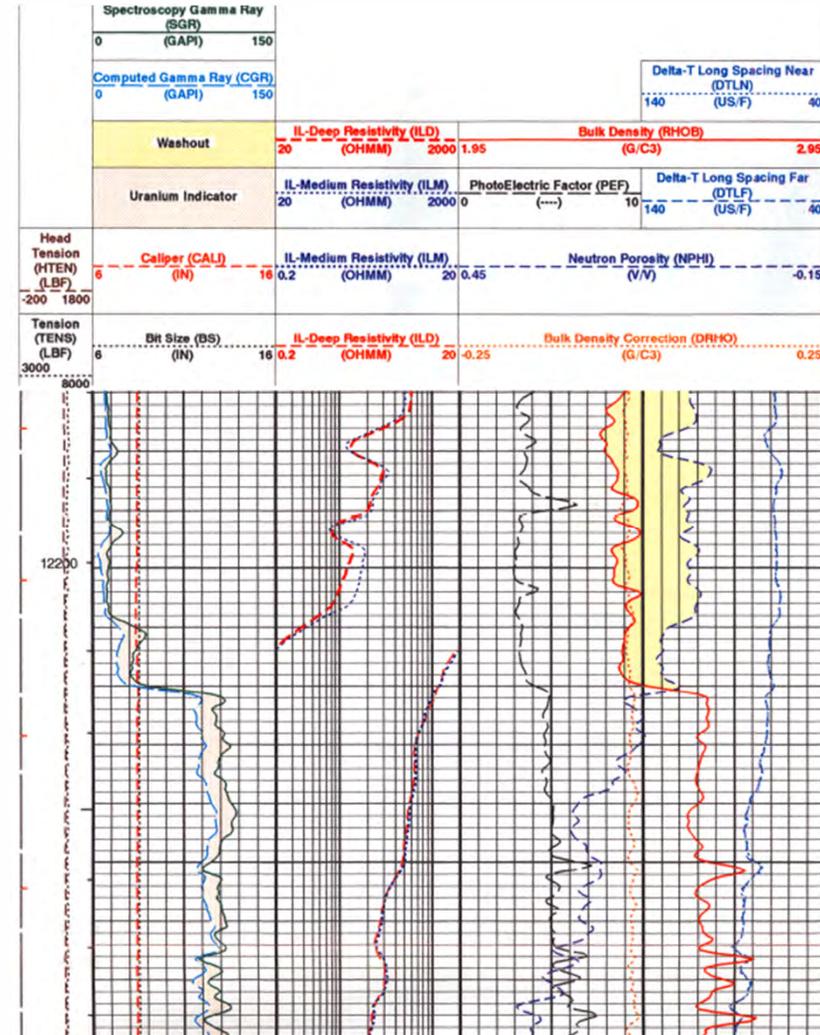


Ingeniería de Perforación

La **única** forma de confirmar la presencia de hidrocarburos es perforando un pozo exploratorio.

Los objetivos de los pozos exploratorios son:

- Determinar la presencia de hidrocarburos
- Generar datos geológicos (testigos, registros) para su evaluación
- Realizar un ensayo de pozo para determinar su productividad y obtener muestras de fluidos.



Fuente: Curso "Formation Evaluation" HW University; 2013

Ingeniería de Perforación

Pozos de evaluación:

Si se ha dado un descubrimiento económicamente atractivo en un prospecto, entonces la empresa ingresa en la fase de Evaluación de la vida del campo.

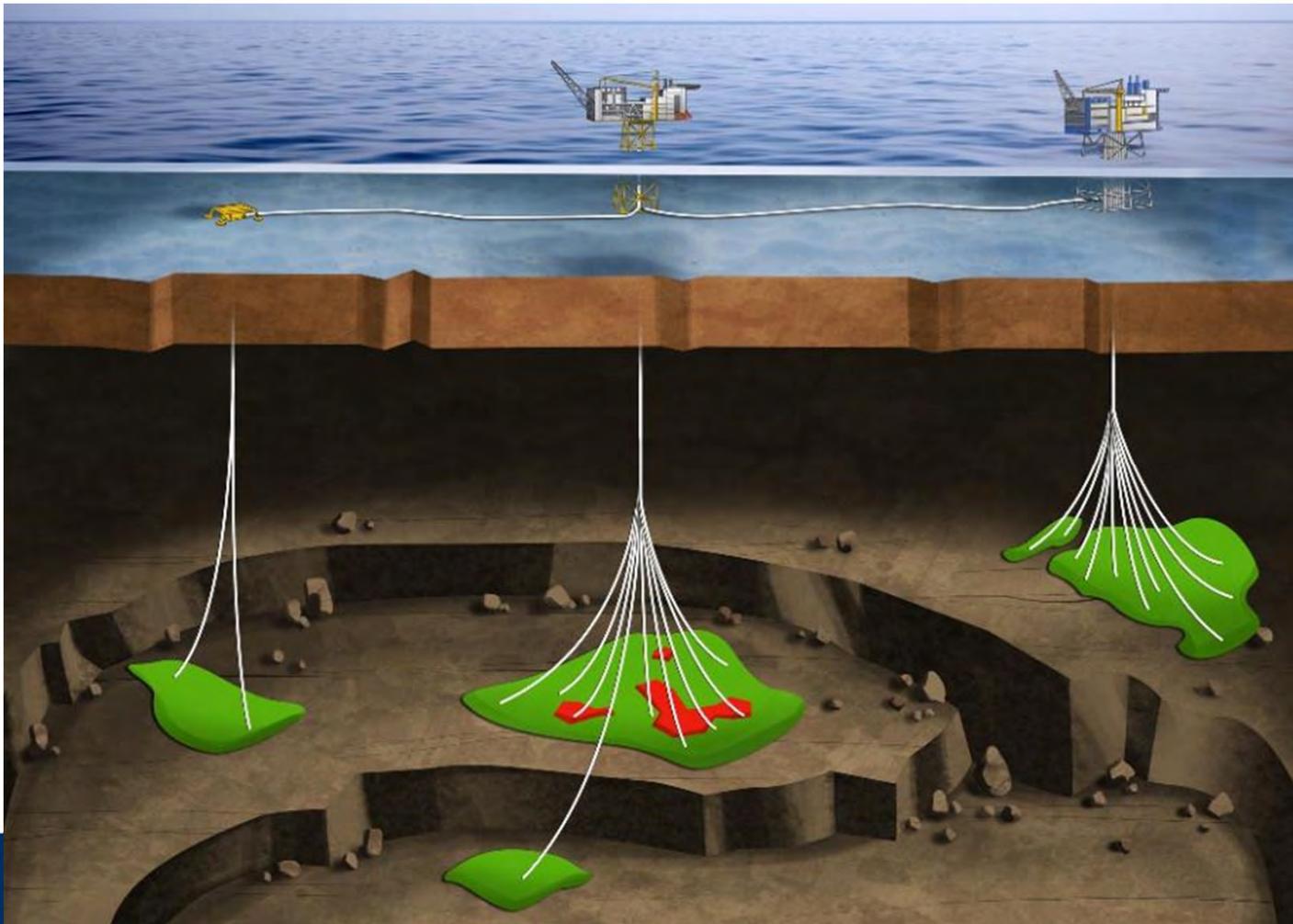
Durante esta fase, más secciones sísmicas pueden ser adquiridas y más pozos van a ser perforados para establecer la extensión lateral y vertical (delinear) del reservorio.

La información generada por los pozos de evaluación, será combinada con todos los otros datos previamente adquiridos. Entonces los ingenieros estudiarán la forma más efectiva (desde el punto de vista de los costos) en la que desarrollar el campo.

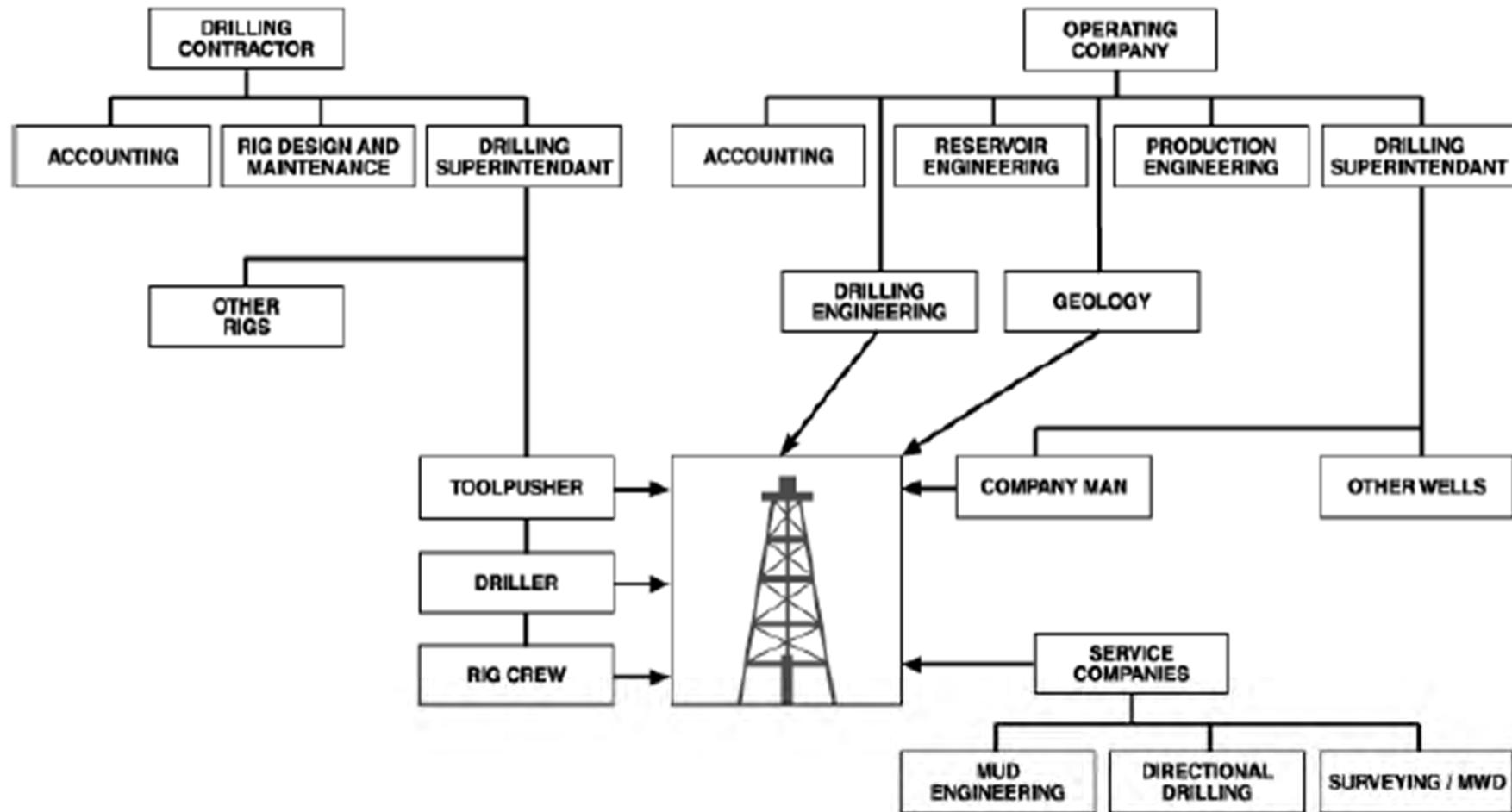
Ingeniería de Perforación

Pozos de desarrollo:

Si se obtiene la aprobación para el desarrollo, entonces la empresa comienza a perforar pozos de desarrollo y construir infraestructura de producción de acuerdo al **Plan de Desarrollo**.

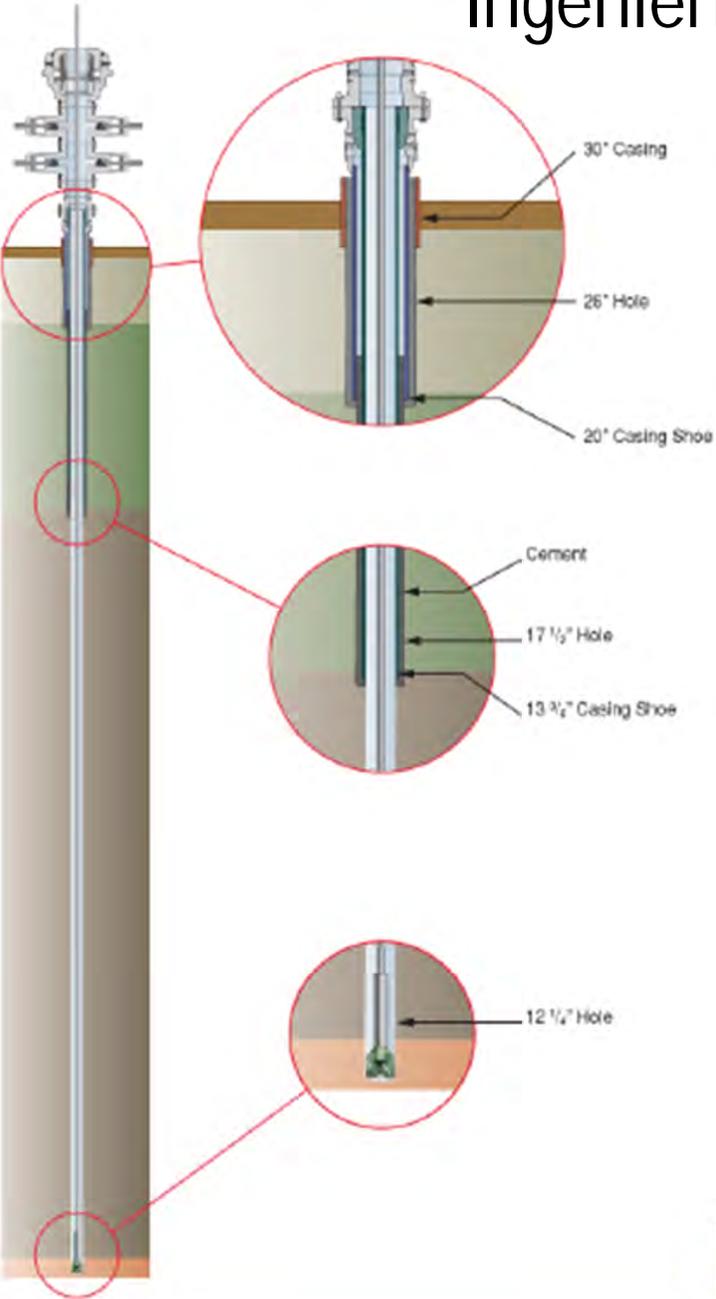


Ingeniería de Perforación



Fuente: Curso Drilling Engineering; HW University; 2012

Ingeniería de Perforación



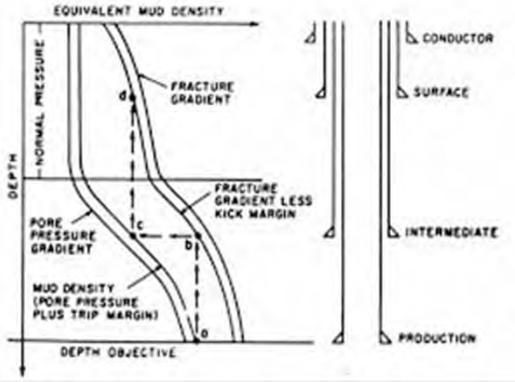
Sarta de perforación

Trépanos

Fluidos de perforación (lodos)

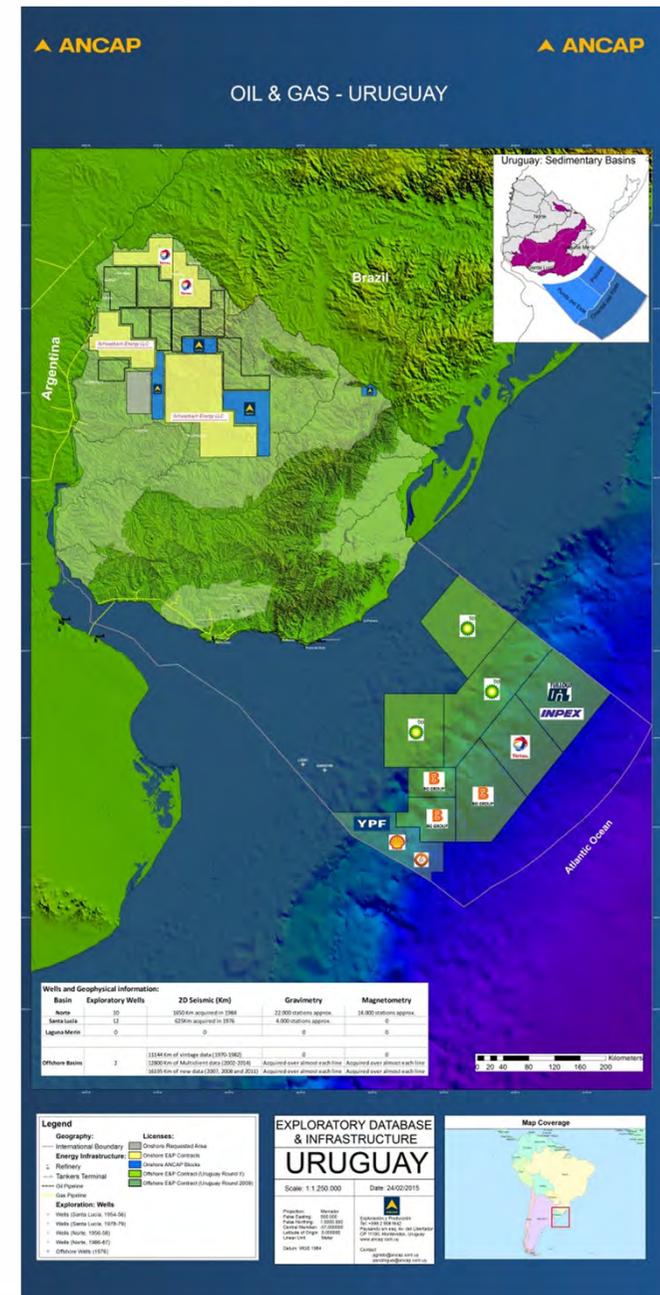
Casing

Cementación

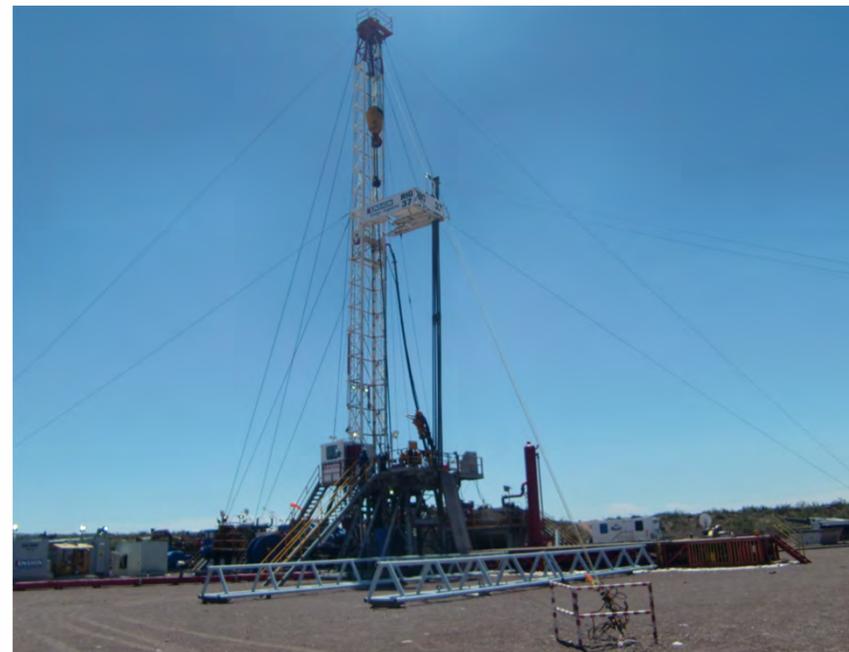


Próximas perforaciones en Uruguay

- Pozo en aguas ultra profundas – TOTAL 2016
- 4 Pozos onshore – SCHUEPBACH 2016/2017



Próximas perforaciones en Uruguay

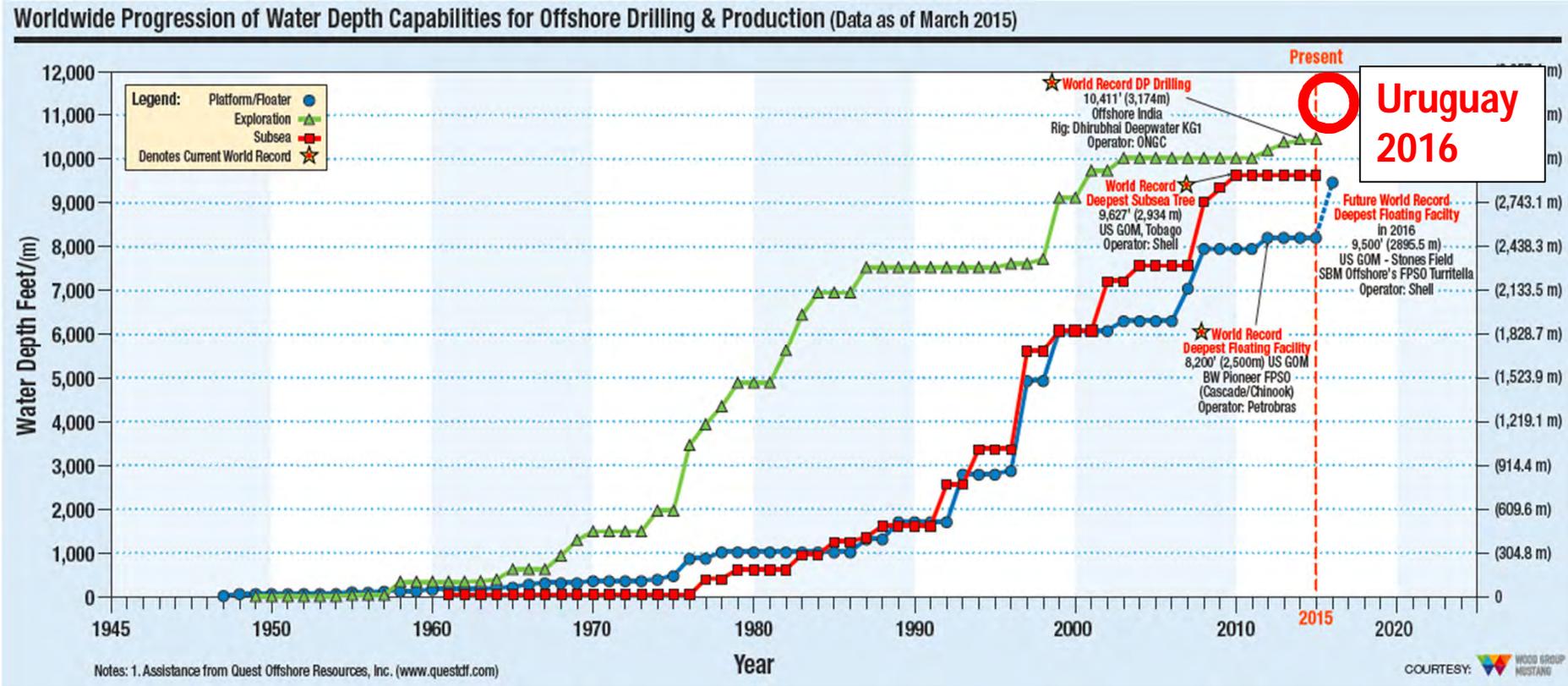


Próximas perforaciones en Uruguay

The image is a collage of industry-related content. At the top, there are five advertisements: FloaTEC (Certainty in uncertain times), FORUM (To have a more robust), DEEPWATER SOLUTIONS (Delivering Deepwater Solutions), and others. Below these is a large technical report titled "2015 DEEPWATER SOLUTIONS & RECORDS FOR CONCEPT SELECTION" by Offshore Magazine and Wood Group Mustang. The report includes various charts, tables, and diagrams related to deepwater drilling and production technology. Key elements include:

- World Class Engineering Services:** A section highlighting global experience and local delivery.
- Global Production Data:** A world map showing production volumes in different regions.
- Technical Charts:** Multiple graphs showing well depths, production rates, and operational timelines.
- Tables:** Detailed data tables for various wells and projects, including well names, depths, and completion dates.
- Operational Diagrams:** Visual representations of well layouts and production systems.

Próximas perforaciones en Uruguay



Próximas perforaciones en Uruguay

Planta de lodos



Próximas perforaciones en Uruguay

Equipos y tecnología



RESUMEN Y CONCLUSIONES

Comentarios finales

- ANCAP lideró el proceso de renovación de la exploración de hidrocarburos en Uruguay (promoción, negociación, fiscalización, evaluación de recursos y gestión de datos)
- La Ronda Uruguay 2009 tuvo resultados aceptables y sentó las bases de la Ronda Uruguay II, que fue la ronda récord a nivel mundial en lo que refiere a áreas de frontera exploratoria.
- Salto cuali y cuantitativo en cuanto a la información geológica y geofísica de nuestras cuencas offshore.

Comentarios finales

- Operan en nuestro país las más importantes petroleras del mundo, así como las empresas de servicios.
- El círculo virtuoso se debe a la sinergia con las empresas de servicios, mediante los contratos multiclientes y la realización de rondas, con frecuencia preestablecida y conocida por la industria.
- Los contratos obtenidos representan tajadas para el Estado Uruguayo comparables a los de los países productores.
- Para que se dé la comercialidad offshore se necesitan precios altos y yacimientos gigantes

Comentarios finales

- Las cuencas de Uruguay son de alto riesgo exploratorio, y se encuentran en etapa de exploración con un potencial interesante de recursos prospectivos onshore y offshore, con prospectos a perforar.
- En el escenario de un descubrimiento en los próximos años, seguiría una etapa de evaluación, y en caso de ser económicamente viable, su desarrollo y producción.
- El escenario de producción onshore sería con tecnologías y procesos típicos y estandarizados.
- El escenario de producción en aguas profundas requeriría una unidad flotante de producción y tecnología subsea.
- El escenario de producción de no-convencionales onshore no sería factible técnica y económicamente al nivel de conocimientos actuales.

Comentarios finales

- Se han aplicado las últimas tecnologías innovando tanto para la adquisición como para el procesamiento de datos geofísicos
- Se perforará un pozo que será record mundial respecto a profundidad de agua utilizando la última tecnología existente

¡Muchas gracias!

¿Preguntas?

sferro@ancap.com.uy

parodrigue@ancap.com.uy

pgristo@ancap.com.uy

jtomasini@ancap.com.uy

Manual de Operaciones Offshore

www.rondauruguay.gub.uy



Estudiantes y profesionales que cursaron el programa de capacitación en E&P de ANCAP en el 2014.



MUCHAS GRACIAS POR SU
ATENCIÓN

¿Preguntas?