



Reactivación de la producción gasífera

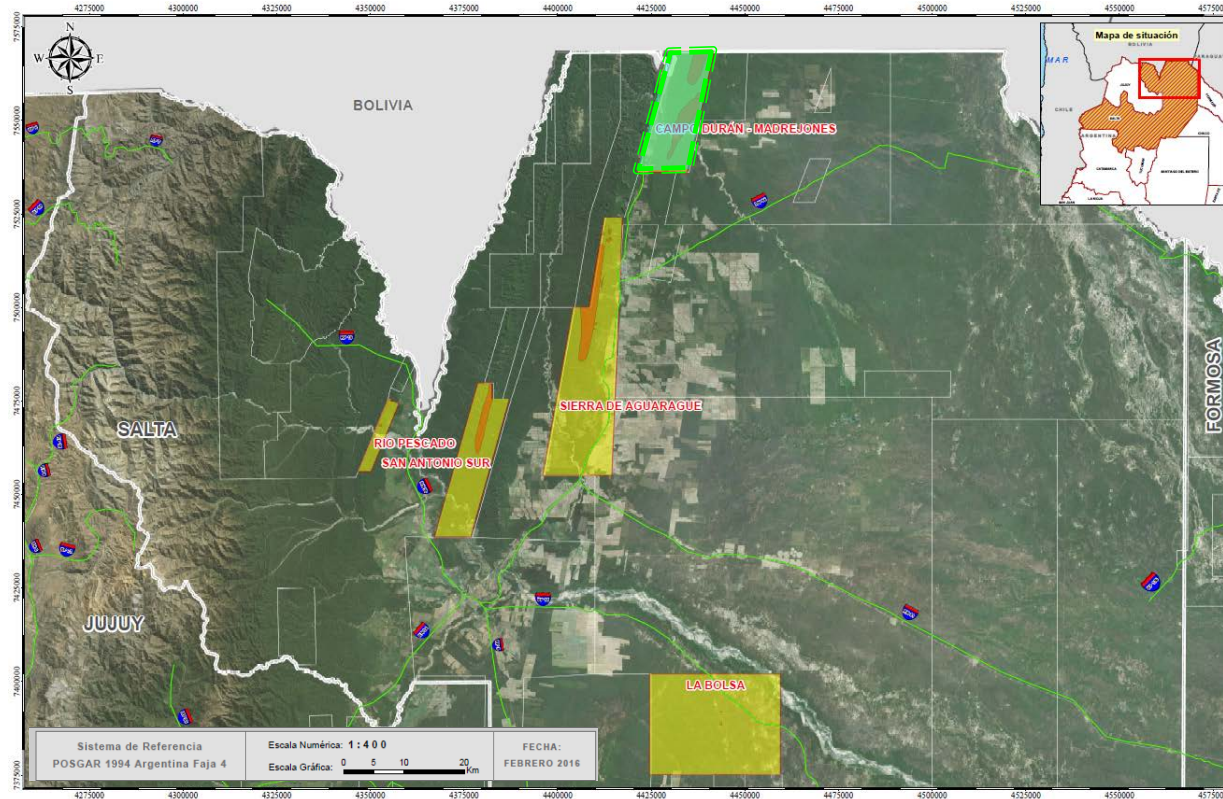
Areniscas Fm. Tupambi

Yacimiento Campo Duran

UTE Aguarague

**Ricardo Delupi \_ Matias Ghidina \_ Nicolás Strada**

# Yacimiento Campo Durán.

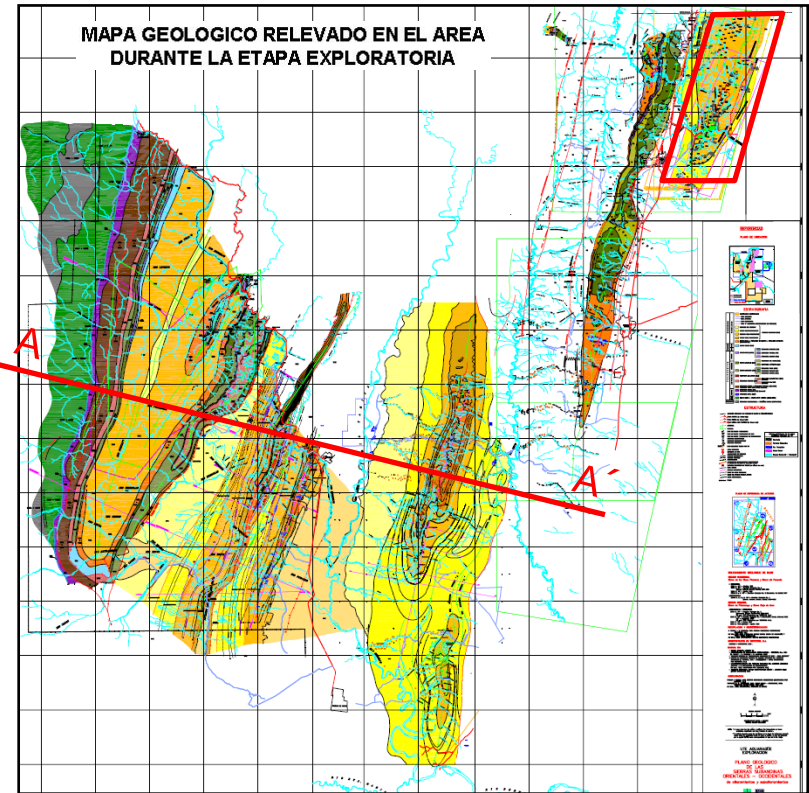
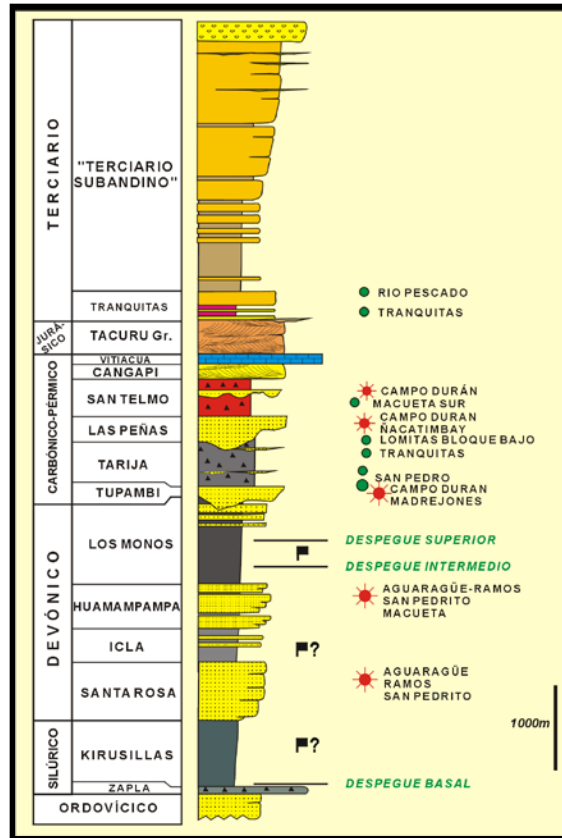


- ✓ Yacimiento operado por Tecpetrol, UTE Aguarague (YPF 53%, Tecpetrol 23 %, Petrobras 15 %, CGC 5% y Ledesma 4%).
- ✓ Formaciones Productivas: Tupambi, Las Peñas, San Telmo y Tranquitas.
- ✓ Pozo Descubridor CD-6 en 1951, a la fecha 72 pozos perforados (55 productivos Fm. Tupambi).
- ✓ Lote de explotación 77 km<sup>2</sup>, área remanente exploratoria 392 km<sup>2</sup>.
- ✓ Contrato actual de explotación desde 1993 hasta el 14 de Nov de 2027.
- ✓ 816 km de líneas sísmicas 2D y 193 km<sup>2</sup> de sísmica 3D registrada.

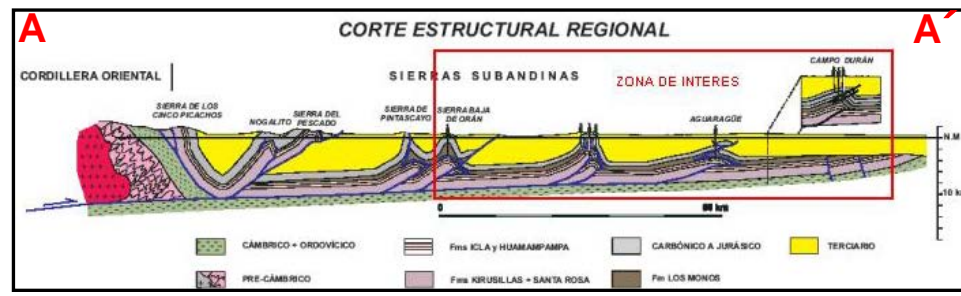
# Marco Geológico Regional Campo Durán



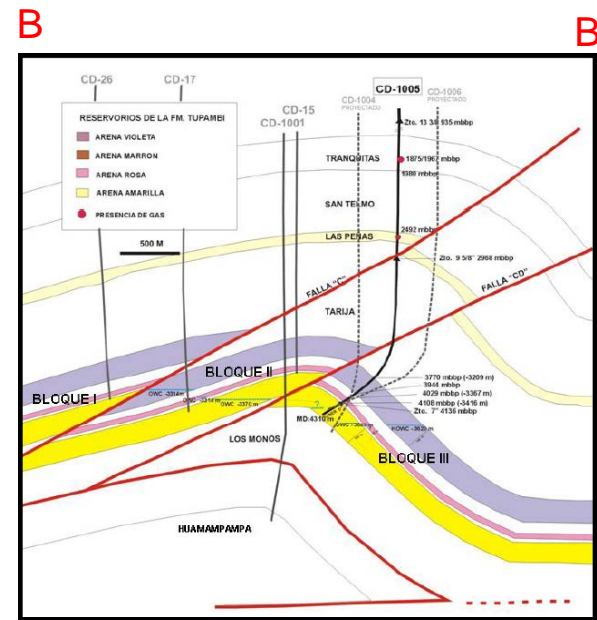
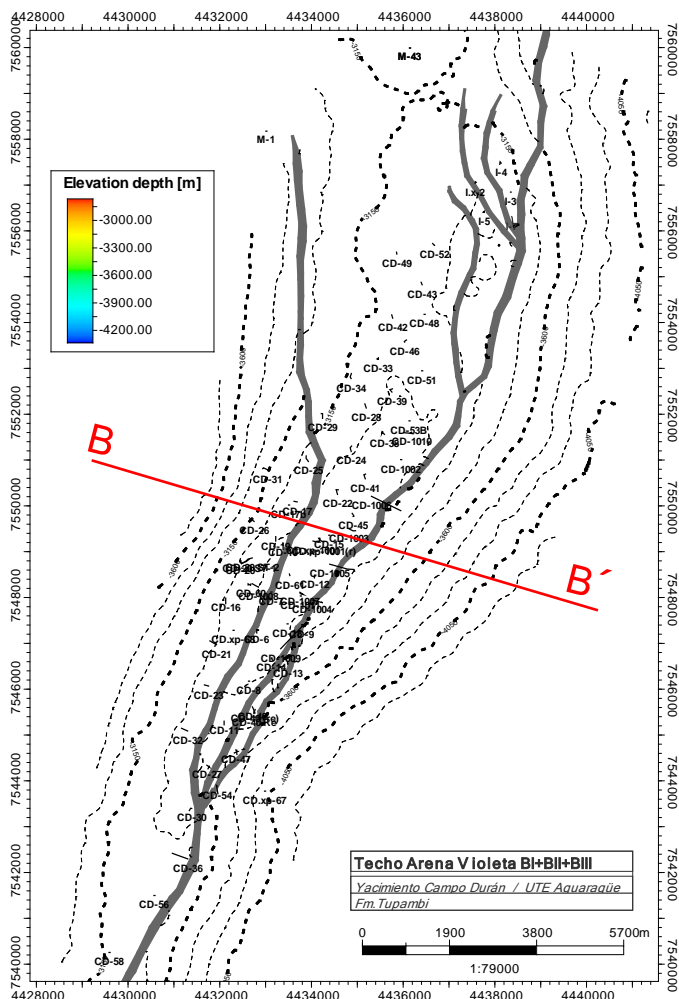
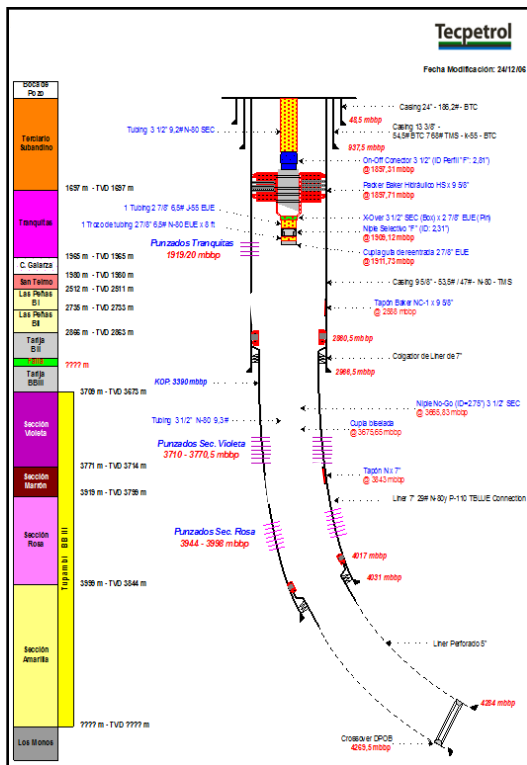
Campo Duran



- ✓ Campo Duran ubicado en la culminación anticlinal del más externo de los ejes estructurales subandinos.
- ✓ Yacimiento de gas y condensado con un halo de petróleo volátil.
- ✓ Mecanismo de drenaje: expansión en el casquete de gas, mas expansión del gas disuelto en el halo petrolífero.
- ✓ Pi 380 kg/cm<sup>2</sup>; Ti: 116° C.



# Marco Geológico Campo Durán



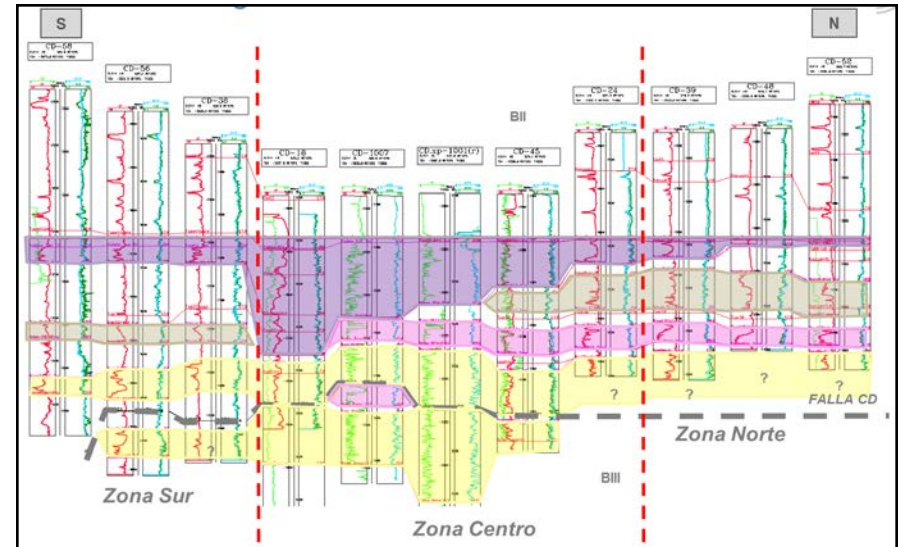
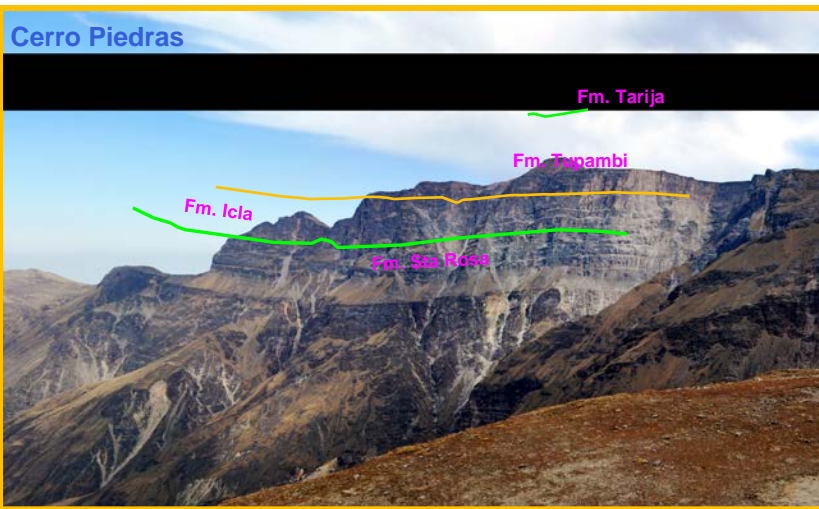
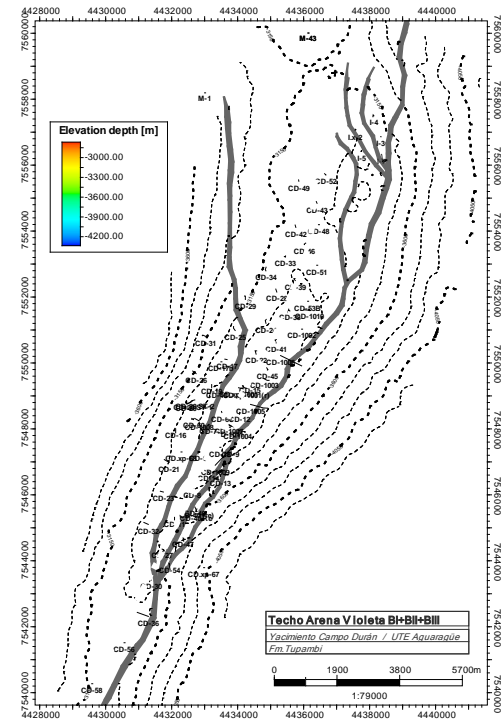
- ✓ Anticlinal asimétrico fallado por 2 corrimientos longitudinales vergentes hacia el Este. Dividen el yacimiento en 3 bloques independientes.
- ✓ La estructura del campo presenta un hundimiento Sur marcado, hacia el Norte una suave silla lo separa del yacimiento Madrejones.



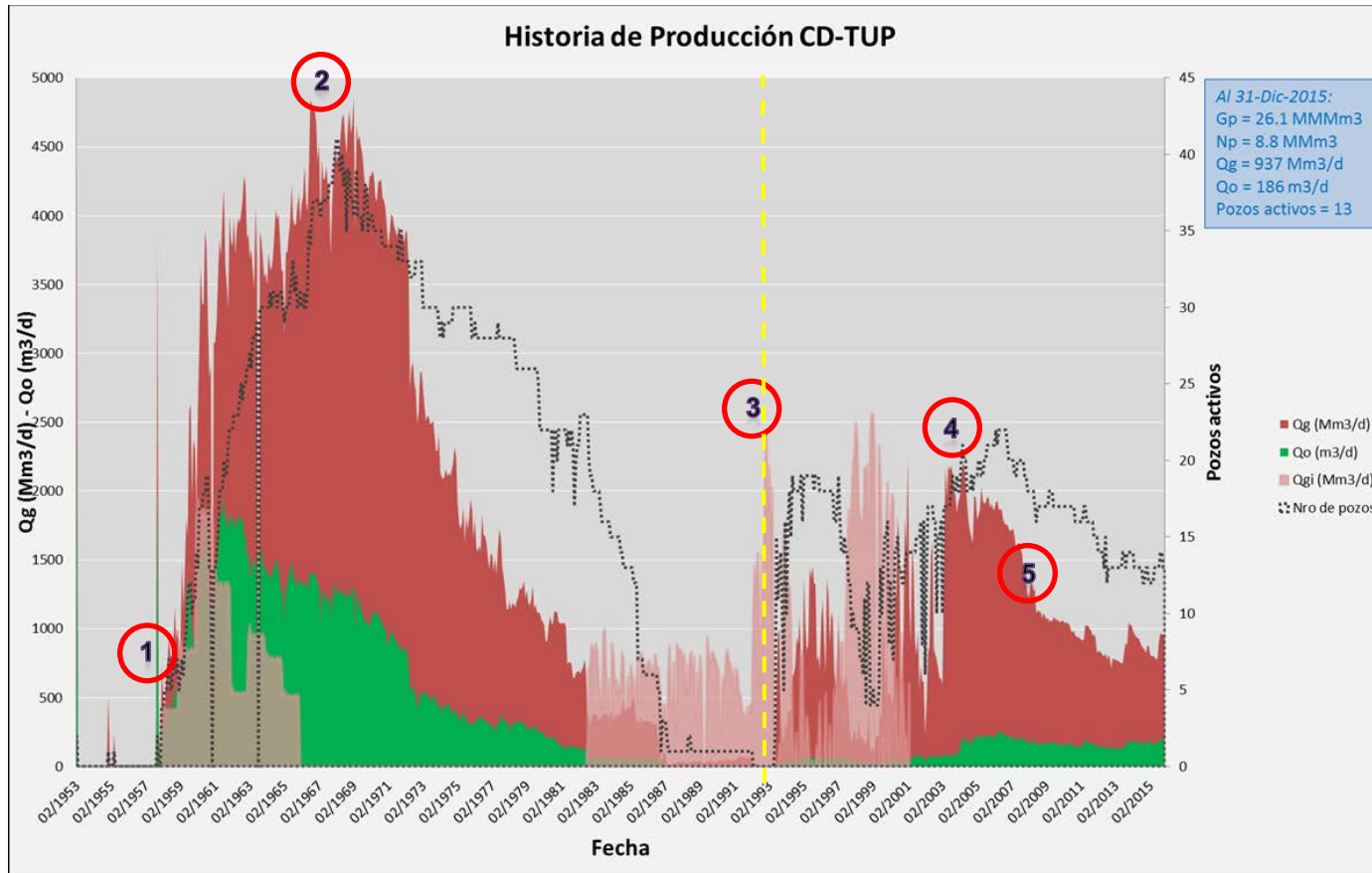
# Fm Tupambi en Campo Duran.



- ✓ Edad Carbónica Superior (Pensilvaniano).
- ✓ Espesores máximos de 500 m.
- ✓ Ambiente de barras de desembocadura y cuerpos de origen fluvial.
- ✓ Fuertes variaciones laterales reflejadas en cambio de facies y de espesor.
- ✓ Depositada sobre una paleogeografía sumamente irregular.
- ✓ Se divide en Secuencia Amarilla, Rosa, Marrón y Violeta.
- ✓ La porosidad es principalmente primaria (11,4 % a 14 %).
- ✓ Porosidad secundaria por fracturación (testigos corona).
- ✓ Permeabilidades variables de 44 mD a 17.4 mD.
- ✓ Profundidad media del reservorio 3000 m TVDSS.

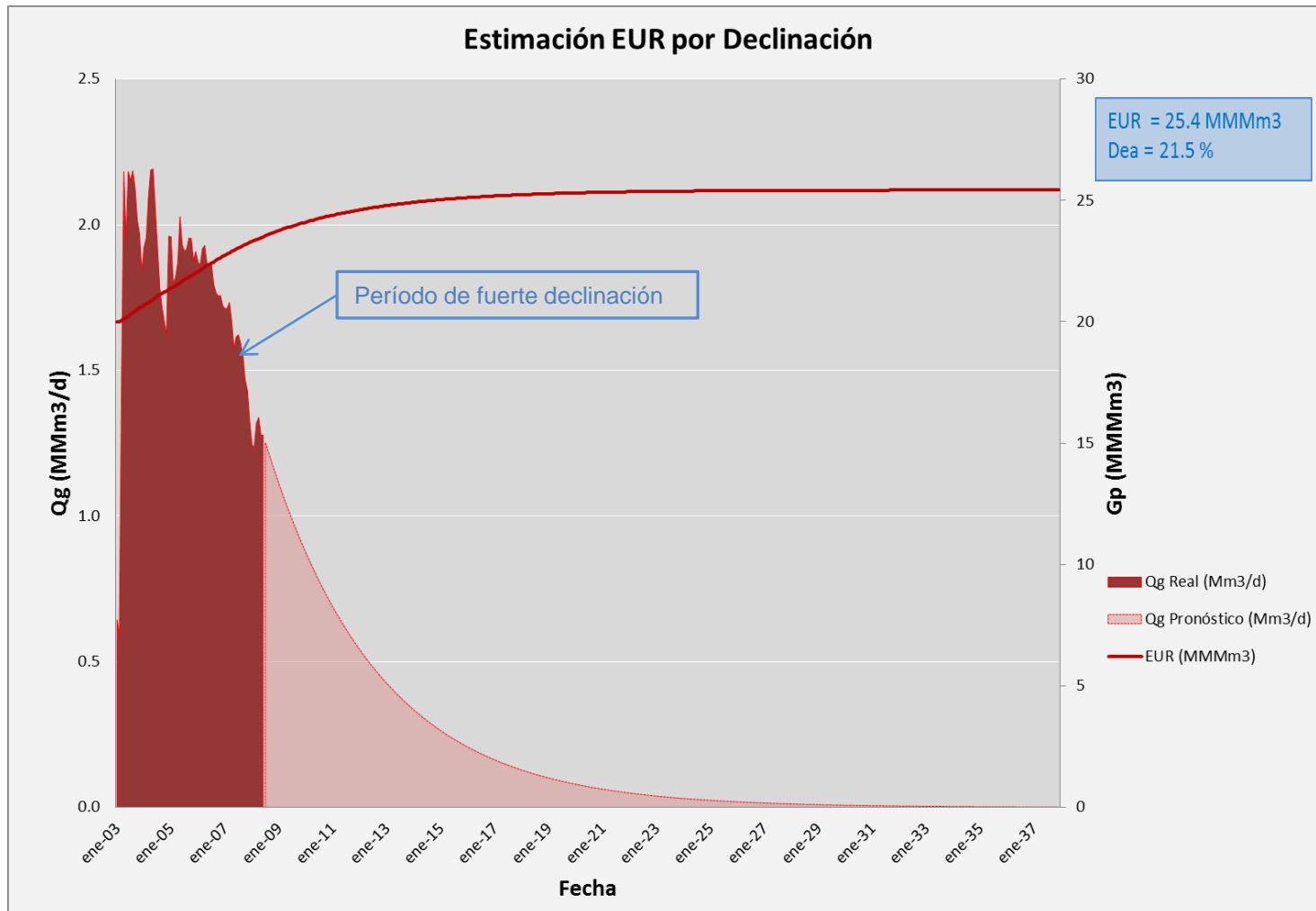


# Evolución de Producción Campo Durán – Fm Tupambi



- 1 Inicio del desarrollo después de descubrimiento CD-6.
- 2 Pico de actividad y producción.
- 3 UTE Aguaragüe toma la concesión del Yacimiento.
- 4 2do pico de actividad y producción
- 5 Período de fuerte declinación que motiva el análisis en profundidad del yacimiento.

# Cálculo de EUR por declinación (2008)



En el Año 2008 se inicia el estudio integral de reservorio buscando incrementar las reservas del yacimiento .

# Estudios Realizados - Implementación.



Revisión histórica Legajos de Pozo

Análisis histórico de Producción

Correlación detalle Pozo-Pozo

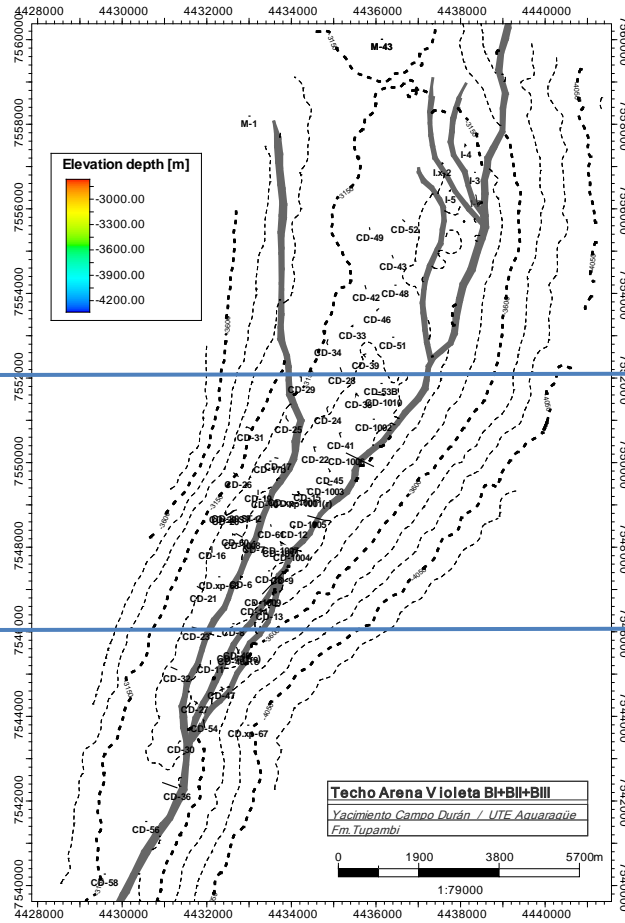


Análisis de Mediciones de Presión





# Balance de Materia Fm. Tupambi. (2008)



**Zona Norte**  
OGIP x Bal de Mat 5450 MMm3

**Zona Centro**  
OGIP x Bal de Mat 29000 MMm3

**Zona Sur**  
OGIP x Bal de Mat 4590 MMm3

- ✓ Trabajo realizado en 2008.
- ✓ Considerando las variaciones estratigráficas se divide en Zona Norte, Centro y Sur.
- ✓ Recopilación de Datos de Presión de Pozos.
- ✓ Análisis de Pozos Productores.
- ✓ Análisis de Pozos reinyectores de Gas.
- ✓ Calculo de Reservas y Recursos.
- ✓ Presión de Abandono.
- ✓ Acumulada Final.
- ✓ Programa de Desarrollo.

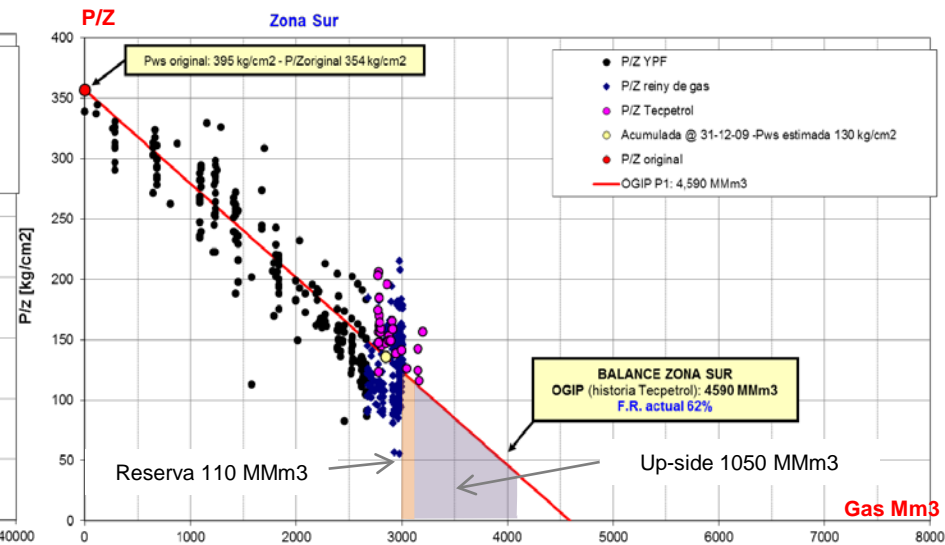
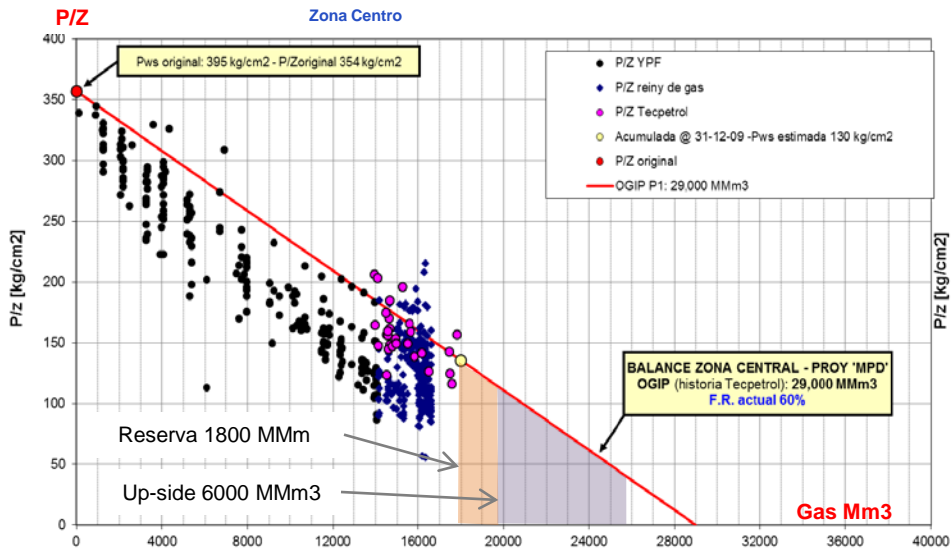
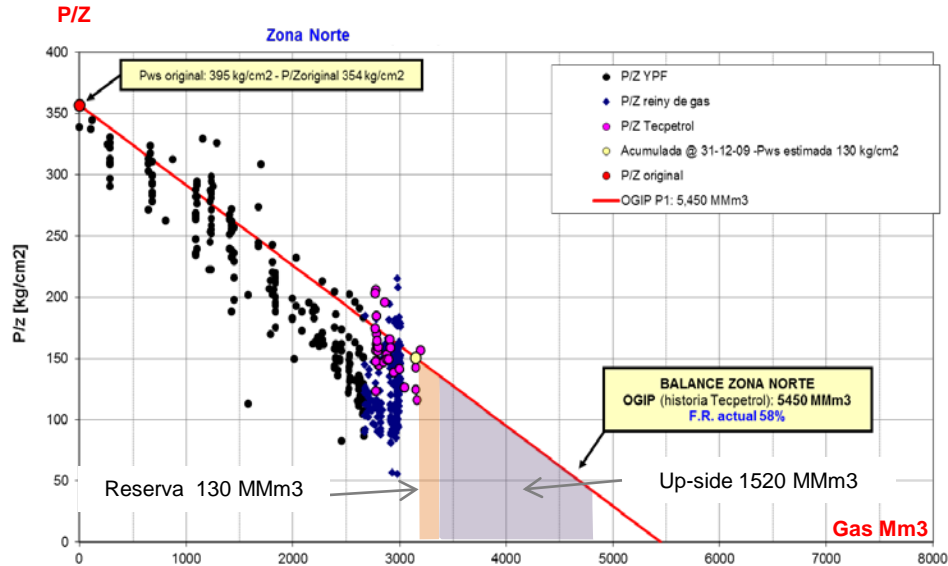
**Total OGIP: 39040 MMm3**

**EUR: 34500 MMm3; FR: 88%, Presión de Abandono 40 Kg/cm<sup>2</sup>**

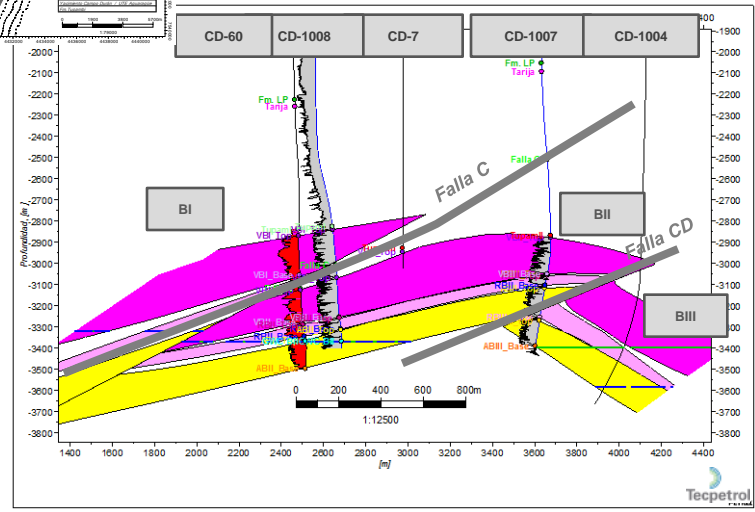
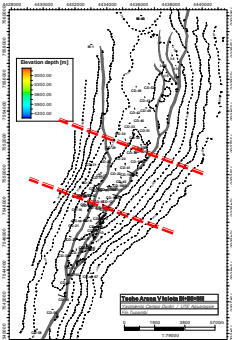
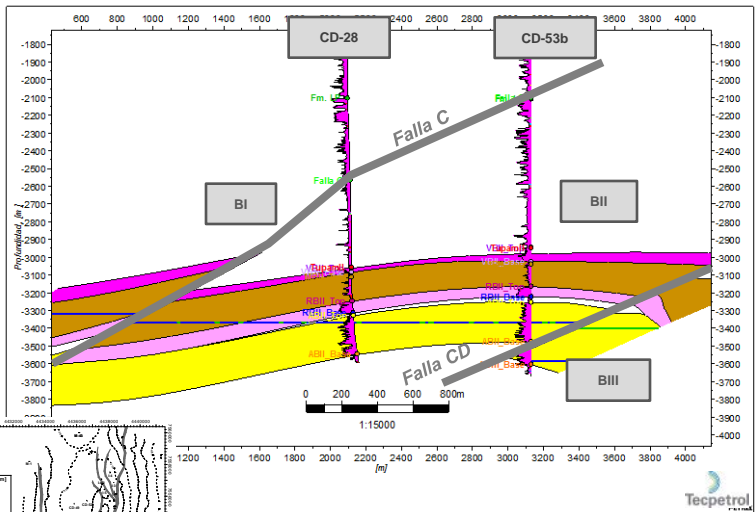
# Balance de Materia Fm. Tupambi.



Año 2008



# Generación Modelo Estructural \_ Estratigráfico Campo Duran.



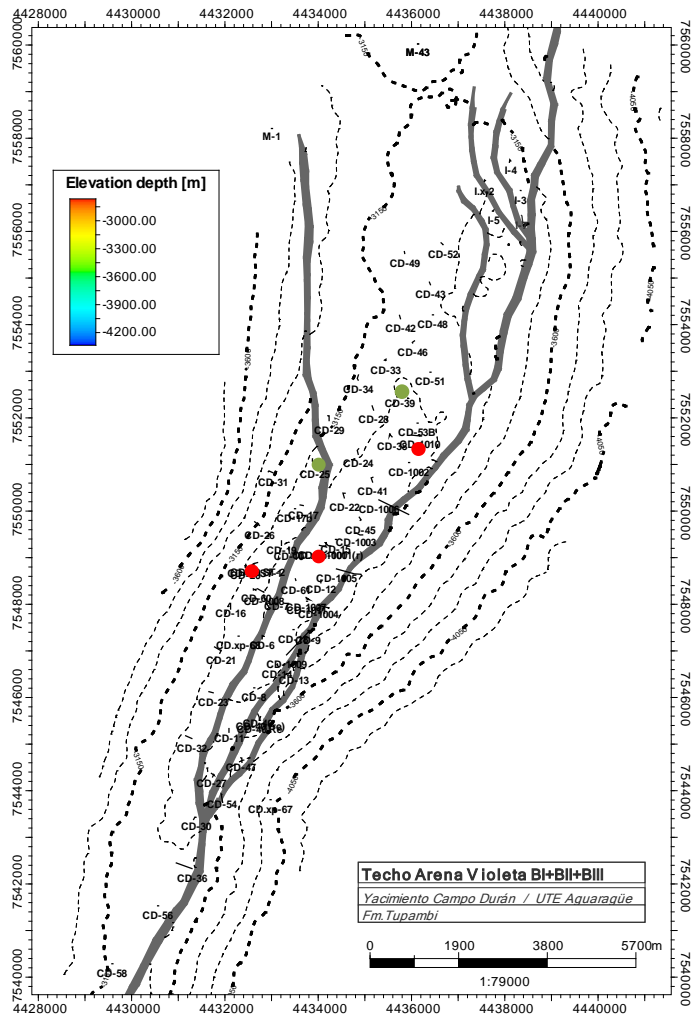
## Análisis Realizados

- ✓ Revisión Controles Geológicos\_ Análisis de Coronas.
- ✓ Correlación detalle Pozo-Pozo.
- ✓ Reinterpretaciones Sísmicas.
- ✓ Reinterpretaciones Perfiles de Buzamiento.
- ✓ Análisis Petrofísicos.

## Definiciones Modelo Estructural\_ Estratigrafico

- ✓ Incertidumbre estructural en BIII
- ✓ Grandes variaciones laterales (cambios faciales).
- ✓ Relaciones estratigráficas complejas (relaciones erosivas).
- ✓ Predicción de calidad de reservorio compleja.

# Pozos Reemplazos

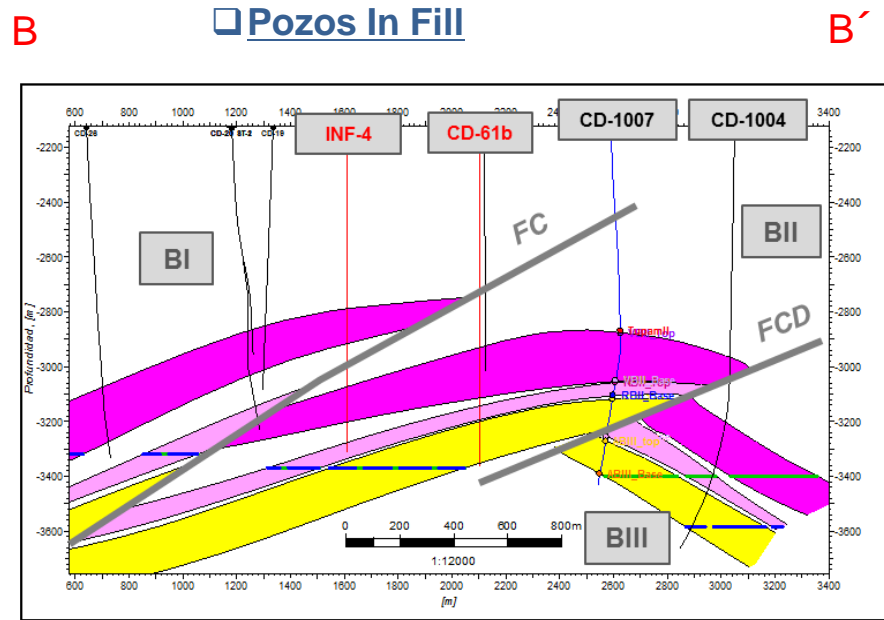
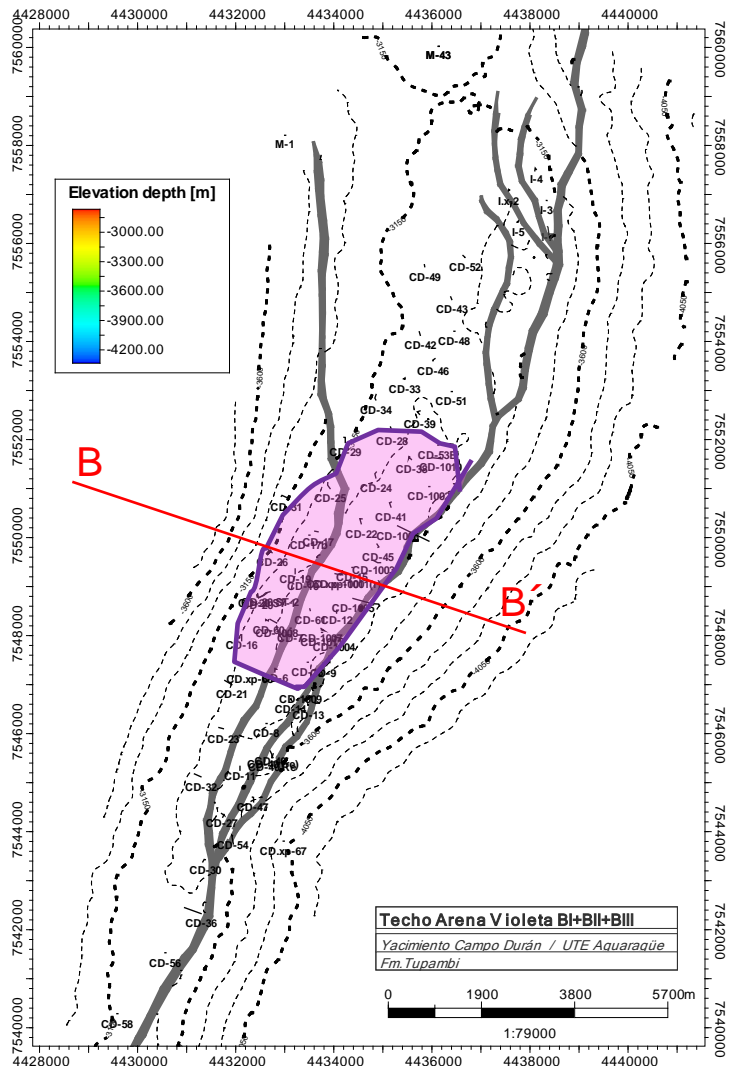


## Reemplazo de Pozos parados por problemas mecánicos.

- 3 Pozos Reemplazo ya perforados (CD-1001r, CD-1008 y CD-1010)
- 2 Pozos de Reemplazo Propuestos.  
CD-25 (CD-1013)  
CD-39 (CD-1016)

Los 3 pozos de reemplazo perforados se estima acumularían en promedio 275 MMm3 de Gas

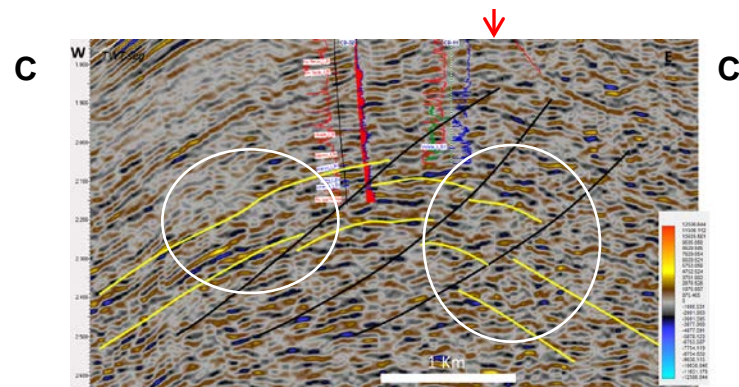
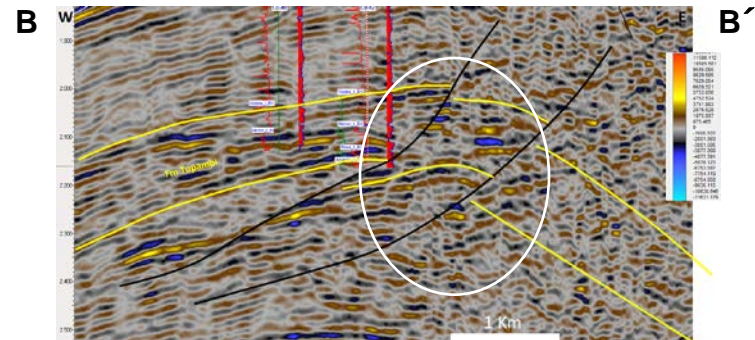
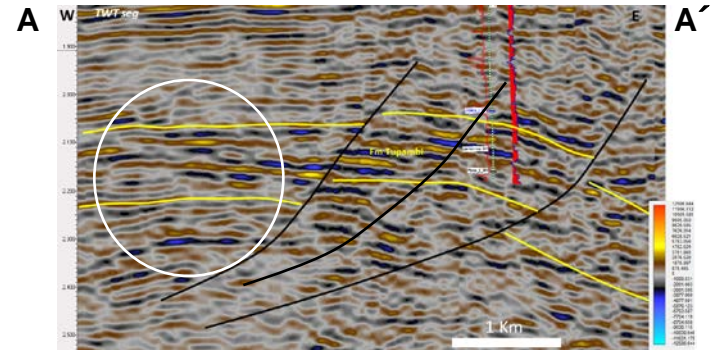
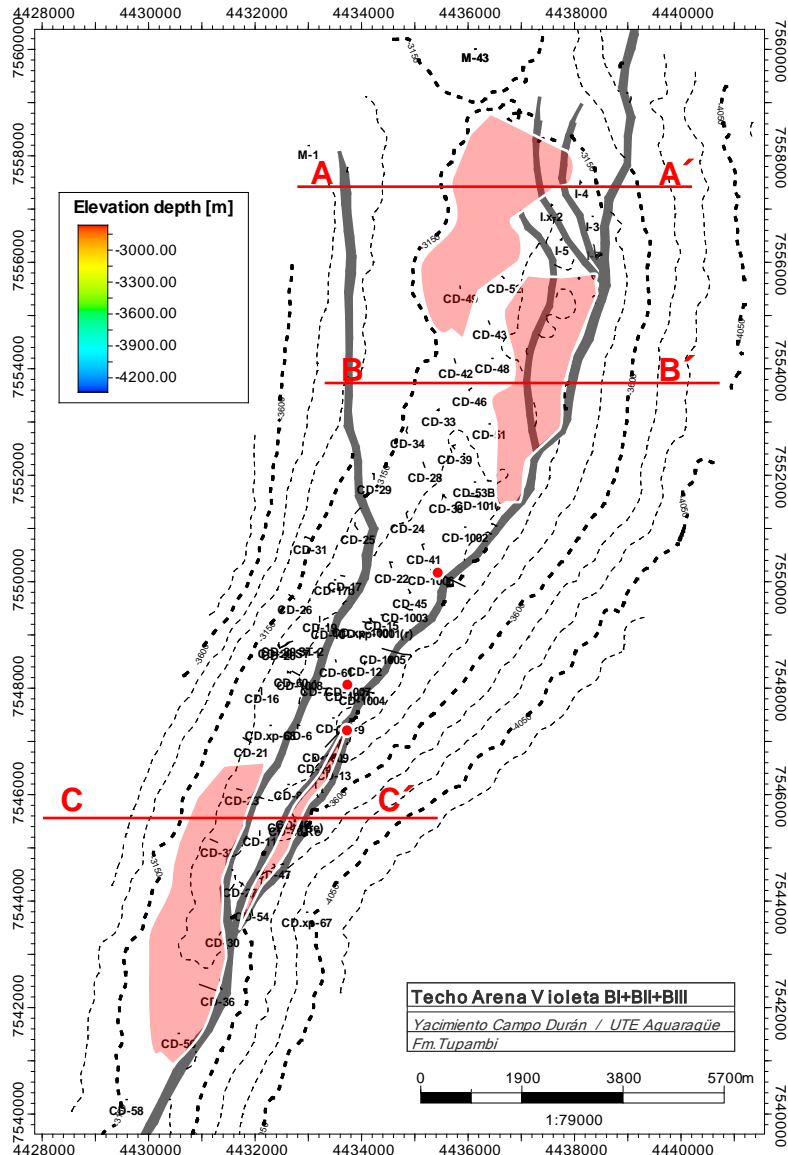
# Pozos Reemplazos \_ Pozos In fill



- ✓ Distanciamiento Aproximado promedio de 600 m.
- ✓ Objetivos Secuencia Arenosa Fm. Tupambi Bloque I/II

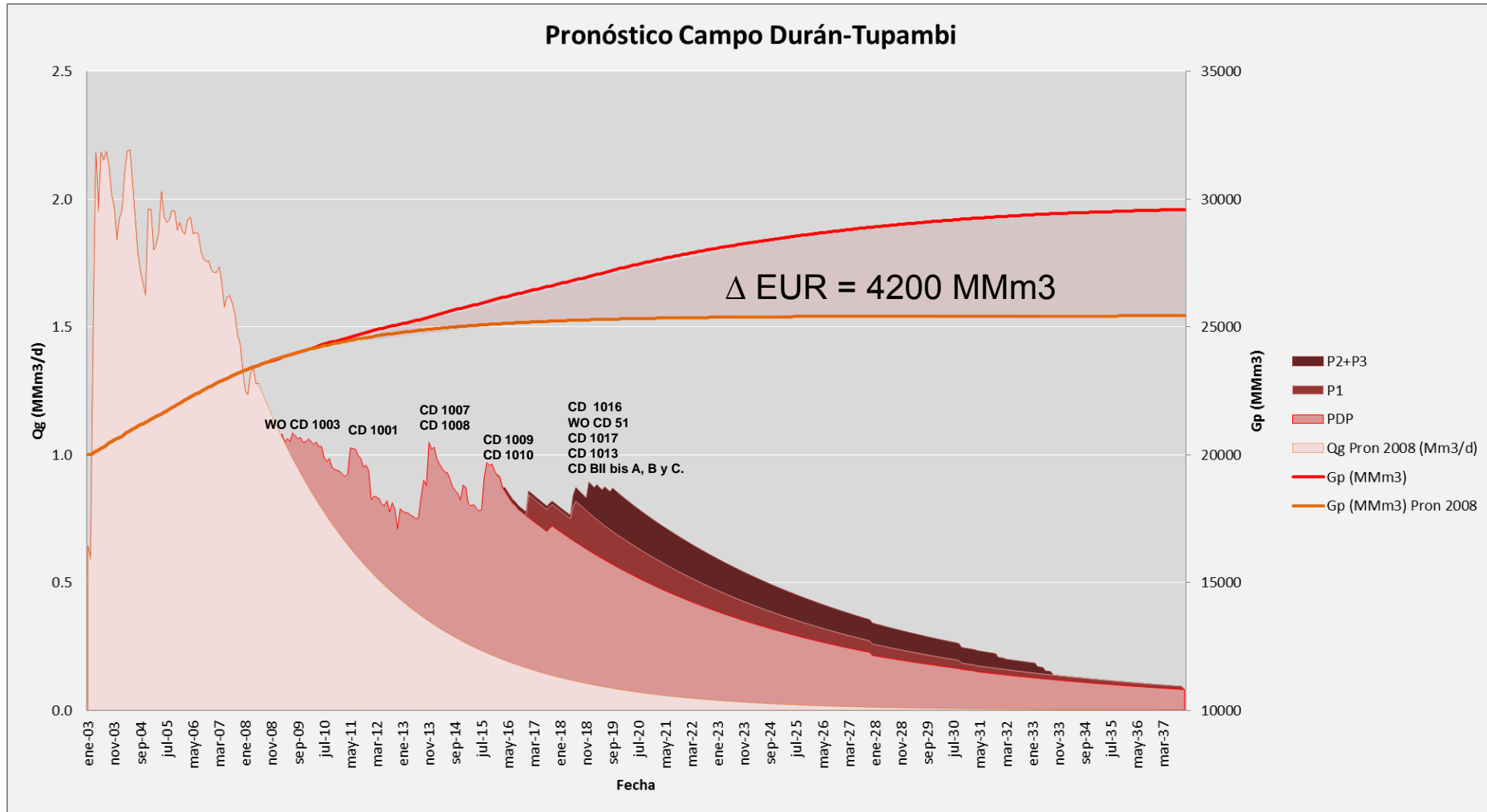


# Pozos Nuevos Perforados y zonas en Estudio.



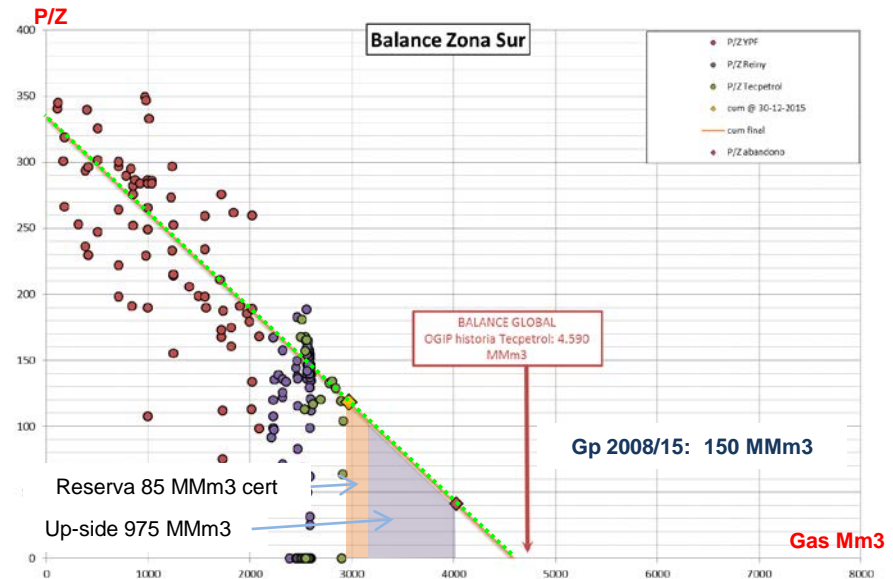
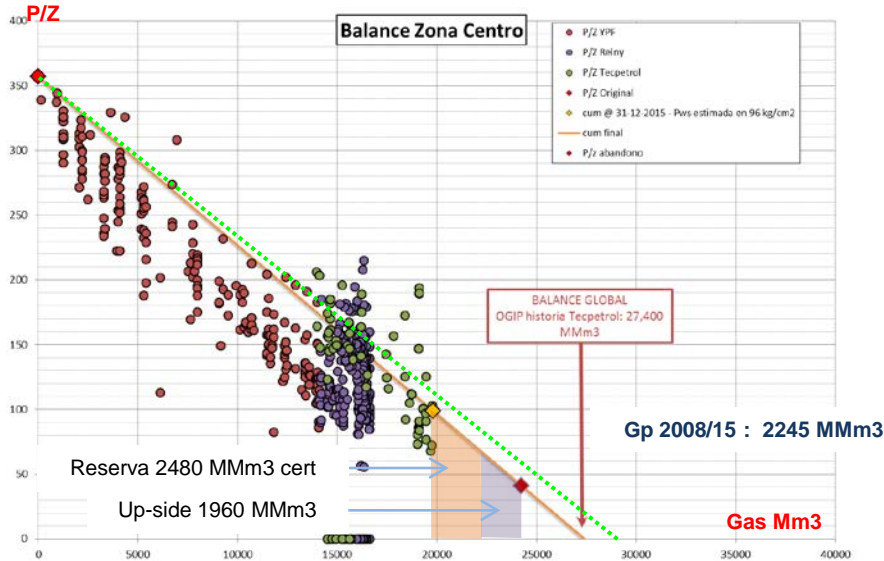
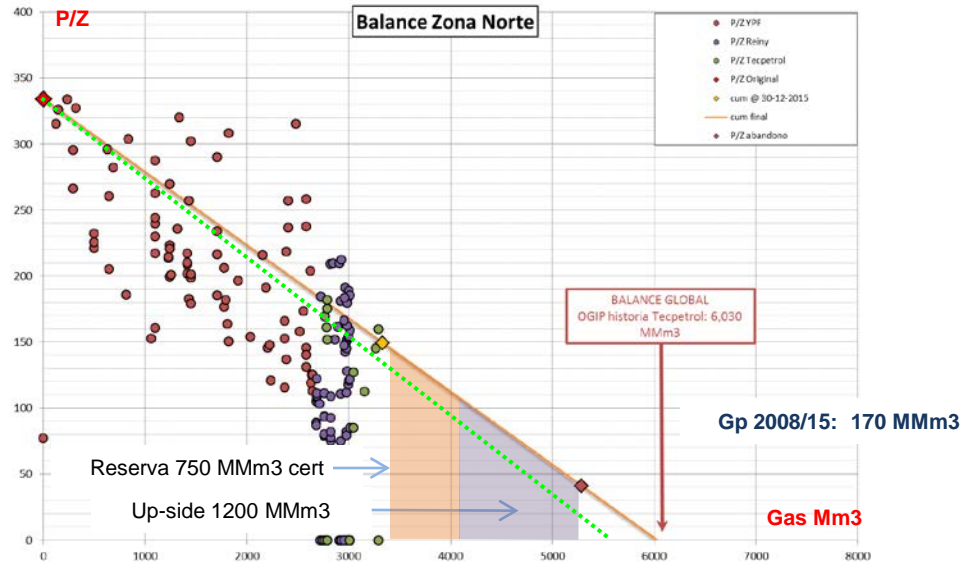
 Zonas con propuestas Pozos Nuevos-En Estudio.  
 Pozos Nuevos Perforados desde 2008

# Producción y Pronóstico CD-TUP



# Balance de Materia Fm. Tupambi.

Año 2015





# Conclusiones

- ✓ Desde el año 2008 a la fecha, los estudios de reservorio y los trabajos realizados en la perforación de pozos nuevos y en la reparación de pozos existentes permitieron incrementar la producción gasífera de un yacimiento maduro (Campo Durán - Fm. Tupambi), reducir la declinación global del yacimiento y aumentar significativamente la reserva a desarrollar.

Campo Duran	Reserva 2008 MMm3 ( a )	Producción 2008/2015 MMm3 ( b )	Reserva 2015 MMm3 ( c )	Indice de Incremento $( b ) + ( c ) / ( a )$
Zona Norte	130	170	750	708%
Zona Central	1800	2245	2480	263%
Zona Sur	110	150	85	214%
Total	2040	2565	3315	288%

- ✓ El cálculo de Balance de Materia por zonas, el análisis de datos actuales de producción y presión en cada nivel de la formación Tupambi y la actualización del modelo geológico (estratigráfico-estructural) permiten definir en forma metodológica un plan de desarrollo sustentable en el tiempo, identificando:
  - Reemplazos de Pozos.
  - Identificación de Pozos in-fill.
  - Perforación en nuevas zonas de reservas P2-P3.