

Jornadas Conjuntas de Perforación-Terminación, Reparación y Estimulación de Pozos

Comodoro Rivadavia, 25 - 27 de Agosto de 2003

ESTIMULACIONES HIDRAULICAS CON AGUA (una alternativa técnico económica)

Autores:

F. Maggi - Reservorio Medanito

E. Alfaro - Contrucción de Pozos CTA

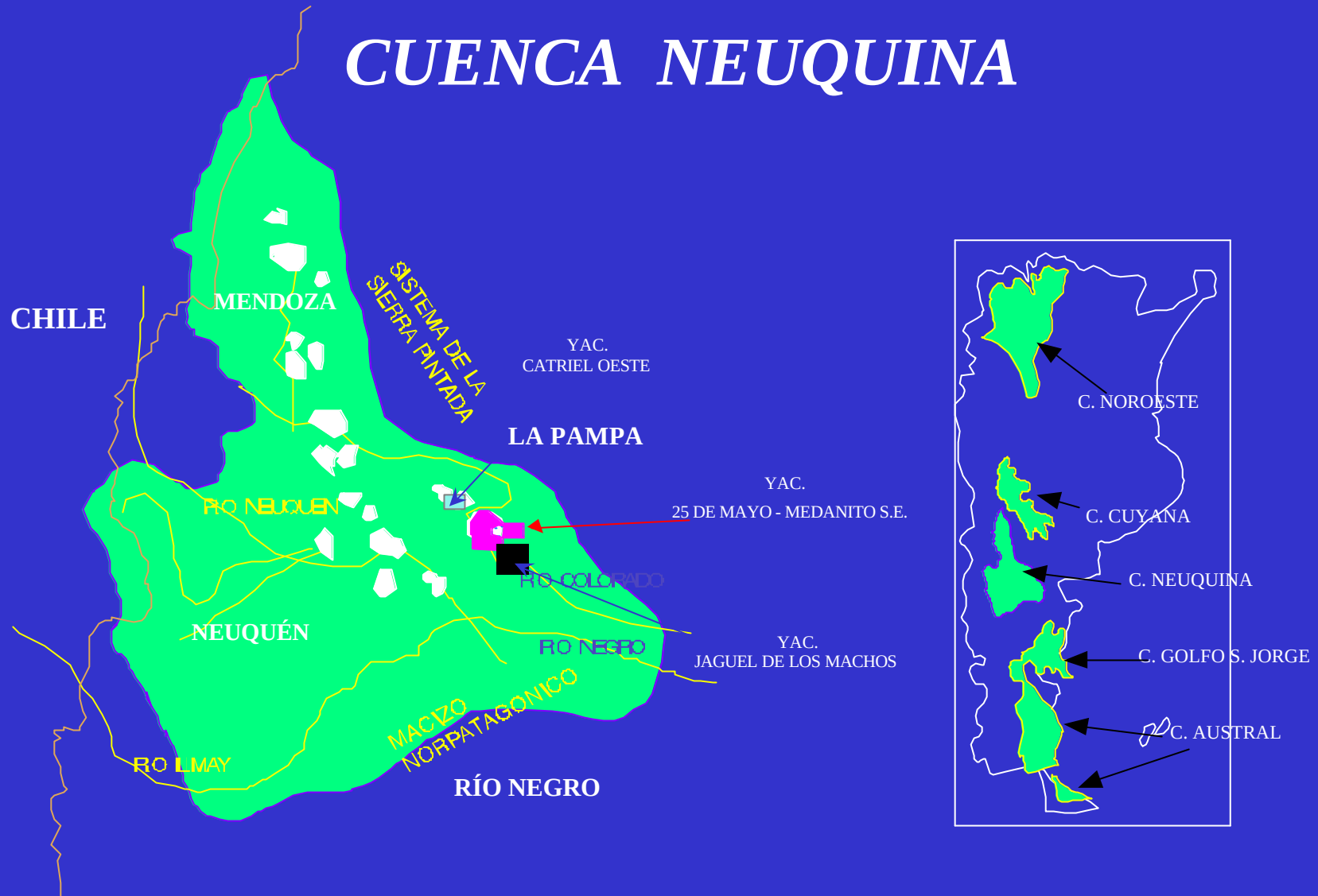
C. Ferraris - Contrucción de Pozos CTA

E&P - Argentina

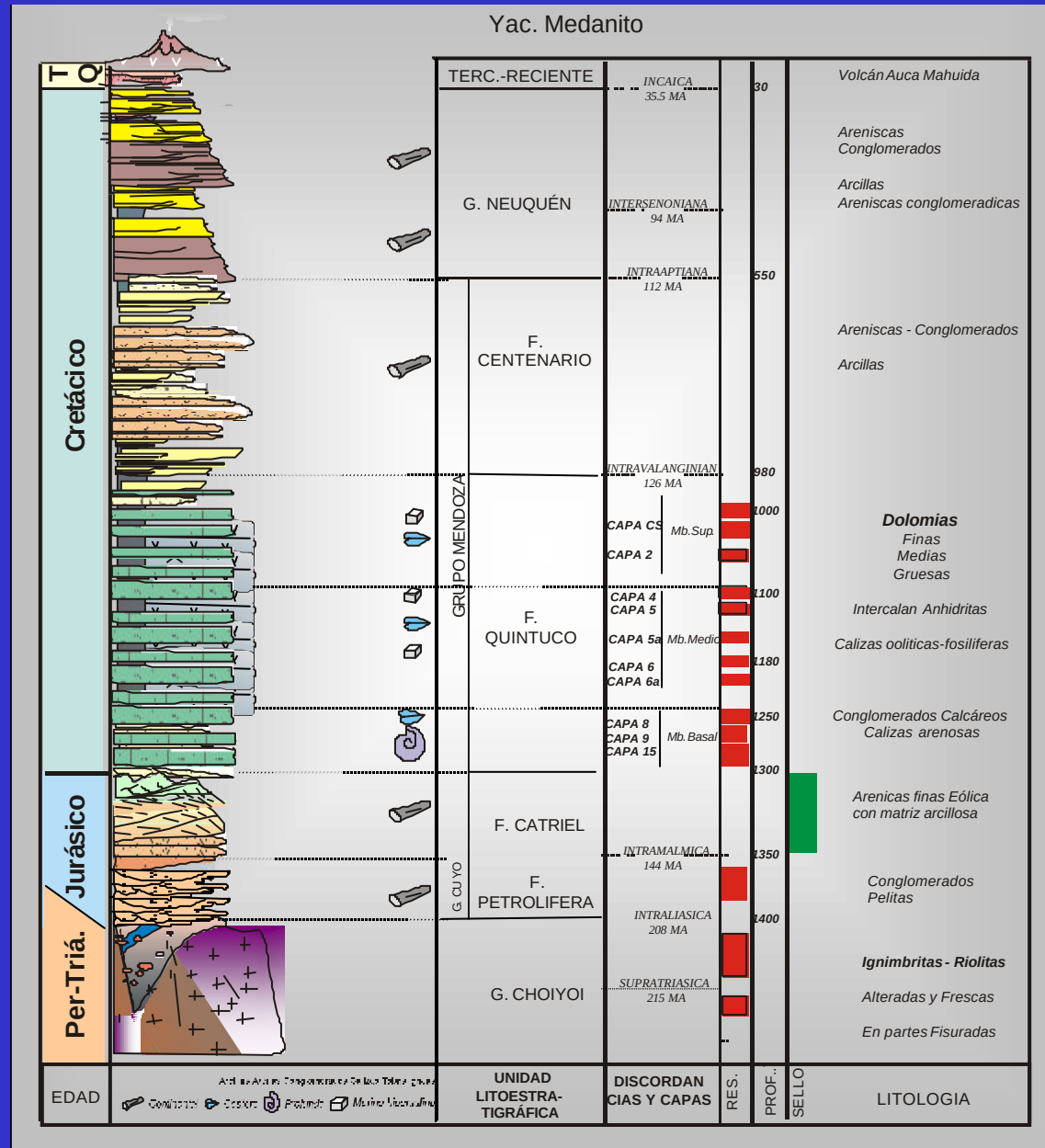
- *Ubicación Geográfica*
- *Geología y Reservorio*
- *Problemática*
- *Revisión de la Tecnología Actual de Estimulación*
- *Ventajas y Desventajas*
- *Experiencias*
- *Técnica Desarrollada*
- *Conclusiones*



CUENCA NEUQUINA



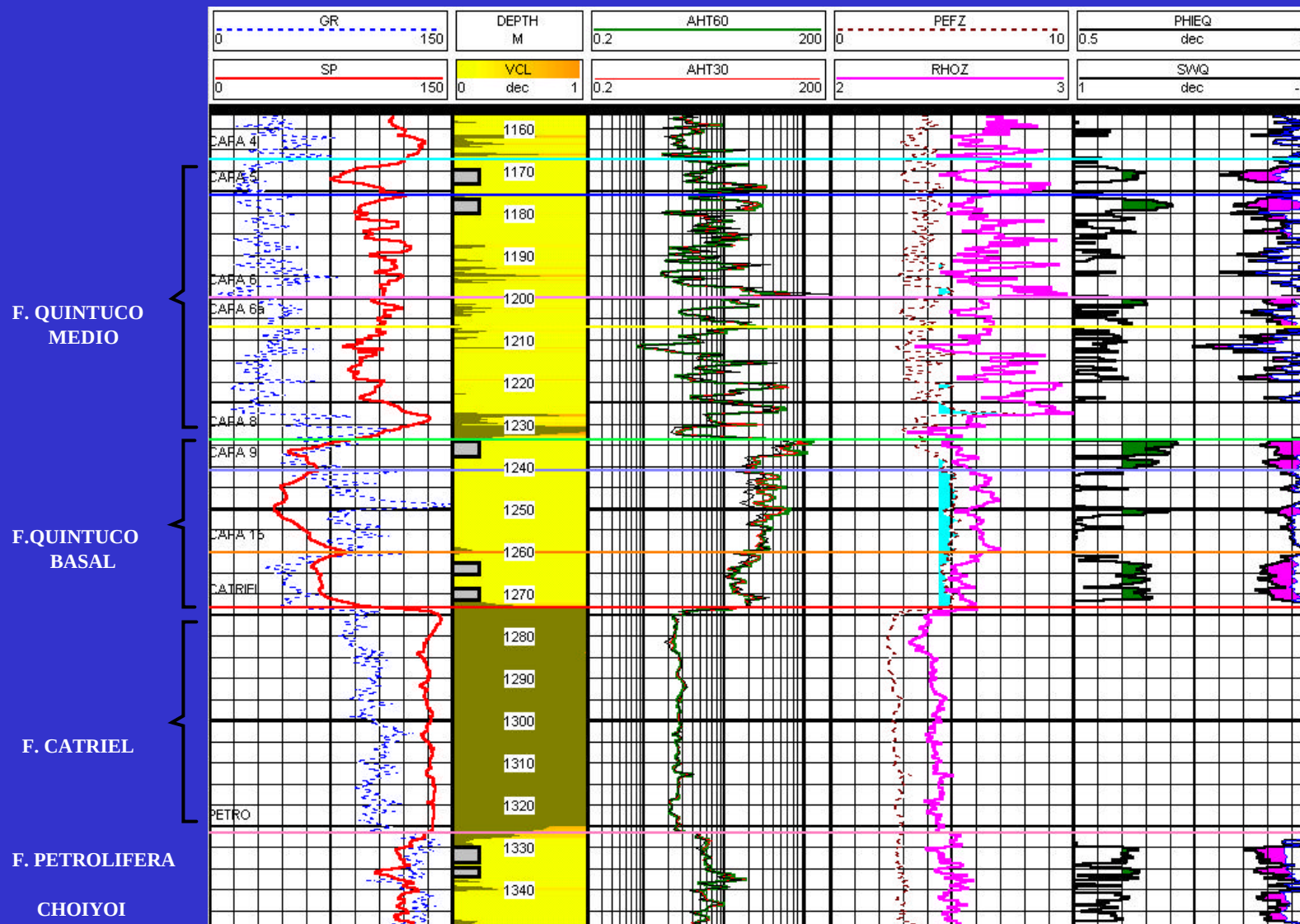
Columna Estratigráfica



Propiedades Petrofísicas

	CH	Pet	Qco
• Porosidad (%)	: 2-12	15.6	9-20
• Permeabilidad (md)	: 10-25	50	0.1-30
• Espesor Total (m)	: > 200	65	170
• Espesor Neto (m)	: 120	9	35

Perfil Tipo



Fracturas Geles base agua reticulado a base de polímero HPG.
Agente de sostén: Arena malla 12/20 ó 16/30.
Geles de fractura de Baja Carga: 20 a 25 #/k-gal.
Operaciones de bombeo a caudales bajos y medios.
Perdidas de carga bajas. Menos HHP erogado.
Mejor transporte de agente sostén. Mejor distribución del agente sostén dentro de la fractura.

COMPARATIVA DE ESTIMULACIONES VENTAJAS Y DESVENTAJAS

GELES RETICULADOS

Mayor Control de la Distribución de
Agente Sostén.
Fracturas tienden a crecer en Alto.
Mas agente sostén por unidad de área
de fractura.
Crecimiento menor en Longitud.
Anchos de Fractura mas grandes.
Mayor Costo.

BASE AGUA

Menor Control de la Distribución de
Agente Sostén.
Disminución de la posibilidad de
crecer en altura.
Menos agente sostén por unidad de
área de fractura.
Crecimiento en Longitud.
Menor ancho de fractura.
Reducción de costos.

COMPARATIVA DE ESTIMULACIONES VENTAJAS Y DESVENTAJAS

BASE GEL BAJA CARGA

Mejor Control de Perdida de Fluido (Leak Off menor).
Mayor Capacidad de Transporte de Agente Sostén.
Mayor Daño por Residuos Poliméricos en la Fractura.
Demoras por rotura del gel.
Fracturas por Casing y Tubing.
HHP erogado variable
Reposo de Fractura.

FLUIDO AGUA + SURFACTANTE

Menor Control de Perdida de fluido (Leak Off mayor)
Menor Capacidad de Transporte de Agente Sostén.
Menor Daño por Residuos en la Fractura (NULO)
No hay Perdidas de tiempo por Espera.
Fracturas por casing. Por Tubing altas velocidades.
Menor HHP erogado.
No es necesario Reposo de Fractura.

COEFICIENTE DE PERDIDA DE FLUIDO DE RESERVORIO

$$C_C = 0.00118 \Delta P_T \sqrt{\frac{K_R f c_t}{m_r}}$$

K_R : Permeabilidad del reservorio.

f : Porosidad del reservorio

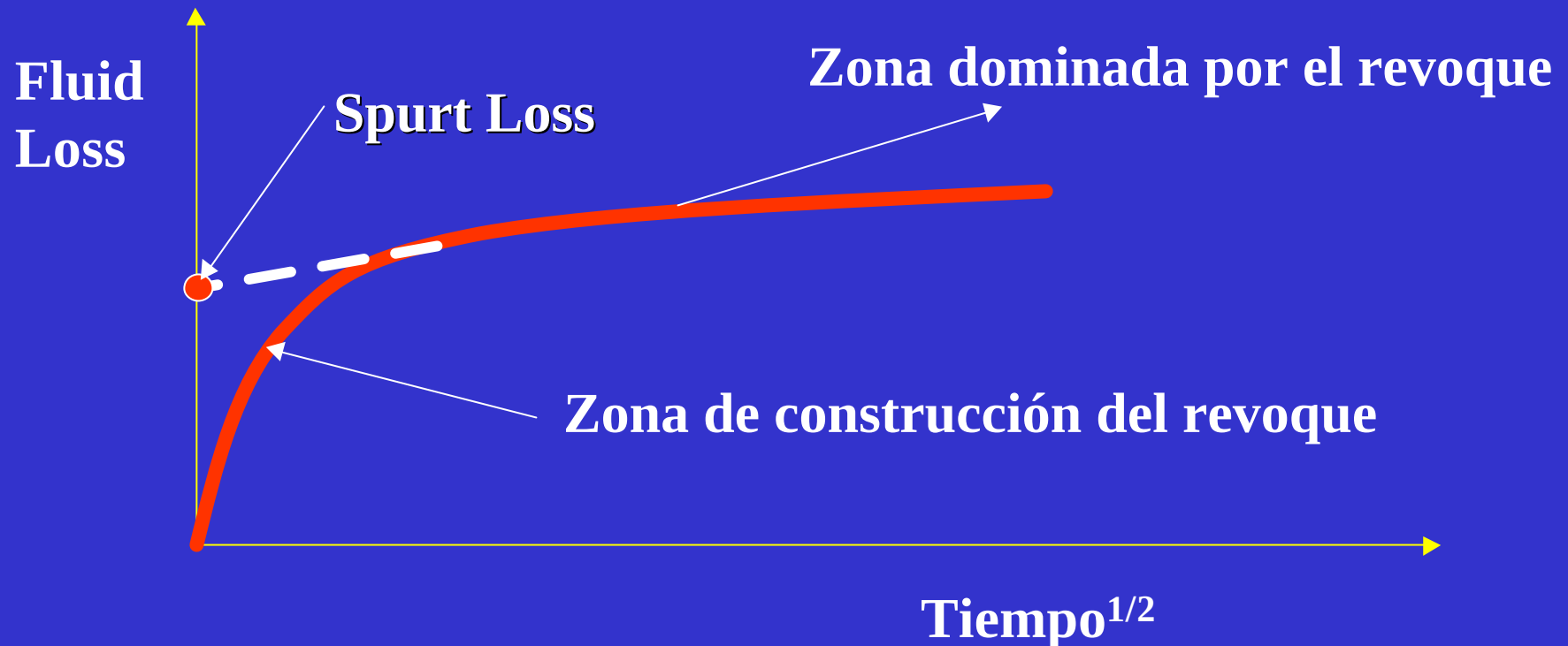
c_t : Compresibilidad del reservorio

m_r : Viscosidad del fluido del reservorio

Parámetro de
Control de Leak Off

COEFICIENTE DE PERDIDA DE REVOQUE DEL FLUIDO DE FRACTURA

Coeficiente que es función exclusiva de cada fluido de fractura y es la propiedad de construir un revoque ó película contra un medio permeable.



Las primeras experiencias fueron realizadas por PETROBRAS (antes Pecom) en Medanito durante el año 2000.

El concepto utilizado para minimizar la pérdida de fluido (Leak Off) es el del Coeficiente de pérdida de Fluido de fractura, que es controlado por las propiedades del reservorio

A nivel regional se desarrollaron las siguientes experiencias.

MEDANITO

AÑO 2001: 104 FRACTURAS A NIVELES VARIOS

*

AÑO 2002: 132 FRACTURAS A NIVELES VARIOS

PUESTO HERNANDEZ:

AÑO 2001: 2 FRACTURAS A RAYOSO

AÑO 2002: 50 FRACTURAS A RAYOSO

* 13% Fracturas arenadas

Puesto Hernandez Formación Rayoso

Las características mas importantes de este reservorio son:

PERMEABILIDADES ALTAS

VISCOSIDADES DE FLUIDO DE RESERVORIO ALTAS

PRESIONES DE RESERVORIO NORMALES

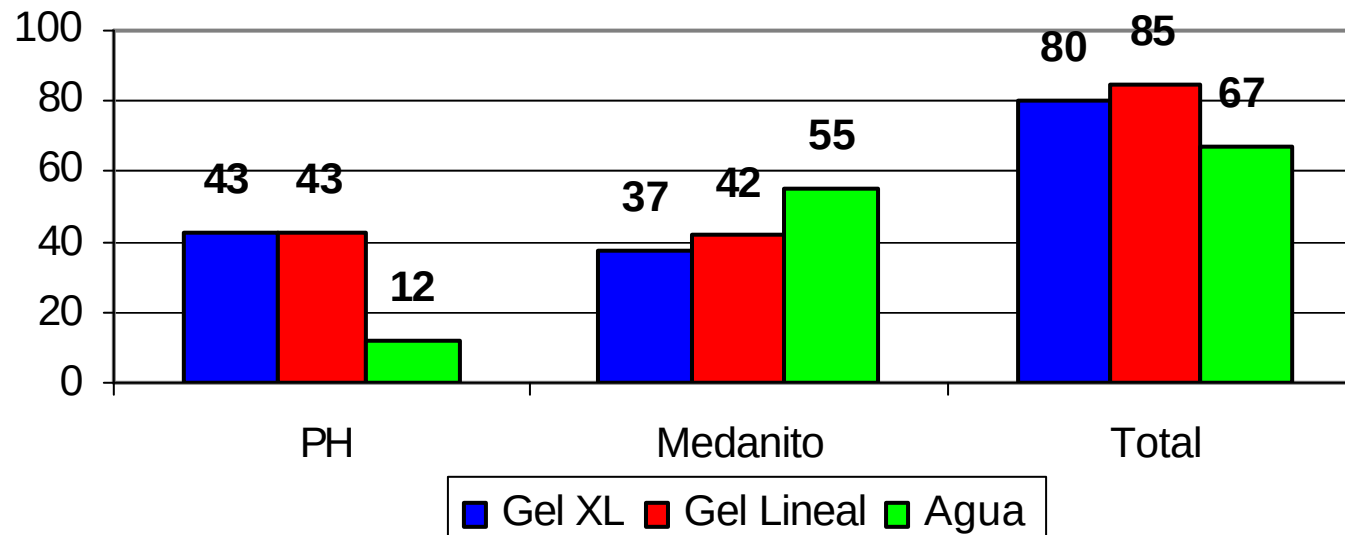
TEMPERATURAS BAJAS

PROFUNDIDADES BAJAS

GRADIENTES DE FRACTURA MEDIOS Y ALTOS

RESERVORIOS CON BARRERAS DE CONTENCIÓN RELATIVAS.

Comparativa Fracturas Año 2002 Areas



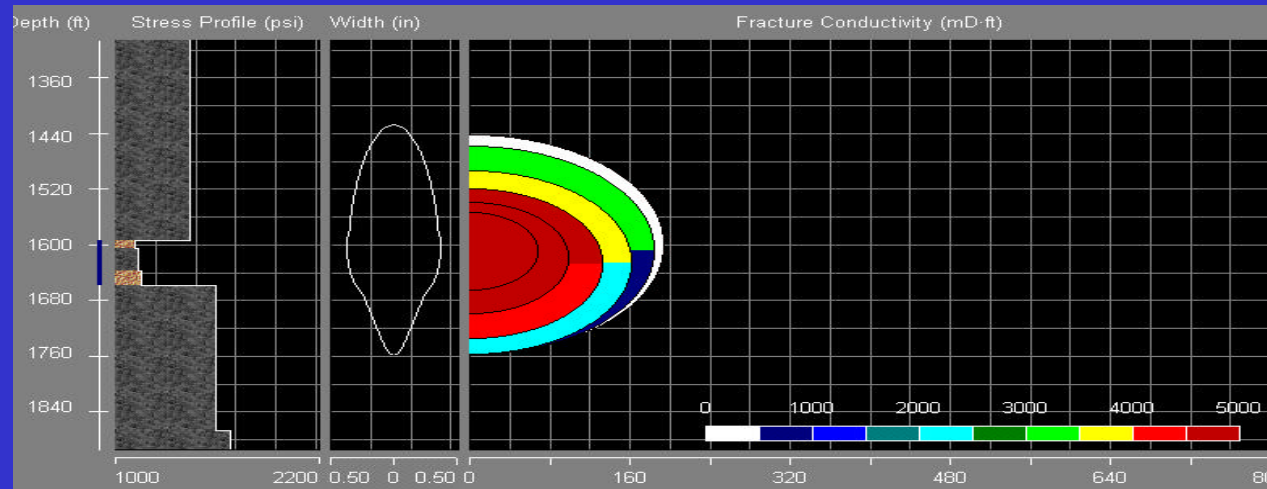
Análisis de Tres diseños de fractura con tres longitudes con Gel BC.

Análisis de Tres diseños de fractura con tres longitudes con Agua.

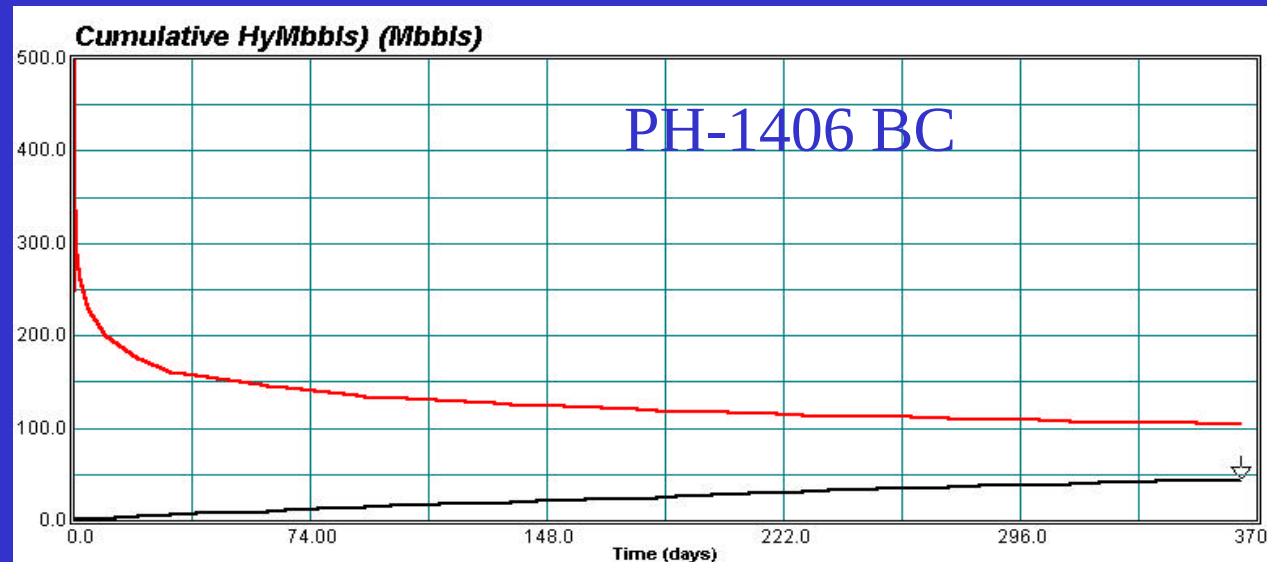
Análisis de las curvas de producción

Análisis de la longitud óptima.

Selección del diseño de la fractura.



**Perfil de
Conductividad
 $X_f = 180$ Pies**

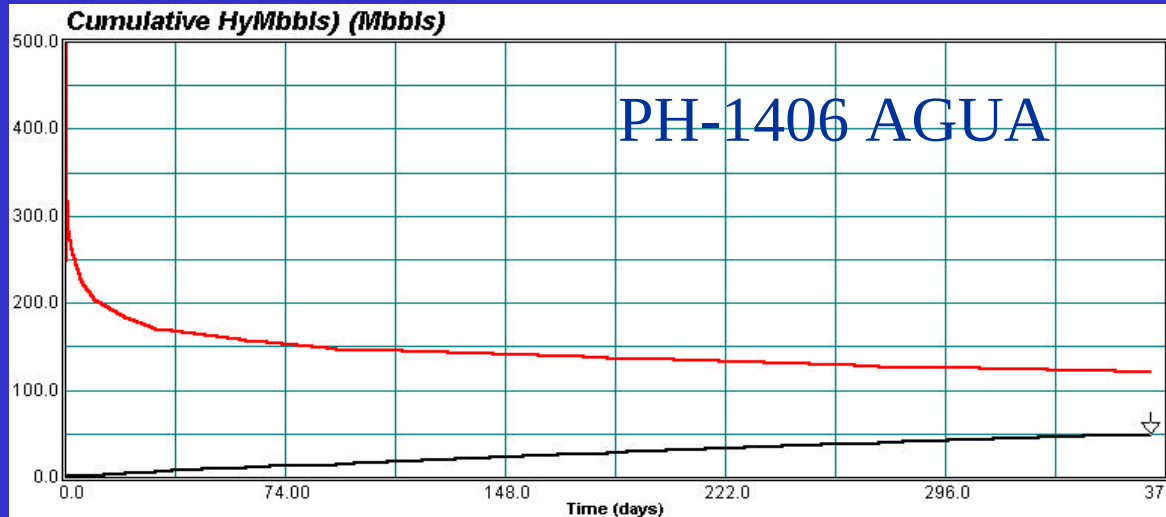
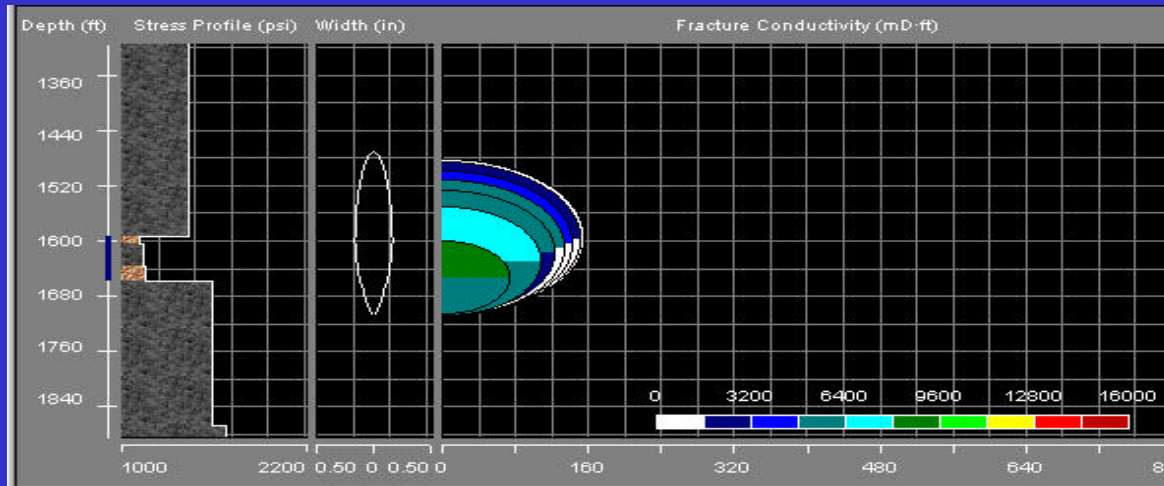


**DISEÑO DE
FRACTURA CON
GEL BC**

Producción

**Perfil de
Conductividad**
 $X_f = 150$ Pies

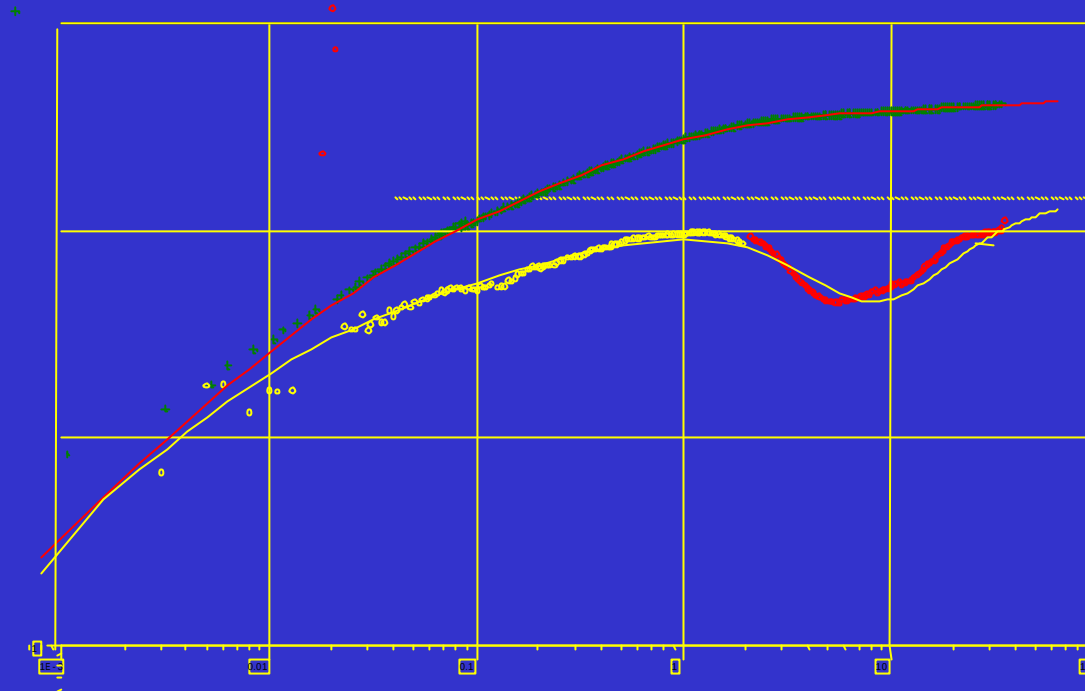
**DISEÑO DE
FRACTURA CON
AGUA**



Producción

RESULTADOS

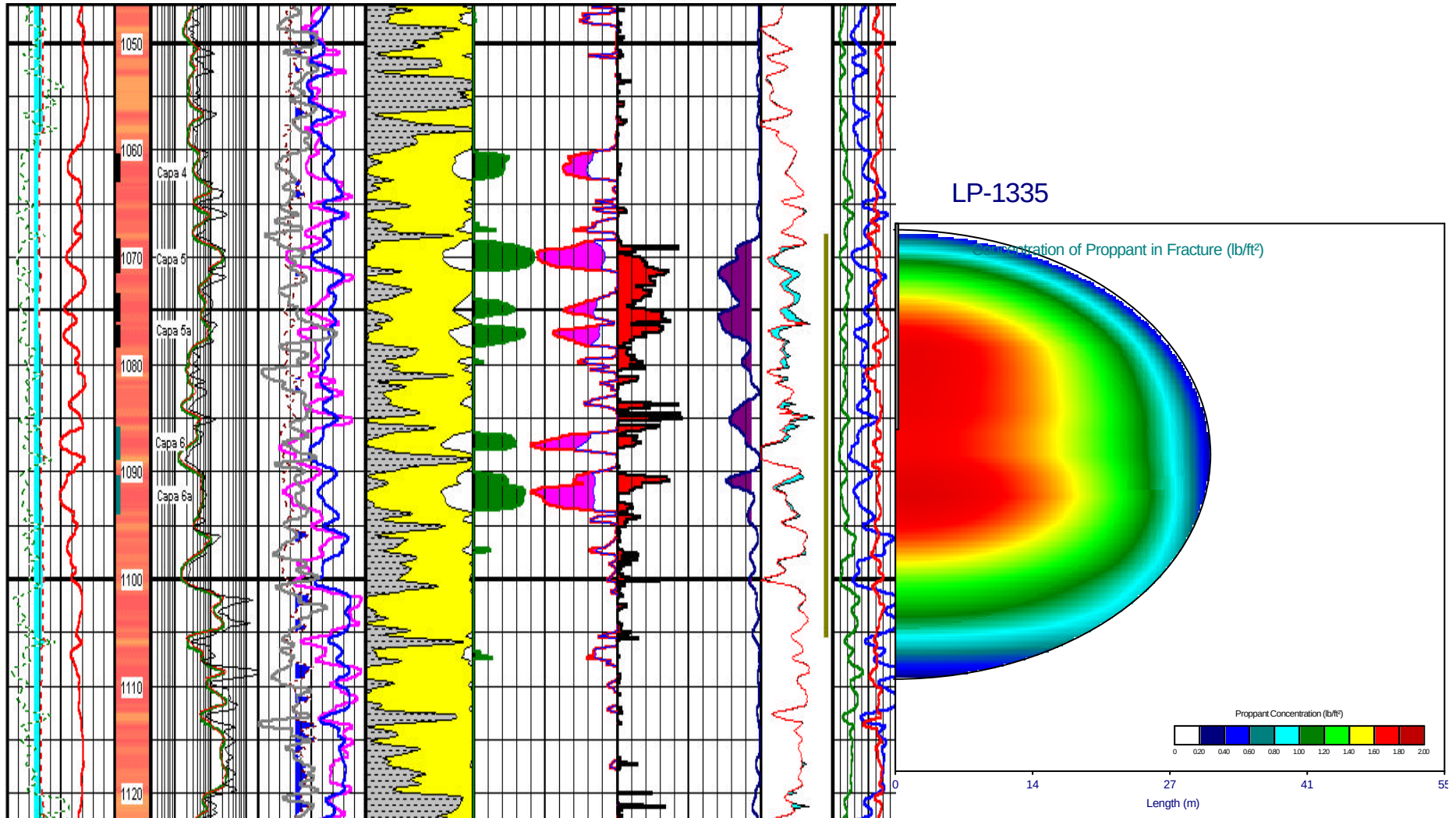
Ensayo de Presión en el LPEM-1335



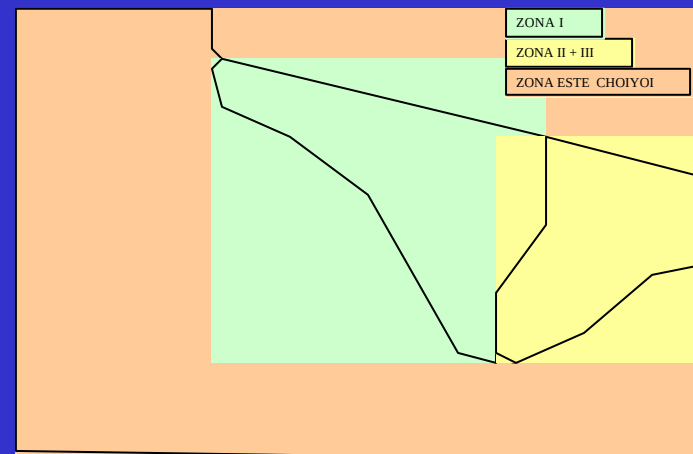
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Well	Finite Conductivity	
Reservoir	Two Porosity PSS	
Boundary	Infinite	
Results		
Xf	86.3	ft
Fc	2047	md.ft
Pi	763.033	psia
k.h	19.7	md.m
k	3.29	md
Omega	0.221	--
Lambda	0.0149	--

ESQUEMA COMPARATIVO INTERPRETACION XMAC-FRACPRO POZO: LP-1335

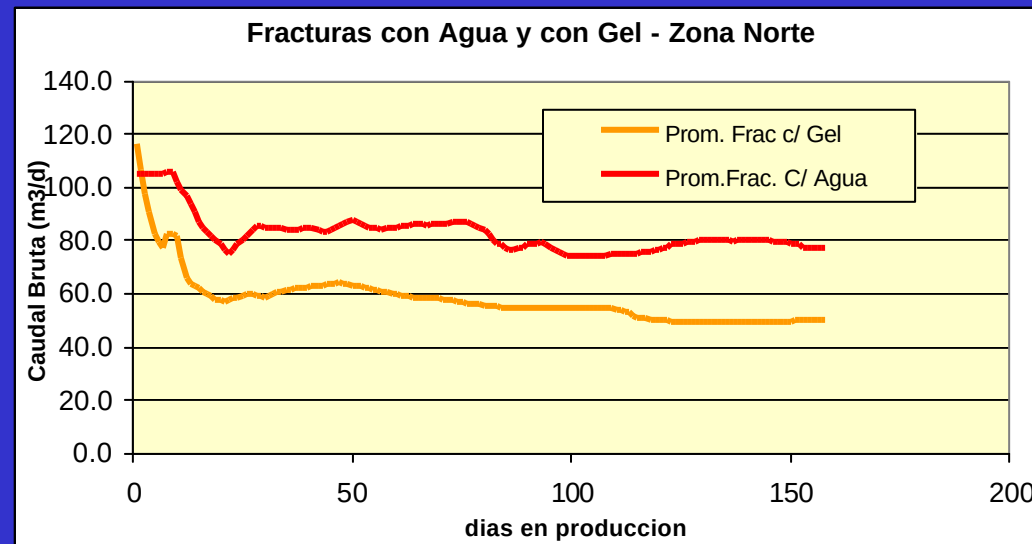
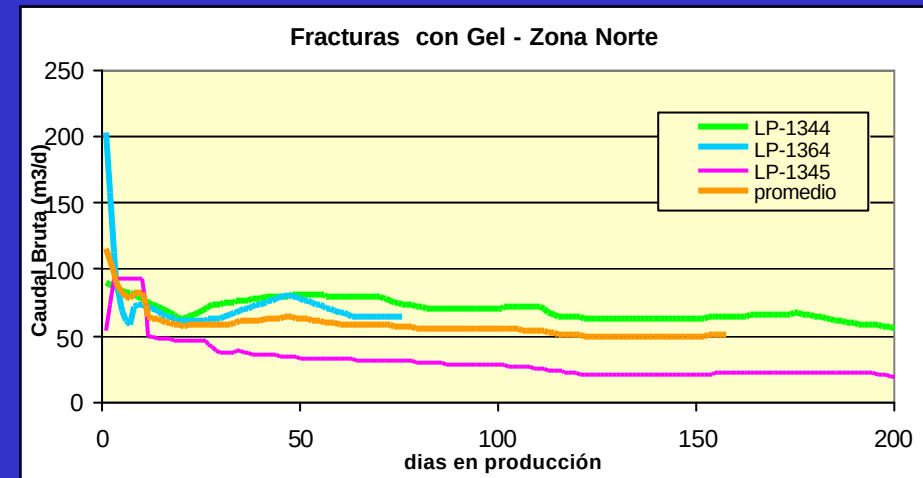
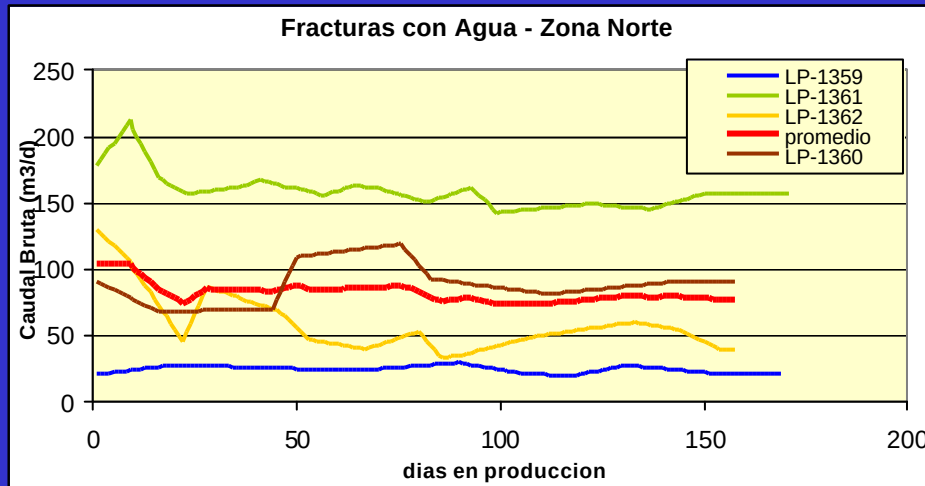


- Se determinaron zonas, en donde las capas a fracturar sean las mismas
- Se distinguieron aquellas zonas donde desmejoraba la calidad petrofísica de las capas
- Se utilizó como parámetro comparativo del orden de magnitud de las fracturas, la relación bolsas de arena por metro de espesor neto punzado; al igual que el volumen de fluido ingresado en la fractura.



Comparativa de Producción

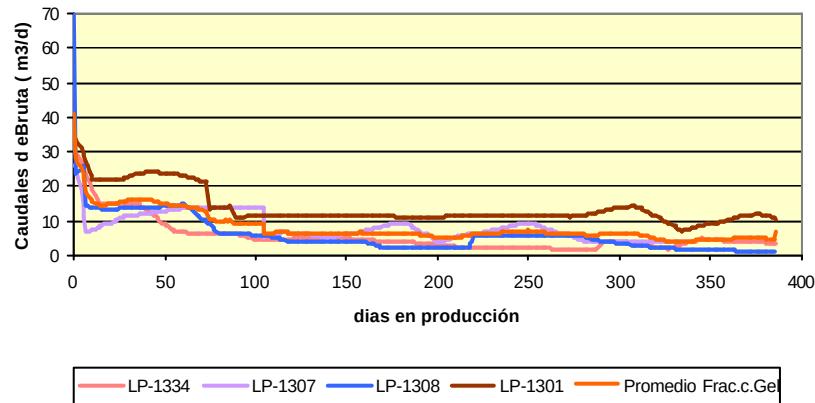
PETROBRAS



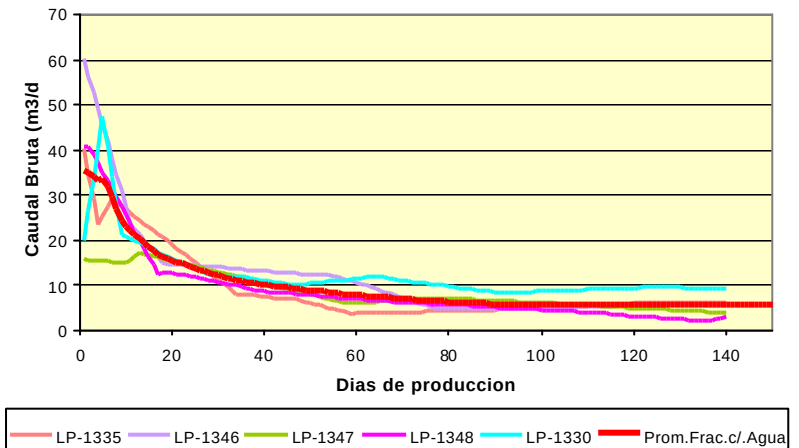
Comparativa de Producción

PETROBRAS

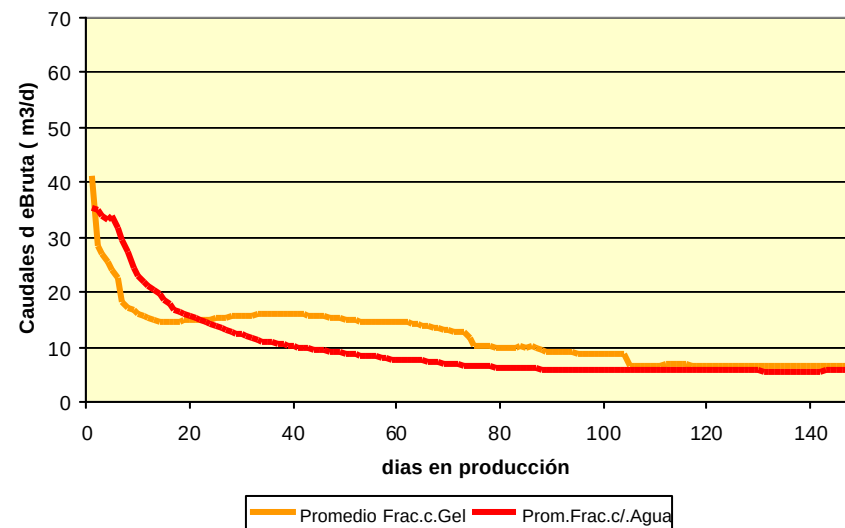
Fracturas con Gel - Zona Este II+III (Capas 4+5+6)



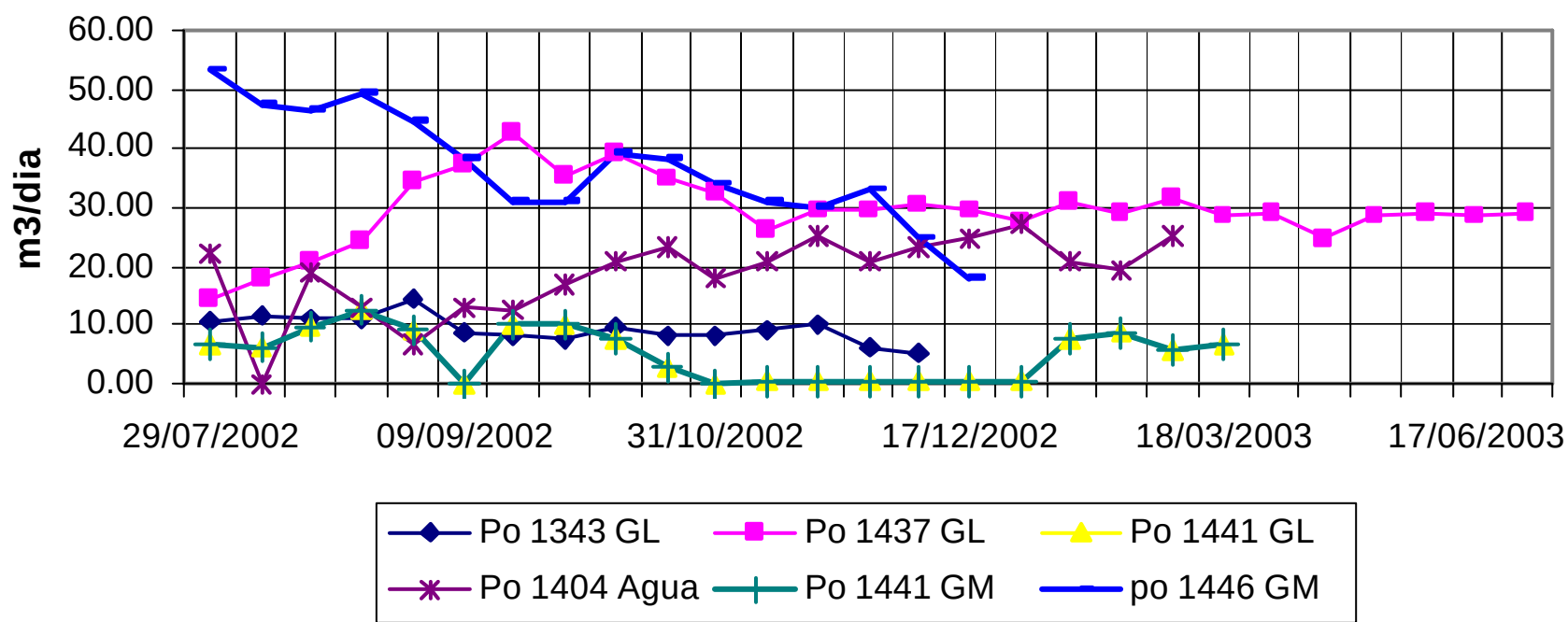
Fracturas con Agua - Zona Este II+III (Capas 4+5+5a6+6a)



Fracturas con Gel y con Agua - Zona Este II+III (Capas 4+5+6)



Comparativa de Producción Formación Rayoso



- *El cambio tecnológico impacto notablemente en los costos de las operaciones. Los ahorros logrados con relación al presupuesto ronda alrededor del 16%.*
- *El tipo de fluido utilizado (agua) es mucho mas limpio y no genera residuos ni daño porque no tienen en su estructura el polímero.*
- *El uso de geles lineales también mostró eficientes resultados en las fracturas.*
- *El uso de estos fluidos de fractura no implicó cambios sustanciales en los diseños de estimulación, por lo tanto no hubo disminución de la productividad de los pozos.*
- *Los avances logrados con los cambios introducidos optimizan los diseños finales sin detrimento de la producción obtenida.*

GRACIAS