

Evaluación de reservorios a pozo entubado en el Yacimiento Grimbeek (Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina).

**Jornadas de Producción IAPG
– Yacimientos Maduros –
22 y 23 Septiembre 2010**

**Genini Ledesma, Luciano – lageninil@ypf.com
Pita Gutierrez, Juan Pablo – jppitag@ypf.com**

**Proyecto Manantiales Behr
Dirección UE Chubut
UNAS**

Índice

1. Yacimientos maduros: Problemática y ventajas.
2. Yacimiento Gbk – Oportunidades visualizadas.
3. Técnica de evaluación sin perfil abierto.
4. Prueba y resultado.
5. Conclusiones y aplicabilidad.



Yacimientos maduros – evaluación de pozos

Ventajas

- ✓ Conocimiento.
 - ✓ Reservorio.
 - ✓ Fluidos.
 - ✓ Técnicas P&WO.
- ✓ Predictibilidad.
- ✓ Respuesta de perfiles conocida.

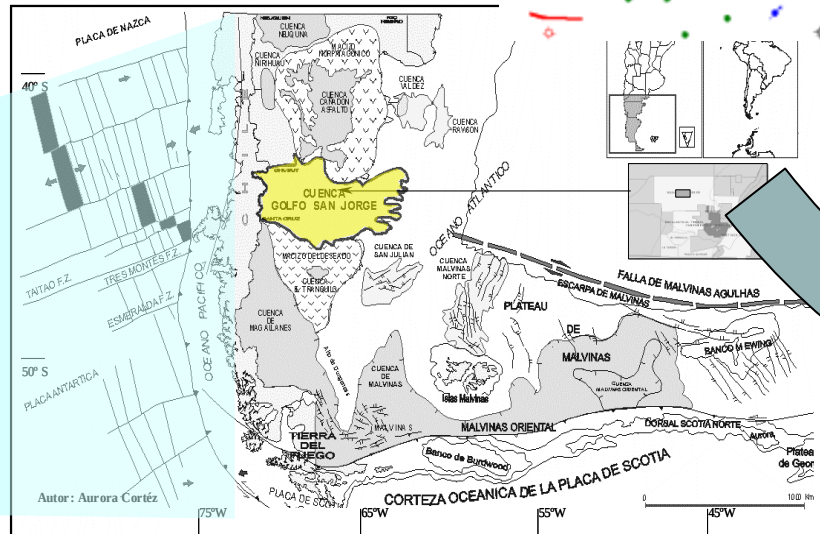
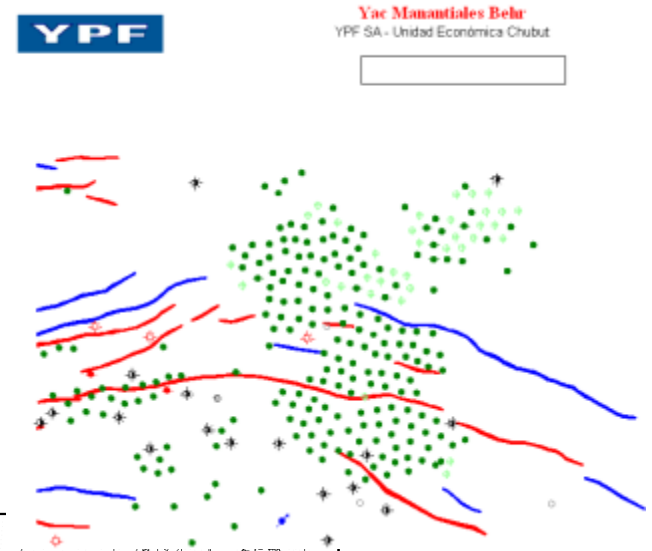
Oportunidades

- ✓ Objetivo económico.
 - ✓ Minimizar inversión.
- ✓ Difícil hallar nuevos reservorios.



Yacimiento Grimbeek

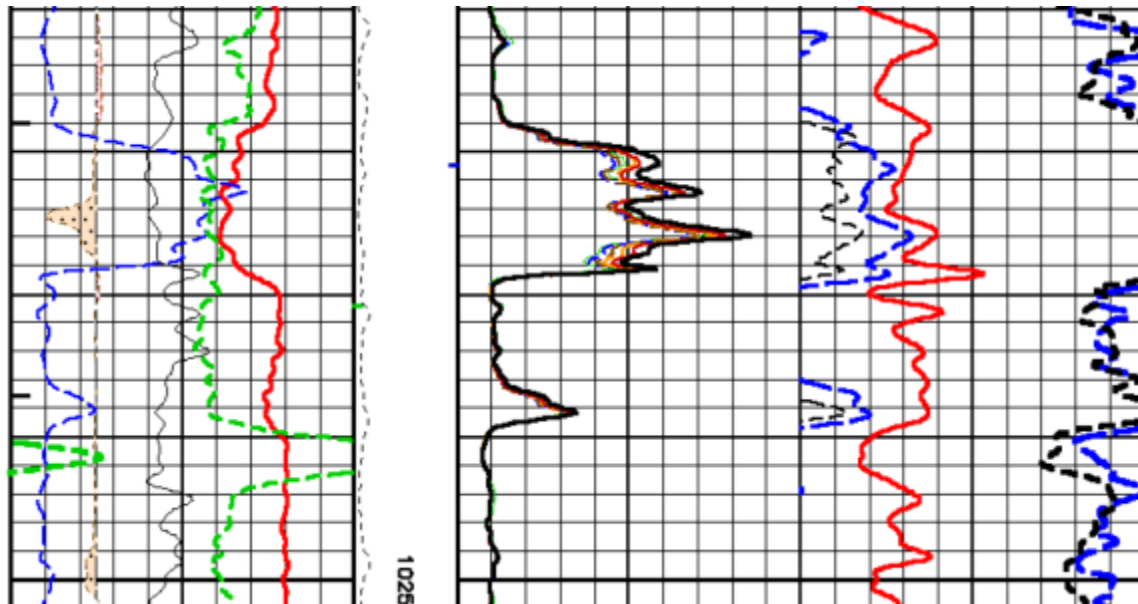
- ✓ Flanco norte, CGSJ
- ✓ Pozos distanciados 300 metros
- ✓ Continuidad de capas
- ✓ Contactos OWC y GOC conocidos
- ✓ Ambicioso plan de desarrollo 2010
- ✓ Evaluación de EOR e infill.
- ✓ Respuesta de perfiles conocida.



Yacimiento Grimbeek

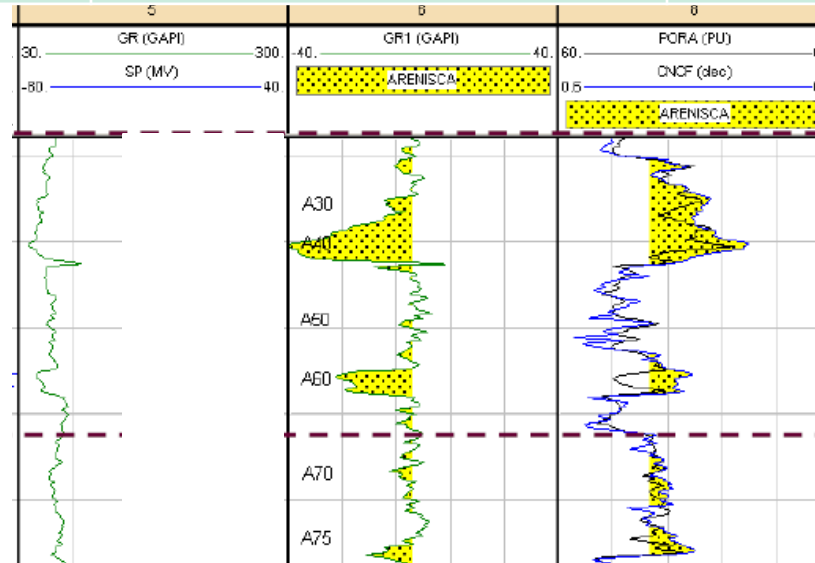
¿Cómo evaluamos? Modo “tradicional”

Objetivo	Herramienta
Identificación de las capas	Correlación con SP, conductividad.
Evaluación de S/E	Porosidad y opcional FMT
Evaluación de mineralización	Resistividad? y correlación
Aparición de capas nuevas	SP, Resistividad, porosidades
Presencia de gas	Correlación, porosidad-neutrón



¿Cómo evaluamos? Nueva metodología

Objetivo	Herramientas	
	Nueva metodología	Tradicional
Identificación de las capas	Correlación con GR	Correlación con SP, conductividad
Evaluación de S/E	Porosidad neutrón	Porosidad y opcional FMT
Evaluación de mineralización	Correlación	Resistividad y correlación
Aparición de capas nuevas	GR sintético	SP, Resistividad, porosidades
Presencia de gas	Correlación.	Correlación, porosidad-neutrón

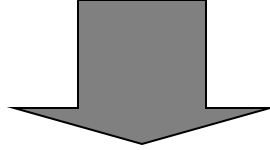


Metodología

1. Registrar GR y neutrón con el CBL (con pluma)
2. Interpretación
 - Correlación GR con pozos cercanos
 - Generación de GR sintético

Establecer Cutoff de Perfil de Porosidad Neutrón para identificar arenisca

Picado de línea base de Perfil GR.



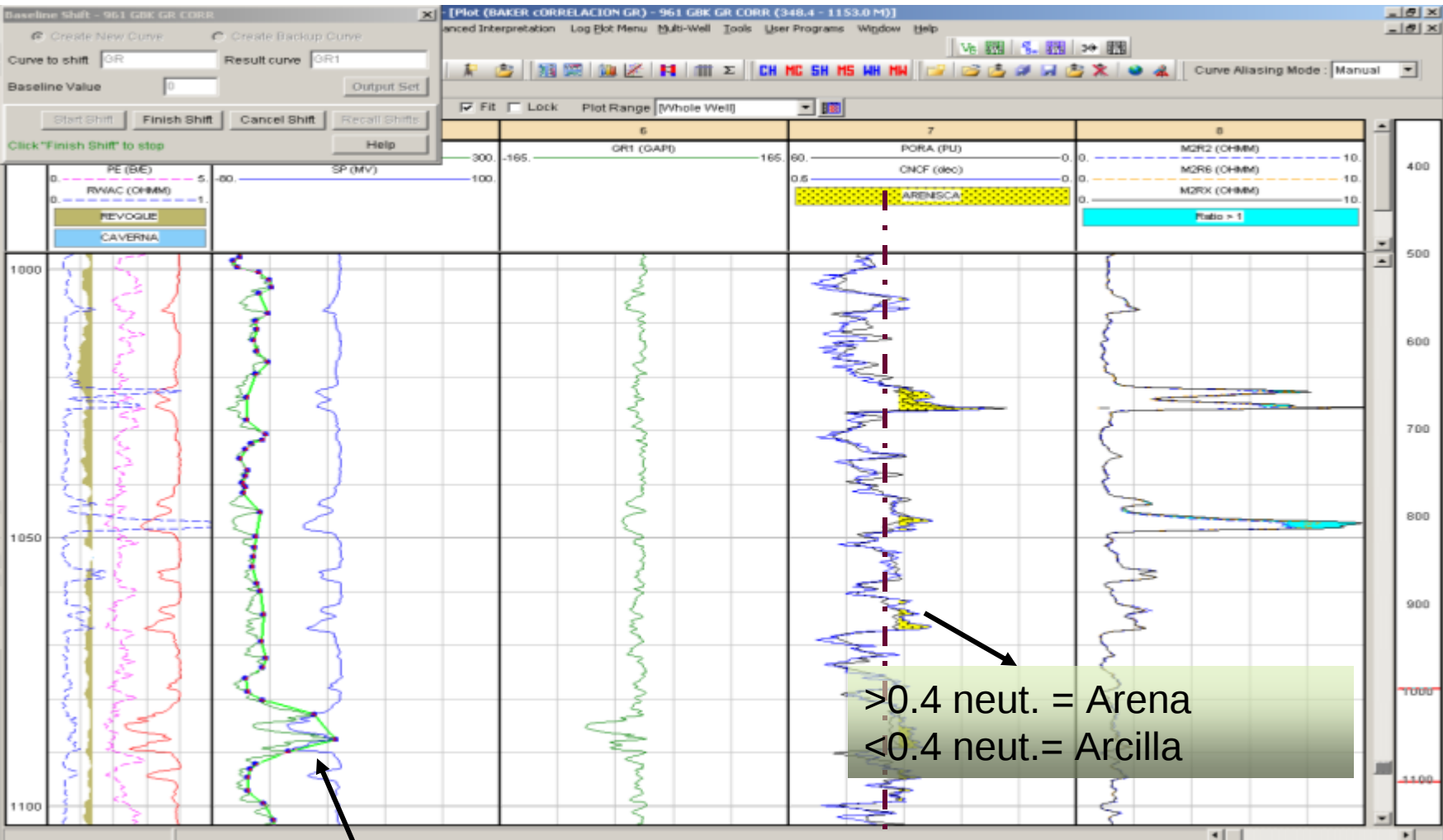
Generación de perfil GR1(sintético)

Uso
como
SP

3. Identificación de intervalos productores
4. Diseño de la terminación y punzados
5. Entrada de WO

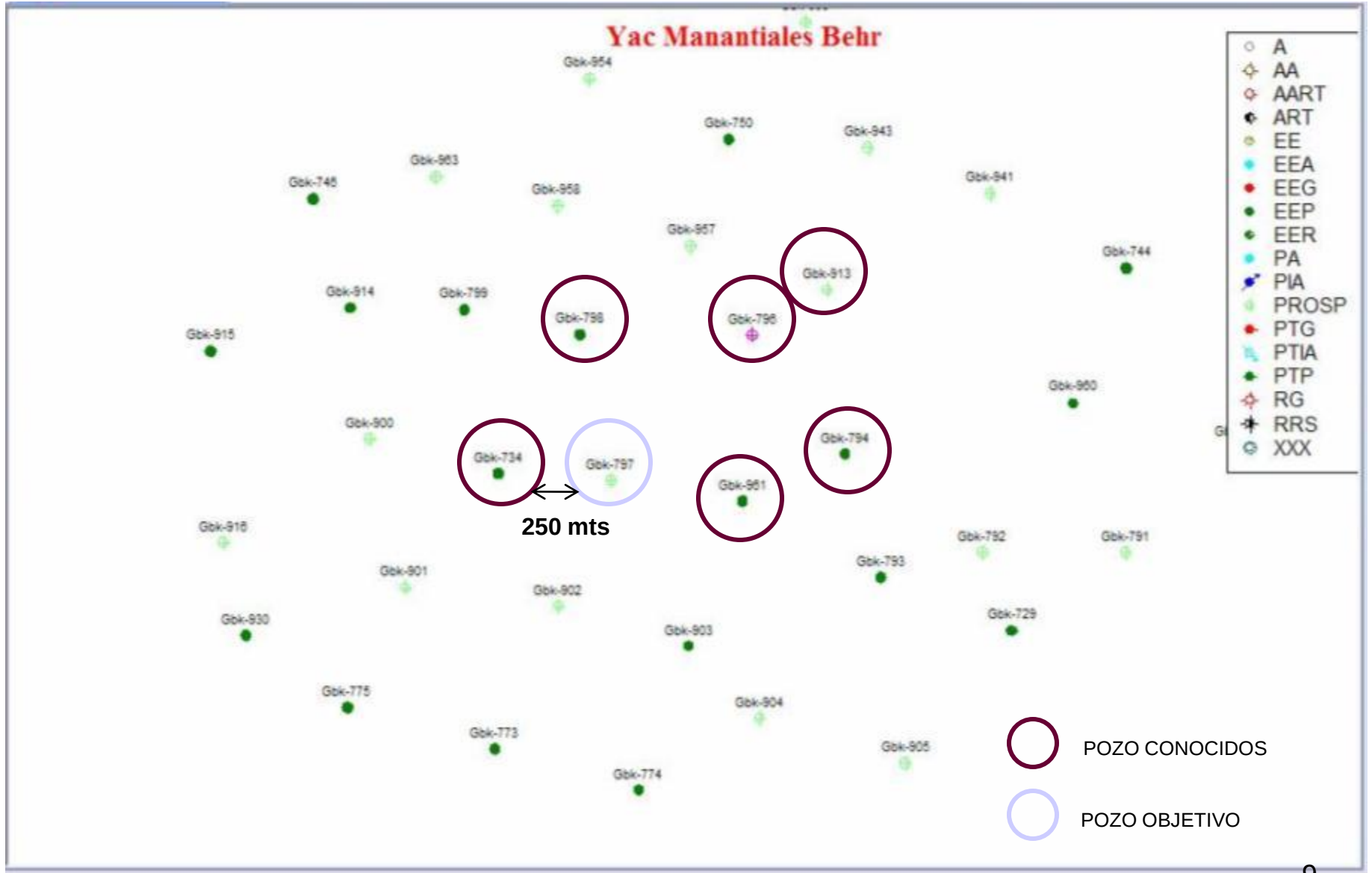
Metodología

Picado de línea base de Perfil GR para definir limites del reservorio



Picado de línea base de Perfil GR (Cutoff CNCF: 0,4)

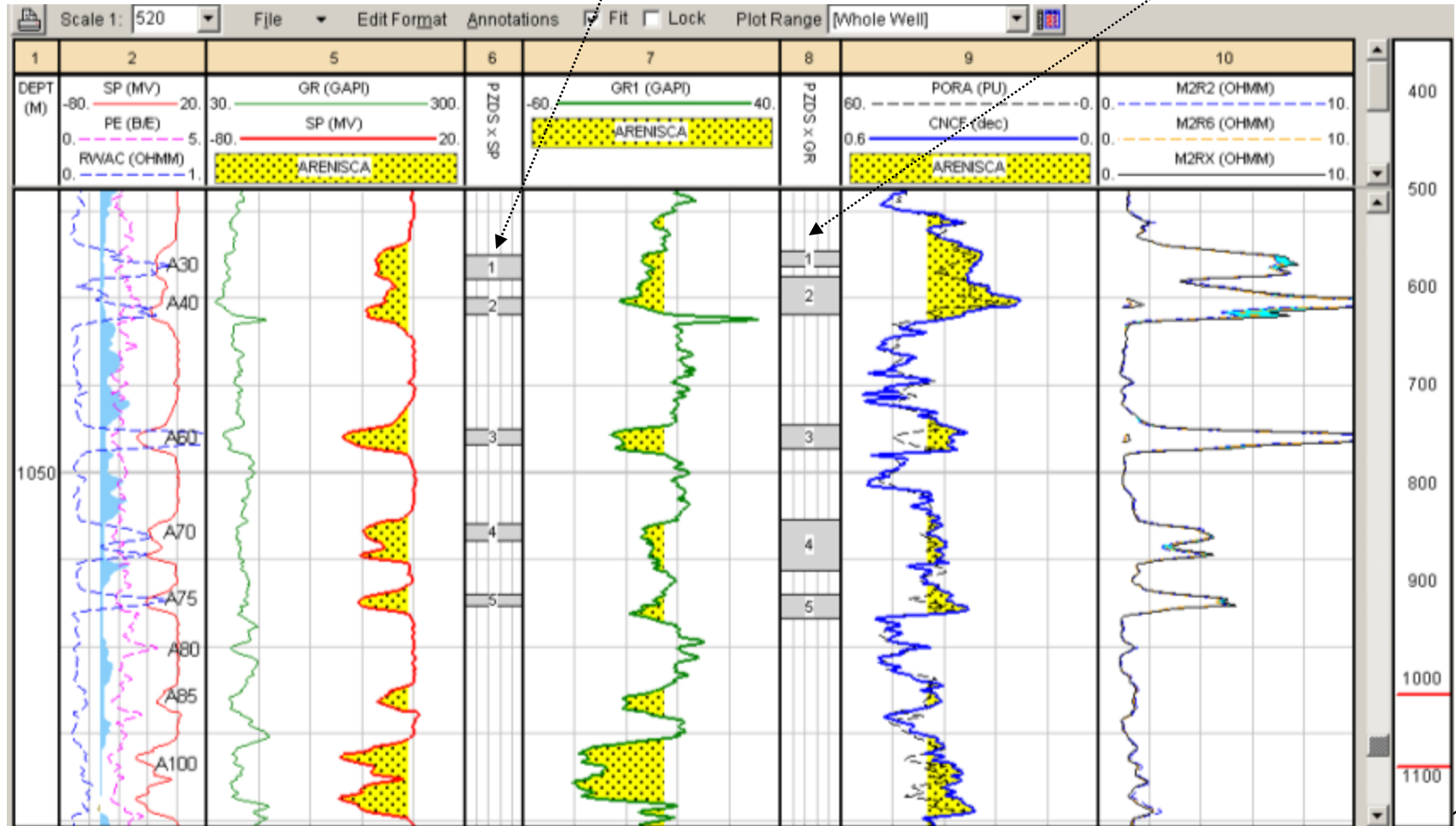
Ejemplo real



Comparación de terminaciones

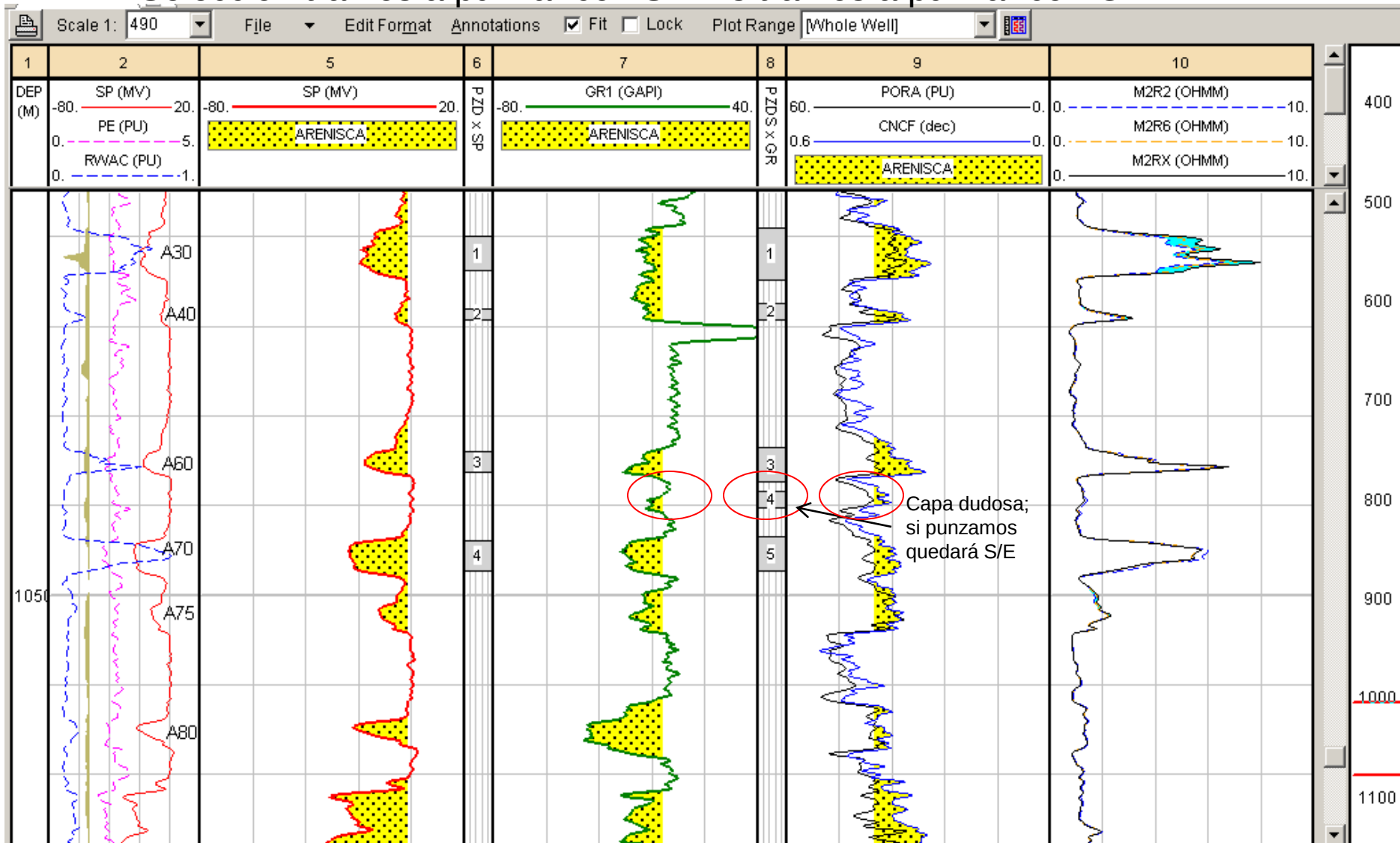
Comparación pozo cercano terminado de modo tradicional... ¿Qué hubiera pasado aplicando la nueva metodología?

Selección tramos a punzar con SP versus tramos a punzar con GR



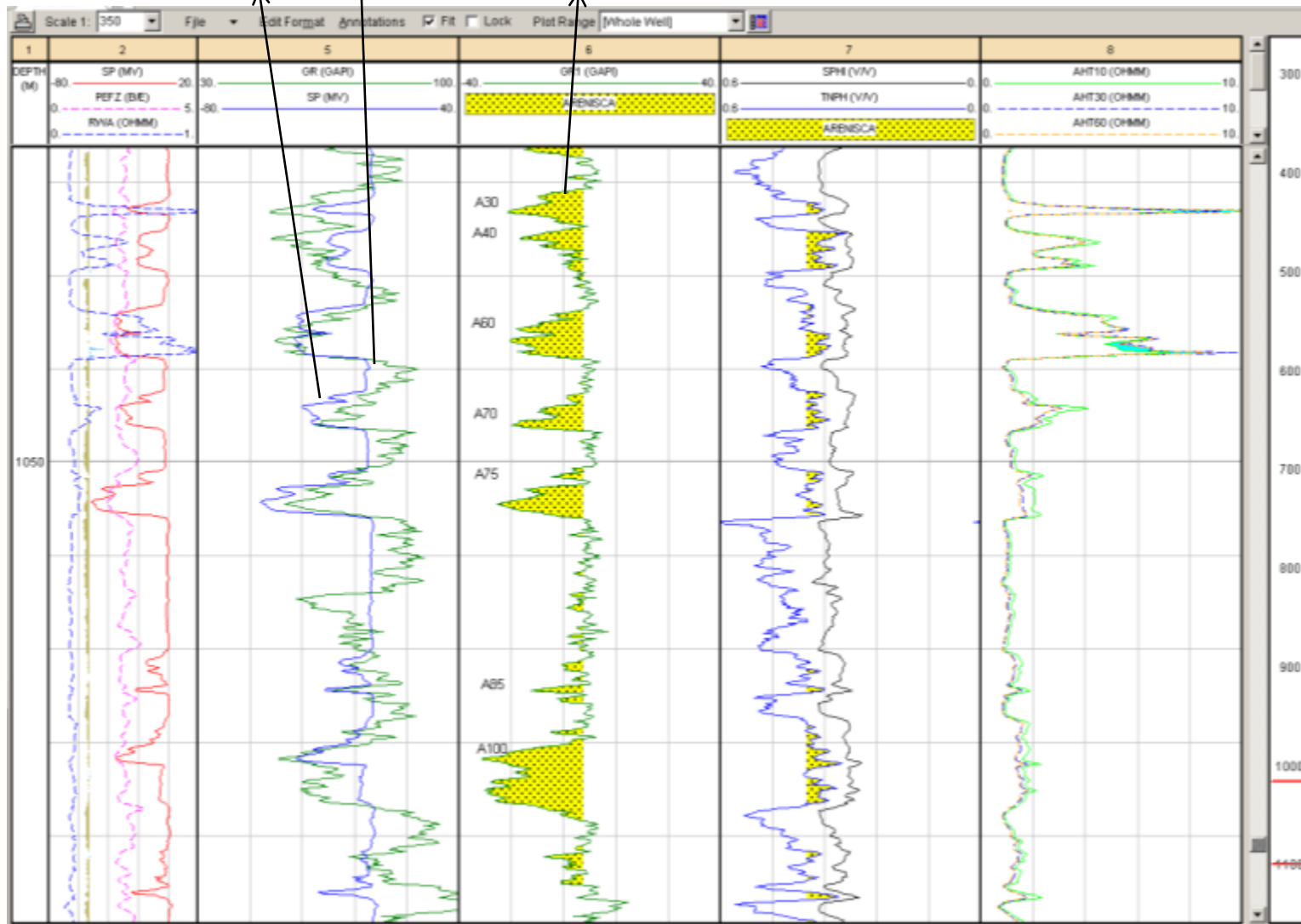
Riesgos: Punzar capas S/E

Selección tramos a punzar con SP vrs tramos a punzar con GR



Análisis final

SP GR Raw GR Sintético (procesado)



Caso real: pozo en Gbk

Riesgos evaluados:

1. Ubicar anillo de cemento aislación

Evaluación con pozos cercanos altitud y cáliper promedio

2. Fallo en la cementación

Las capas serían ubicables y se realizarían auxiliares

3. No se puede registrar el perfil por obstrucción del entubado

Se procederá a calibrar con equipo de WO, se registra perfil y se diseñará la terminación en el pozo para no tener tiempos muertos.



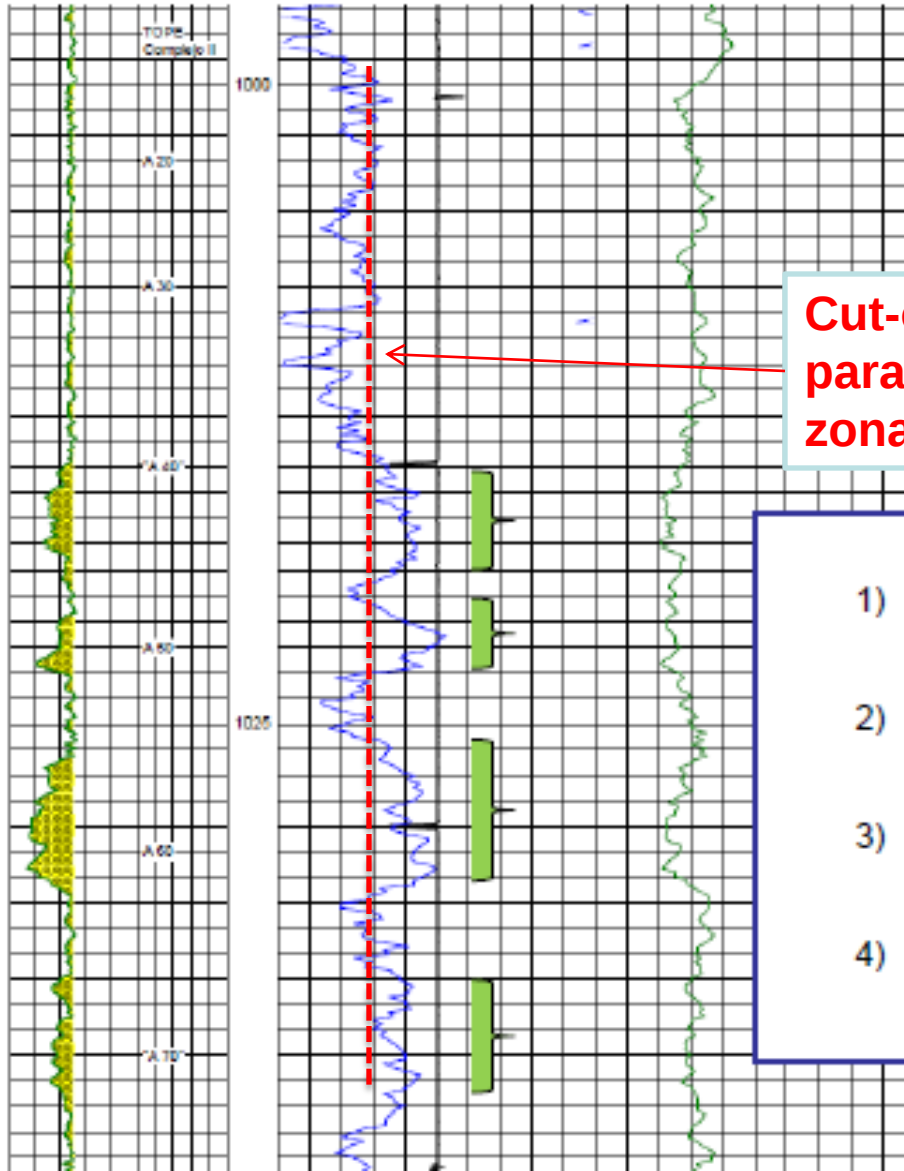
Compromiso:
**Entrega de programa de terminación
24 horas tras el registro del perfil.**

Caso real: pozo Gbk

GR_sintético

Neutron - CCL

GR (Raw)



Se realiza con pluma el perfil GR-CCL-Neutrón entubado junto con el CBL

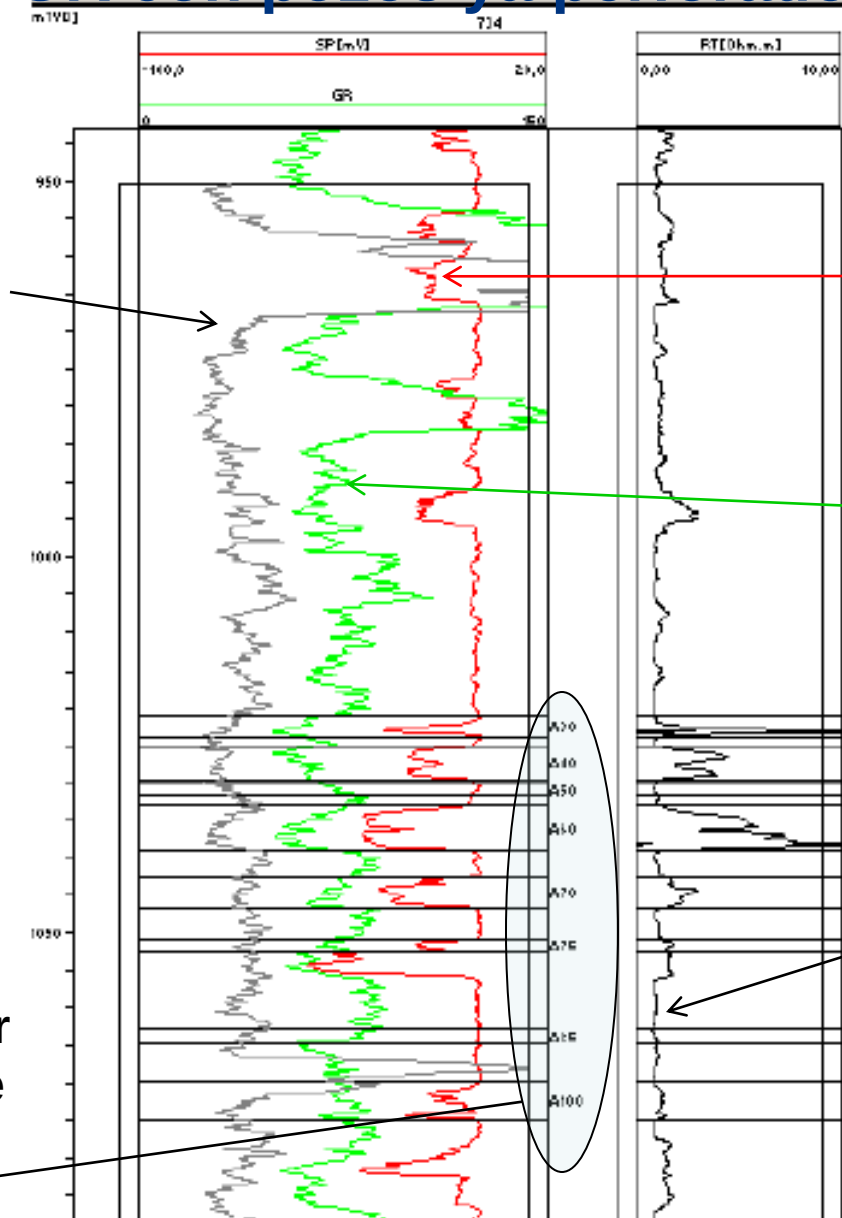
Correlación con pozos vecinos

- | | | |
|----|-----------------|-----------------|
| 1) | 1014,5 – 1019,0 | A40 Petroleo |
| 2) | 1020,5 – 1023,5 | A50 Petroleo |
| 3) | 1026,0 – 1032,0 | A60/65 Petroleo |
| 4) | 1035,0 – 1040,0 | A70 Petróleo |

Caso real: pozo en Gbk – RESULTADOS

Correlación GR con pozos ya perforados

GR registrado en entubado, pozo nuevo.



SP pozo cercano, evaluado de modo tradicional.

GR adquirido en abierto, en el pozo cercano evaluado de modo tradicional.

Capas objetivo identificadas. Los ensayos en pozos anteriores permiten identificar si el pozo nuevo se encuentra en zona de petróleo.

Resistividad pozo cercano, evaluado de modo tradicional

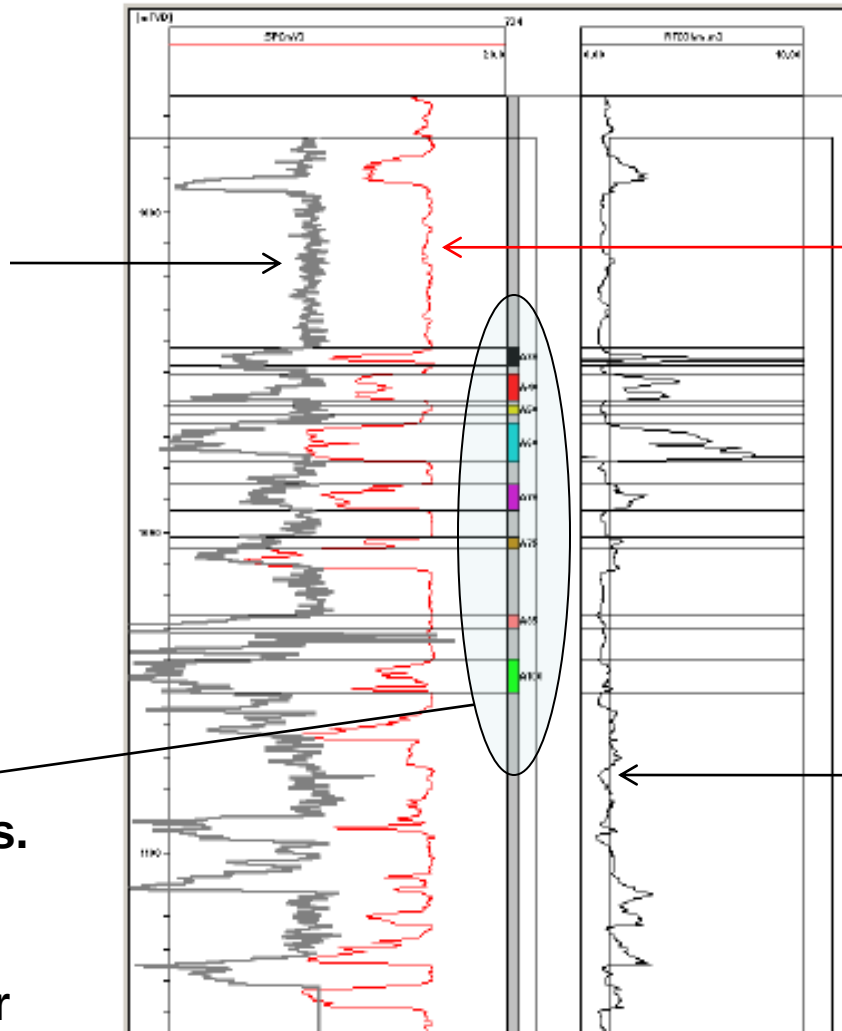
Caso real: pozo en Gbk – RESULTADOS

Correlación GR sintético con pozos ya perforados

GR
sintético

SP pozo cercano,
evaluado de modo
tradicional.

Resistividad pozo
cercano, evaluado
de modo tradicional



Capas identificadas.
Los ensayos en
pozos anteriores
permiten identificar
si el pozo nuevo se
encuentra en zona
de petróleo.

Caso real: pozo en Gbk - RESULTADOS

Tradicional

Distancia 250 mts

Nueva
Metodología

●	1022,5/23,5	}	B 1800 l/h - PF - N: 700 m - IT: 20 % - D: 0,900 - Sal: 7 - PH: 8 - Temp: 22 °C 25 m de arena
●	1025,0/29,5		
●	1033,0/39,0		

<	1014,5	/	1019,0	}	A 1800 l/h - Pleo - N: 809 m - IT: 12 % - AE: 9 % - Ab: 1 % - Dens: 0,910 Sal: 2,2 - PH: 7 - Temp: 22 °C
	1020,5	/	1023,5		
<	1026,0	/	1032,0		
<	1035,0	/	1040,0		

*El caudal de terminación en ambos pozos es similar.
Se consigue entregar a producción
un pozo en las mismas características,
indistintamente de la metodología de evaluación,
con un 10% de ahorro en la etapa de perforación.*

Pros... y contras...



Ventajas

- ✓ Ahorro en inversión
- ✓ Ahorro en tiempo
- ✓ *Field test*: es posible probarlo en pozos ya perforados en la zona!
- ✓ Menos riesgos para la perforación
- ✓ Operaciones de terminación independientes de la metodología de evaluación del pozo.

Inconvenientes

- Información reducida
 - Sólo una porosidad de las 3 habituales
 - Sin resistividad
 - Es posible, pero muy caro
 - En cualquier caso, cuando correlación y resistividad (S_w) son inconsistentes en la predicción de fluído, se *prioriza la correlación*
 - Sin FMT
- Sólo aplicable en pozos de baja incertidumbre... adecuado en yacimientos maduros.

Conclusiones

- Por ambas metodologías, se hubieran punzado los mismos intervalos.
- Con la metodología de pozo entubado, hay un pequeño exceso de metros en los límites de las capas. Esto no supone un aumento significativo de costo o tiempo.
- El riesgo más probable es punzar capas S/E. Capas nuevas serían identificadas si aparecieran.
- Con el éxito de este piloto, además de un ahorro económico en pozos de primaria, se postula como diseño para su aplicación en pozos infill, pozos inyectores y se habilita la oportunidad de perforación casing-drilling sin el alto costo de LWD (logging while drilling).
- El éxito está en la **correcta interpretación** del GR y neutrón basado en el **conocimiento del área**.