

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**

**"EVALUACION REGISTROS DE PRODUCCION ( TMD-PLT )**

**"POZO 116D CORRIENTES"**

**INFORME DE INGENIERIA PARA OPTAR**

**EL TITULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO DE PETROLEO**

**PRESENTADO POR**

**PEDRO ALBERTO ZEGARRA SANCHEZ**

**PROMOCION : 87 - I**

**LIMA - PERU**

**1995**

*A mis padres, esposa e hijos  
que son mi aliciente para seguir  
progresando.*

# **EVALUACION REGISTROS DE PRODUCCION (TMD - PLT)**

## **POZO : 116D - CORRIENTES**

INTRODUCCION

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

DISCUSION

I. ANTECEDENTES

II. DISCUSION

III. RESULTADOS

ANEXOS

TABLAS

FIGURAS

## INTRODUCCION

Con el fin de incrementar la producción actual del Yacimiento Corrientes, la misma que en Marzo 1994 fue de 13.5 MBO x 84.6 MBW, con CIRCULAR FEXP-OP-034-94 del 09.05.94 se conforma el Grupo de Trabajo encargado de implementar el "Proyecto Incremento de Producción Corrientes" con participación de personal de la División Producción Selva y la Función Exploración Producción - Lima.

El Grupo mencionado inició sus funciones el 16.05.94 y una de sus primeras recomendaciones fue la toma y evaluación de Registros de Producción (TMD, PLT) en el pozo 116D -Corrientes.

Los objetivos ha alcanzar con estos trabajos fueron los siguientes:

- Incrementar la producción actual del pozo en  $\pm$  240 BOPD
- Determinar el cambio de saturación de fluidos en cada reservorio aperturado a producción y definir la apertura del reservorio Cetico capa 2.
- Determinar el aporte productivo de los reservorios aperturados a producción (Cetico capa 4 y Pona Capas 2 y3).
- Obtener índices de productividades a nivel de reservorios.
- Determinar la existencia de flujo cruzado entre reservorios de diferentes niveles de energía.

En el presente trabajo se presenta el procedimiento operativo, análisis de la información y resultados obtenidos con la toma de registros de producción (TMD -PLT)

## **CONCLUSIONES**

### **1. REGISTRO TMD**

#### **RESERVORIO CETICO**

- 1.1 En la base del ambiente fluvio deltaico (capa 6), el contacto original agua-petróleo se ha levantado en  $\pm 1$  mt. entre los años 1991 y 1994, por acción de la producción de todo el reservorio.

La Capa 4, se encuentra dividida por un cuerpo lutáceo que actúa como un sello al flujo vertical; es por ello, que el flujo en la parte superior de esta capa (donde están los perforados), es netamente de flanco, a pesar de producir con espesores de petróleo menores a 3 mts.

- 1.2 El ambiente deltaico (capa 3), muestra un alto nivel de saturación de agua; mientras que la capa 2 presenta saturaciones de agua prácticamente originales con potencial de reacondicionamiento.

#### **RESERVORIO PONA**

- 1.3 Existen cambios apreciables en la saturación de agua entre la completación del pozo (1984) y el registro tomado recientemente en condiciones fluyentes (1994). El cambio en la saturación de agua de las capas 2 y 3 está asociado directamente al espesor baleado.
- 1.4 Actualmente no es posible una interpretación cuantitativa de este perfil debido a que se necesita estimar el contenido de arcilla y porosidad de acuerdo a un modelo litológico.
- 1.5 No es conveniente utilizar el perfil TDT tomado en el año 1991 para interpretar cambios de saturación de agua en el reservorio Pona, debido a que este perfil fue tomado en condiciones estáticas y cuando el Reservorio Pona se encontraba abierto a producción.

## **2. REGISTRO PLT**

- 2.1 Los objetivos de la toma de los registros de producción se cumplieron en forma satisfactoria, lográndose determinar: el porcentaje de aporte de producción de los reservorios evaluados, la existencia de flujo cruzado y la determinación de los índices de productividad.
- 2.2 Para los tres regímenes de producción evaluadas el reservorio Cetico capa 4 aporta aproximadamente el 92% de la producción total del pozo. Los reservorios Cetico capa 2 y Pona capa 3 contribuyen con la diferencia y el reservorio Pona capa 2 no estaría contribuyendo en la producción del pozo.
- 2.3 En condiciones estáticas existe flujo cruzado del reservorio Cetico capa 4 a los reservorios Pona capas 2 y 3. Este efecto no se observa fácilmente en condiciones dinámicas debido a que las producciones de estas capas están dentro del rango de error de la herramienta.
- 2.4 El valor del Índice de Productividad obtenido para el Reservorio Cetico capa 4 es similar al obtenido en la prueba de formación efectuada en este reservorio en julio 1991 (4.2 Bls/psi). Los valores de índice de productividad obtenido en los Reservorios Cetico capa 2, Pona capas 2 y 3 están dentro del rango de valores esperados.
- 2.5 En el registro de temperatura se observa que existe un calentamiento excesivo frente al reservorio Cetico capa 4, especialmente en la base de la zona baleada. Este efecto estaría asociado a daño a la formación y/o punzados tapados.
- 2.6 Los valores de corte de agua obtenidos a las diferentes frecuencias no aumentaron significativamente, por lo que el pozo puede ser producido a regímenes mayores de extracción
- 2.7 Para el cálculo de los Hold-Up de agua y petróleo se usaron los datos obtenidos del registro Hydrolog, sin embargo estos valores no son tan exactos como los que se hubieran obtenido con el registro Fluid Density, el cual dejó de funcionar antes de iniciar la toma de los registros de producción.

## RECOMENDACIONES

- 1.- Rebalear el reservorio Cetico capa 4 en el intervalo 3167.0 - 3169.5 mts. con 4 tiros/pie y balear de 3165.8 - 3166.5 mts con 8 tiros/pie (profundidades referidas al registro DIL-BHC-GR del 27.06.84). Producir los reservorios Cetico capas 4 y 2 y Pona capas 3 y 2 con un régimen de extracción de  $\pm 7000$  BFPD hasta que el pozo alcance un corte de agua de 96 %, en cuyo caso se procederá a aislar el reservorio Cetico 4 y rediseñar equipo de bombeo electrosumergible.
- 2.- Coordinar con el Dpto. de Geología la priorización de la interpretación litológica del reservorio Pona (Perfil ELAN), con el fin de realizar cálculos cuantitativos utilizando el registro TDT.
- 3.- Continuar con la toma de Registros de producción para un mejor control de los reservorios. Implementar el uso del gradiomanómetro en el Conjunto PLT y continuar evaluando el uso de TDT's tomando en condiciones estáticas en comparación con fluyentes.
- 4.- Durante la toma de registros PLT, tomar las acciones siguientes:
  - (●) Efectuar mediciones en el floco y en tanques cada hora y reportar BSW y Agua Libre a fin de efectuar los registros de producción cuando la producción se encuentre estabilizada, principalmente basada en el corte de agua.
  - (●) Registrar la presión en "cabeza" y nivel dinámico de fluido para cada uno de los caudales medidos.
  - (●) A fin de identificar flujos cruzados entre los reservorios evaluados, efectuar corridas subiendo y bajando a velocidad de cable bajas (8 metros/minuto), durante el cierre del pozo.
  - (●) Calibrar el Hydrotool insitu tanto en la zona de agua como en la zona de petróleo, para obtener valores representativos de los hold-up.
- 5.- Solicitar a Cía. de Servicios la revisión y prueba de sus herramientas antes de iniciar la toma de los registros de producción. Es necesario contar en locación con los repuestos del running plug (O-Ring, empaques y pin).

## **DISCUSION**

### **I. ANTECEDENTES**

El Pozo 116D ubicado en el Yacimiento Corrientes (Figura N° 1) fue perforado y completado en el año 1984, con el fin de drenar el reservorio Pona. Durante la completación del pozo, se tomó un registro TDT-K base, realizado a hueco abierto en los reservorios Cetico, Lupuna, Pona, Vivian y Pozo Basal.

Se completó inicialmente en Pona capa 2 (3042.5 - 3047.5 mts.) y Pona capa 3 (3053.2 - 3053.7 mts.) (3055.0 - 3057.0 mts.). Su régimen de producción inicial fue : 320 BOPD x 10 BWPD x ST (julio 1984). En abril 1985, se instaló Unidad de Bombeo Electrosumergible con un régimen de 1041 BOPD x 467 BWPD x BEC.

En junio 1991, se tomó el Registro Thermal Decay Time (TDT-K) con la finalidad de "monitorear" el avance de agua y determinar la apertura a producción del reservorio Cetico, debido a la baja producción del pozo (193 BOPD).

En base a la interpretación del Registro TDT-K y teniendo como objetivo incrementar la producción del pozo, se recomendó la apertura del reservorio Cetico capa 4 de 3167.0 - 3169.5 mts. La producción obtenida en conjunto con Pona capas 2 y 3 fue de 2005 BOPD x 3000 BWPD x BEC.

En diciembre 1993, se instaló una "Y" tool dejando el pozo en condiciones de tomar registros de producción. El 26.05.94 se tomó el Registro Thermal Multigate Decay (TMD), de cuya interpretación se recomendó aperturar el reservorio Cetico capa 2 en el intervalo (3152.0 - 3155.0 mts.).

Entre el 16.06.94 y 20.06.94, se tomó el registro de producción (PLT), a 3 regímenes de producción diferentes, gobernados por el cambio en la frecuencia de la bomba electrosumergible. La producción del pozo al inicio de la prueba fue de 692 BOPD x 3908 BWPD x 150 psi x BEC. A Abril de 1994 este pozo ha acumulado 2.15 MMBO x 6.07 MMBW.

En las Figuras N°s 2 y 3, se presentan el Diagrama actual de Completación y el Comportamiento Productivo del Pozo 116D-Corrientes, respectivamente.



## **II. REGISTRO THERMAL MULTIGATE DECAY (TMD)**

### **A. ANALISIS**

La información obtenida con el registro TMD, en el pozo 116D, es importante para el entendimiento del comportamiento de flujo en el reservorio ya que esta ubicado en la parte alta de la estructura.

En este pozo se han tomado los registros TMD en condiciones fluyentes y estáticas, concluyéndose que para el reservorio Cetico, las diferencias de las lecturas en los dos registros no son apreciables y por lo tanto, se puede utilizar sin problemas el registro TMD en condiciones estáticas para evaluar arenas de dicho reservorio que estén en producción.

Para la evaluación de este perfil se ha utilizado la técnica "Time lapse", utilizando el registro base tomado en 1984 y los registros posteriores tomados en los años 1991 y 1994, tal como se muestra en las figuras 4 y 5.

Asimismo, se preparó un registro TDT sintético, en base a la interpretación del ELAN, que al ser comparado con el TDT base, presento marcadas discrepancias. Esto evidencia que los registros TDT sintéticos tienen limitaciones asociados al modelo de litología que se use al interpretar los registros a hueco abierto. Su uso deber ser condicionado a aquellos casos donde no se dispongan de registros TDT base. Los resultados de esta interpretación deberán ser tomados con cuidado.

### **B. RESULTADOS**

## **RESERVORIO CETICO**

### **AMBIENTE FLUVIO DELTAICO**

Tal como se muestra en la Figuras N°s 4 y 5, en la base del ambiente fluviodeltaico del reservorio Cetico capa 6, se observa un cambio en la saturación de fluidos, el mismo que estaría asociado a la producción del reservorio. El contacto original agua-petróleo se ha levantado en  $\pm 1$  mt. entre los años 1991 y 1994.

En las capas 4 y 5 la interpretación del registro TMD tomado en este pozo presenta dos niveles de alta saturación de agua en el reservorio fluviodeltaico. Uno de ellos se encuentra en la base del cuerpo superior por debajo de los perforados (3167.0-3169.5 mts.), Figura N° 4. El cuerpo mencionado presenta actualmente un espesor petrolífero de  $\pm 3$ mts, el cual bajo la concepción de flujo de este ambiente (empuje de fondo), daría como resultado una

conificación casi inmediata, la misma que a la fecha aún no ha sido observada en pruebas de producción ni en los resultados obtenidos con el registro PLT. (El mayor volumen de fluidos y de petróleo del pozo provienen del reservorio Cetico capa 4). Por lo explicado anteriormente, los resultados obtenidos concordarían con un modelo de empuje de agua lateral en el cuerpo superior del reservorio Cetico capa 4. Esto estaría asociado a la presencia de un cuerpo lutáceo ubicado a  $\pm 5$ mts. del tope y que sería de extensión areal.

En la base del ambiente fluviodeltaico (capa 5) se nota un fuerte cambio en la saturación de agua con respecto al valor medido durante la completación del pozo (1984) tanto en el perfil tomado en el año 1991 y luego en 1994. Actualmente se ha formado un contacto agua/petróleo a un nivel de  $\pm 3174.8$  mts.

Una de las características con el cual se puede observar que el mayor aporte de agua proviene del reservorio Cetico capa 4, es la modificación del GR actual respecto al registrado en la completación. Así mismo se observa que el mayor cambio en la radiactividad se da en el tope del intervalo baleado, indicando un mayor movimiento de fluido en la zona.

### **AMBIENTE DELTAICO CETICO 3 Y CETICO 2**

Tal como se muestra en la Figura N° 7, los reservorios de este ambiente, presentan un gradiente vertical de saturación de agua que difiere de los registrados en el ambiente fluvio deltaico.

El reservorio Cetico capa 3 presenta un cambio significativo del nivel de saturación de agua consecuencia del grado de explotación actual del yacimiento.

En el reservorio Cetico capa 2, podemos observar que no existen cambios importantes de saturación de agua. Los resultados obtenidos confirman el comportamiento de flujo del reservorio Cetico capa 2 hacia la Zona Sur.

En esta zona este reservorio no está siendo drenado eficientemente por estar produciendo en conjunto con otros reservorios de mayor productividad.

### **RESERVORIO PONA**

Tal como se muestra en la Figura N° 6, existe una marcada variación en las lecturas tomadas durante la completación del pozo (1984) y la actual (1994), indicando un cambio en la saturación de agua en las capas 2 y 3 de este reservorio, asociado directamente al espesor baleado.

Esta interpretación considera el hecho que el perfil TMD tomado en mayo de 1994, fue en condiciones fluyentes, lo que redujo la invasión de fluido durante el perfilaje.

El perfil tomado en el año 1991 fue en condiciones estáticas lo que reduce la confiabilidad de la interpretación efectuada, debido a la invasión de fluido durante el perfilaje. Si asumimos que el efecto de la invasión es mínimo, entonces podríamos considerar las características siguientes:

- (●) El mayor cambio en la saturación de agua se ha producido entre los años 1984 a 1991, donde el reservorio Pona fue el único productor del pozo. La capa 2 alcanzó valores altos de saturaciones de agua.
- (●) Entre los años 1991 al 1994, no existió mayor variación en la saturación de agua en la capa 2, por el contrario el cuerpo inferior de la capa 3 ha continuado incrementando su saturación de agua.

En este período de tiempo el reservorio Pona ha producido en conjunto con el reservorio Cetico capa 4.

Esto significaría que actualmente la capa 2 no aporta flujo a producción y es solo la capa 3 que esta contribuyendo al flujo.

### **III. REGISTRO DE PRODUCCION (PLT)**

#### **A. ANALISIS**

Los Registros de Producción fueron obtenidos bajando al pozo el conjunto siguiente:

Flowmeter  
Fluid Density  
Hydrolog  
Temperatura  
Presión

Los Registros se efectuaron a tres (3) regímenes de producción, los mismos que fueron gobernados principalmente por las variaciones de la frecuencia de la bomba (60, 40 y 70 Hertz).

Antes de la toma de cada uno de los Registros, fue necesario tener una producción estabilizada basada principalmente en el porcentaje de corte de agua.

Asimismo, a fin de obtener una información representativa del nivel de presiones estáticas de los reservorios aperturados a producción en este pozo y poder construir curvas de Índice de Productividad a nivel de los mismos; se

programó y efectuó cierres en cabeza al inicio y final de la toma de los Registros de Producción.

A continuación se presenta un análisis de la información obtenida en la toma de cada uno de los Registros mencionados:

### **"FLOWMETERS"**

Para cada uno de los registros( 60, 40 y 70 Hertz) se efectuó la calibración de la herramienta realizando 6 corridas subiendo y bajando a velocidades de cable de 10, 20 y 30 mts./minuto.

Se efectuaron 6 medidas estacionarias entre los intervalos productores, (Figura N° 8); con la finalidad de obtener valores promedios de las lecturas de cada una de las herramientas y poder definir posteriormente el aporte productivo de cada uno de los reservorios evaluados.

En todas las pruebas, la velocidad del fluido es ligeramente mayor en la 5ta. estación, que en la 6ta. estación, tal como se muestra en la Figura N° 9. Aunque esta diferencia de velocidades está dentro del rango de resolución de la herramienta, el hecho es consistente en todas las pruebas por lo que se sospecha que el Pona capa 2 estaría tomando pequeños volúmenes de fluido cuando el pozo está fluyendo. Al mismo tiempo se puede inferir que dicho reservorio no estuvo aportando en ninguna de las pruebas.

Cada registro de "Flowmeter" fluyente, presenta una alta velocidad de flujo en la zona baleada del reservorio Cetico capa 4 y contribuciones mucho menores en los reservorios Cetico capa 2 y Pona capa 3. Lo anterior se puede observar en la Figura N° 9, donde se presentan las lecturas obtenidas con los registros: Flowmeters, Temperatura, Presión e Hydrolog; tomadas con el conjunto bajando en el pozo a una velocidad promedio de 10 mts/minuto en condiciones dinámicas y estáticas.

A la figura mencionada se le ha denominado COMPARACION DE PRUEBAS, porque a través de la misma permite observar el comportamiento de cada una de las herramientas frente a los intervalos aperturados a producción, ayudando a realizar una mejor interpretación de los mismos.

La curva de flowmeter con el pozo cerrado disminuye en rotaciones por segundo (RPS) frente a la zona de los reservorios Pona capas 2 y 3, lo que estaría indicando un flujo cruzado del reservorio Cetico capa 4 hacia los reservorios Pona capas 3 y 2.

## DENSIDAD DE FLUIDOS

La herramienta para obtener registros de la densidad del fluido producido por cada uno de los reservorios aperturados a producción, dejó de trabajar aproximadamente después de 21 hrs. de encontrarse en el pozo, razón por la que no ha sido factible determinar dichos valores. Sin embargo el registro Hydrolog fue usado para realizar una interpretación aceptable, de las proporciones individuales de cada fluido en el volumen total producido.

Asimismo, el hecho de tener una gran producción del reservorio Cetico capa 4 y contribuciones comparativamente pequeñas de los reservorios Cetico capa 2 y Pona capa 3, fue fundamental para decidir la continuación de la toma de registros sin contar con el registro de densidad de fluido.

## HYDROLOGS

Las curvas obtenidas con el registro Hydrolog muestran un comportamiento bastante aleatorio. Indicando entradas de hidrocarburos en los reservorios Cetico capa 4 y Cetico capa 2, pero de diferentes valores absolutos.

En la Figura N° 9 COMPARACION DE PRUEBAS, se puede observar que las curvas de Hydrolog promedio de todas las corridas realizadas se superponen.

Aunque la desviación standard es de aproximadamente 3000 HZ, las promedias de los Hydrologs responden consistentemente. Estas curvas promedio, previamente normalizadas, fueron usadas posteriormente para hacer la interpretación .

La curva promedio con el pozo cerrado indica una proporción pobre en petróleo durante el crossflow. Asimismo, por encima de los reservorios Pona capas 2 y 3, habría un porcentaje de petróleo que estaría subiendo, para ubicarse por encima del nivel de agua.

La herramienta "hidrotool" se calibró insitu en la interface agua-petróleo dando las constantes siguientes:

$H_w$  = Lectura del Hydrolog en agua , 7400 Hz.

$H_o$  = Lectura del Hydrolog en petróleo, 24700 Hz.

## TEMPERATURA

Las curvas de temperatura con el pozo fluyente (60, 40 y 70 Hertz) muestran una tendencia a incrementar (calentar), cada vez que aumenta la frecuencia de la bomba.

En el fondo del pozo, las curvas se superponen indicando que no hay movimiento de fluido por debajo de las zonas baleadas, lo cual es lógico e indica que la herramienta está efectuando lecturas coherentes.

Frente al reservorio Cetico capa 4 se observa un fuerte calentamiento especialmente en la base del intervalo baleado . Este efecto estaría asociado a daño de formación y/o punzados tapados.

Frente al reservorio Cetico capa 2 no se observa ninguna deflexión en la curva de temperatura, aunque por el registro de "Flowmeter" se infiere que esta capa está produciendo. En este caso el calentamiento del reservorio Cetico capa 4, enmascara el cambio de temperatura frente al reservorio Cetico capa 2.

El enfriamiento normal frente al reservorio Pona capa 3, confirma el aporte de esta zona.

La temperatura no cambia frente al reservorio Pona capa 2 confirmando que no estaba produciendo durante las pruebas efectuadas.

Lo mencionado en los párrafos anteriores se puede apreciar en la Figura N° 9, COMPARACION DE PRUEBAS.

La temperatura con el pozo cerrado indica un calentamiento anormal desde el reservorio Cetico capa 4 hasta la parte superior del reservorio Pona capa 2, confirmando el flujo cruzado detectado por el flowmeter. El fluido saliente del reservorio Cetico capa 4 calienta el hueco a su paso; este efecto calorífero desaparece frente a los reservorios Pona capas 3 y 2.

## **PRESIONES**

En la Figura N° 9, COMPARACION DE PRUEBAS, se puede observar el comportamiento de la presión en cada uno de los registros efectuados, para diferentes regímenes de producción

Por ejemplo se tiene que a la profundidad de 3105.0 m (3ra.estación), se observaron presiones de 4695 psi con el pozo cerrado, 4210 psi a la frecuencia de 70 HZ, 4230 a la frecuencia de 40 HZ y 4170 a la frecuencia de 60 HZ.

De lo anterior se puede observar que durante la prueba a 70 HZ, la presión no estaba estabilizada pues debió ser más baja que en la prueba a 60 HZ.; sin embargo también es posible que la presión medida a 60 HZ fuese muy alta por efecto de recirculación de fluido a través del Running Plug.

Los valores medidos por esta herramienta son mucho mas altas que los registrados durante la prueba de formación, sin embargo este error es minimizado en el calculo del Indice de productividad, al utilizar diferencias de presiones.

## **B. RESULTADOS**

El promedio de las pruebas de producción a 40, 60 y 70 Hertz fueron las siguientes:

| <b>FRECUENCIA</b><br><u>(Hertz)</u> | <b>PRODUCCION</b> |               |              |               |             |
|-------------------------------------|-------------------|---------------|--------------|---------------|-------------|
|                                     | <u>(BOPD)</u>     | <u>(BWPD)</u> | <u>(PSI)</u> | <u>FW (%)</u> | <u>BFPD</u> |
| 40                                  | 466               | 1984          | 80           | 81.0          | 2450        |
| 60                                  | 681               | 3659          | 130          | 84.3          | 4340        |
| 70                                  | 897               | 4233          | 170          | 82.5          | 5130        |

### **APORTE PRODUCTIVO POR RESERVORIO**

En base a la información obtenida con cada una de las herramientas de producción empleadas; la Cía. Halliburton efectuó la interpretación de las mismas, para lo cual empleó en forma secuencial el método presentado en el anexo 4.

Los resultados obtenidos en condiciones dinámicas para cada uno de los reservorios aperturados a producción, (para cada una de las frecuencias evaluadas) se presentan en la Tabla N° 1. Los resultados obtenidos en condiciones estáticas son presentadas en la Tabla N° 2.

Merece indicarse que los valores obtenidos en el cálculo de los "Hold-Up" de agua y petróleo, no son tan exactos como los que se hubieran obtenido con el registro "Fluid Density", el cual no funcionó durante la ejecución de los registros.

En las Figuras N°s 10, 11 y 12, se presentan las interpretaciones de los registros de producción (PLT) a las frecuencias de 60 40 y 70 Hertz respectivamente (condiciones dinámicas). En la Figura N° 13, se presenta la interpretación de los registros de producción (PLT) en condiciones estáticas (pozo cerrado).

Estas Figuras ilustran los comentarios mencionados anteriormente.

En base a la interpretación efectuada para los diferentes regímenes de producción, se puede concluir lo siguiente:

Existe flujo cruzado (back-flow) del reservorio Cetico capa 4 hacia los reservorios Pona capas 3 y 2, sin embargo este efecto no es finalmente observado en condiciones dinámicas.

En las registros efectuados, el reservorio Cetico capa 4 aporta casi la totalidad de la producción del pozo (92%). Los reservorios Cetico capa 2 y Pona capa 3, contribuyen en menor proporción y el reservorio Pona capa 2 no está contribuyendo a la producción del pozo.



## **INDICE DE PRODUCTIVIDAD.**

Usando los flujos totales (  $Q_t$  ) calculados por el "Spinner" y las presiones fluyentes respectivas, se construyeron gráficos IPR para los reservorios Cetico capa 4, Cetico capa 2, Pona capa 3 y Pona capa 2 y el total del pozo.

Para obtener el nivel de presión estática de los reservorios evaluados, se realizó una prueba de restauración de presión al finalizar la toma de los registros de producción.

El valor de la presión fluyente para cada uno de los reservorios, se vio afectado por la falta de estabilización de la misma, siendo esta más notoria a las frecuencias de 60 y 70 Hz.

La presión y el flujo en la prueba de 40 Hertz, llegaron a estabilizarse aceptablemente. Por esta razón el punto de 40 Hertz y el pozo cerrado se usaron para estimar los índices de productividad que se muestran en la Tabla N° 3, donde se puede observar que los valores de las presiones estáticas obtenidas para cada uno de los reservorios aperturados a producción, no son coherentes con los obtenidos en pruebas de producción efectuados durante la completación y reacondicionamiento del pozo.

Dado que la resolución del "flowmeter" es del orden de 100 BFPD, solo es representativo el gráfico de IPR para la capa 4 del reservorio Cetico, dado su volumen de producción (Figura N° 14), para los otros reservorios sólo son referenciales. Las presiones medidas con el "strain gauge" son mayores a los obtenidos en pruebas de formación; sin embargo dado que para el cálculo de índice de productividad se utilizan presiones diferenciales, este hecho no afecta el cálculo de los índices.

En base a la Tabla N° 3 y Figura N° 14, podemos mencionar lo siguiente:

- (●) El valor del Índice de Productividad obtenido para el reservorio Cetico capa 4, es similar al obtenido en la prueba de formación efectuada en este reservorio en Julio de 1991 (4.2 Bbl/Psi ).
- (●) Los valores de índice de productividad obtenidos en los reservorios Pona capas 3 y 2 y Cetico capa 2, están en el orden que se esperaría para estos reservorios, sin embargo no son cuantificables.



## **PROSPECTOS DE REACONDICIONAMIENTO**

De la evaluación de los registros TDT y TMD tomados en los años 1984, 1991 y 1994, se puede observar que existen pequeños cambios frente a los reservorios Cetico capa 1 y Pona capa 1 (Figuras N°s 6 y 7), los mismos que se deberían a procesos estadísticos y no obedecerían a un cambio en la saturación de fluidos en los reservorios mencionados

Tomando en cuenta lo anterior y considerando que el reservorio Cetico 1, presenta mejores características de saturación de fluidos con respecto a los pozos vecinos: 81D y 90D; este reservorio constituye un prospecto potencial para reacondicionamiento futuro.

En igual forma el reservorio Pona capa 1, constituye un prospecto potencial de reacondicionamiento futuro y su apertura depender principalmente de la evaluación económica que se efectúe en base a la producción adicional a obtenerse.

**RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION****POZO: 116D - CORRIENTES****RELACION DE ANEXOS**

| <b>Nº</b> | <b>DESCRIPCION</b>                                     |
|-----------|--|
| 1         | Resumen Cronológico Trabajos Toma Registro TMD.        |
| 2         | Resumen Cronológico Trabajos Toma Registro PLT.        |
| 3         | Procedimiento Operativo Recomendado Toma Registro PLT. |
| 4         | Método de Interpretación - PLT                         |
| 5         | Aspectos Teórico Registro Pulsos de Neutrones (TMD)    |

**ANEXO 1****RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION****POZO 116 D - CORRIENTES****RESUMEN CRONOLOGICO TRABAJOS TOMA REGISTRO TMD**

26.05.94 Armó lubricador de Wire Line y pescante "pulling tool".

Paró la bomba a 09:45 hrs. Bajó pescante y "pescó " blanking plug. Desarmó lubricador de wire line. Armó polea y lubricador de HLS. Bajó sondas GR-CCL-TMD hasta 3210m. Correlacionó profundidad. Registró reservorios Cetico y Pona de (3210 - 3000 mts.). Registró Sección Repetida de (3210 - 3125 mts.). Arrancó bomba a las 15:30 hrs. Registró reservorios Cetico y Pona de (3210 - 3000 mts.). Registró Sección Repetida de (3210 - 3140 mts.). Paró bomba a las 18:17 hrs. Registró reservorios Cetico y Pona de (3210 - 3140 mts.).

Arrancó bomba a las 22:50 hrs.

## ANEXO N° 2

### RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION

#### POZO 116 D - CORRIENTES

### RESUMEN CRONOLOGICO TRABAJOS TOMA REGISTRO PLT

15.06.94      Pozo en prueba de producción a Batería Nø 2.

Prod.= 692 x 3908 x 24 hrs x 150 Psi x 84.96% x 60 HZ (BFPD:4600).

16.06.94      Armó lubricador de Wire Line y pescante "pulling tool".

Paró la bomba a 09:50 hrs. Bajó pescante hasta 1085 mts. y "pescó " blanking plug. Desarmó lubricador de wire line.

Armó polea y lubricador de HLS.

Bajó sinker bar de 1 11/16", Running plug y sondas CCL - GR.      Chequeó pase de herramienta y correlacionó profundidad . Registró de (3214 - 3000 mts.).

Sacó sinker bar, Running Plug y sondas CCL - GR.

Armó conjunto PLT (flowmeter, estabilizador, fluid density, hydrolog, estabilizador, temperatura, presión, CCL) y bajó con Running Plug, hasta la profundidad de 2150 mts, perdiendo señal. Sacó sarta PLT. Encontró falla en la sonda CCl (contacto suelto).

17.06.94      Armó conjunto PLT y bajó hasta 3214 mts., chequeó funcionamiento (OK) y posicionó @ 3030 mts.

Arrancó la bomba a las 05:35 hrs. con 60 HZ de frecuencia.

Pozo en prueba de producción por 31 hrs. 10 minutos.

Prod.= 681x3659x130Psix84.3%x60 HZ (BFPD:4340)

## 18.06.94 Inició Registro de Producción a 13:45 hrs.

Calibró flowmeter entre 3000 - 3292.2 mts., con las velocidades de cable siguientes:

|                           |                         |
|---------------------------|-------------------------|
| Bajando: 10-11 mts/minuto | Subiendo: 10 mts/minuto |
| 20 mts/minuto             | 14 mts/minuto           |
| 32 mts/minuto             | 34 mts/minuto           |

Tomó nivel dinámico de fluido: 7 tubos ( 217 fts).

Efectuó medidas estacionarias a las profundidades siguientes:

| Estación      | 1      | 2       | 3       | 4       | 5       | 6       |
|---------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Prof.(m)      | 3192.5 | 3160.9  | 3105.1  | 3054.3  | 3050.3  | 3000.0  |
| Hydro (CPS)   | 7250.0 | 11500.0 | 15200.0 | 13700.0 | 13600.0 | 13800.0 |
| Temp. (øF)    | 243.7  | 243.0   | 243.8   | 243.5   | 243.5   | 243.4   |
| Flow (RPS)    | 0      | 5.2     | 5.4     | 5.6     | 5.6     | 5.6     |
| Presión (PSI) | 4260.0 | 4312.0  | 4134.0  | 4054.0  | 4054.0  | 4021.0  |
| Tiempo (Hrs)  | 15:34  | 15:45   | 15:57   | 16:08   | 16:20   | 16:31   |

Posicionó conjunto PLT @ 3105.1 metros.

Cambió frecuencia de 60 Hz @ 40 HZ a 17:15 horas.

Pozo en prueba de producción por 15 horas.

Prod.: 466 x 1984 x 80Psi x 81% x 40HZ (BFPD: 2450)

## 19.06.94 Inició Registro de Producción @ 40 HZ a las 8:15 horas.

Calibró flowmeter entre 3000 - 3192.0 metros con las velocidades del cable siguientes:

|           |               |            |               |
|-----------|---------------|------------|---------------|
| Bajando : | 11 mts/minuto | Subiendo : | 11 mts/minuto |
|           | 20 mts/minuto |            | 22 mts/minuto |
|           | 30 mts/minuto |            | 31 mts/minuto |

Tomó nivel dinámico de fluido: 1 tubo (±31 ft).

Efectuó medidas estacionarias a las profundidades siguientes:

| Estación      | 1      | 2       | 3       | 4       | 5       | 6       |
|---------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Prof. (m.)    | 3190.8 | 3161.0  | 3105.0  | 3054.3  | 3050.3  | 3030.0  |
| Hydro (CPS)   | 7300.0 | 15300.0 | 16000.0 | 17700.0 | 15100.0 | 14500.0 |
| Temp. (øF)    | 243.8  | 243.7   | 243.5   | 243.4   | 243.4   | 243.3   |
| Flow (RPS)    | 0      | 2.9     | 3.0     | 3.0     | 3.1     | 3.0     |
| Presión (PSI) | 4375.0 | 4330.0  | 4249.0  | 4176.0  | 4171.0  | 4150.0  |
| Tiempo (Hrs)  | 10:17  | 10:32   | 10:47   | 11:03   | 11:11   | 11:32   |

Posicionó herramienta @ 3161 metros.

Cambió frecuencia de 40 HZ @ 60 HZ a las 11:53 hrs.  
Pozo en prueba de producción por 5:14 hrs.

Prod.: 721 x 3519 x 155 Psi x 83.0 % (BFPD: 4240)

Cambió frecuencia de 60@ 70 HZ a 17:07 hrs.

Pozo en prueba de producción por 7:53 hrs.

Prod.: 897 x 4233 x 170 Psi x 82.5% (BFPD: 5130)

20.06.94 Inició Registro de Producción a 03:00 hrs., calibró el flowmeter entre 3000 - 3192 mts. con las velocidades de cable siguientes:

Bajando: 10 mts/minuto Subiendo: 10 mts/minuto  
20 mts/minuto 20 mts/minuto  
30 mts/minuto 30 mts/minuto

Procedió a tomar medidas estacionarias a las profundidades siguientes:

| Estación      | 1      | 2      | 3       | 4       | 5       | 6       |
|---------------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|
| Prof. (m)     | 3190.8 | 3161.0 | 3105.0  | 3054.3  | 3050.3  | 3030.0  |
| Hydro(CPS)    | 7334.7 | 8890.0 | 10464.0 | 10600.0 | 10157.0 | 10500.0 |
| Flow (RPS)    | 0      | 5.9    | 6.3     | 5.6     | 6.6     | 6.6     |
| Presión (PSI) | 4356.0 | 4312.0 | 4232.0  | 163.0   | 4159.0  | 4131.8  |
| Temper (øF)   | 243.0  | 244.0  | 243.9   | 243.6   | 243.6   | 243.6   |
| Tiempo(Hrs)   | 5:01   | 5:10   | 5:21    | 5:31    | 5:36    | 5:45    |

Tomó nivel dinámico de fluido : 10 tubos ( $\pm$  310 pies).

Posicionó conjunto PLT @ 3030m.

Paró BEC a 6:15 horas. Efectuó build up por 7 horas 45 minutos.

Inició registro en condiciones estáticas a 14:00 hrs. Calibró Flowmeter entre 3030 - 3192.0 metros con las velocidades de cable siguientes:

Bajando : 10 mts/minuto                      Subiendo : 10 mts/minuto  
8 mts/minuto

Efectuó medidas estacionarias en condiciones estáticas a las profundidades siguientes:

| Estación      | 1       | 2       | 3      | 4      | 5      |
|---------------|---------|---------|--------|--------|--------|
| Prof.(m)      | 3161.0  | 3105.0  | 3054.3 | 3050.3 | 3030.0 |
| Hydro(CPS)    | 10500.0 | 10800.0 | 8315.0 | 8800.0 | 8434.0 |
| Flow (RPS)    | 0.3     | 0.2     | 0.1    | 0.1    | -0.2   |
| Presión (Psi) | 4786.0  | 4704.0  | 4630.2 | 4626.0 | 4549.0 |
| Temper (øF)   | 243.5   | 243.0   | 242.8  | 242.8  | 242.2  |
| Tiempo(Hrs)   | 15:24   | 15:36   | 15:43  | 15:47  | 15:53  |

Inició sacada de conjunto PLT a 16:00 hrs.

Durante la sacada de la herramienta encontró nivel de interface Agua- Petróleo @ 742 mts., e interface Petróleo - Gas @ 70 metros.

Sacó conjunto PLT y desarmó lubricador HLS.

Armó lubricador Wire Line, bajó y sentó blanking plug. Desarmó lubricador Wire Line.

Arrancó bomba a las 19:30 horas.

En la Figura N° 15, se presenta en forma de Diagrama la Secuencia Operativa seguida en la toma del Registro de Producción (PLT).

**ANEXO N° 3****RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION****POZO 116 D - CORRIENTES****PROCEDIMIENTO OPERATIVO - REGISTRO PLT**

- 1.- Poner el pozo en prueba a batería y registrar volumen de fluido producido. Porcentajes de agua libre, BSW, presiones etc. Tomar niveles de fluidos.
- 2.- Tomar medidas (lecturas) estacionarias en el centro de dos intervalos perforados y tratar en lo posible que tengan como mínimo 3 metros de separación.
- 3.- Sin cerrar el pozo instalar lubricador de Wire Line. Parar la bomba, bajar pescante "pulling tool" y pescar blanking plug de "Y" tool.
- 4.- Sacar lubricador de Wire Line e instalar lubricador de Compañía de Registros.
- 5.- Bajar Sinker Bar con sondas GR-CCL (de una longitud similar al que se va a usar en el conjunto PLT) y running plug a fin de verificar pase de herramienta y chequear profundidad.
- 6.- Bajar conjunto PLT con running plug, (verificar empaques del running plug antes de volver a bajarlo). Sentar running plug, continuar bajando hasta la estación superior.
- 7.- Arrancar bomba a la frecuencia actual de trabajo y efectuar mediciones en el floco cada hora, reportar BSW, agua libre. Efectuar el registro cuando la producción se encuentre estabilizada, principalmente basada en el corte de agua.
- 8.- Calibrar flowmeter a las velocidades de 10, 20 y 30 metros/minuto subiendo y bajando entre la primera y la última estación elegida. Tomar nivel de fluido. En todos los casos se debe trabajar encima del fondo detectado con el Sinker Bar con el fin de no dañar al Flowmeter (obstrucciones que no le permitan girar). Para ello se tomar como fondo un punto aleatorio que permita obtener lecturas iniciales representativas de cada una de las herramientas.
- 9.- Efectuar mediciones estacionarias en las estaciones elegidas de abajo hacia arriba.



- 10.- Estacionar conjunto PLT a la siguiente estación y cambiar la frecuencia del variador a la mínima permitida y repetir los pasos 8 y 9.
- 11.- Estacionar conjunto PLT a la siguiente estación y cambiar la frecuencia del variador a la máxima permitida y repetir los pasos 8 y 9.
- 12.- Estacionar sonda PLT en la estación superior. Parar la bomba y efectuar restauración de presión. Posteriormente, efectuar registros subiendo y bajando a la velocidad de 8 metros/minuto a fin de identificar flujos cruzados. Tomar nivel de fluido.
- 13.- Durante la sacada del conjunto PLT efectuar la calibración de las sondas de densidad en zonas donde se encuentran definidos los fluidos (agua, petróleo).
- 14.- Sacar lubricador de la Compañía de Registros y colocar lubricador de Wire Line.
- 15.- Bajar blanking plug y sacar lubricador de Wire Line.
- 16.- Arrancar pozo con la frecuencia inicial que se estime conveniente.

Nota.- Si el sensor de presión registra valores anormales, determinar (con amperada), el valor de presión a la profundidad donde se efectuó el build-up.

## ANEXO N° 4

### RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION

#### POZO 116 D - CORRIENTES

### METODO DE INTERPRETACION - PLT

- 1.- Escoger la ZONAS donde se tomaron los valores promedios de RPS y velocidades de cable. Construir gráficos de calibración del "Flowmeter" para cada zona. Calcular las velocidades de Fluido Aparentes ( $V_a$ ) y eficiencias de respuesta de Flowmeter (Slope).
- 2.- Calcular la velocidad superficial promedio ( $U_t$ ) en cada zona, según la relación siguiente:

$$U_t = V_a \times 0.83$$

- 3.- Cálculo del Flujo Total ( $Q_t$ ) usando la constante de la tubería (PC)

$$PC = 1.7811 \left( \frac{\pi \times \text{PIPEID}^2}{4} - 0.404 \right) \quad \text{BPM/fpm}$$

donde : PIPEID = diámetro interno del casing (6.274")

$$Q_t = PC \times U_t$$

- 4.- Calcular el "Hold-Up" de agua ( $Y_w$ ) usando las cuentas del Hydrolog.

$$Y_w = \frac{(H_f - H_w)}{(H_o - H_w)}$$

donde :

$H_f$  = Frecuencia del Hydrolog obtenida durante el registro

$H_w$  = Lectura del Hydrolog en agua , 7400 Hz.

$H_o$  = Lectura del Hydrolog en petróleo, 24700 Hz.

- 5.- Cálculo de las velocidades de deslizamiento.
  - a) Cálculo de las densidades de petróleo ( $D_o$ ) y agua ( $D_w$ ) a condiciones fluyentes.
  - b) Cálculo de la diferencia de velocidades (DD)

$$DD = D_w - D_o$$

- c) Utilizar la carta de Nicolás y E. J. Wuttercholt. Entrar en el eje X con DD y calcular la velocidad de deslizamiento entre el petróleo y el agua ( $V_s$ ) para el respectivo hold-up de agua ( $Y_w$ ).

$$V_s = V_o - V_w$$

Donde:

$V_o$  = Velocidad de la fase petróleo.

$V_w$  = Velocidad de la fase agua.

- 6.- Cálculo de los flujos de agua y petróleo:

$$Q_w = PC \times V_w \times Y_w \quad (Q_t - V_s \times (1 - Y_w))$$

$$Q_o = Q_t - Q_w$$

- 7.- Convertir a valores de superficie usando los FVF de petróleo ( $B_o$ ) y agua ( $B_w$ ).

$$Q_{ou} = Q_o / B_o$$

$$Q_{wu} = Q_w / B_w$$

## **ANEXO 5**

### **RESULTADOS REGISTRO DE PRODUCCION**

#### **POZO 116D CORRIENTES**

### **REGISTRO PULSOS DE NEUTRONES (TMD)**

#### **FUNDAMENTO TEORICO**

Las técnicas nucleares de registro están basadas en la respuesta de una porción de la formación cercana al pozo (wellbore), al ser bombardeada con neutrones de alta energía.

#### **ANALISIS DE LAS MEDICIONES**

Neutrones de alta energía son emitidos hacia la formación (borehole), estos neutrones son rápidamente desacelerados, principalmente por los choques con los tomos de Hidrógeno de la formación (Figura N° 16). Durante el proceso de desaceleración de los neutrones se definen dos regiones: la región epitermal y la banda termal.

Una vez que la energía termal ha sido alcanzada por los neutrones, éstos se difunden en un equilibrio térmico con el medio ambiente que los rodea, hasta que son finalmente capturados por algún núcleo en la formación.

Como efecto del proceso de captura de los neutrones, un Rayo Gamma de captura es emitido, siendo la detección de tales Rayos Gamma la base del Registro de Pulsos de Neutrones.

El intervalo de tiempo transcurrido hasta que los neutrones alcancen energía termal, antes de ser capturados, es una característica importante de la formación.

De acuerdo a experimentos de laboratorio se ha observado que después de una emisión de neutrones hacia la formación, la población ó densidad de neutrones termales decae exponencialmente, una vez que todos los efectos iniciales del casing y background han sido tomados en cuenta (sobrepesados).

Las herramientas de Registro de Pulsos de Neutrones, miden el rate de decrecimiento exponencial de la población de neutrones termales alrededor de la herramienta, después de cada emisión. Esta medición se efectúa mediante la detección de los Rayos Gamma de captura emitidos. La densidad de neutrones termales decae de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$N = N_0 e^{-t/\tau}$$

donde:

$N_0$  = Densidad de neutrones después de un tiempo corto siguiente a la emisión de neutrones ( $t_0$ ).

$t$  = Tiempo medido desde  $N_0$ .

$\tau$  = Tiempo de decaimiento termal en  $\mu$  segundos.  
(Tiempo requerido para un decaimiento del 63% de la densidad de neutrones).

El tiempo de decaimiento termal está relacionado a la sección macroscópica de captura de la formación ( $\Sigma$ ) por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \Sigma \text{ (cm}^2\text{/cm}^3\text{)} &= 4.55/\tau \text{ (}\mu\text{ segundos) } \acute{o} \\ \text{(unidades de captura)} &= 4550/\tau \text{ (}\mu\text{ segundos)} \end{aligned}$$

## UNIDADES

Las unidades de  $\Sigma$  en  $\text{cm}^2/\text{cm}^3$  son demasiados grandes para un uso práctico conveniente, de esto usualmente se expresa en "unidades de captura" cuya equivalencia es:

$$1 \text{ unidad de captura ( 1 c.u = } 10^{-3} \text{ cm}^2 / \text{cm}^3\text{)}$$

$$\text{Con estas unidades } \Sigma(\text{c.u}) = 4550 / \tau$$

El tiempo de decaimiento termal es determinado, estableciendo la pendiente de la línea recta en una escala logarítmica, tal como se observa en la Figura N° 17.

Para el ajuste correcto de esta línea es necesario establecer diferentes ventanas dependiendo de la herramienta en uso. Para el caso del TMD el número de ventanas es 6 . Estas ventanas de medición deberán ser reguladas con bastante precisión para evitar los efectos del casing y los conteos estadísticos remanentes del background (medio)

Para mejorar los resultados, la regulación del tiempo de la ventana de medición debe ser constantemente cambiado (mediante un lapso de retroalimentación), de acuerdo a como el tiempo de decaimiento de la formación y del "borehole" cambian. Como se observa en la Figura N° 17 la actividad del medio (background) es medida en la ventana III y restada de los conteos efectuados en las ventanas I y II.

Un sistema de ventana ajustable asegura que las ventanas I y II estén siempre posesionadas sobre la porción correcta de la curva de decaimiento.

De acuerdo a estudios realizados en una gran variedad de condiciones de formación y "borehole", se ha encontrado que un tiempo de espera igual a 2 veces el tiempo de decaimiento ( $2\tau$ ) después de la emisión de los neutrones es casi suficiente para eliminar muchos de los efectos iniciales del borehole y ubicar la primera ventana de medición sobre la parte exponencial de la curva del tiempo de decaimiento.

En el caso del TMD (Figura N° 17), las últimas 4 ventanas, cada una progresivamente más ancha y más alejada del pulso neutrónico original, miden, cada una un porcentaje mayor de cuentas provenientes de la formación. La última ventana (número 6) se encuentra suficientemente alejada del pulso original, de manera tal que solo un número despreciable de las cuentas (menor al 3%) medidas son generadas por captura en el fluido del pozo. Luego de 1 segundo (1250 estallidos), el generador es apagado por 60 milisegundos y los últimos 55 milisegundos son usados para medir las cuentas de rayos gamma de background o de fondo.

## **DESCRIPCION DE LAS HERRAMIENTAS**

Las primeras herramientas de registro de Pruebas de Neutrones mediciones de  $\Sigma$  (sección transversal de captura macroscópica) y  $\tau$  (tiempo de decaimiento de neutrones termales), los cuales fueron de gran utilidad para la detección de hidrocarburos y para detectar cambios en la saturación de agua de pozos entubados.

La evaluación cuantitativa de la saturación de agua con estas herramientas ha sido efectuada algunas veces en una formación limpia donde se contaba con información de porosidades. Sin embargo para pozos antiguos, este tipo de información no era disponible y la interpretación que se efectuaba solo era meramente cualitativa.

Por otro lado, debido a la naturaleza estadística de las mediciones, estas herramientas requerían de un gran número de corridas con el consiguiente empleo de una gran cantidad de tiempo.

La herramienta que se han venido empleando en nuestras operaciones es del tipo "Dual - Spacing Thermal Neutron Decay Time Tool" (T.D.T.- K) de la Cía. Schlumberger y Thermal Multigate Decay Log de la compañía HLS.; cuya característica fundamental es la presencia de dos detectores.

La adición de un segundo detector proporciona una mayor información para el análisis de la formación.

Las variaciones estadísticas han sido reducidas sustancialmente incrementado el rendimiento ó producción de la fuente de neutrón y por el uso de un método más eficiente de definir las ventanas de medición, esto ha hecho posible el mejoramiento de las velocidades de registro obteniéndose registros de mayor calidad.

### **TDT-M (THERMAL DECAY TIME)**

Los últimos años han sido significativos en la evolución del Registro de Pulsos de Neutrones; uno de ellos ha sido la herramienta de Doble espaciamento (TDT-M).

Los mejoras han recaído en el incremento de la velocidad de registro y la reducción de la incertidumbre estadística.

La herramienta tiene un diámetro de 1 11/16" y una longitud de 32.5 pies (incluyendo la sección de telemetría).

Transmite el rate de conteo en forma digital a la superficie de las 16 ventanas de cada detector en adición a las señales del GR y CCL.

Esta herramienta ofrece una mayor precisión en la determinación de la saturación de agua con las técnicas de los registros de pulsos de neutrones.

Para ello se ha mejorado el generador de neutrones y las técnicas de análisis de la data; contribuyendo a una mejor precisión estadística en la determinación de la sección transversal de captura macroscópica ( $\Sigma$ ).

Estas ventajas han sido obtenidas espaciando los detectores de tal manera que los detectores lejanos estén libres en cierta manera de los efectos de difusión.

### **APLICACIONES**

Entre las principales aplicaciones del Registro de Pulsos de Neutrones se encuentran los siguientes:

- Determina saturación de agua en formaciones detrás del Casing.
- Localiza zonas potencialmente productivas no consideradas.
- Detecta Formaciones de Gas.
- Monitorea Reservorios Depletados.
- Evalúa conificaciones (Agua y Co2).
- Determina saturación de petróleo residual en pozo inyector.
- Indica problemas de producción como canales detrás del casing.
- Localiza puntos de entrada de fluidos al pozo.
- Distingue contactos de fluidos en el pozo.
- Delinea espesor de capa.
- Determina condiciones del pozo detrás del casing.

## INTERPRETACION

Los datos proporcionados por la curva "Ratio" usados juntamente con los valores de  $\Sigma$  permiten efectuar estimaciones de la porosidad de las formaciones.

Durante la interacción del neutrón con los elementos del reservorio se producen choques elásticos dándose pérdidas de energía y que pueden aproximarse a la relación siguiente:

$$FE \text{ max} = 4m / (1+m)^2$$

donde:

FE = pérdida de energía

m = masa atómica

Lo interesante de esto, es que mientras la masa atómica tiende a 1, la pérdida de energía tiende al 100 %. Es decir, que cuando un neutrón choca con un núcleo de hidrógeno la máxima pérdida puede llegar ser el 100%.

El hidrógeno es el mejor elemento en cuanto a su capacidad de frenado de neutrones, su capacidad o Sección Transversal de Captura es muy baja, mientras que el Cloro es, de entre los elementos más comunes hallados en la naturaleza, el de mayor sección de Captura.

En adición, la presencia de Hidrógeno (tanto en agua como hidrocarburos) actúa como moderador de neutrones y por consiguiente, la cantidad de neutrones medidos ( en este caso esta en directa relación con los Rayos Gamma de Captura) nos dar una idea de la porosidad.

El índice de porosidad obtenido de esta forma tiene características del índice de porosidad derivado de un registro de neutrones, los cuales son sensibles a los fuertes efectos de gas, arcillosidad y sensibilidad a la matriz.

## TECNICAS DE ANALISIS

### TECNICA DEL TIME LAPSE

Esta técnica consiste en la comparación de los Registros de Pulsos de Neutrones tomados a tiempos diferentes.

Cualitativamente, se deberá observar un desplazamiento hacia el crecimiento de los valores de  $\Sigma_{log}$  con el tiempo a cada profundidad, como producto de la mayor saturación de agua



Cuantitativamente el incremento de saturación de agua en función del incremento de sigma podemos obtenerla de la forma siguiente:

$$\delta S_w = \delta \Sigma / (\Sigma_{\text{agua}} - \Sigma_{\text{hc}}) \phi$$

### TECNICA $\Sigma$ Vs. $\phi$

El uso de los crossplots fue propuesta en 1967 como gráficos análogos a los crossplots  $R_t$  vs.  $\phi$  usados en la interpretación de saturación.

Para realizar los cálculos de saturación de agua es necesario primeramente tener una interpretación litológica del reservorio. Esto significa tener los valores volumétricos de cada componente de la roca reservorio:

$$V_{\text{ma}} + V_{\text{arc}} + V_{\text{ilt}} + \phi + \dots = 1$$

donde :

- $V_{\text{ma}}$  : volumen de la matriz
- $V_{\text{arc}}$  : volumen de la arcilla
- $V_{\text{ilt}}$  : volumen de la ilita
- $\phi$  : porosidad

Los valores de sigma obtenidos por el Registro de Pulsos de Neutrones sirve también para corroborar la información obtenida con la interpretación litológica.

### Cálculo de $\Sigma_{\text{ma}}$

En particular el volumen relativo de la matriz de la roca incluye todo lo que no es arcilla o fluidos; por lo tanto  $\Sigma_{\text{ma}}$  cabe representar no solamente a los minerales de la roca principal, sino también sus impurezas y material cementante.

Para obtener los valores de  $\Sigma$  matriz este puede ser obtenido haciendo uso del gráfico  $\Sigma$  vs.  $\phi$  en un reservorio limpio saturado únicamente de agua. Por lo tanto podemos asumir que  $V_{\text{sh}}=0$  y escribir la ecuación de la sgte. forma:

$$\Sigma_{\text{log}} = V_{\text{ma}} \Sigma_{\text{ma}} + V_{\text{agua}} \Sigma_{\text{agua}} \quad (1)$$

donde:

- $\Sigma_{\text{log}}$  = lectura del  $\Sigma$  registrado
- $\Sigma_{\text{ma}}$  = sigma de la matriz
- $\Sigma_{\text{agua}}$  = sigma del agua.
- $V_{\text{ma}}$  = volumen de la matriz
- $V_{\text{agua}}$  = volumen del agua.

Como el sistema es de dos elementos, matriz y agua tenemos:

$$V_{ma} + V_{agua} = 1$$

$$V_{ma} + \emptyset = 1$$

$$V_{ma} = 1 - \emptyset \dots (2)$$

(2) en (1)

$$\Sigma \log = (1 - \emptyset) \Sigma ma + \emptyset \Sigma agua \dots (3)$$

Reordenando (3):

$$\Sigma \log = (\Sigma agua - \Sigma ma) \emptyset + \Sigma ma \dots (4)$$

La ecuación (4) es una ecuación lineal de la forma:

$$y = (m) x + b$$

Por lo tanto si graficamos  $\Sigma \log$  vs.  $\emptyset$  en escala cartesiana, la intersección de la recta con el eje y ( $\Sigma \log$ ) nos dará el valor de sigma matriz ( $\Sigma ma$ ).

Es importante mencionar que esta técnica tiene aplicación bajo la asunción de que  $V_{sh}=0$ , lo cual por cierto no es del todo correcto y no es siempre aplicable.

Otra de las limitaciones de esta técnica, es que es necesario tener un rango de porosidades, es decir valores mínimo y máximos. En el caso del reservorio Cético las capas 4 y 5 constituyen reservorios limpios, por lo que puede usarse sin problemas esta técnica, porque cumple con la condición  $V_{SH}=0$ . Sin embargo el problema se presenta al tener que graficar a diferentes valores de porosidades.

Para subsanar tal deficiencia, incluimos al modelo las capas 2 y 3 de porosidades menores. Es necesario tener presente que al incluir estas dos últimas capas, la asunción de que  $V_{sh}=0$  ya no es correcta dentro de un rango aceptable, desde que estas capas son más arcillosas. Por lo tanto, la recta que se construye con estos datos estar influenciado por la arcillosidad, obteniéndose valores de  $\Sigma ma$  mayores a los reales.

Otro de los problemas que se presenta al trazar la recta es de índole estadístico. Es decir, los puntos que actualmente tenemos es resultado de un solo evento ocurrido. Si volviéramos a perfilar en la misma zona obtendríamos otro evento con valores diferentes a los anteriores y así volverán a variar si perfilamos continuamente. Si hipotéticamente tuviéramos todos los resultados posibles utilizando las posibles repeticiones de perfilaje, obtendríamos que en cada profundidad existe una mayor probabilidad hacia un valor sin descartar aquellos de menor probabilidad que se desviarán del comportamiento más probable.

Esto significa, que al perfilar el pozo una (1) sola vez, vamos a obtener puntos, resultado de un solo evento, con la posibilidad de que estos puntos correspondan a la zona de menor probabilidad. Es decir estaríamos representando un modelo que no es el real.

Todo esto con lleva a que es necesario tener buena cantidad de puntos para que nuestras conclusiones sean de mayor certeza y no analizar con un pequeño número de puntos. Por suerte para perfilar medio pie, necesitamos 1 seg. para recorrerlo con el instrumento. En este recorrido de 1 seg. tendremos 1250 estallidos aproximadamente, lo que equivale a tener una alta densidad de puntos para cada profundidad y en un solo evento. Esto último explicado es lo que hace confiable a esta herramienta.

Construido el gráfico de  $\Sigma$  vs.  $\emptyset$  se identifican las líneas de  $S_w=100\%$  de agua y  $S_w = 0 \%$ .

Las líneas punteadas para valores intermedios de saturación de agua son dibujados por interpretación lineal de los valores de  $\alpha$  entre las líneas de  $S_w = 0\%$  y  $S_w = 100\%$  para algún valor conveniente de  $i$ .

Se debe recordar que el  $\Sigma_{log}$  es reducido no sólo por la presencia de hidrocarburos, sino también por la presencia del filtrado  $\Sigma_{mf}$ .

### TECNICA DE RESOLUCION DE ECUACIONES SIMULTANEAS

En razón de que el reservorio Pona no siempre se muestra como un reservorio limpio, se desarrolló esta técnica para obtener las constantes de  $\Sigma$  en base a la resolución de la ecuaciones simultáneas.

Se basa en desarrollar la ecuación original para un reservorio saturado 100% de agua:

Cualquier formación puede ser considerada como una mezcla de varios componentes (matriz, arcilla, petróleo, gas, agua, etc.), cada constituyente siendo caracterizada por su sección transversal de captura  $\Sigma$  y el volumen relativo  $V_i$  que ocupa en la formación, así tenemos la siguiente expresión:

$$\Sigma_{log} = \Sigma_{agua} \emptyset S_w + \Sigma_{hc} \emptyset (1-S_w) + \Sigma_{ma} V_{ma} + \Sigma_{arc} V_{arc}$$

$$\text{donde: } S_w=1 \quad \emptyset + V_{ma} + V_{arc} = 1$$

$$V_{ma} = 1 - (V_{arc} + \emptyset)$$

$$\Sigma_{log} = \Sigma_{agua} \emptyset + \Sigma_{ma} V_{ma} + \Sigma_{arc} V_{arc}$$

$$\Sigma_{log} = \Sigma_{agua} \emptyset + \Sigma_{ma} (1 - V_{arc} - \emptyset) + \Sigma_{arc} V_{arc}$$

$$\Sigma_{log} = \Sigma_{agua} \emptyset + \Sigma_{ma} - \Sigma_{ma} V_{arc} - \emptyset \Sigma_{ma} + \Sigma_{arc} V_{arc}$$

$$\Sigma_{log} = \emptyset (\Sigma_{agua} - \Sigma_{ma}) + \Sigma_{ma} - V_{arc} (\Sigma_{arc} - \Sigma_{ma})$$

En esta última ecuación, las variables con respecto a la profundidad son  $\Sigma_{log}$ ,  $\emptyset$  y  $V_{arc}$ . Las constantes independientes de la profundidad son  $(\Sigma_{agua} - \Sigma_{ma})$ ,  $\Sigma_{ma}$  y  $(\Sigma_{arc} - \Sigma_{ma})$ .

Sí tomamos (3) valores de profundidad, obtendremos los valores respectivos de  $\Sigma_{log}$ ,  $\emptyset$  y  $V_{arc}$  para las tres profundidades, quedando como incógnitas únicamente los valores  $(\Sigma_{agua}-\Sigma_{ma})$ ,  $\Sigma_{ma}$  y  $(\Sigma_{arc}-\Sigma_{ma})$ .

Es decir, nos habremos quedado con un sistema de (3) ecuaciones con (3) incógnitas. Resolviendo este sistema, obtendremos los valores reales de  $\Sigma_{agua}$ ,  $\Sigma_{ma}$  y  $\Sigma_{arc}$ .

Resolviendo para un rango de profundidad podremos obtener toda una gama de valores para los sigmas matriz, arcilla y agua y que luego por una curva de frecuencia podemos obtener el más probable.

Esta técnica sirve para corroborar los valores de  $V_{ma}$ ,  $V_{arc}$  que son productos de una interpretación. Sí estos valores no reflejan la realidad, los valores obtenidos mediante la resolución de las ecuaciones simultáneas nos darán valores inconsistentes, por lo que tendríamos que volver a realizar nuevamente la interpretación.

**RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION****POZO: 116D - CORRIENTES****RELACION DE TABLAS**

| <b>Nº</b> | <b>DESCRIPCION</b>                                       |
|-----------|--|
| 1         | Aporte Productivo Por Reservorio a Condiciones Din micas |
| 2         | Aporte Productivo Por Reservorio a Condiciones Est ticas |
| 3         | Indices de Productividad por Reservorio                  |

**TABLA N° 1****RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION****POZO 116D - CORRIENTES****APORTES PRODUCTIVOS POR RESERVORIOS A CONDICIONES****DINAMICAS**

| <b>FREC.</b>   | <b>RESER.</b> | <b>INTERPRETACION REGISTRO (PLT)</b> |            |              |            |              |            | <b>fw</b>  |
|----------------|---------------|--------------------------------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|------------|
|                |               | <b>PETROLEO</b>                      |            | <b>AGUA</b>  |            | <b>TOTAL</b> |            |            |
| <b>(HERTZ)</b> |               | <b>(Bls)</b>                         | <b>(%)</b> | <b>(Bls)</b> | <b>(%)</b> | <b>(Bls)</b> | <b>(%)</b> | <b>(%)</b> |
| <b>60</b>      | P2            | 0                                    | 0          | 0            | 0          | 0            | 0          | --         |
|                | P3            | 72                                   | 10.4       | 12           | 0.4        | 84           | 2.4        | 14.4       |
|                | C2            | 94                                   | 13.6       | 33           | 1.2        | 127          | 3.7        | 25.7       |
|                | C4            | 523                                  | 76.0       | 2717         | 98.4       | 3240         | 93.9       | 83.8       |
|                | <b>TOTAL</b>  |                                      | 689        | 100.0        | 2762       | 100.0        | 3451       | 100.0      |
| <b>40</b>      | P2            | 0                                    | 0          | 0            | 0          | 0            | 0          | --         |
|                | P3            | 42                                   | 8.4        | 44           | 2.2        | 86           | 3.5        | 51.2       |
|                | C2            | 99                                   | 19.8       | 27           | 1.4        | 126          | 5.1        | 21.3       |
|                | C4            | 360                                  | 71.8       | 1904         | 96.4       | 2264         | 91.4       | 84.1       |
|                | <b>TOTAL</b>  |                                      | 501        | 100.0        | 1975       | 100.0        | 2476       | 100.0      |
| <b>70</b>      | P2            | 0                                    | 0          | 0            | 0          | 0            | 0          | --         |
|                | P3            | 84                                   | 9.8        | 112          | 2.8        | 196          | 4.1        | 57.2       |
|                | C2            | 129                                  | 15.1       | 58           | 1.5        | 187          | 3.9        | 31.1       |
|                | C4            | 642                                  | 75.1       | 3808         | 95.7       | 4450         | 92.0       | 85.6       |
|                | <b>TOTAL</b>  |                                      | 855        | 100.0        | 3978       | 100.0        | 4833       | 100.0      |

**TABLA N° 2****RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION****POZO 116D - CORRIENTES****APORTES PRODUCTIVOS POR RESERVORIOS A CONDICIONES****ESTATICAS**

| <b>RESERVORIO</b> | <b>PETROLEO</b><br><u>(Bls)</u> | <b>AGUA</b><br><u>(Bls)</u> | <b>TOTAL</b><br><u>(Bls)</u> | <b>fw</b><br><u>(%)</u> |
|-------------------|---------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------|
| P2                | - 54                            | - 9                         | - 63                         |                         |
| P3                | - 26                            | - 99                        | - 125                        | 79.4                    |
| C2                | 0                               | 0                           | 0                            | -                       |
| C4                | 124                             | 109                         | 233                          | 46.8                    |
|                   | -----                           | -----                       | -----                        | -----                   |
| <b>TOTAL</b>      | 44                              | 1                           | 45                           | 1.7                     |

**TABLA N° 3****RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION****POZO 116D - CORRIENTES****INDICES DE PRODUCTIVIDAD POR RESERVORIOS**

| <b>RESERVORIO</b> | <b>I.P.</b><br><b>(Bls/Psi)</b> | <b>PRESION</b><br><b>(Psi)</b> |
|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| P2                | 0.1                             | 4200                           |
| P3                | 0.5                             | 4450                           |
| C2                | 0.3                             | 4700                           |
| C4                | 4.3                             | 4750                           |
| <b>TOTAL</b>      | -----<br>5.0                    |                                |

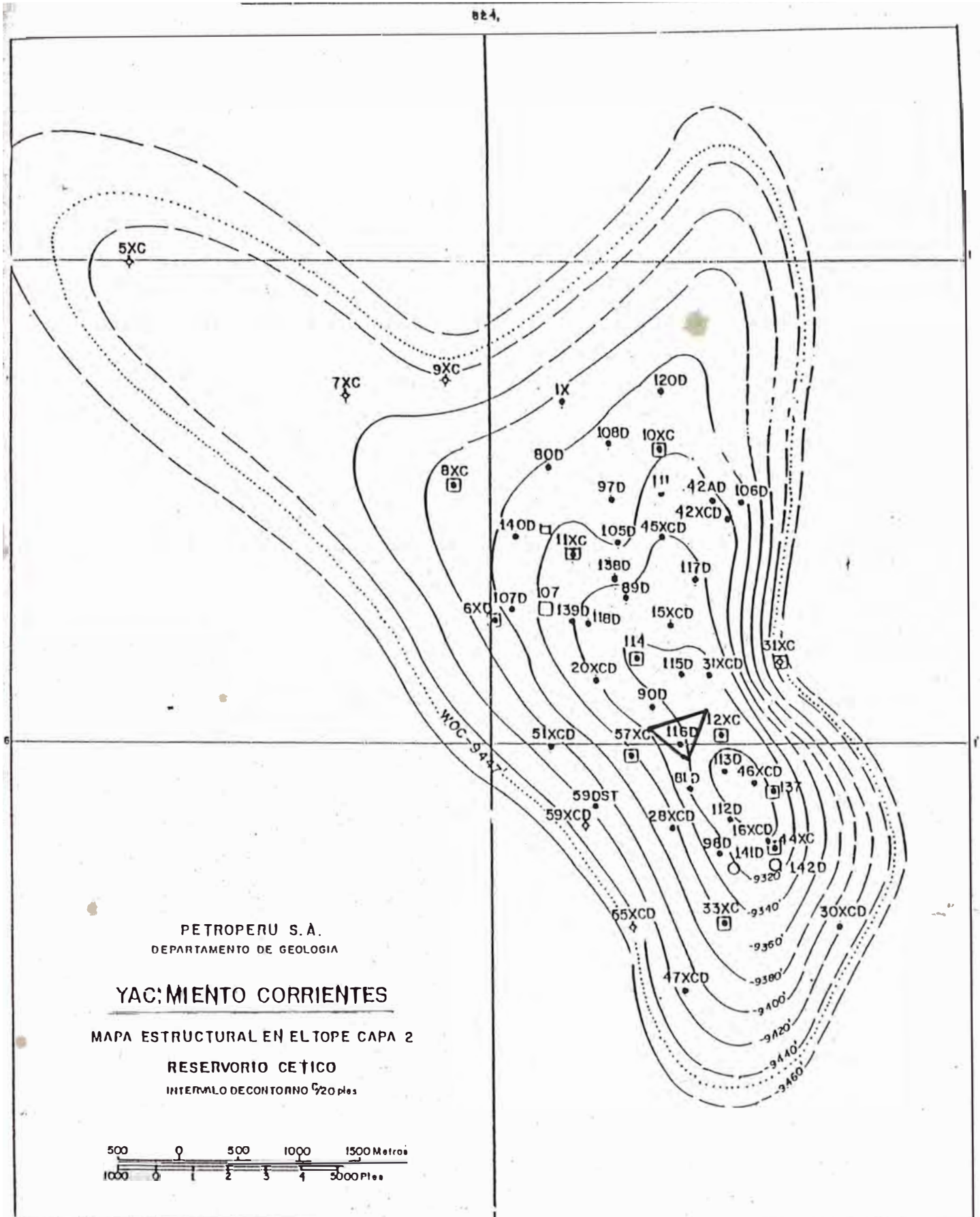


**RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION****POZO 116D - CORRIENTES****RELACION DE FIGURAS**

| <b><u>Nº</u></b> | <b><u>DESCRIPCION</u></b>                           |
|------------------|---|
| 1                | UBICACION DEL POZO                                  |
| 2                | DIAGRAMA DE COMPLETACION                            |
| 3                | COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO                           |
| 4                | REGISTRO TMD-RESERVORIO FLUVIO DELTAICO (C5,C4)     |
| 5                | TECNICA TIME LAPSE TDT - RESERVORIO CETICO          |
| 6                | TECNICA TIME LAPSE TDT - RESERVORIO PONA            |
| 7                | REGISTRO TMD-RESERVORIO DELTAICO (C3,C2,C1)         |
| 8                | ESTACIONES EJECUTADAS                               |
| 9                | REGISTRO COMPARACION DE PRUEBAS                     |
| 10               | INTERPRETACION REGISTRO PLT A 60 HERTZ              |
| 11               | INTERPRETACION REGISTRO PLT A 40 HERTZ              |
| 12               | INTERPRETACION REGISTRO PLT A 70 HERTZ              |
| 13               | INTERPRETACION REGISTRO PLT A CONDICIONES ESTATICAS |
| 14               | GRAFICO IPR RESERVORIO CETICO 4                     |
| 15               | SECUENCIA OPERATIVA                                 |

**FIGURA N° 1**

**UBICACION POZO 116D CORRIENTES**



## FIGURA N° 2

### DIAGRAMA DE COMPLETACION

#### POZO 116D CORRIENTES

K.B. : 144.5 M

G.L. : 135.5 M

#### CONJUNTO BEC

|  | BOMBA     | PROTECTOR | MOTOR     |
|--|-----------|-----------|-----------|
| MOD                                    | GC-6100   | GSCTX     | 165 HP    |
| ETAPAS                                 | 65        |           | 2200V/43A |
| SERIE                                  | 513       | 513       | 562       |
| SERIAL                                 | 01C-61822 | 31G-39750 | 21K-30733 |
| FECHA DE INSTALACION : 31 ENE 96 U-104 |           |           |           |

#### CASING

| O.D.    | GRADO | PESO | ROSCA   | PROFUND.    |
|---------|-------|------|---------|-------------|
| 13 3/8" | H-40  | 48   | EUE-8RD | 0-536.97    |
| 9 5/8"  | N-80  | 40   | EUE-8RD | 0 - 2859.5  |
| 7 "     | N80   | 29   | EUE-8RD | 2791.3-3239 |

#### TUBING

| O.D.   | GRADO | PESO | ROSCA | PROFUND.   |
|--------|-------|------|-------|------------|
| 3 1/2" | N-80  | 9.3  | 8RD   | 0-1063.6 M |

FECHA DE COMPLETACION: JUL. 84

FECHA ULT. DE REACOND.: 28 MAY. 94 ( CETICO 2)

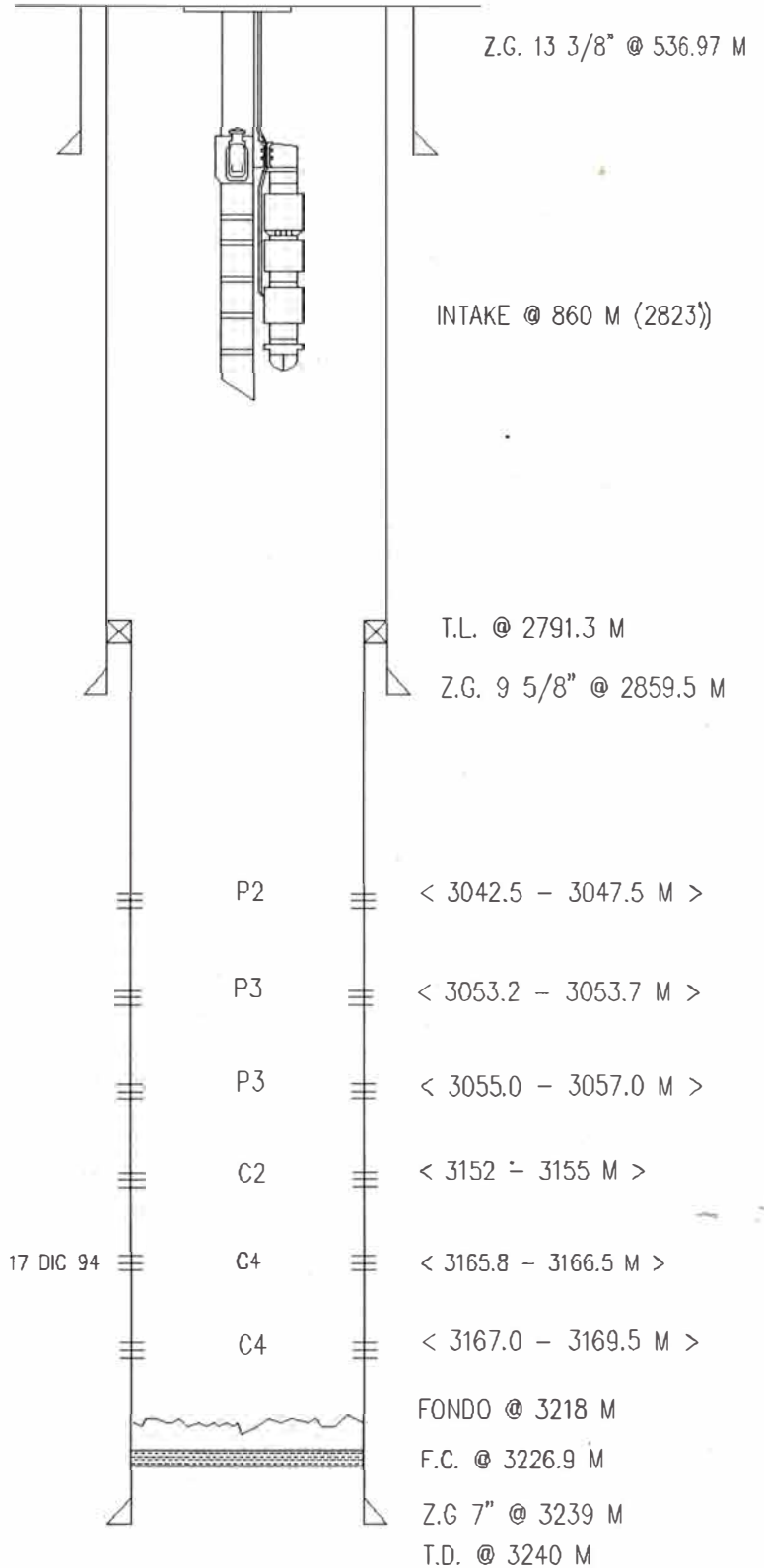
EQUIPO BEC ANTERIOR: 27 DIC 93  
2JUN 94

REBALEO Y AMPLIO C4 (17 DIC 94)

ENCUENTRO EN EROSION CON Y-TOOL TRABADO,

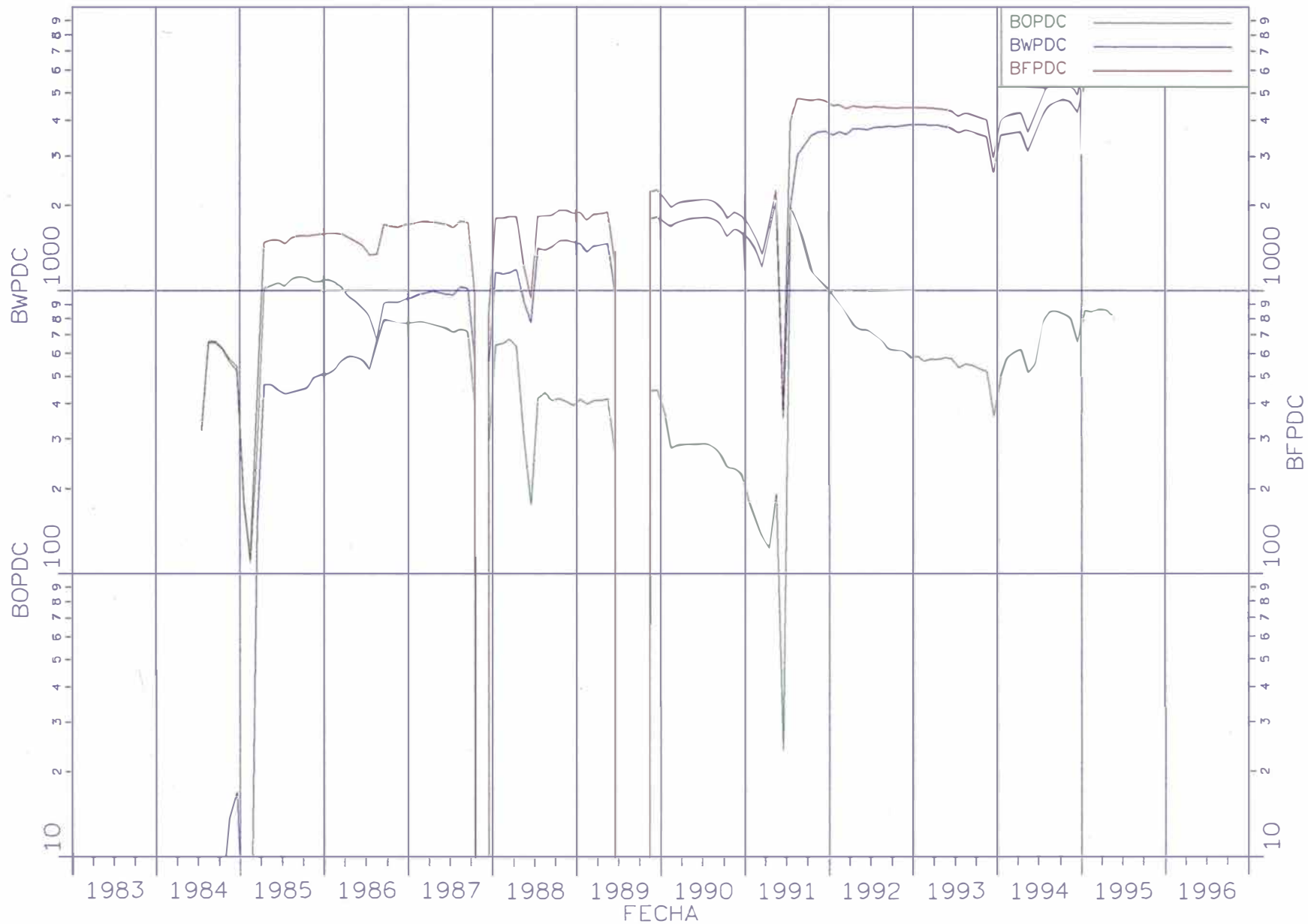
RUNNING PLUG EROSIONADO

INST. ANTERIOR : 01 AGO 95



PREPARADO POR : H. CARBONERO / V. DROZCO

FIGURA No 3  
 COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO POZO 116D CORRIENTES



**FIGURA N° 4**

**REGISTRO TMD-RESERVORIO FLUVIO DELTAICO (C5,C4)**

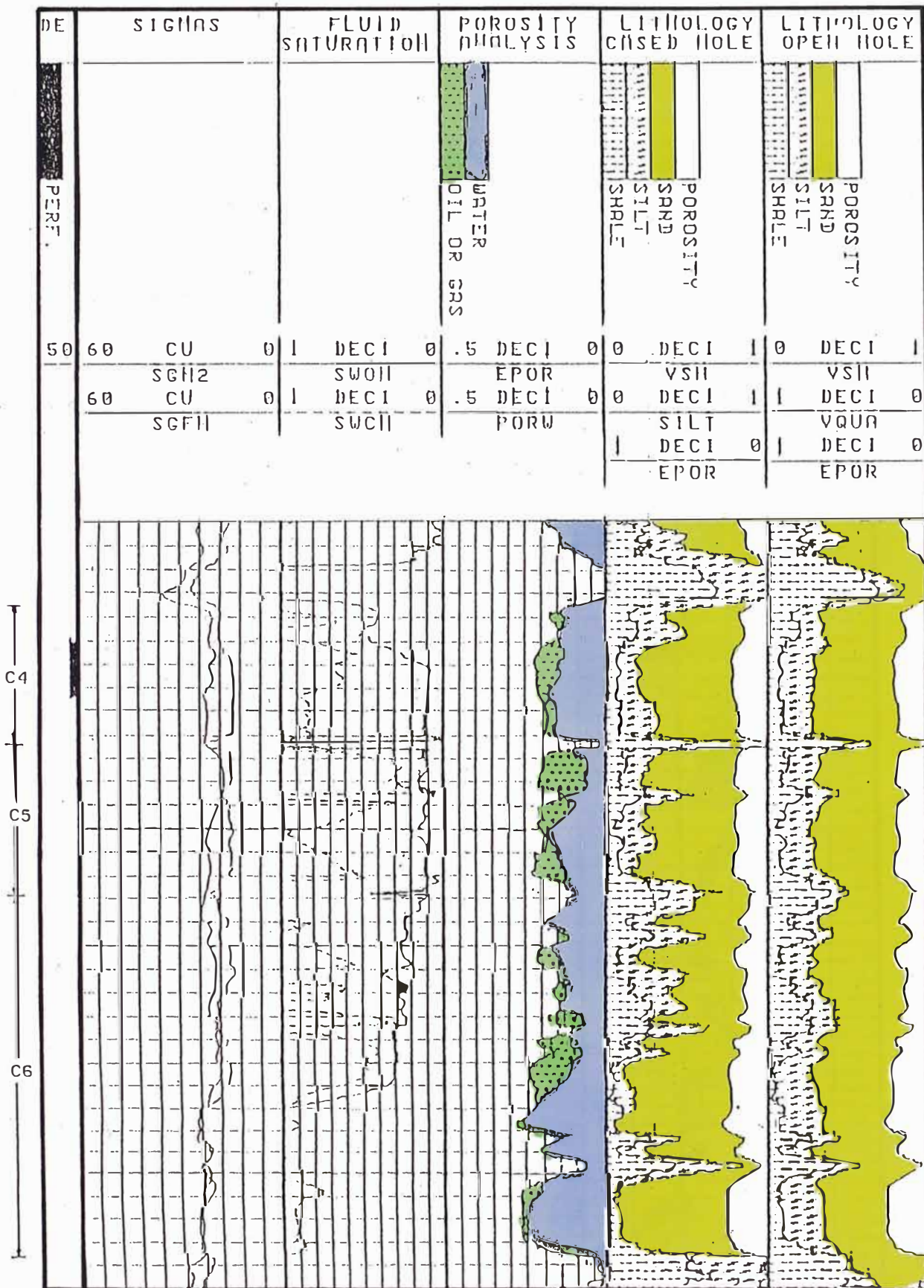




FIGURA Nº 5

TECNICA TIME LAPSE TDT - RESERVORIO CETICO

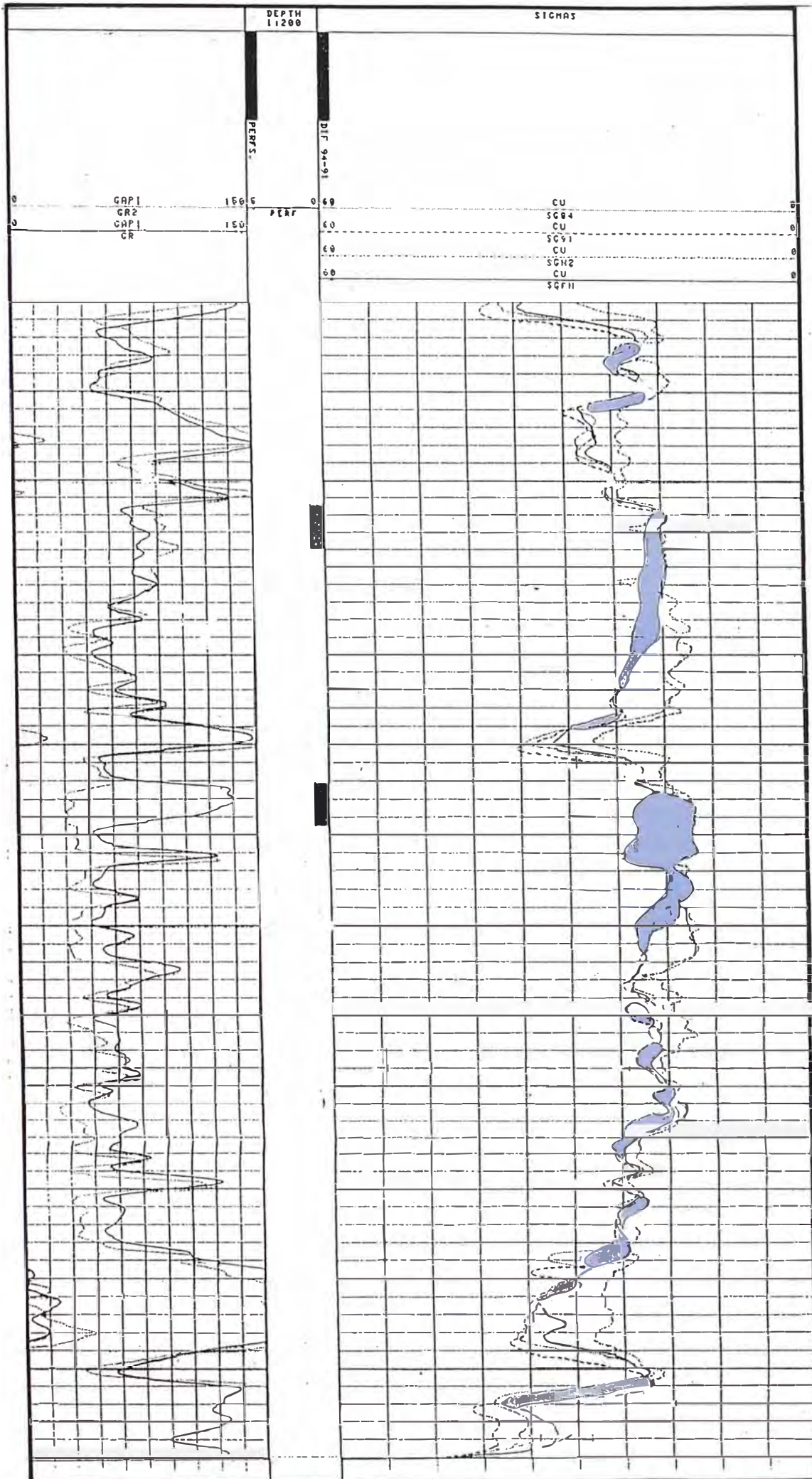


FIGURA N° 6

TECNICA TIME LAPSE TDT - RESERVOIR PONA

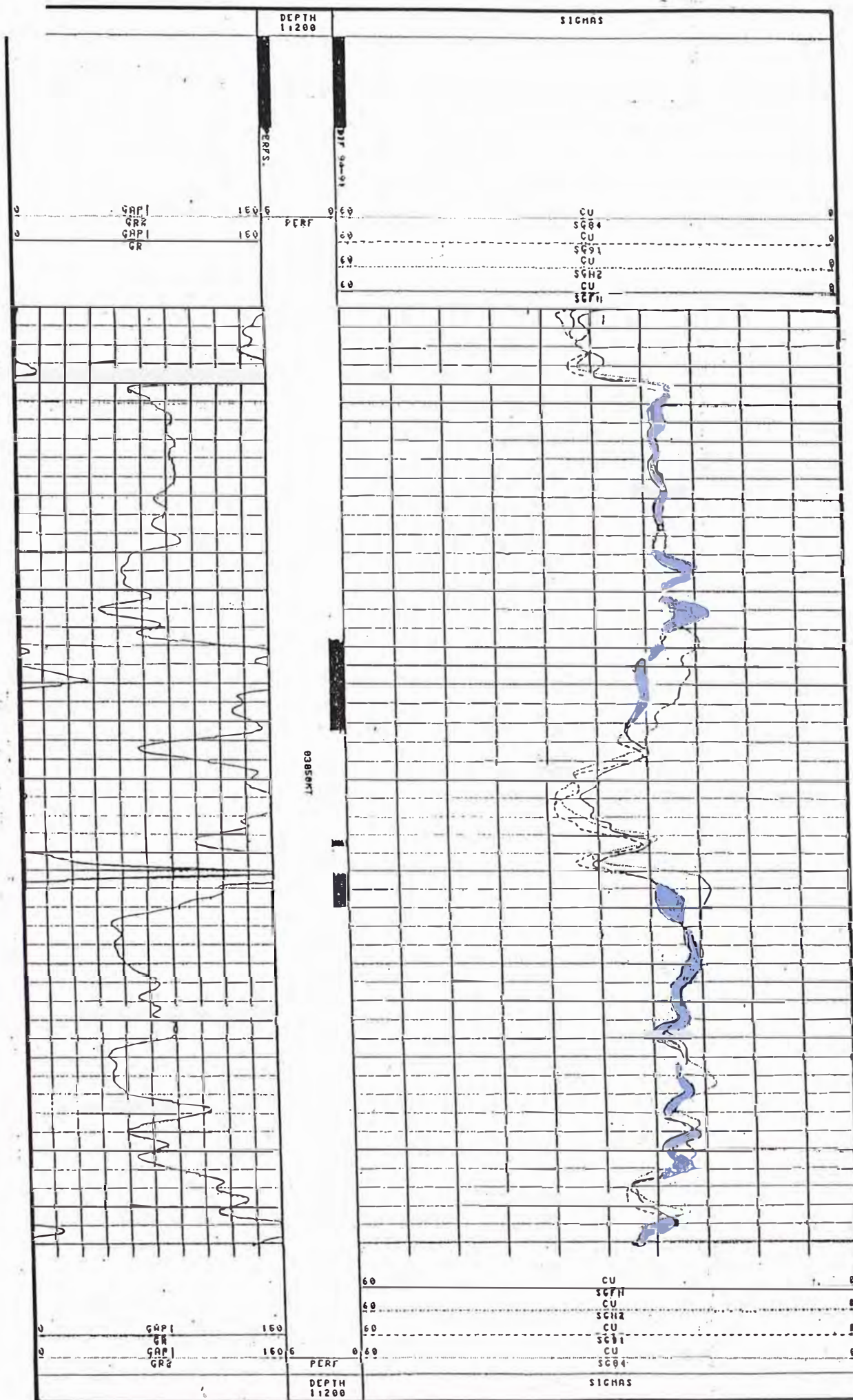




FIGURA N° 7

REGISTRO TMD-RESERVORIO DELTAICO (C3,C2,C1)

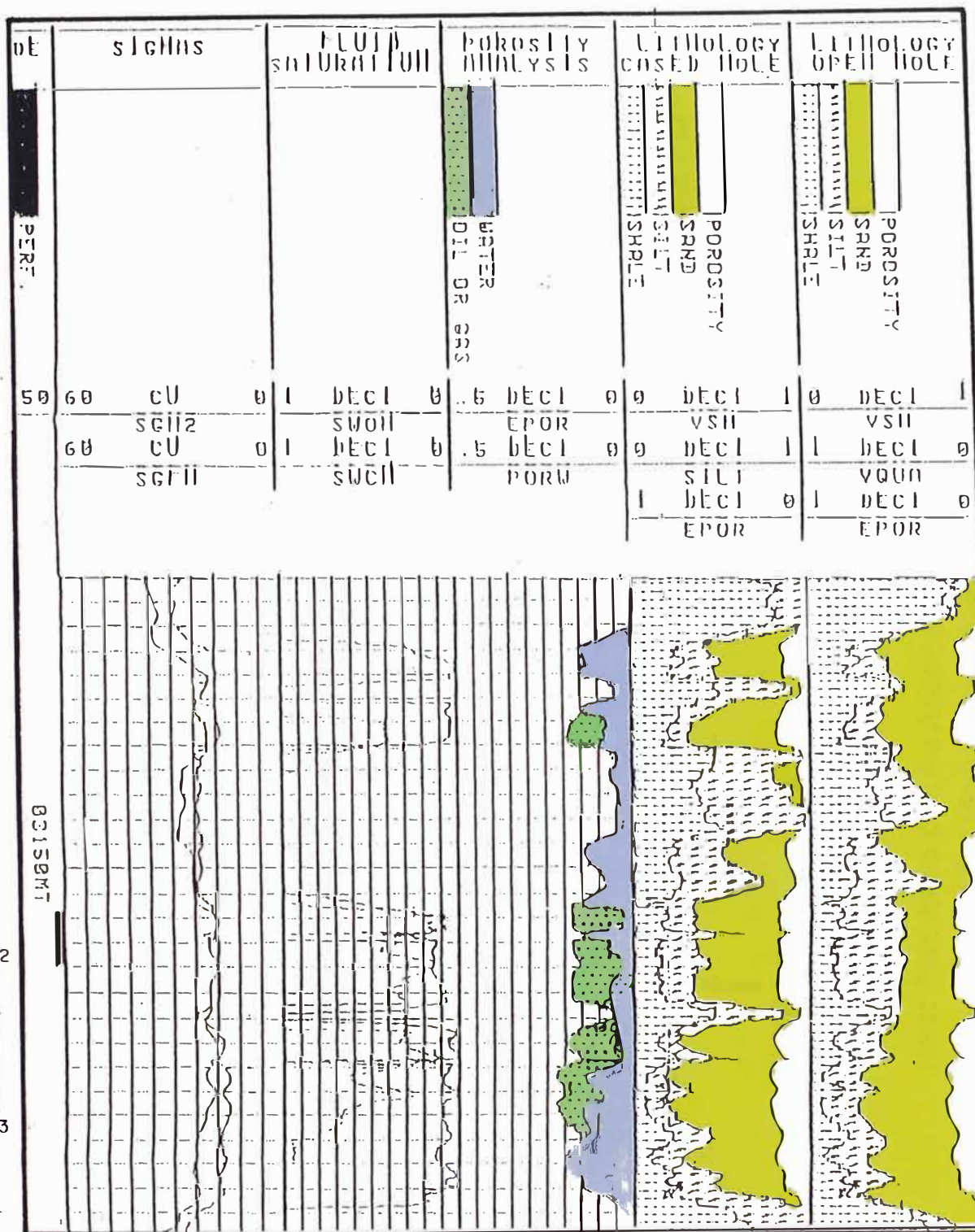
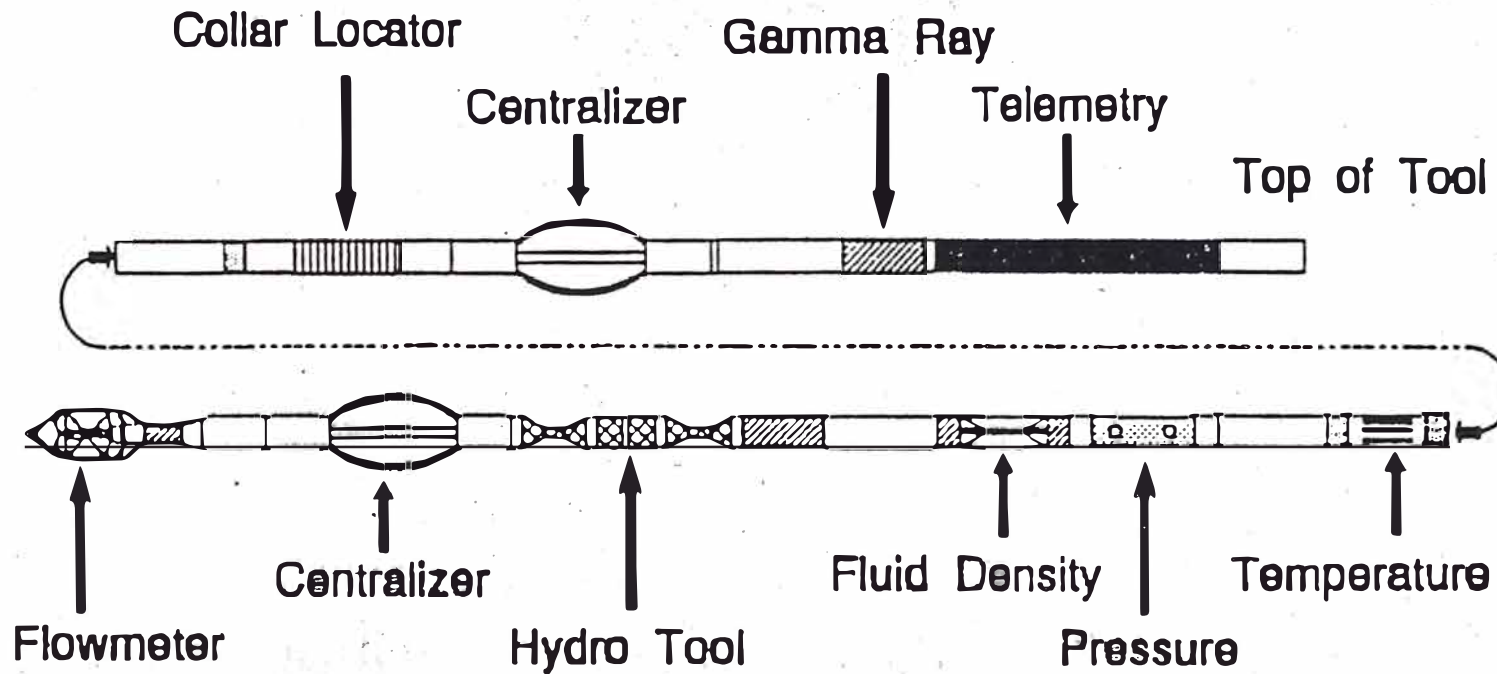




FIGURA N° 8

# Production Logging Combination Tool



**Note: Flex Joints Can Be Added Between Sensors As Needed For Medium and Short Radius Wells**



FIGURA N° 10

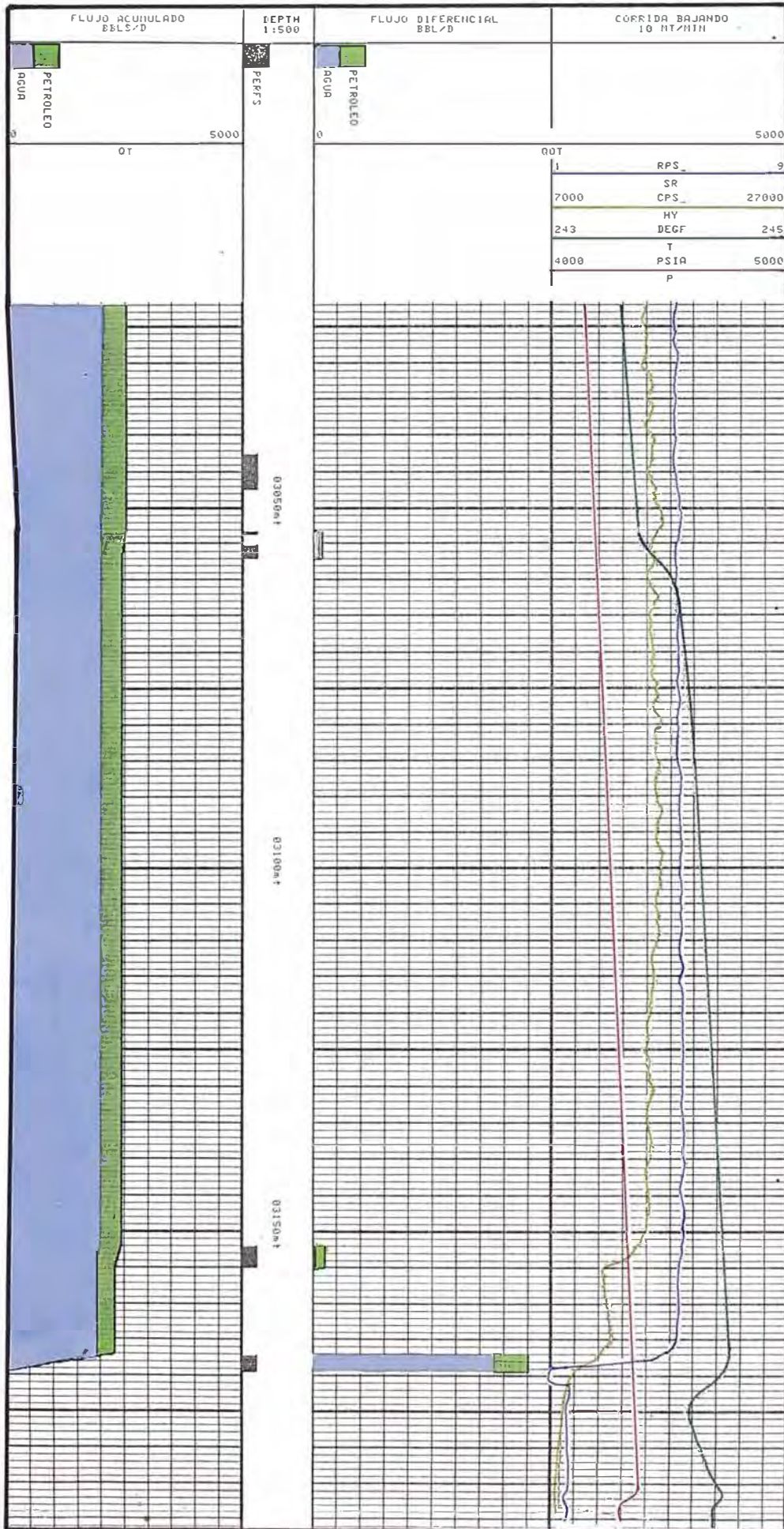
INTERPRETACION REGISTRO PLT A 60 HERTZ





**FIGURA N° 11**

**INTERPRETACION REGISTRO PLT A 40 HERTZ**



**FIGURA N° 12**

**INTERPRETACION REGISTRO PLT A 70 HERTZ**





**FIGURA N° 13**

**INTERPRETACION REGISTRO PLT A CONDICIONES ESTATICAS**

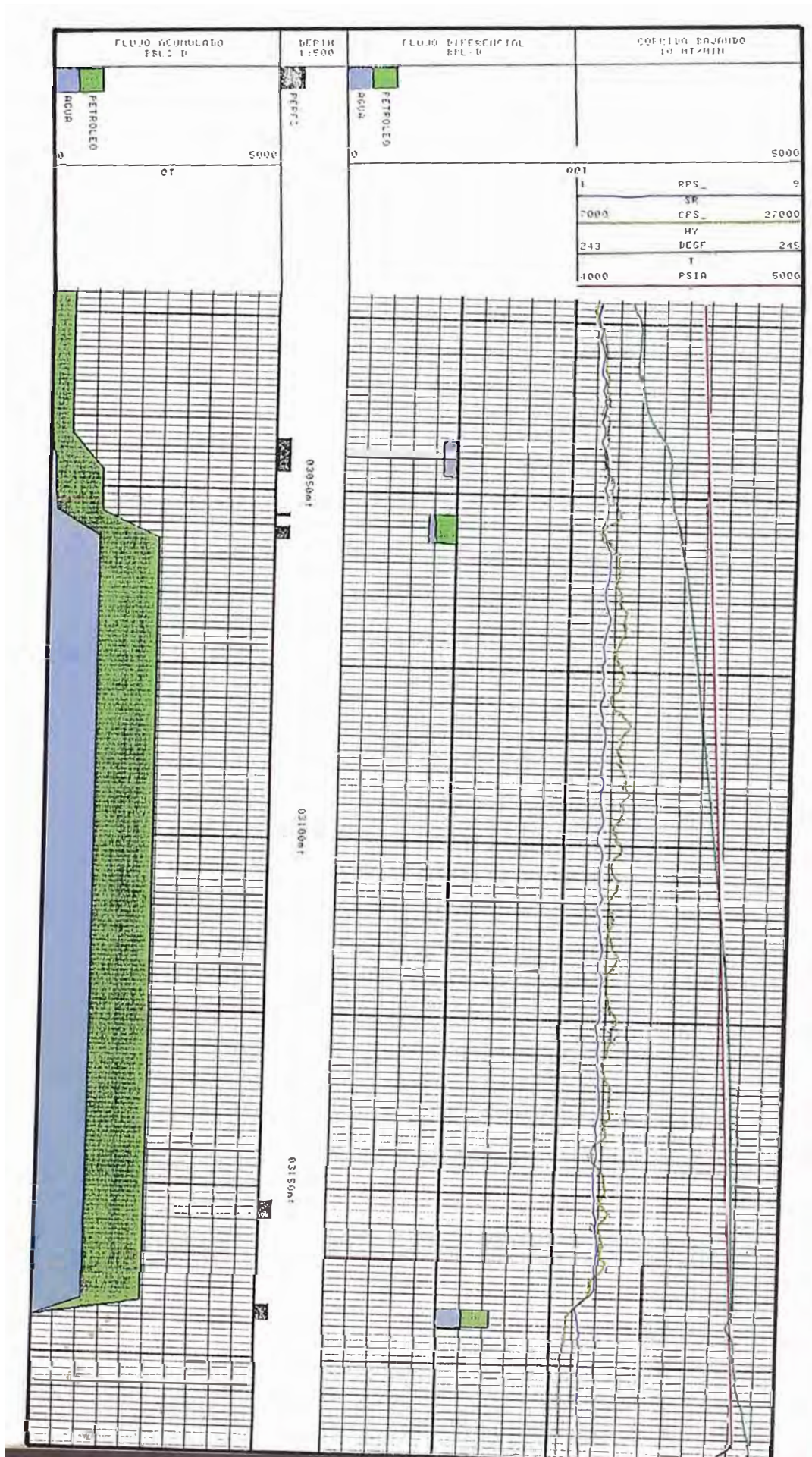
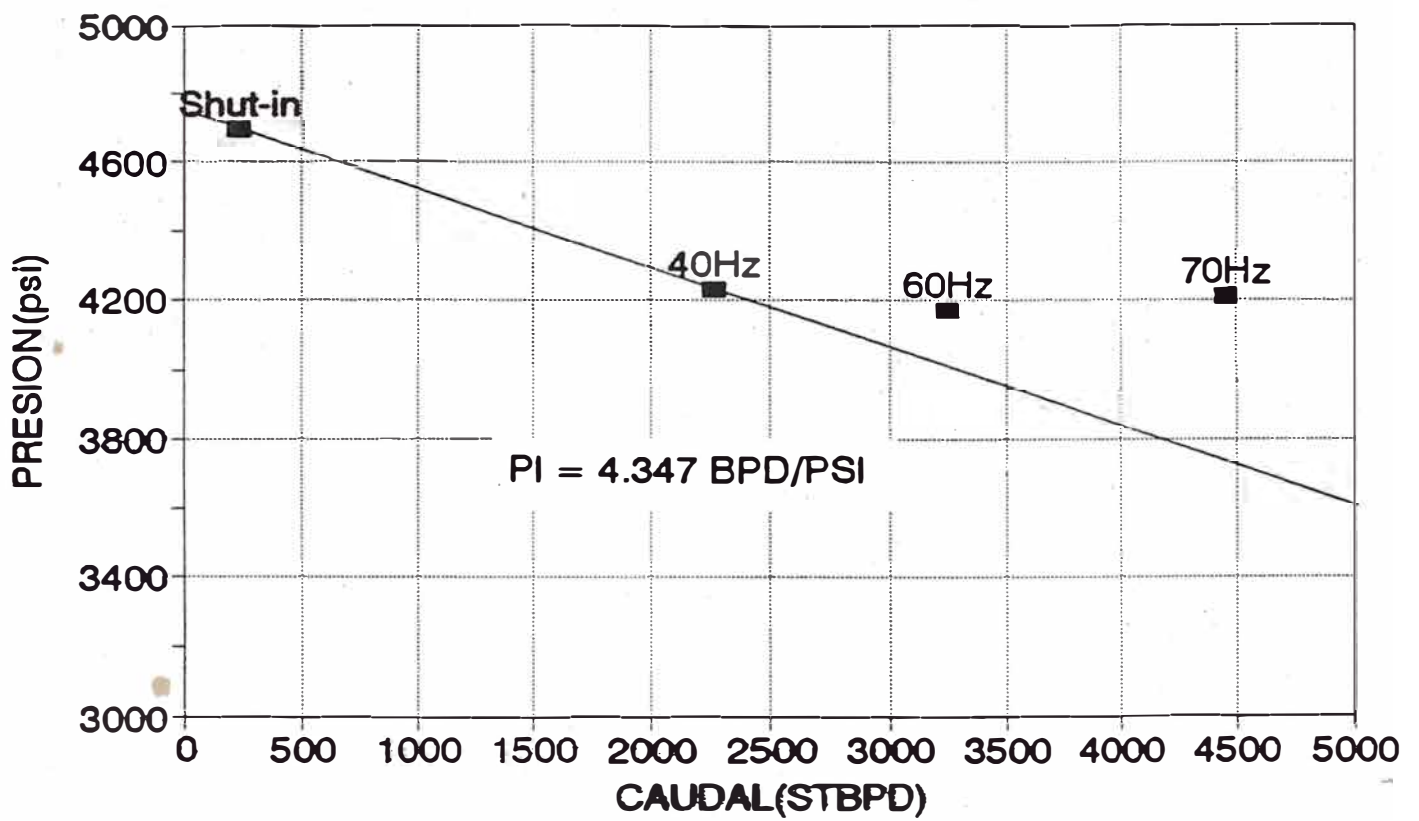


FIGURA N° 14  
RESULTADOS REGISTROS DE PRODUCCION (PLT)  
POZO 116D - CORRIENTES

GRAFICO IPR RESERVORIO CETICO 4



**FIGURA N° 15**

**REGISTRO PLT: SECUENCIA OPERATIVA**

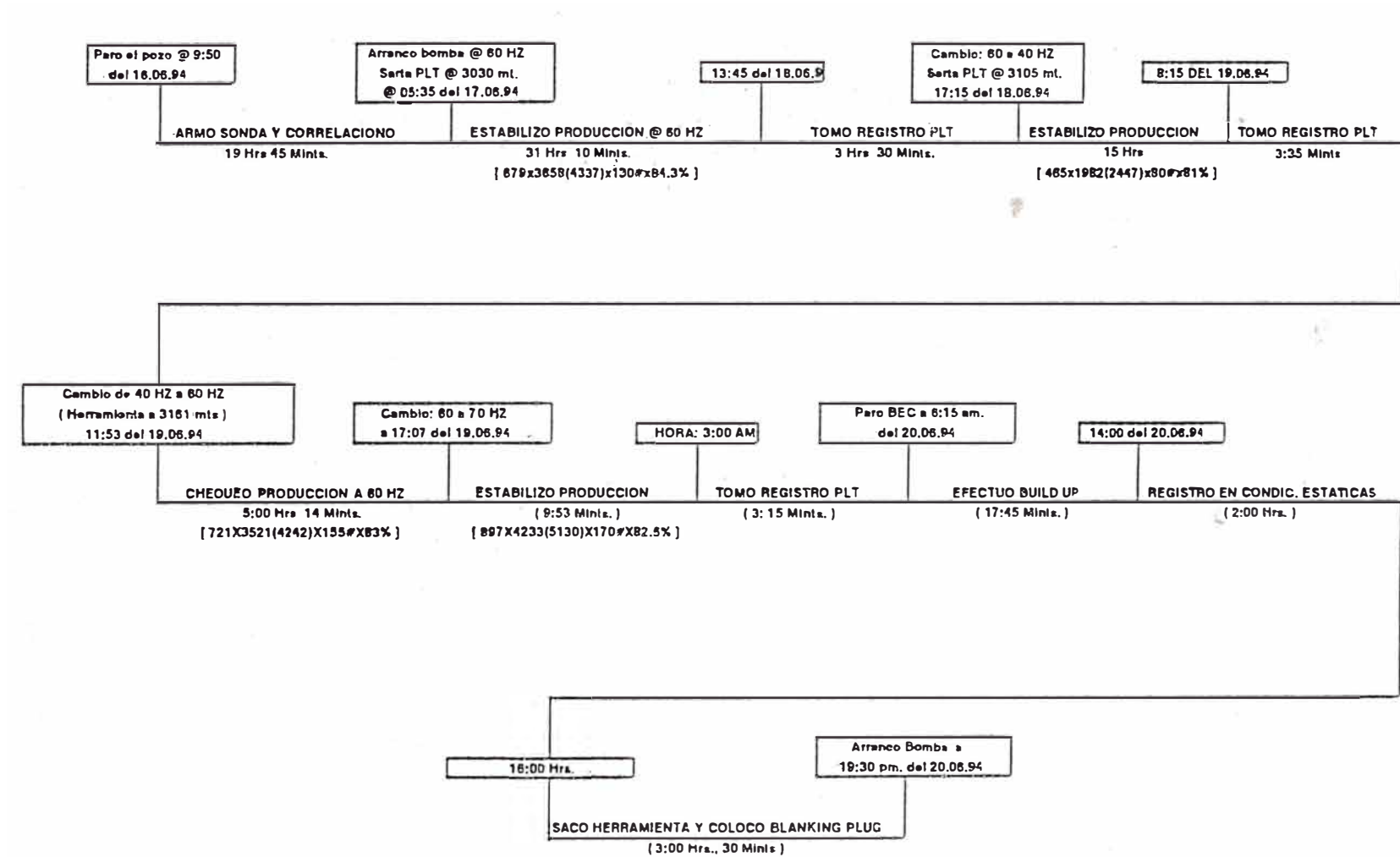
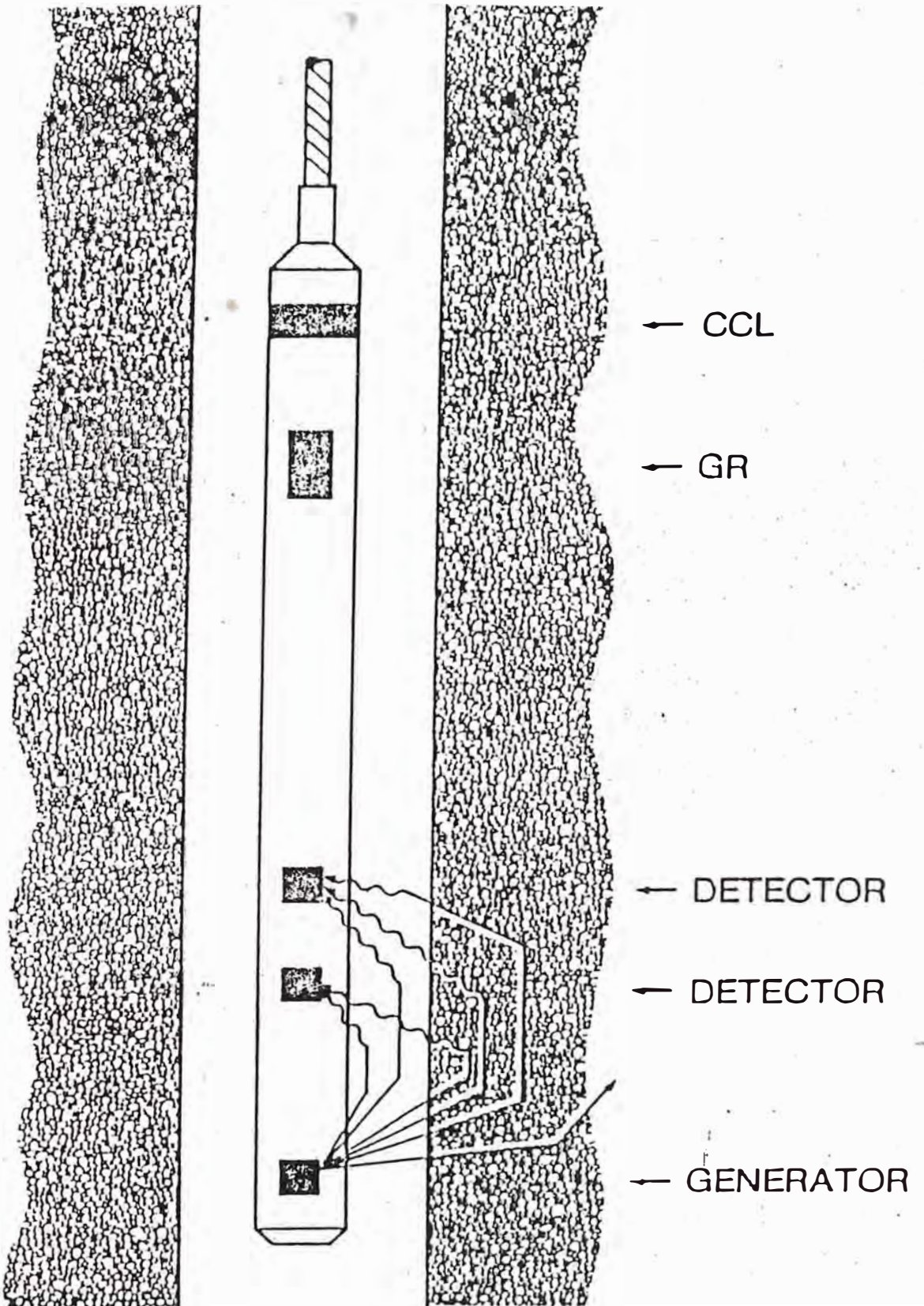


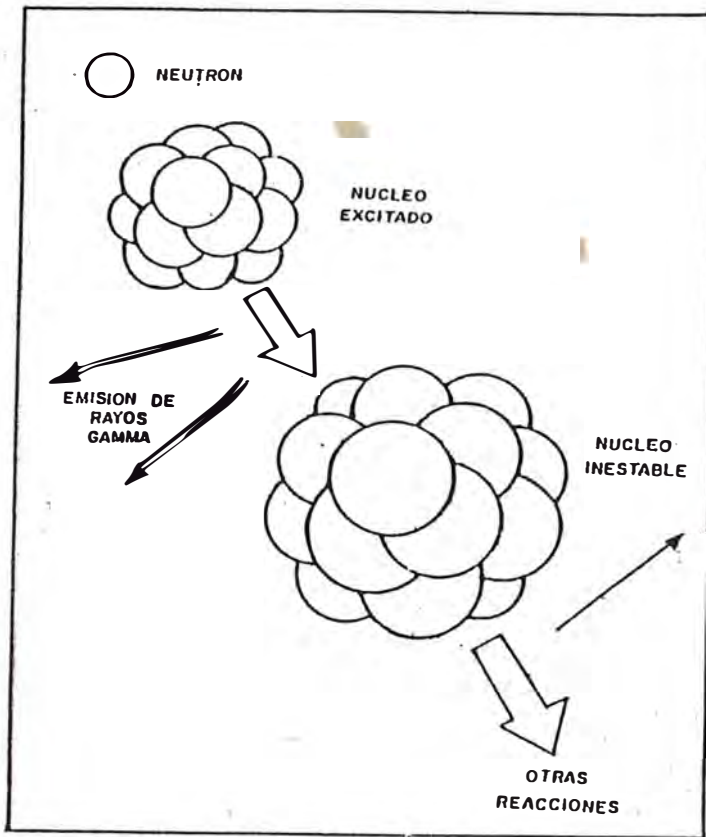


FIGURA N° 16

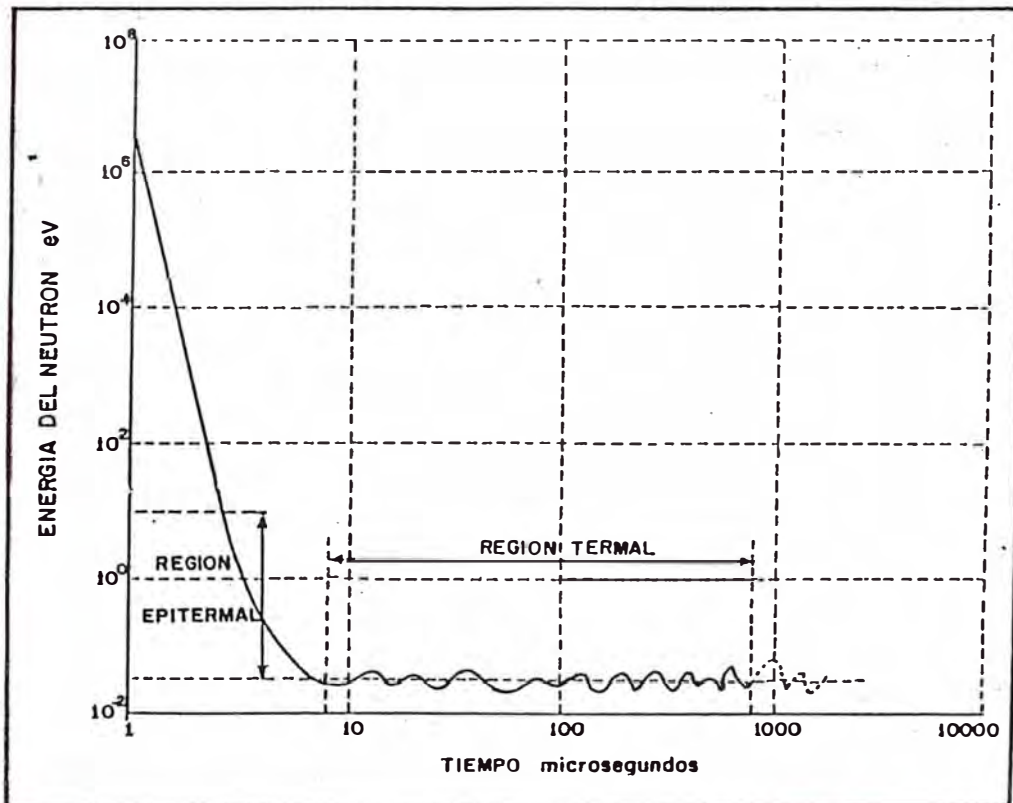
TMD  
TOOL



**FIGURA N° 17**



PROCESO DE ABSORCION DE NEUTRON



HISTORIA DE ENERGIA DE UN NEUTRON PROMEDIO