

ESTRATEGIA DE EXPLOTACION EN RESERVORIOS DE BAJO RESTABLECIMIENTO DE PRESION

**Redosado Garamendi – Huaranga Atau
Pluspetrol Peru Corporation**

SUMARIO

El yacimiento Pavayacu ubicado en el Lote 8 en la selva Peruana, es el segundo campo más productivo que tiene la Cía. Pluspetrol habiéndose acumulado a la fecha 42.4 MMSTB de petróleo (Fig. N° 1). Este yacimiento presenta 3 reservorios más importantes Vivian, Pona y Cetico ubicados respectivamente en mayor profundidad.

Este yacimiento fue descubierto en mayo 1972 con la perforación del primer pozo 3X, ubicado en el flanco NorOeste. Durante la primera etapa de explotación del campo, los objetivos productivos de los pozos perforados no incluían al reservorio Pona debido a su menor respuesta electrográfica respecto a los reservorios Vivian y Cetico.

Durante la campaña de perforación en el sur del Yacimiento (1993-1994), se encontró en algunos pozos el desarrollo del reservorio Pona con mejores características petrofísicas haciendo posible su puesta a producción independientemente.

El reservorio Pona estructuralmente está conformado por 1 anticlinal asimétrico, dividido en dos cuerpos hidráulicamente independiente por una fuerte flexura . El mayor de ellos está ubicado al sur del yacimiento y es materia de este estudio, tiene un Volumen Insitu de petróleo 44.8 MMSTB y su acumulado actual de petróleo y agua es de 4.3 MMSTB y 5.2 MMSTB respectivamente, representando un factor de recuperación actual de petróleo de 9.6 %. El anticlinal ubicado al Norte del yacimiento está actualmente en etapa de interpretación de la sísmica 3D.

El mecanismo principal de producción es por empuje de agua.

El ambiente sedimentario son barras de playa, habiéndose identificado 2 barras principales de orientación NS, una al lado Oeste y la otra al Este del yacimiento (Fig. N° 2).

Las características petrofísicas son muy variantes, teniéndose un rango amplio de permeabilidades que varían de valores inferiores a 1 md hasta alcanzar 1000 md. Las porosidades a su vez se encuentran entre 1 a 20 %, lo anterior refleja la complejidad de correlacionar. La presencia de fosfatos y glauconita incrementa apreciablemente la radiactividad , dificultando las interpretaciones de los registros eléctricos.

La presión original fue de 3700 psi, sin embargo los últimos resultados de las pruebas de presión muestran que la presión se encuentra en 2800 psi. en promedio.

Considerando que los pozos por criterio económico son explotados en su mayoría con la apertura a producción de varios reservorios a la vez, la considerable declinación de presión de Pona ha dado como resultado que la proporción de aporte de producción de Pona se reduzca a favor de los reservorios de Vivian y Cetico como lo demuestra los análisis geoquímicos efectuados.

Por lo anterior, se ha tratado de replantear la explotación de Pona, explotándolo solo. Sin embargo debido al bajo valor de índice de productividad (entre 0.1 a 1 BPD/psi) dicho esquema resulta económicamente marginal en la mayoría de los pozos.

INTRODUCCION

Uno de los objetivos de modelar el reservorio Pona es tener un esquema dinámico que podría responder a varias interrogantes suscitadas durante su explotación.

Uno de esas interrogantes nace con la campaña de perforación última (1997) donde se perforan 2 pozos al flanco Oeste (PA1102D y PA11105D) con buenos resultados de producción de petróleo y bajo corte de agua. Estos resultados difieren al comportamiento productivo encontrado en el pozo 153D perforado en el año 1994 , cuya producción de agua es apreciable (Figura N° 3).

Considerando que el pozo 153D está situado en el centro de los pozos nuevos a una distancia promedio de 400 mts. era de esperarse que los pozos nuevos tengan también un corte moderadamente alta. Sin embargo , después de la perforación de los pozo PA1102D y PA1105D los cortes de agua se mantuvieron por varios meses entre 2 a 10 %. Se plantearon varios modelos posibles de trabajo, haciendo la necesidad de construir el modelo numérico del reservorio Pona.

Durante buen tiempo no se tenía precisado el nivel del contacto agua-petróleo. En ningún registro eléctrico de pozos pudo apreciarse el contacto agua-petróleo. Se efectuó un coreo, siendo uno de los objetivos ayudar a definir un nivel de contacto agua-petróleo que también por cierto no quedo definida.

Como resultado de la declinación de presión del campo (± 1000 psi) y los bajos niveles de índice de productividad, se ha replanteado la estrategia de explotación del reservorio, teniéndose 3 alternativas : perforación de pozo horizontales, mantenimiento de presión , inyección de bacterias. Las 2 primeras alternativas de explotación han sido estudiadas a través de un modelamiento numérico. El tratamiento de inyección de bacterias está en proceso de estudio.

GEOLOGIA

Sobre la base del análisis de facies y de acuerdo a su evolución vertical se interpreta un ambiente general de depositación marino somero de plataforma interna.

Se ha interpretado el reservorio Pona como 2 barras principales cuya orientación es NO-SE.

Para efectos de modelamiento del reservorio Pona esta ha sido subdividida verticalmente en 4 capas , siendo las dos primeras más superficiales (capas 1 y 2) las de mayor productividad (Figura N° 4).

De acuerdo al modelo geológico, las capas 1 y 2 se van acuñaando hacia el flanco Noreste. Hacia el flanco Sur las características petrofísicas se empobrecen observándose en los pozos 150D, 147D y 148D.

Todo el reservorio Pona ha sido afectada por un proceso de bioturbación, produciendo un deterioro en las características petrofísicas del reservorio. La bioturbación ha sido mas marcada en las capas 3 y 4 originando un reservorio extremadamente heterogéneo y de pobre productividad.

De acuerdo al perfil sedimentológico el reservorio Pona, miembro de la formación Chonta ha sido subdividido en 6 facies todas ellas efectuadas en 3 ambientes principales: Lower Middle Shoreface, Lower – Middle Shoreface y Middle Shoreface ubicadas del fondo hacia el tope (Figura N° 5).

La principal zona productiva (capas 1 y 2) están ubicadas en las facies 4 y 4.1 .

La Facies 4 constituyen un ciclo de tendencia granodecreciente con importante participación de concentración de restos fosfáticos. Son arenitas medias permeables. Se interpretan como depósitos correspondientes a un canal.

Las Facies 4.1 son arenitas finas a muy finas bioturbadas. Se definen dos subfacies, una permeable y la otra impermeables por cementación calcítica, Corresponden a un ambiente de Middle Shoreface.

Las capas 3 y 4 se ubican como facies 3, 3.1 y 3.2. Se caracterizan por ser arenitas finas a muy finas con pelitas e intensa bioturbación.

Se interpreta que la depositación pudo haber sido en parte episódica, pero infrecuente ó depositando capas delgadas, que fueron homogenizadas por los organismos que habitaron un ambiente marino abierto, bien oxigenado y rico en nutrientes de lower a middle shoreface.

La porosidad es de regular a buena con un rango de 5% a 22%. La porosidad es principalmente secundaria.

Es importante mencionar que el reservorio Pona es muy sensible a la presencia de fluidos extraños. Se han reportado casos de daños muy severos durante los trabajos de workovers, de forma tal que la producción de petróleo prácticamente se ha visto bloqueada. Procedimientos como pruebas de presión del tipo Surge y rebaleos ha permitido revertir esta situación.

MODELAMIENTO

Para el modelamiento del reservorio Pona se ha utilizado el simulador SIMBEST II, con su pre-post procesador WORKBENCH utilizando un grillado de 19 x 31 x 4 .

El Pona ha sido subdividido verticalmente en 4 capas. Las capas 1 y 2 corresponden a las facies 4 y 4.1. Ambas capas son muy bien correlacionable en todo el campo.

Estas capas presentan una zona de transición de características petrofísicas muy pobres entre la barra Oeste y la barra Este.

En el modelo se ha representado esta zona de transición con celdas de baja características petrofísicas.

Las capas 1-2 presenta un acuífamiento hacia la zona noreste inclusive desapareciendo en los pozos localizados más hacia el norte (Pozos 34XC y 65XCD).

Las capas 3 y 4 correspondiente a las facies 3, 3.1 y 3.2 presentan sus mejores características hacia la zona Este, reduciendo sus características petrofísicas drásticamente hacia el Oeste que para efectos productivos no representan reservorio. En ese sentido, en el modelo se desactivaron las celdas ubicadas al Oeste dentro de las capas 3 y 4.

A diferencia de las capas 1 y 2, las capas 3 y 4 son reservorios discontinuos y muy dificultosos de correlacionar .

ACUIFEROS

Se ha podido definir que existe un acuífero de empuje por flanco en todas las capas del reservorio.

Respecto a las capas 1 y 2 , los flancos Oeste y Este son los de mayores influjos de agua por parte del acuífero. El acuífero modelada en estas capas es del tipo Boundary.

En las capas 3 y 4 el influjo del acuífero es solamente del flanco Este, desde que las celdas ubicadas hacia el lado Oeste fueron desactivas por presentar propiedades petrofísicas muy bajas. El tipo de acuífero impuesta fue Edge.

En ambos acuíferos fueron análogos tipo Carter Tracy.

DESCRIMINACION DE LA PRODUCCION

Actualmente la mayoría de los pozos en producción en el Yacimiento Pavayacu producen por varios reservorios. Esto dificulta la discriminación de la producción por un solo horizonte. En ese sentido, se hicieron uso de varias técnicas para obtener el valor más representativo del reservorio Pona.

Una de las ventajas de las propiedades del petróleo de los distintos reservorios en el Yacimiento Pavayacu es que todas son marcadamente diferentes en la gravedad específica (Vivían: 45° API, Pona: 35° API y Cetico: 24 ° API). Esto facilitó la discriminación de la producción de petróleo en el tiempo, ya que resolviendo un sistemas de 2 ecuaciones simultaneas (balance de masa y caudal) puede fácilmente obtenerse la producción de petróleo de cada reservorio en el tiempo.

Los problemas aparecen cuando se tienen 3 reservorios juntos en producción.

Es allí donde se hizo uso de las técnicas de la discriminación por geoquímica basado en diagramas de estrellas que corresponden a patrones de cada reservorio construidos a partir de índices más marcados de hidrocarburos presentes en la cromatografía.

Obtenido la discriminación de petróleo por cada reservorio, la obtención de la discriminación del agua se hace sencilla. Se hizo uso de la información de índices de productividad de cada reservorio y de la presión del reservorio y por un proceso iterativo de las ecuaciones de productividad del pozo se obtiene el aporte productivo de fluido total (petróleo + agua) por cada reservorio.

Luego solo por diferencia de fluido total y producción de petróleo se obtiene la producción de agua.

El buen volumen de data de la gravedad específica de la muestra de cada pozo a través del tiempo, así como un volumen moderado de información de presión garantizan un alto grado de confiabilidad de la discriminación efectuada.

HISTORY MATCH

El número de pozos utilizados para el History Match fue de 15.

El ajuste de historia de producción alcanzado fue bastante bueno como puede observarse en la Figuras N° 6 (ajuste pozo a pozo) y 7 (a nivel campo). Sin embargo, se encontraron enormes dificultades para el ajuste de historia principalmente en los pozos 143D y 153D. Con la concepción de una simple barra NS era prácticamente imposible obtener un ajuste. La característica productiva de estos pozos eran su alta producción de agua desde el inicio de la etapa productiva.

Luego de muchos intentos para definir el modelo más adecuado, se sugirió la existencia de canales que interceptaban a las barras en determinadas zonas (Figura N° 8).

Los pozos que se encontraban dentro de estos canales tenían alta producción de petróleo y agua (Pozos 143D y 153D). El sentido de permeabilidad y por lo tanto de flujo era perpendicular a las barras principales. Esto significa que existe una transmisibilidad más directa entre reservorio y acuífero.

Por el contrario los pozos que no estaban dentro de estos canales, presentan productividades inferiores y el comportamiento del corte de agua a través del tiempo es mas lenta. En la Figura N° 9 se muestra un mapa de permeabilidades de la capa 2 y puede observarse las barras, los canales y la zona de interface Oeste Este de pobre calidad de reservorio.

La presión original del reservorio Pona se encontró en 3700 psi. Durante la etapa productiva del campo los pozos que tuvieron mayor influencia en la declinación de la presión del campo fueron en orden cronológica el pozo 72XC, 132D, por el flanco Este.

Hacia el flanco Oeste, el mantenimiento de presión fue más intenso, principalmente en aquellos pozos ubicados en los dos canales que presenta el modelo (Pozos 153D y 143D).

Durante el History match fue necesario definir zonas de baja transmisibilidad entre la interface canal barra. Los pozos ubicados al NorOeste como los pozos 84XC y Pa1102D actualmente se encuentran con menor presión debido en parte a la baja transmisibilidad entre acuífero-reservorio por presentar relativa baja características petrofísicas.

Los mapas actuales de presión en las dos capas más representativas (Capa 2 y 4) se muestran en las Figuras N° 10, 11.

El volumen insitu de petróleo así como las acumuladas distribuidas en sus diferentes capas es:

CAPA	PETROLEO		AGUA		FR. ACTUAL (%)
	VOL. INSITU (MMSTB)	ACUMULADA (MMSTB)	VOL. INSITU (MMSTB)	ACUMULADA (MMSTB)	
1	19.7	2.3	13.2	2.26	11.7
2	23.0	1.6	17.3	2.70	7.0
3	0.6	0.1	0.2	0.04	16.7
4	1.5	0.3	0.5	0.20	20.0

RESULTADOS

Se estudiaron 3 esquemas de explotación :

Caso Base:

Considera la situación de continuar la producción del campo con 10 pozos, sin ninguna operación adicional. Las reservas que se estiman es del orden de 3.8 MMSTB de petróleo por un periodo de 12 años (Figura N° 12).

El factor de recuperación final del campo a un corte de agua final de 98 % se estima en 18.1 % del volumen insitu (Figura N° 13).

Caso Drilling:

Considera adicionalmente al caso base, la perforación de 1 pozo Horizontal (PA1120H) ubicada al NorOeste del campo entre los pozos PA1105D y 84XC (Figura N° 14) . La longitud del tramo horizontal es de 500 mts. y se espera iniciar el régimen de extracción total con 800 BFPD. El régimen de producción inicial de petróleo esperado es de 714 BOPD con un corte de agua inicial del 10% y se estima acumular un volumen de petróleo de 1.8 MMSTB.

Sin embargo aproximadamente 700 MSTB de petróleo corresponden a un proceso de aceleramiento de la producción que afectaría al pozo PA1105D (Figura N° 15).

El segundo prospecto de pozo analizado es la correspondiente a un pozo gemelo al pozo 66XCD, donde el reservorio Pona correspondería a un objetivo secundario. Los resultados muestran que el reservorio Pona sería un candidato de workover de baja expectativa .

CAPA	PETROLEO		AGUA		FR. FINAL (%)
	VOL. INSITU (MMSTB)	ACUMULADA (MMSTB)	VOL. INSITU (MMSTB)	ACUMULADA (MMSTB)	
1	19.7	5.9	13.2	11.8	29.9
2	23.0	2.6	17.3	13.4	11.3
3	0.6	0.2	0.2	0.5	33.3
4	1.5	0.6	0.5	0.20	40.0

Caso Drilling + Inyección :

Se analizó la factibilidad de ejecutar un proyecto piloto de inyección de agua para mantenimiento de presión. Se utilizarón varios pozos candidatos para inyectores pero ninguno mostró posibilidades de mejor recupero de petróleo, descartándose este esquema.

Un resumen de reservas y del factor de recuperación se muestra a continuación:

CASO	RESERVAS (MSTB)	FR INCREMENTAL (%)	FR.FINAL (%)
Base	3.8	8.5	18.1
Drilling	5.0	11.2	20.8

CONCLUSIONES

1.- El mantenimiento de presión es moderado en razón a que en todas las capas el influjo de agua es solo por un solo flanco. Para el caso de las capas 1 y 2 estas quedan subdivididas por una zona de interface de pobre características petrofísicas entre el flanco Oeste y Este. En ese sentido, los reservorios correspondientes a las capas 1 y 2 del lado Oeste tienen el mantenimiento de presión solo del flanco Oeste y respectivamente los reservorios del lado Este tienen únicamente el acuífero sobre el flanco Este.

Las capas 3 y 4 tienen el mantenimiento de presión solo del flanco Este. Lo anterior explica la fuerte declinación de presión del campo actualmente.

2.- Las 2 barras Oeste y Este se comportan como sistemas hidráulicamente independientes.

3.- Se definió que el contacto más probable se encuentra a – 8365 pies bnm. La confiabilidad de este nivel se garantizó efectuando sensibilidad a diferentes niveles.

4.- Las probabilidades de obtener volumen de petróleo económico con la perforación de pozos verticales es muy baja. Debido a los bajos niveles de presión y de productividad se analizó la posibilidad de la perforación de un pozo horizontal al Noreste del campo, obteniéndose como resultado volúmenes económicos de petróleo.

5.- Queda descartada la posibilidad de inyectar agua para el mantenimiento de presión del campo, debido a los bajos niveles de inyektividad que presentan los pozos candidatos al Noreste del campo. En otras áreas del campo, las posibilidades de éxito son mínimas debido a la poca continuidad del reservorio.

RECOMENDACION

- 1.- Debido al bajo nivel de productividad del reservorio Pona y a alta sensibilidad a los fluidos extraños se recomienda estudiar el uso de bombas de baja capacidad extractiva ($\pm$ 100 a 200 BFPD) para eliminar los daños que actualmente están sometidos el reservorio Pona en los pozos que producen en conjunto con otros. Por el momento, el actual esquema de explotación es lo único que puede efectuarse.
- 2.- Continuar con el refinamiento del mallado para analizar la posibilidad de efectuar trabajos de fracturamiento.

CONTRIBUCION TECNICA

1.- Se ha utilizado para la discriminación de la producción, ecuaciones de productividad de pozo y balance de materia y caudal, para la obtención de los aportes productivos de los reservorios. Para el caso de 2 reservorios en producción conjunta (la mayor parte de los pozos) , solo se ha necesitado información de gravedad específica del petróleo. En consecuencia, no se necesitado herramientas de medición de flujo como PLT para estos casos, disminuyendo los costos de adquisición y análisis de información.

2.-Se ha llegado a definir que para reservorios de bajo nivel de mantenimiento de presión, con características de petrofísicas variables y procesos de bioturbación, la perforación horizontal es una alternativa económica más apropiada.

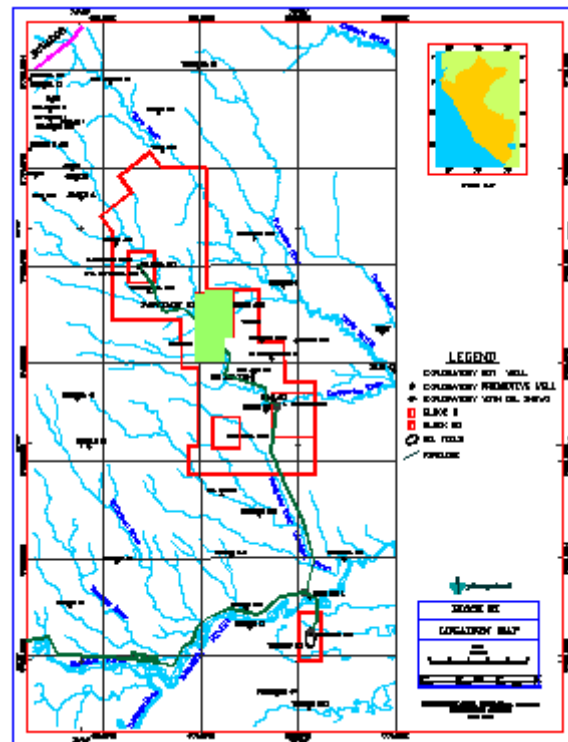


FIGURA 1

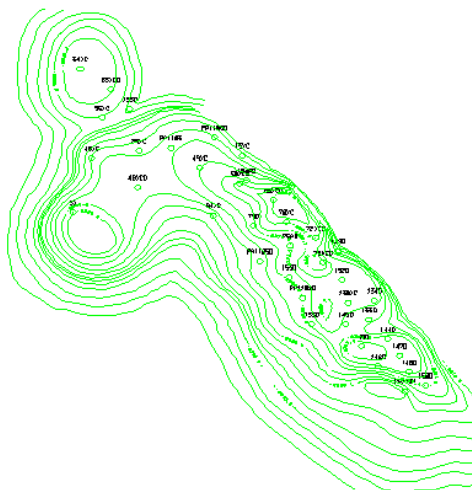


FIGURA 2

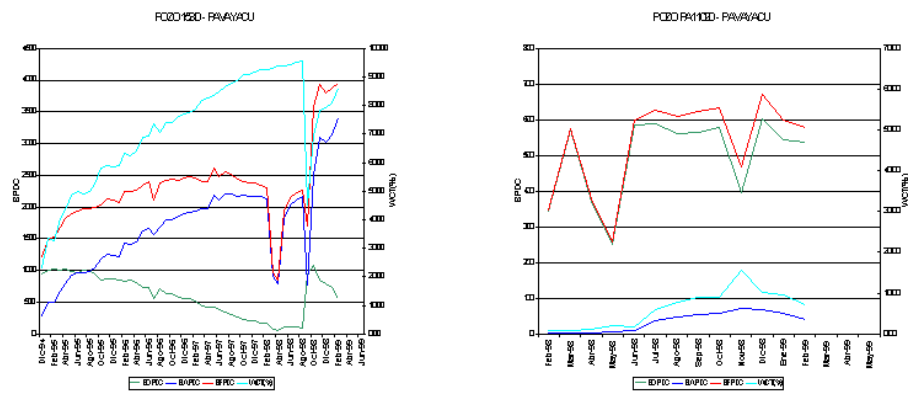


FIGURA 3

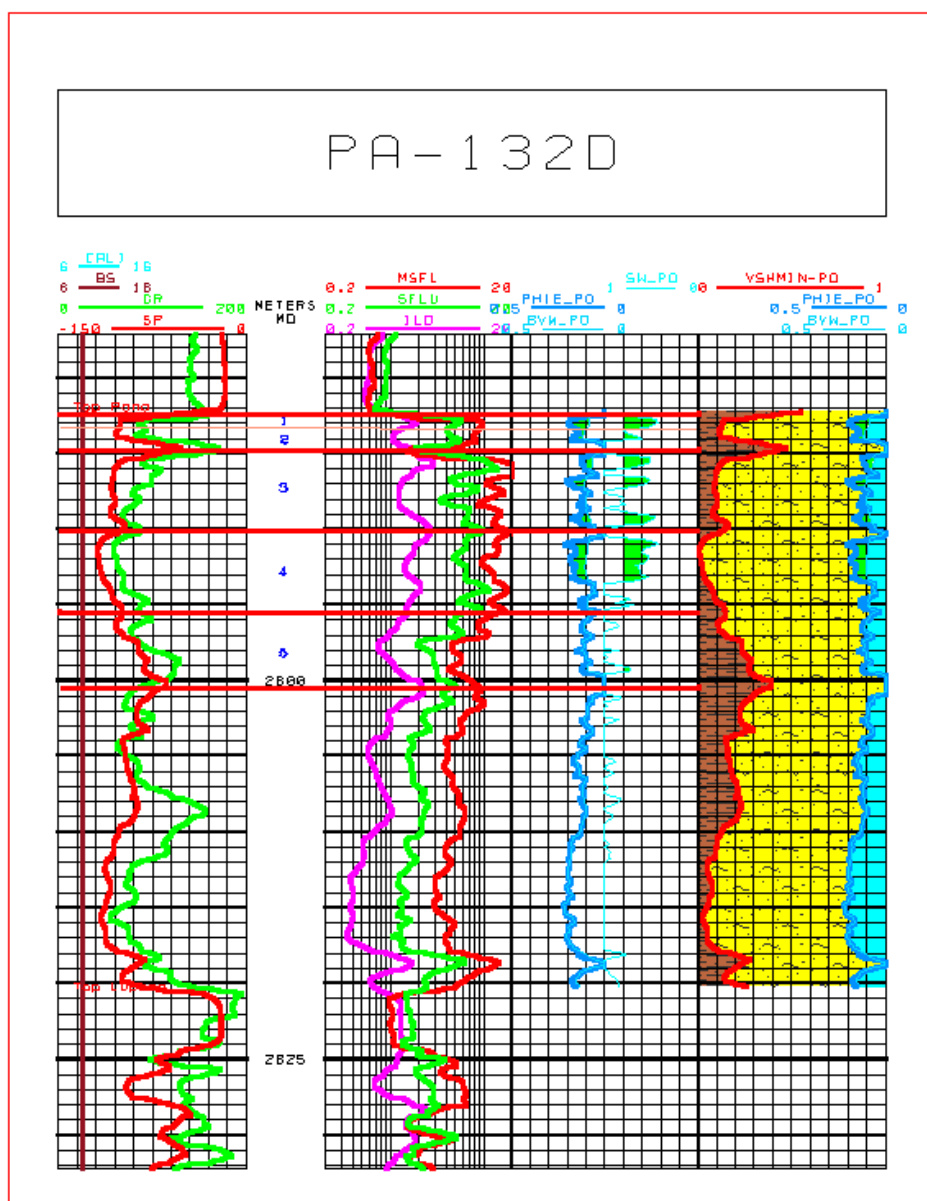


FIGURA 4

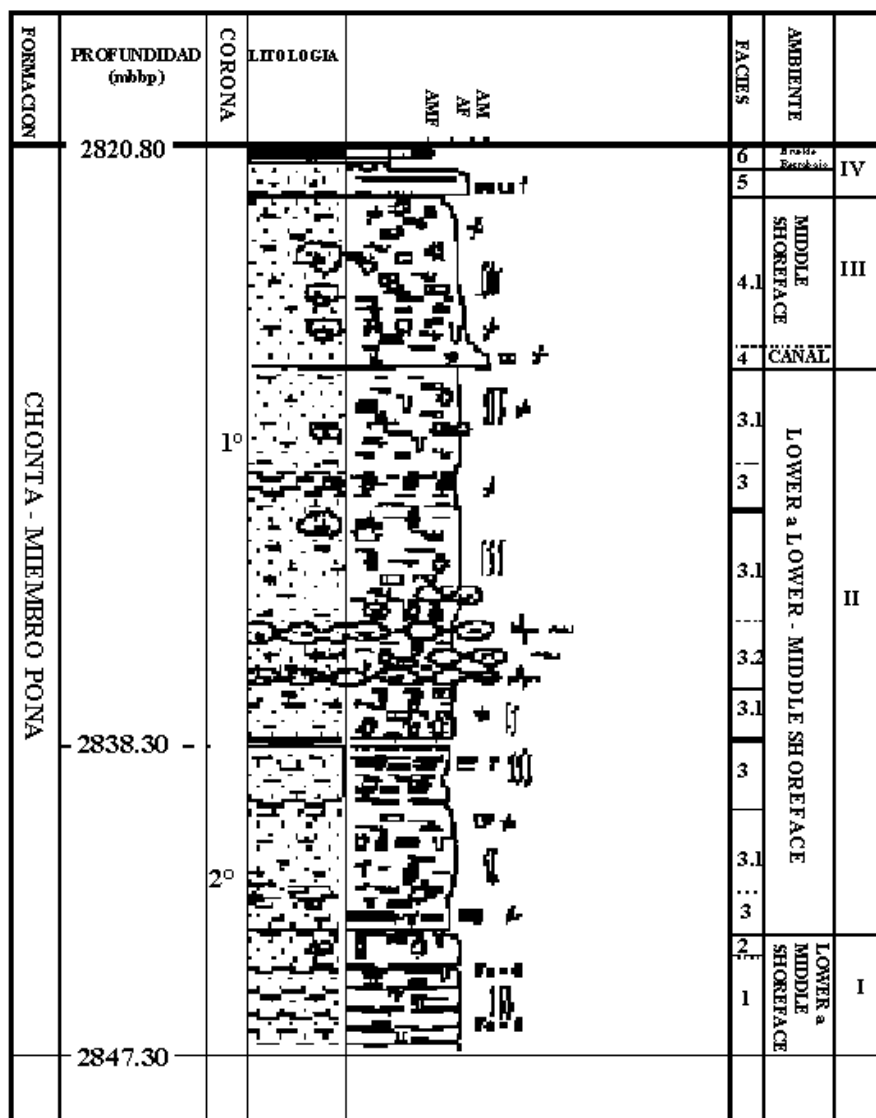


FIGURA 5

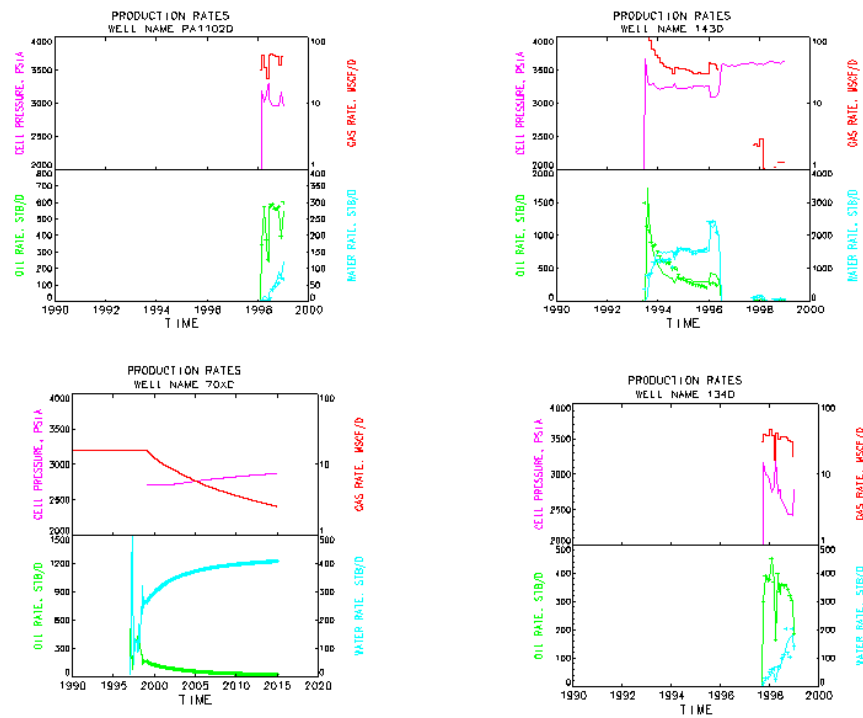


FIGURA 6

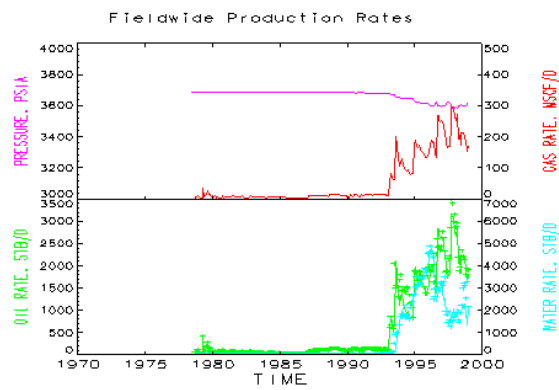


FIGURA 7

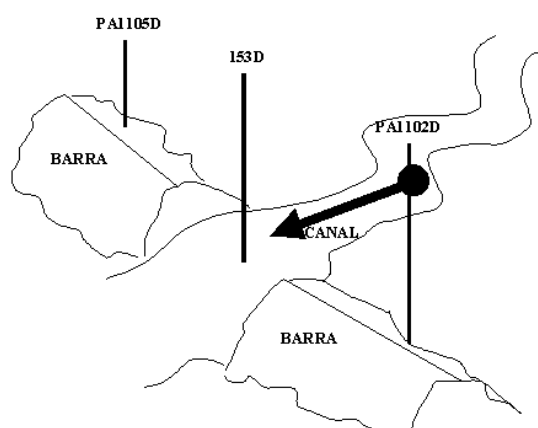


FIGURA 8

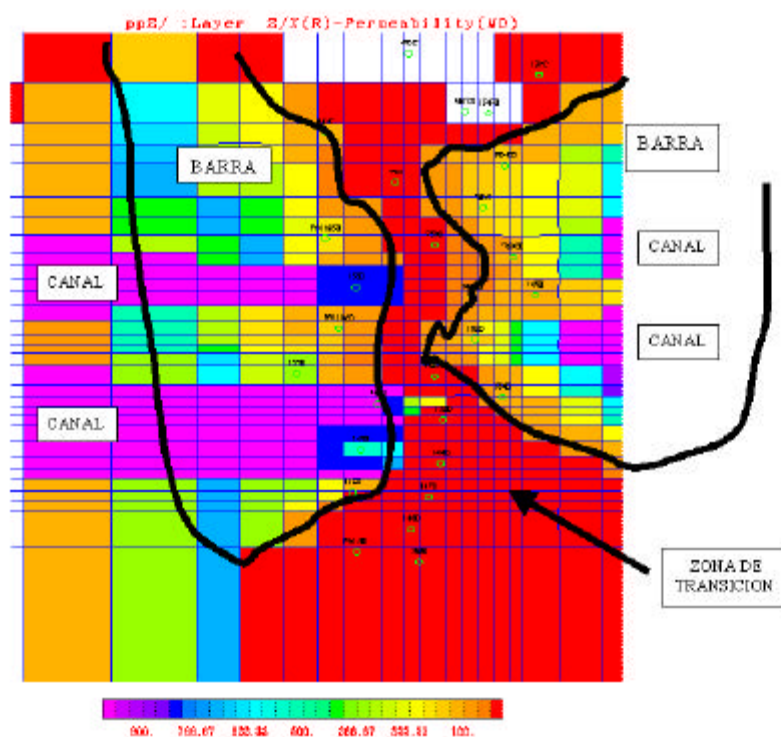


FIGURA 9

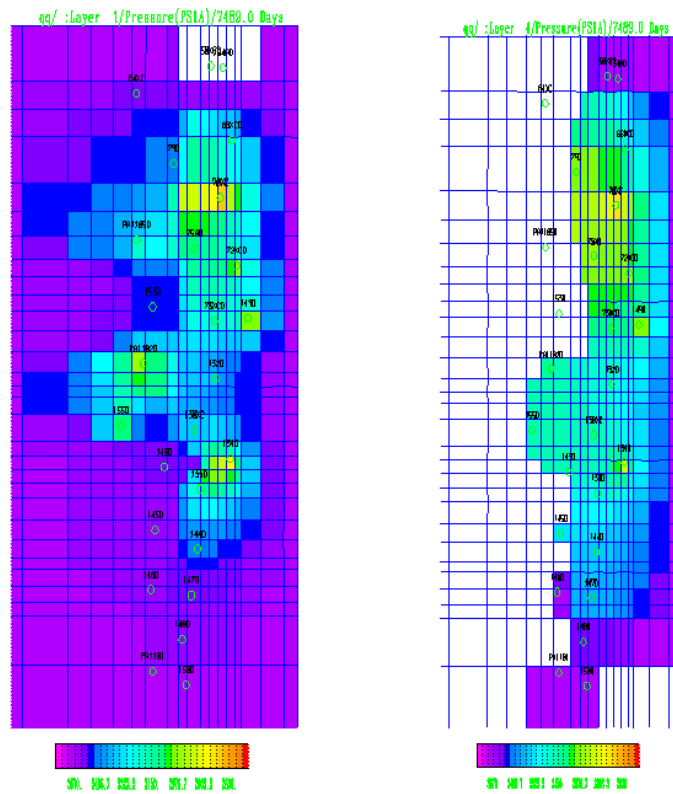


FIGURA 10-11

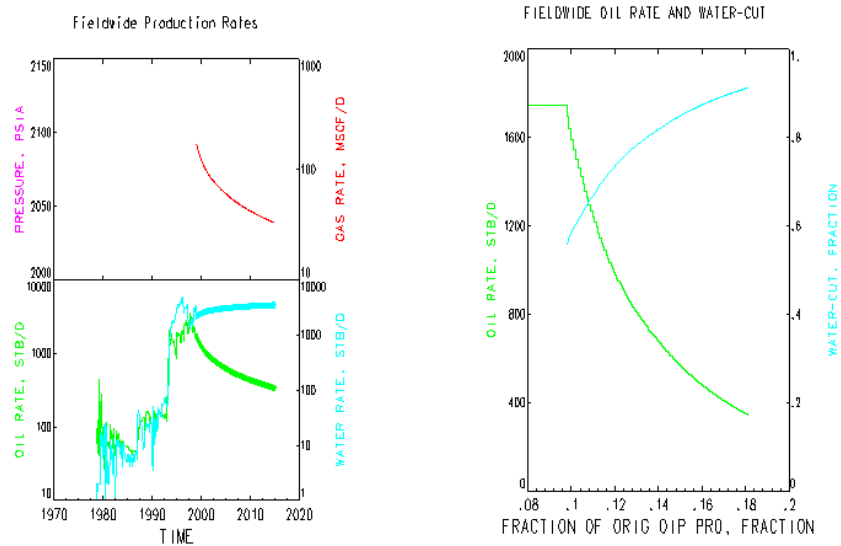


FIGURA 12-13

