

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**APLICACION DE REGISTROS DE PRODUCCION, PRUEBAS
DE PRESION Y REGISTROS A HUECO ENTUBADO EN LA
DETERMINACION DE FLUJO CRUZADO EN RESERVORIOS
ESTRATIFICADOS**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL PARA OPTAR EL
TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO**

**EDUARDO ALFREDO SARANGO GONZALES
PROMOCION 1982-1
LIMA-PERU
1996**

CONTENIDO

- Sumario.
- Introducción.
- 1.0.- Discusión teórica.
 - 1.1- Flujo homogéneo e Isotrópico.
 - 1.2- Flujo Cruzado en el reservorio (crossflow).
 - 1.3- Efecto del flujo cruzado (crossflow) en el factor de recuperación.
- 2.0.- Evaluación práctica.
 - 2.1- Condiciones geológicas y de reservorio en el área de estudio.
 - 2.2- Características del flujo de fluidos.
 - 2.3- Casos históricos.
 - 2.3.1 - Caso-1.
 - 2.3.2 - Caso-2.
 - 2.3.3 - Caso-3.
 - 2.3.4 - Caso-4.
 - 2.3.5 - Caso-5.
- 3.0.- Evaluación económica.
- Conclusiones.
- Recomendaciones.
- Bibliografía.
- Gráficos y tablas.

SUMARIO:

El tema describe las condiciones geológicas y de reservorio que se presentan en la Selva Norte Peruana y que generan las condiciones para la presencia de flujo cruzado en el reservorio y que a partir del análisis integrado de presiones de fondo, registros a hueco entubado y registros de producción, permita su entendimiento y caracterización. Siendo reservorios de impulsión por agua, se concluye que el movimiento de fluidos es complejo y que el continuo monitoreo y control del avance de agua permitirán establecer el esquema óptimo de producción y recuperación de petróleo.

INTRODUCCION:

Todas las formaciones en algún grado son verticalmente heterogeneas debido al proceso de estratificación producto de su origen deposicional¹. En la selva peruana y en particular en la denominada Selva Norte y que comprende el Lote-8, una de las formaciones más importantes la constituye la formación Chonta, de sedimentos cretáceos, que fueron depositados mediante un gran proceso transgresivo-regresivo presentando ambientes deposicionales fluvial, fluvio deltaico y Marino². Estas variaciones en el proceso de estratificación generan características petrofísicas y de reservorio específicos y particulares para cada ambiente deposicional. Estas unidades al presentar de buenas a excelentes permeabilidades y porosidades, constituyen excelentes reservorios y al estar asociados a acuíferos muy potentes y con buena transmisibilidad hacia los mismos hace que el mecanismo de impulsión predominante sea el empuje por agua².

La combinación de los factores mencionados anteriormente, han generado durante la vida productiva, en el reservorio Chonta en particular, un complejo movimiento del agua proveniente del acuífero hacia el reservorio, lo que se traduce en complejos procesos de digitación y/o conificación². Asimismo, se identifican procesos de flujo

cruzado particularizados^{3,4} que significan migraciones de petróleo al inicio de la vida productiva y agua de formación en la etapa posterior, con las implicancias en cuanto a la interrelación en presiones y producción de fluidos y por lo tanto en la recuperación final de petróleo por pozo.

El proceso de flujo cruzado ("crossflow") en rigor se presenta en un espectro relativamente variable de situaciones. Streltsova¹ define el parámetro "c" como "crossflow parameter" y que representa, para su deducción y tratamiento matemático del problema, la razón de la transmisibilidad vertical de la capa que aporta fluido respecto a la capa productora. Este valor varía entre $c=0$ (flujo radial, no hay efecto de flujo cruzado) hasta $c= \infty$, que corresponde al comportamiento de un límite de presión constante. Para el caso que tratamos abarcaría los procesos de conificación observados, sobre todo, en los pozos completados en los flancos de las estructuras. Esta definición es muy importante, pues a partir de ella encuadramos los procesos mencionados dentro del ámbito de Flujo Cruzado.

Uno de los parámetros esenciales en el esquema de Flujo Cruzado resulta ser la anisotropía. Esta propiedad depende de la dirección a la cual es medida⁵. La anisotropía en la permeabilidad origina que el fluido fluya en una dirección diferente a la dirección de flujo y si ésta es severa puede influir en las tasas de producción⁵. Esta propiedad es una función de la naturaleza, espesor, frecuencia y continuidad de las intercalaciones arcillosas² y su importancia radica en la escala a la cual es requerida⁵. En el presente caso (asumiendo que el sistema es isotrópico en el plano horizontal, es decir $K_h=K_x=K_y$) y que denominaremos: $A=K_z/K_h$ es de interés la relación de la permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal. Evidentemente estamos en un problema bidimensional 2D y la permeabilidad vertical resulta ser fundamental en la descripción del fenómeno.

Ante éste marco geológico y de complejo movimiento de fluidos, resulta primordial el monitoreo y control del avance del agua, bajo la perspectiva de obtener una mejor

producción por pozo y un mayor recobro final. En ésta tarea resultan muy importantes las pruebas de presión de fondo, la utilización de registros a hueco entubado y los registros de producción. Esta información en forma individual primero y en conjunto después, permiten entender y caracterizar el problema y a partir de ellos diseñar y/o controlar la explotación de los reservorios.

1.- DISCUSION TEORICA:

1.1 - Flujo Homogeneo e Isotrópico.

El Flujo Homogeneo define al reservorio ideal que es concebido como una formación uniformemente permeable y elástica que se extiende sin límites laterales, está confinada en su parte superior e inferior por límites paralelos impermeables y está saturado de un fluido ligeramente compresible de propiedades constantes¹.

La ecuación que gobierna el flujo de fluidos en un medio poroso es conocida como la ecuación de difusividad cuya expresión matemática en coordenadas radiales es como sigue:

$$\frac{d^2p}{dr^2} + \frac{1}{r} \times \frac{dp}{dr} = \frac{1}{0.0002637} \times \frac{\phi \times \mu \times c}{k} \times \frac{dp}{dt}$$

Esta ecuación está definida bajo las siguientes asunciones:

- Medio homogeneo e isotrópico : las propiedades del reservorio son las mismas en cualquier punto y la isotropía implica fundamentalmente que $k = k_x = k_y = k_z$.
- Espesor productivo uniforme (h).
- Porosidad (ϕ), viscosidad (μ) y permeabilidad (k) constantes e independientes de la presión. En éste caso k es un escalar para cumplir el requisito de isotropía.

- Fluído de compresibilidad (c) pequeña y constante.
- Gradientes de presión no significativas.
- Fuerzas gravitacionales negligibles.

La solución matemática de la ecuación de difusividad no es sencilla desde que no es una ecuación lineal. Se requieren ciertas condiciones de frontera para su solución. El caso más general lo constituye la solución denominada Reservoirio Infinito cuya expresión general es⁶:

$$p(r,t) = p_i - \frac{q \times \mu}{2 \times \Pi \times k \times h} \times \left\{ - \frac{1}{2} E_i \left(- \frac{\phi \times \mu \times c \times r^2}{4 \times k \times t} \right) \right\}$$

Para valores de $4 \times k \times t / \phi \times \mu \times c \times r^2 > 100$, se tiene la siguiente solución ("Line Source"):

$$p(r,t) = p_i - \frac{q \times \mu}{4 \times \Pi \times k \times h} \times \left\{ \ln \frac{k \times t}{\phi \times \mu \times c \times r_w^2} + 0.80907 \right\}$$

Esta ecuación en su equivalente adimensional durante el período de flujo en un reservorio infinito es:

$$P_D (t_D, r_D) = \frac{1}{2} \times \{ \ln (t_D / C_D) + 0.80907 \}$$

Si incorporamos el daño (s) y la constante de almacenamiento adimensional (C_D) se tiene la siguiente nueva formulación:

$$P_D (t_D, r_D) = 0.5 \times \{ \ln (t_D / C_D) + 0.80907 + \ln C_D e^{2s} \}$$

Durante una prueba de presión en un pozo en un reservorio infinito se presentan normalmente los siguientes regímenes de flujo:

- Almacenamiento: caracterizado por tener una pendiente de 45° en el gráfico doble logarítmico de delta de presión vs. delta de tiempo, dado que:

$$\log (P_D / t_D / C_D) = 0 ; \quad (P_D / t_D / C_D) = 1 \Rightarrow P_D = t_D / C_D$$

El gráfico de derivada también será de pendiente 45° sobre el mismo ploteo dado que:

$$P'_D = \frac{d (P_D)}{d (t_D / C_D)} = 1$$

- Flujo radial :

$$P_D = 0.5 \times \{ \ln (t_D / C_D) + 0.80907 + \ln C_D e^{2s} \}$$

Esta ecuación planteada en términos de logaritmo de tiempo vs presión da a lugar a la conocida línea recta semilogarítmica que define el modelo de Flujo Radial.

Derivando P_D se tiene :

$$P'_D = \frac{d(P_D)}{d(t_D / C_D)} = \frac{0.5}{t_D / C_D} \Rightarrow P'_D (t_D / C_D) = 0.5$$

La derivada para el flujo radial es una constante que adimensionalmente tiene el valor de 0.5 y es horizontal en el gráfico doble logarítmico de delta de presión vs delta de tiempo. Este régimen de flujo permite conocer las características promedio del reservorio.

En el gráfico-1 se muestra la geometría de flujo que define el Modelo de Flujo Radial (Flujo Radial Cilíndrico). Para los objetivos del presente trabajo, es de interés señalar aquí que las líneas de flujo convergen radialmente hacia el pozo y en el plano vertical son paralelas y perpendiculares al eje del pozo. Por lo tanto no existe movimiento de fluido en el sentido vertical. En el gráfico-2 se muestra la respuesta típica de modelo flujo radial en el gráfico doble logarítmico de delta de presión vs delta de tiempo.

Se mencionó inicialmente que una de las asunciones en el desarrollo de la ecuación de "Flujo Radial" era la que el flujo se produce desde todo el espesor productivo (h) hacia el pozo y que todo el espesor productivo está abierto a producción en el pozo. Es de particular interés en el presente trabajo el caso en que no todo el espesor está abierto a producción. Se denomina "Flujo en pozo con penetración parcial"¹ . En éste caso la perturbación de presión en la formación se confina inicialmente al intervalo perforado o abierto a producción (h_p) con el flujo hacia el pozo esencialmente

radial. Con el tiempo el volumen afectado por el pozo se expande hasta los límites superior e inferior de la formación. El flujo converge nuevamente en flujo radial pero en torno al espesor productivo completo (h). De ésta manera se presentan en el ploteo de presión vs logaritmo de tiempo, dos pendientes conectados por una curva de transición. Esta curva de transición generalmente se convierte en una línea recta de pendiente $m = -1/2$ en la curva de derivada en el ploteo doble logarítmico delta de presión vs delta de tiempo. Para éste comportamiento son de importancia la longitud del intervalo perforado o abierto a producción y la anisotropía de la formación. En el gráfico-3 se ilustra el flujo en pozo con penetración parcial y en el gráfico-4 la respuesta típica en la curva de derivada.

1.2 -Flujo Cruzado en el Reservorio (“crossflow”).

En reservorios conformados por capas estratificadas producto de sus ciclos de sedimentación, la interrogante más importante es saber si existe una significativa interconectividad en términos de presión y comunicación de fluidos entre las diferentes capas⁶. Dadas las propiedades físicas de éstos depósitos (principalmente sus difusividades) éstos responderán a la producción a diferentes tasas, generándose una presión diferencial entre las mismas. La extensión y la permeabilidad vertical (K_z) de las capas que las separan en unidades individuales de flujo determinan si dichas unidades están en comunicación de presión¹. Si las capas adyacentes a las unidades de flujo son extensas y de permeabilidad vertical despreciable, ellas conforman barreras prácticamente impermeables al flujo vertical y el comportamiento será entonces gobernado esencialmente por la permeabilidad horizontal (K_h). Asumiendo que no existan barreras o heterogeneidades en el plano horizontal, el comportamiento esperado corresponde al modelo de Flujo Radial. Si por el contrario, dichas capas adyacentes presenten al menos una muy baja, pero medible, permeabilidad vertical, la respuesta a la producción será el establecimiento de una presión diferencial que permitirá generar

un flujo dependiente del tiempo entre las unidades de flujo y que se denomina flujo cruzado (crossflow)¹. El gráfico-5 presenta el modelo idealizado de flujo cruzado. El gráfico-6 presenta la respuesta típica a la restauración de presión y enfatiza la diferencia entre la presencia de flujo cruzado entre capas en el reservorio y flujo entre capas comunicadas en el pozo y no en el reservorio (no flujo cruzado).

El flujo entre capas en su forma matemática más elemental responde a la siguiente ecuación¹:

$$v_z = \frac{K_z}{\mu} \times \frac{d}{d} [Dp_z] = \frac{K_z}{\mu} [dp - dp_z]$$

donde v_z es la tasa de flujo cruzado. La ecuación anterior indica la dependencia directa de la tasa de flujo cruzado a la permeabilidad vertical y puede establecerse que la tasa de flujo cruzado es proporcional a la diferencia de presiones entre las capas.

Un punto importante y necesario mencionar para los objetivos del presente trabajo resulta en que se demuestra que el flujo cruzado desde una capa no abierta a producción y comunicada con una capa abierta a producción en un pozo con penetración parcial, presentará la misma respuesta de presión vs tiempo que un pozo con penetración parcial en un reservorio homogéneo¹.

1.3 - Efecto del Flujo Cruzado (crossflow) en el Factor de Recuperación.

En reservorios cuyo mecanismo de producción es impulsión por agua, el factor de recuperación es función de^{13,17}:

- Eficiencia de desplazamiento.
- Eficiencia de barrido.
- Eficiencia por estratificación de permeabilidad o Eficiencia de barrido Vertical.
- Eficiencia de barrido Volumétrica.

La eficiencia de desplazamiento depende esencialmente de las características petrofísicas de la roca reservorio (como mojabilidad, permeabilidades relativas, presión capilar, saturación de fluidos) y de los fluidos (viscosidad, densidad). La eficiencia de barrido se define como la razón del volumen barrido a cualquier tiempo al volumen total sometido a invasión. Normalmente asociada a una capa productora, tiene que ver fundamentalmente con la geometría areal o arreglo de pozos, presencia de heterogeneidades en el plano X-Y en el reservorio, presencia de fallas geológicas, discontinuidades, cambios de espesor productivo, etc. La eficiencia por estratificación de permeabilidad implica una componente vertical (comunicación vertical entre capas, anisotropía $A = K_z / K_{xy}$). Es por lo tanto una medida bidimensional (sección transversal vertical) de los efectos generados por las heterogeneidades presentes en el reservorio¹⁷. La eficiencia volumétrica es la medida de los efectos generados por éstas mismas en tres dimensiones.

La eficiencia por Estratificación de permeabilidad o de barrido vertical, constituye quizás el parámetro que influye más significativamente en la Recuperación Final de Petróleo en reservorios estratificados. Se ha determinado que alcanzado un tiempo suficiente de flujo, los pozos se comportan como si una sola formación estuviera abierta a producción¹⁵. Esto significa que el comportamiento de producción el pozo actúa como un todo, pero se produce una depleción diferencial entre las capas y sus propias tasas de producción entre ellas hasta lograr una estabilización,

produciéndose normalmente flujo de la capa menos depletada hacia la capa más depletada, dependiendo de la caída de presión establecida. Por lo tanto, existirá un soporte de presión de la capa menos depletada hacia la más depletada. Esto es favorable, desde que resulta en una suerte de "mantenimiento de presión" y por lo tanto mejora en la declinación de productividad por merma de la presión. En cuanto a los fluidos producidos, a razones de movilidad favorables ($M < 1$), el flujo cruzado (crossflow) mejora le eficiencia de recuperación de petróleo, pero a movilidades desfavorables ($M > 1$), la situación es a la inversa¹⁷.

Se demuestra también que la recuperación de petróleo con flujo cruzado resulta en un valor intermedio entre la recuperación en un reservorio uniforme (homogéneo) y un reservorio estratificado sin flujo cruzado¹⁷.

Se puede concluir entonces que las Heterogeneidades geológicas, como por ejemplo, la estratificación, la anisotropía y el grado de comunicación vertical entre capas, influyen en cada etapa de la vida productiva de un pozo¹⁶. Por otra parte, los reservorios que producen por mecanismos naturales de desplazamiento como Empuje hidráulico, son considerados tasa-sensitivos, por lo que merecen especial control durante su desarrollo y explotación, así como apropiadas estrategias de producción, que minimizen efectos adversos y/o tomen ventajas de éstas heterogeneidades para conseguir una máxima recuperación final¹⁴.

2.- EVALUACION PRACTICA.

2.1 -Condiciones Geológicas y de Reservorio en el Area de Estudio.

El presente estudio se desarrolla en el área de la Selva Norte (Lote-8) y concretamente en la formación Chonta de los yacimientos que denominaremos "A","B" y "C" . En general en el área la formación Chonta presenta buenas características de roca reservorio y está conformada por tres miembros: M_1 , M_2 y M_3 . De éstos el más importante en cuanto a producción y reservas es el reservorio M_1 , constituido por areniscas predominantemente de cuarzo, con delgadas y mayormente localizadas intercalaciones de lutitas². En el yacimiento "A", el reservorio M_1 presenta tres areniscas bien diferenciadas producto de los ambientes en los cuales se depositaron. Estos ambientes corresponden desde la base hacia el tope a : fluviodeltaico , deltaico y marino. Para efectos del presente estudio son de interés las areniscas fluviodeltaicas y las deltaicas. Las areniscas fluviodeltaicas presentan buena porosidad (21%) y excelente permeabilidad (1200-4500 md) y la conforman ciclos de depósitos de canal. Las areniscas deltaicas son de buena porosidad (23%) y permeabilidad (130-800 md). Localmente los ciclos de arena sobreyacen a lutitas y limolitas. En general, la comunicación horizontal es buena. En el yacimiento "A" se presentan, sin embargo, complejas interdigitaciones entre las arenas deltaicas y el tope de las fluviodeltaicas. Las intercalaciones arcillosas son generalmente delgadas y muy localizadas en las arenas fluviodeltaicas y deltaicas y restringen o impiden la comunicación vertical en áreas pequeñas².

El mecanismo de impulsión predominante es empuje de agua. El contacto agua-petróleo (nivel más alto con 100% saturación de agua) es horizontal . Las características de las curvas de permeabilidad relativa responden a sus respectivos ambientes deposicionales. Las diferencia las curvas de permeabilidad relativa al agua. Para las arenas fluviodeltaicas dicha curva es convexa hacia arriba, lo que

significa un rápido incremento en la movilidad del agua. En las deltaicas la curva es cóncava y por lo tanto el movimiento del agua en el reservorio será más lenta. La presión capilar petróleo-agua en las arenas fluviodeltaicas es muy pequeña y presenta zonas de transición del orden de 5' a 12'. En las arenas deltaicas es ligeramente mayor y la zona de transición esta en el orden de 10' y 20'.

2.2- Características del Flujo de Fluidos.

Los patrones predominantes del flujo de fluidos en el acuífero, en los reservorios y en los pozos presentan las siguientes principales características²:

1.- El soporte del acuífero es excelente. Esto puede extrapolarse también al reservorio M₁ de los Yacimientos "B" y "C". En general es la característica de los reservorios de la Selva Norte.

2.- En los yacimientos "A" y "B" el agua alcanza los pozos rápidamente debido a un complejo proceso de digitación y/o conificación. En el gráfico-7 se muestra el complejo avance del agua descrito en base al registro compuesto MOP⁷ y a registros de neutrones termales a hueco entubado en el pozo-2 del Yacimiento "A" al tiempo de completado el pozo y dos años después.

3.- La existencia en el reservorio M₁ del Yacimiento "A" de una importante migración de petróleo desde las arenas fluviodeltaicas hacia la arena deltaica². Esto constituye un fenómeno de flujo cruzado a una escala importante en el reservorio.

4.- El petróleo crudo es bajosaturado, por lo tanto la recuperación es esencialmente por impulsión por agua. No existirá gas libre en el reservorio. La salinidad del agua de formación es del orden de 110,000 ppm NaCl. Siendo las porosidades de buenas

a muy buenas, las herramientas de neutrones termales presentan un muy buen rango de aplicación.

2.3 - Casos Históricos.

2.3.1. Caso-1:

El pozo "1" fué perforado en 1992. En el gráfico-8 se presenta el registro compuesto MOP. En dicho gráfico se muestra en la parte superior de 3087.0 m a 3093.0 m la arena deltaica y de 3093.5 a 3097.0 m el tope de la arena fluviodeltaica. El intervalo abierto a producción de 3087.5 m a 3089.5 m corresponde íntegramente a la arena deltaica. Obsérvese la lutita ubicada en el límite de las dos capas entre 3097.0 y 3097.5 m. Es de esperarse que dicha lutita funcione como , por lo menos, una barrera al flujo vertical. Obsérvese también que hacia la base de la arena fluviodeltaica se presenta una zona de transición que podría significar riesgo de producción de agua. Como parte del plan de completación y toma de información de reservorio, se efectuó una prueba DST en el intervalo señalado³. Los resultados fueron inesperados. En el gráfico-9 se presenta el ploteo de delta de presión y su derivada vs delta de tiempo para el período de cierre. Se observa un comportamiento típico de penetración parcial. Adicionalmente, el ploteo semilogarítmico de presión vs función de tiempo superposición para el mismo período y que se muestra en el gráfico-10, se observa la misma morfología que la señalada como restauración de presión en un reservorio estratificado con la presencia de flujo cruzado^{1,6}. El registro eléctrico descarta la presencia de un empuje de fondo. Se consideró entonces que la arena deltaica contribuye en la respuesta de presión. Esto implica que debería tener una presión de reservorio mayor que en la arena deltaica. Esto es razonable si se tiene en cuenta que se conocía el proceso de digitación de agua en la capa fluviodeltaica y al mismo tiempo, la arena deltaica es la que en el yacimiento está sometida a la mayor

extracción en la mayoría de pozos². Se modeló la prueba considerando el modelo descrito obteniéndose un buen ajuste de historia. La relativa rapidez del desarrollo en la curva de derivada de la pendiente $m = -1/2$, característica de flujo esférico por penetración parcial, es un indicativo de lo activo de la capa fluviodeltaica en la presencia del flujo cruzado. En la tabla-1 se presentan los parámetros y resultados obtenidos. El análisis permitió determinar principalmente lo siguiente:

- Presión promedio: 4056.3 psia. Este valor refleja claramente un soporte de presión de la arena fluviodeltaica si comparamos con el valor promedio de la capa superior en otros puntos del reservorio.
- Una permeabilidad vertical de $K_z = 1.9$ md.
- Relación $A = K_z/K_h = 0.6$ %.

Radio teórico investigado: $r_i = 435$ pies.

Se puede concluir entonces que:

- Se confirma la migración (flujo cruzado) de fluido desde la capa fluviodeltaica a la capa deltaica.
- La lutita presente en el intervalo 3097.0 m-3097.5 m no constituye una barrera al flujo vertical en la magnitud que inicialmente podría esperarse.
- La apertura de la arena deltaica generará un proceso de conificación. Inicialmente se debe producir un barrido vertical desde la arena fluviodeltaica hacia la deltaica. La contribución inicial será esencialmente petróleo. La caída de

presión en la arena fluviodeltaica agudizará el proceso de digitación y la más temprana irrupción del agua de formación. El proceso de conificación entonces será negativo para la producción y para la recuperación final en el área drenada por el pozo.

2.3.2 - Caso-2:

El pozo-2 fué perforado y completado en los reservorios superiores en 1984. Como parte de las tareas de completación y monitoreo del avance del agua se corrió un registro base de neutrones Termales a hueco entubado (TDT-k *). En Mayo de 1996 se efectuó un retrabajo que consistió en correr un segundo registro de neutrones termales (TMD**) y abrir a producción la arena deltaica y una arena inferior fluviodeltaica. Se efectuaron pruebas de presión en cada intervalo, siendo de interés para el presente trabajo el análisis de la arena deltaica. En el gráfico-7 se presenta el registro compuesto MOP y el cálculo de la saturación de agua. En el track cuarto se muestra la superposición de las curvas "sigma" de los registros de neutrones termales. Se puede apreciar claramente lo siguiente⁶:

- En la base del reservorio el contacto original petróleo-agua se mantiene en el mismo nivel, lo que significa que no hay drenaje en la base del reservorio.
- En la capa fluviodeltaica intermedia el nivel de agua levantó ± 2.5 m. Evidencia un mecanismo combinado de digitación y barrido vertical.
- Se observa que la capa superior fluviodeltaica ha incrementado su saturación de agua por un proceso de digitación y se observa un incremento en la saturación de agua en la base de la arena deltaica.

En el gráfico-11 se presenta el ploteo de delta de presión y su derivada vs delta de tiempo para el período de cierre de la prueba de presión de fondo⁴ de la arena deltaica abierta a producción en el intervalo: 3034.0-3036.4 m. Al igual que en el caso anterior, se muestra un comportamiento de penetración parcial con una pendiente en la curva de derivada de $m = -1/2$ que representa la presencia de flujo esférico. Nuevamente el registro eléctrico no muestra las condiciones para que se espere éste comportamiento. En el gráfico-12 se presenta el ploteo semilogarítmico de presión vs función de tiempo superposición para el mismo período de cierre. Se observa la misma morfología que corresponde a un flujo de dos capas con flujo cruzado entre ellas. Se modeló la prueba teniendo en cuenta el aporte de producción de las capas deltaica y fluviodeltaica superior respectivamente, pero además dada la presencia de la fase agua, evidente en el registro, se consideró un reservorio radial compuesto, ya que la respuesta final de presión está influenciada por la capa de agua subyacente y distribuida arealmente, por lo menos en el ámbito de la prueba. El ajuste de historia se presenta en los mismos gráficos en línea continua. Los parámetros utilizados y resultados obtenidos se presentan en la tabla-2. Se puede concluir lo siguiente:

- Presión promedio: 4080.29 psia. Al igual que en el caso anterior, éste valor refleja claramente un soporte de presión de la arena fluviodeltaica si comparamos con el valor promedio de la capa superior en otros puntos del reservorio. Esto es más evidente aún por la presencia del agua que invadió la capa fluviodeltaica .
- Una permeabilidad vertical de $K_z = 40.1$ md.
- Relación $A = K_z / K_h = 14$ %.
- Radio teórico investigado: $r_i = 516$ pies.

Se puede concluir entonces que:

- Se confirma la migración (flujo cruzado) de fluido desde la capa fluviodeltaica a la capa deltaica. El aumento de saturación de agua en la base de la arena deltaica indica que el agua inicia su barrido vertical hacia la capa deltaica. El hecho de que el fenómeno se presente antes de poner en producción la arena, es un indicativo de que cubre una importante área en el reservorio.
- La apertura de la arena deltaica generará un proceso de aceleración en el influjo vertical de agua y por consiguiente una conificación de la misma. Inicialmente se debe producir un barrido vertical desde la arena fluviodeltaica hacia la deltaica. La contribución inicial será esencialmente petróleo, pero el proceso de conificación entonces será negativo para la producción y para la recuperación final en el área drenada por el pozo.

2.3.3 - Caso-3:

El pozo-3 perteneciente al Yacimiento "B" fué perforado y completado en Julio de 1995, en la arena A_1 en el reservorio M_1 . En el gráfico-13 se presenta el registro compuesto MOP para el intervalo indicado. Se puede apreciar una zona de transición y el contacto petróleo/agua hacia la base de la arena. Para efectos de evaluación y toma de información de reservorio, se efectuó una prueba DST en el intervalo abierto 3584.0-3585.5 m, tope de la arena A_1 . En el gráfico-14 se presenta el ploteo de delta de presión y su derivada vs delta de tiempo para el período de cierre durante la prueba. En el gráfico-15 el ploteo semilogarítmico de presión vs función de tiempo superposición para el mismo período. La morfología de las curvas sugieren el comportamiento de un reservorio estratificado e intercomunicados entre ellos¹. Se analizó la prueba considerando un modelo de 2 capas intercomunicadas

entre sí en un reservorio infinito⁹. Se logró un buen ajuste de historia y que se muestra en los gráficos 14 y 15 en línea continua. Los parámetros utilizados y los resultados obtenidos se muestran en la tabla-3. El análisis de la prueba permitió concluir lo siguiente:

- Presión de reservorio $P_r = 5086.05$ psia. El reservorio presenta presión original, de acuerdo al valor medido en el pozo descubridor. Esto era de esperarse, dado que se iniciaba la campaña de desarrollo del campo.
- Permeabilidad efectiva al petróleo promedia de $K_o = 1020$ md. Valor también dentro de lo esperado. El intervalo aportó más de 3000 BOPD durante la prueba. Sin embargo, la presión fluyente fué disminuyendo lentamente y el BSW en superficie incrementándose lentamente también.
- Se observó que en el ajuste la primera capa, definida en el modelo de 3584.0-3086.0 y que corresponde al tope de la arena de acuerdo al registro SP y GR presenta un skin $s_1 = -0.3$, es decir sin daño. Sin embargo, la capa inferior de 3086.0- hacia la base, para el modelo, ajustó con un skin $s_2 = 5.9$. Este valor alto se interpretó como restricción de la capa inferior al flujo. Por otra parte, el valor de Omega (razón de almacenaje entre las capas)¹⁰ muestra significativa influencia en la interconectividad de volumen poral de la capa inferior.
- La respuesta del registro eléctrico, la declinación de la presión fluyente y el aumento del BSW durante la prueba y el comportamiento de la prueba de presión descrito inicialmente es un indicativo de que existe contribución de producción (flujo cruzado en el reservorio) desde la capa inferior y dadas las condiciones, era de esperarse una temprana producción de agua en el intervalo. El modelo se confirmó con los resultados obtenidos después de la toma de un

registro de Producción PLT** tres meses después. En el gráfico-16 se muestran los resultados del registro¹¹.

- Uno de los aspectos más interesantes resulta ser que pese a la confirmación posterior de la presencia de agua, la prueba de presión no muestre evidencia (por lo menos en el rango investigado que fue del orden de 1090 pies) de mantenimiento de presión, sobre todo estando la interfase petróleo/agua presente. Esto es un indicativo de que probablemente la lutita ubicada a 3594.5-3596.5 m sea una restricción al flujo y que, por lo menos localmente, restrinja la acción de fondo del acuífero, siendo entonces el movimiento de fluidos en la arena A₂ esencialmente lateral.
- De acuerdo al modelo descrito, si bien es cierto que se produce una irrupción de agua tempranamente, es de esperarse también, que el barrido de petróleo sea mejor y por lo tanto la recuperación de petróleo dado que un efecto de conificación severa desde la base se presenta restringido.

2.3.4 - Caso-4:

En pozo-4 fué perforado y completado en el yacimiento "C" y en el reservorio M₂. El detalle de la completación y el registro compuesto MOP se presenta en el gráfico-17. Al igual que en los casos anteriores, se efectuó una prueba DST para toma de información de reservorio. En el gráfico-18 se presenta en ploteo de delta de presión y su derivada vs delta de tiempo y en el gráfico-19 el ploteo semilogarítmico de presión vs función de tiempo superposición para el período de cierre. Observamos que la curva de derivada presenta "flujo radial" casi después de 8 horas de cierre, presentando una larga transición inicial. La separación de las curvas de delta de presión y derivada y la curva semilogarítmica sugieren un efecto de daño. Sin embargo el pozo fué cañoneado con escopetas acopladas (TCP) y con sub-balance

de presión. La morfología de la curva semilogarítmica se presenta similar a la señalada como de flujo estratificado con flujo cruzado entre las capas. Se analizó la prueba con un modelo de dos capas comunicadas entre sí en el reservorio¹⁰. El detalle se muestra en el gráfico-13. Es conocido mediante registro de coronas y muestras laterales de pared, que la arena M₂ es muy laminada. El ajuste de historia obtenido fué bastante bueno. Los parámetros y resultados obtenidos se presentan en la tabla-4. Del análisis se puede concluir:

- La respuesta de presión corresponde a un reservorio estratificado con las capas comunicadas entre sí, presentando flujo cruzado entre ellas. Esto es coherente con el modelo deposicional de la arena M₂ que se presenta muy laminada.
- El modelo calcula para la primera capa superior un skin $s_1 = -0.3$, es decir no hay daño. Para la segunda capa inferior se calcula $s_2 = 17.4$, que se interpreta como restricción al flujo y actividad de la capa en aporte de producción.
- Dada la posición estructural del pozo y la no presencia de agua en el fondo, es de esperarse un buen drenaje de la arena. Buena parte de la base será producida a través de la arena superior. No se espera producción de agua significativa en el inicio de la vida productiva del pozo.

2.3.5 - Caso-5:

El pozo-5 fué perforado y completado a fines de 1992 en el yacimiento "A". Durante la completación se tomó un registro base de neutrones termales (TDT-k). El intervalo de interés, la arena deltaica y la fluviodeltaica superior del reservorio M₁ no fueron abiertas a producción. En Diciembre de 1995 se tomó un segundo registro de neutrones termales (TMD). En el gráfico-20 se presenta el registro compuesto MOP durante la completación y las curvas de "sigma" superpuestas. Se observa que no

hay prácticamente variaciones en los niveles de saturación de agua en la zona de interés¹². Esto significa que no se estaría drenando la región circundante al pozo. Todo indica, sin embargo, que se tienen las mismas características que en los casos 1 y 2 anteriores de manera que es muy probable la producción temprana de agua en ésta zona si se abre la arena deltaica. Sin embargo, es petróleo que debe ser producido y se debe evaluar en base al comportamiento conocido y descritos en los casos anteriores para obtener la mejor producción y recuperación de petróleo.

3.0 - EVALUACION ECONOMICA.

La incidencia que tiene un programa de monitoreo y control de agua en reservorios con patrones de flujo complejos, como los presentados, en la economía de la explotación de los reservorios es analizada cualitativamente en el presente trabajo básicamente por dos razones : la primera, porque la cuantificación del petróleo producido o dejado de producir requiere de estudios más complejos y de información más detallada, de la cual no se dispone y además escapa al objetivo inicial de describir y caracterizar el fenómeno y segundo, porque en algunos casos, las deducciones son obvias.

Cualitativamente podemos mencionar lo siguiente:

- Un programa básico de prueba de presión, registro de producción y registro de neutrones termales significa un costo promedio de \pm \$ USA 80,000 y usualmente podría tomar un tiempo de 2 ó 3 días. Si consideramos un precio por barril de \$ USA 15, significan unos 5340 BO. Históricamente, luego de un programa de retrabajo como éste, la producción inicial resulta en un promedio de 750 BOPD o más. En promedio, el costo por prueba y registro es recuperado en 7 días o menos. Evidentemente, hay que considerar gastos de equipo y otros. Cabe indicar que

normalmente se efectúan cuando se interviene el pozo por algún problema con la unidad de levantamiento artificial.

- Los ejemplos mostrados, fundamentalmente los casos 1 y 2, muestran en términos técnicos que en el área de los pozos perforados, evidentemente, se drena petróleo por otros pozos. Esto significa que se producirá dicho petróleo a cero por ciento de corte de agua, por lo tanto, esencialmente a una tasa crítica o menor para generar un cono de agua y es de esperarse una alta eficiencia de barrido areal. Este barrido dependerá fundamentalmente de las condiciones de abandono del pozo(s) por donde se drena actualmente dicho petróleo. Al entrar a producir el pozo esencialmente va a acelerar la extracción, puesto que se va a producir muy por encima de la tasa de producción crítica, a cero de corte de agua hasta que se produzca la irrupción del frente de agua agudizada por el fenómeno de conificación.

- Solo se producirá nueva reserva cuando el pozo(s) llegue a su límite económico y el petróleo que se estime remanente sea producido por el nuevo pozo. Sin embargo, la aceleración de producción como se demuestra, impactará en la producción acumulada del pozo(s) que originalmente es drenado por éste.

- En términos económicos podría resultar más conveniente explotar el pozo(s) a ritmos elevados que producirlos lentamente con poca agua en el caudal de producción¹⁸. Asociado a éste incremento de producción se tiene el manejo de la producción de agua. Es importante señalar a éste punto, que aún cuando el problema de conificación es una parte importante a tener en cuenta, también debe considerarse de mucha importancia cuánto petróleo dejaría de producirse por la geometría de drenaje y no sólo por la conificación en sí misma. La mayor recuperación de petróleo se obtiene aplicando un adecuado control del reservorio antes del rompimiento del frente de desplazamiento, es decir cuando el contacto agua-petróleo llegue hacia las perforaciones inferiores en el pozo(s) productor.

Luego de la irrupción, el problema de las tasas de producción y comportamiento parece no tener ninguna solución técnica que permita obtener una mayor recuperación final¹⁴.

- En resumen, técnicamente el aumentar el ritmo de extracción y acelerar la producción en las condiciones de comunicación entre las capas y una movilidad desfavorable ($M > 1$) significarán una menor recuperación de petróleo, pero podría significar una mayor recuperación de petróleo por unidad de tiempo y por lo tanto económicamente más atractivo.

CONCLUSIONES:

1. Se confirma la migración de fluido (flujo cruzado) de la capa superior fluviodeltaica hacia la capa deltaica en el yacimiento "A" en el reservorio M_1 .
2. Por los parámetros medidos a través de pruebas de presión y control de registros de neutrones termales y de producción, la magnitud areal del fenómeno de flujo cruzado es importante y se constituye crítico dado el proceso de digitización de la arena fluviodeltaica por agua de formación, para los pozos evaluados en éste trabajo.
3. El monitoreo del avance del agua indica que arealmente la migración de petróleo desde la arena fluviodeltaica hacia la deltaica constituye un excelente barrido vertical y que está siendo producida por los pozos completados en la arena deltaica. Desde éste punto, aún cuando la razón de movilidades sea adversa ($M > 1$), el proceso de flujo cruzado es favorable.
4. En términos técnicos la apertura de la arena deltaica en los últimos pozos significa esencialmente un proceso de aceleración de producción y alienta la

formación de conos de agua (conificación) lo cual afecta negativamente la recuperación de petróleo por pozo. Sin embargo es posible que en términos económicos sea favorable. Esta evaluación no alcanza ni pretende entrar en consideraciones económicas.

5. La geología de los distintos tipos de Reservorios de la Selva Norte Peruana presentan características para generar flujo cruzado entre las capas productoras y siendo en su mayoría reservorios cuyo principal mecanismo de producción es empuje de agua, presentan un movimiento de fluidos complejo.
6. Las pruebas de presión, los registros de Neutrones Termale a hueco entubado , la técnica "Time Lapse" y los registros de producción , muestran ser excelentes herramientas de entendimiento, caracterización , monitoreo y control del avance de agua de formación y por ende la maximización de la producción y la recuperación de petróleo.

RECOMENDACIONES

1. Continuar con los programas de monitoreo y control del avance de agua en el reservorio mediante pruebas de presión, registros de producción y registros de neutrones termale a hueco entubado.
2. Particularizar el estudio de la interacción entre las capas deltaica y fluviodeltaica mediante estudios de simulación numérica incluyendo secciones transversales conificación y tridimensional con el fin de evaluar el barrido areal y vertical en la interacción de ambas y armonizar el ritmo de extracción con la recuperación de petróleo a fin de combinar una buena rentabilidad económica y al mismo tiempo obtener la máxima recuperación de petróleo posible.

3. Si el estudio señalado en el punto (2) lo amerita, evaluar la factibilidad de emplear técnicas modernas de explotación, como por ejemplo perforación horizontal, que pueden mejorar el rate de extracción, un mejor control de el avance del contacto agua/petróleo y por lo tanto, la producción de agua con fines económicos y de preservación del medio ambiente.

- BIBLIOGRAFIA:

- 1.- “ Well Testing in Heterogeneous Formations”.**
Flow to a Well in a Stratified Reservoir,
Tatiana D. Streltsova.
- 2.- “Estudio de Simulación Yacimiento”A”.**
Reporte Interno.
PETROPERU S.A., Mayo, 1983.
- 3.- “ Reporte Análisis DST-1, Arena Deltaica, Pozo -1”**
Preparado por Eduardo Sarango, Halliburton Reservoir Services.
Octubre, 1992.
- 4.- “ Reporte Análisis DST-1,Arena Deltaica, Pozo -2”**
Preparado por Eduardo Sarango, Halliburton Reservoir Services.
Noviembre, 1993.
- 5.- “ The Origins of Anisotropy”**
Larry W. Lake, U. Of Texas.
SPE Technology Today Series
Journal of Petroleum Engineers, April 1988, pág. 395.
- 6.- “ Pressure Buildup and Flow Tests in Wells”.**
C.S. Matthews - D.G. Russell.
Effect of Reservoir Heterogeneities on Pressure Behavior, Chapter 10,Pág. 92.
Monograph Volume 1, Henry Doherty Series.
- 7.- “ Tecnica de Superposición de Perfiles Registrados en Escala Logarítmica”.**
Gráfico de Petróleo Movil (Movable Oil Plot- MOP).
Schlumberger, Surencó, 1970.
- 8.- “Informe registro TMD, Pozo -2”.**
Preparado por Emilio Sopprani, Halliburton del Perú S.A.
Mayo,1996.
- 9.- “Reporte Análisis DST-1,Arena A₂, Pozo-3”**
Preparado por Eduardo Sarango, Halliburton del Perú S.A.
Agosto,1995.

- 10.-"Saphir: Welltest Interpretation Software V2.10"**
Double -permeability (2-K) reservoir.
Technical Reference, Kappa Engineering
1990-95, pág. 8.8
- 11.- "Informe registro de Producción PLT, Pozo -3".**
Preparado por Emilio Sopprani, Halliburton del Perú S.A.
Noviembre,1995.
- 12.- "Informe registro TMD, Pozo -5".**
Preparado por Emilio Sopprani, Halliburton del Perú S.A.
Diciembre,1995.
- 13.- "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos".**
B.C. Craft y M.F. Hawkins, Jr.
- 14.-"Comportamiento y Tasas de Producción de Yacimientos con Empuje de Agua de Fondo".**
Alberto G. Segovia, CEPE.
Presentado en la XXI Reunión de Expertos de ARPEL, Maracaibo Venezuela.
Junio, 1975.
- 15.- "Effect of Anisotropy and Stratification on Pressure Transient Analysis of Wells with Flow entry".**
Hossein Kazemi, Mohan S. Seth.
Pressure Transient Testing Methods, SPE reprint series # 14.
- 16.- "How Reservoir Heterogeneities Affect Production Performance".**
Matt M. Honarpour, Michael J. Szpakiewicz and Bill Lindville.
National Institute for Petroleum and Energy Research (Niper).
Petroleum Engineer International, March 1991.
- 17.- "Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding"
Vertical and Volumetric Sweep Efficiencies, Chapter-7.**
SPE Monograph Volume-3.
F.F. Craig, jr.
- 18.-"Efecto del Ritmo de Extracción sobre la recuperación final de Aceite en un Pozo con Empuje Hidráulico de Fondo".**
Ing. José Antonio Ceballos.
Instituto Mexicano de Petróleo, México.

Anotaciones: (*) Marca Registrada Schlumberger; () Marca registrada Halliburton.**

FLUJO RADIAL CILINDRICO

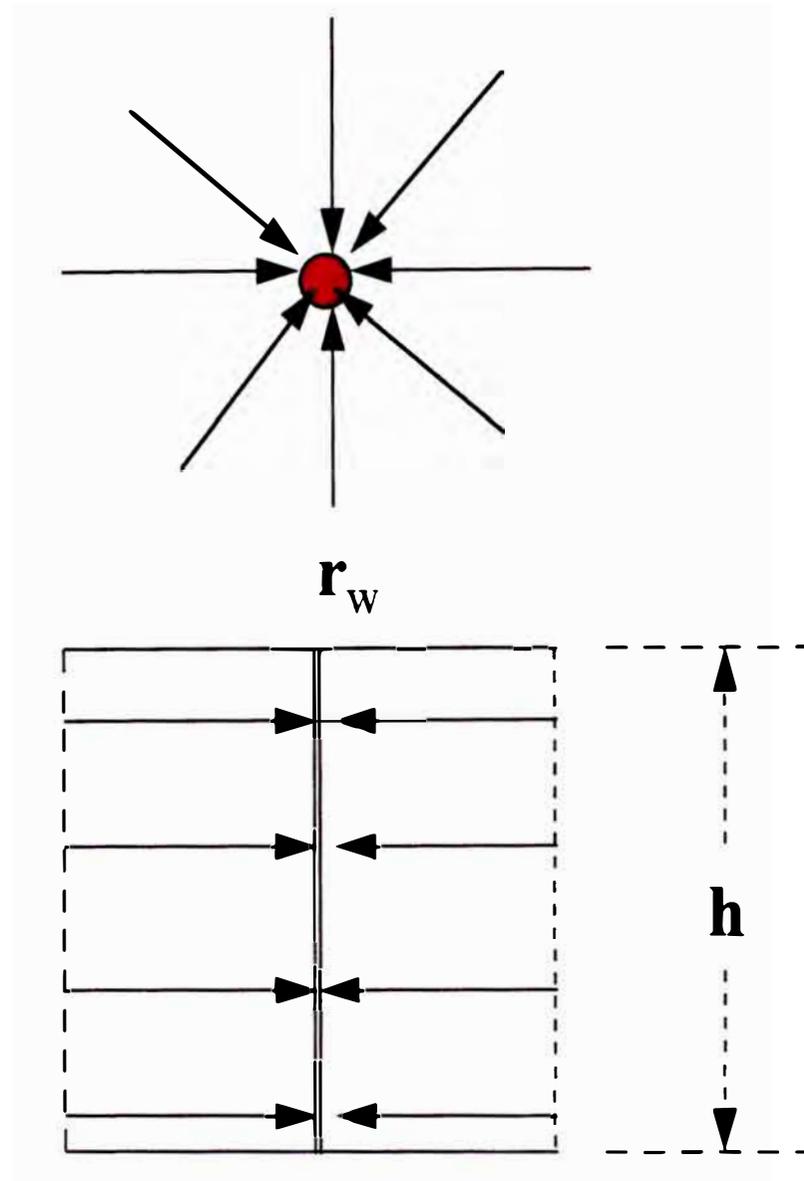


GRAFICO-1

FLUJO RADIAL

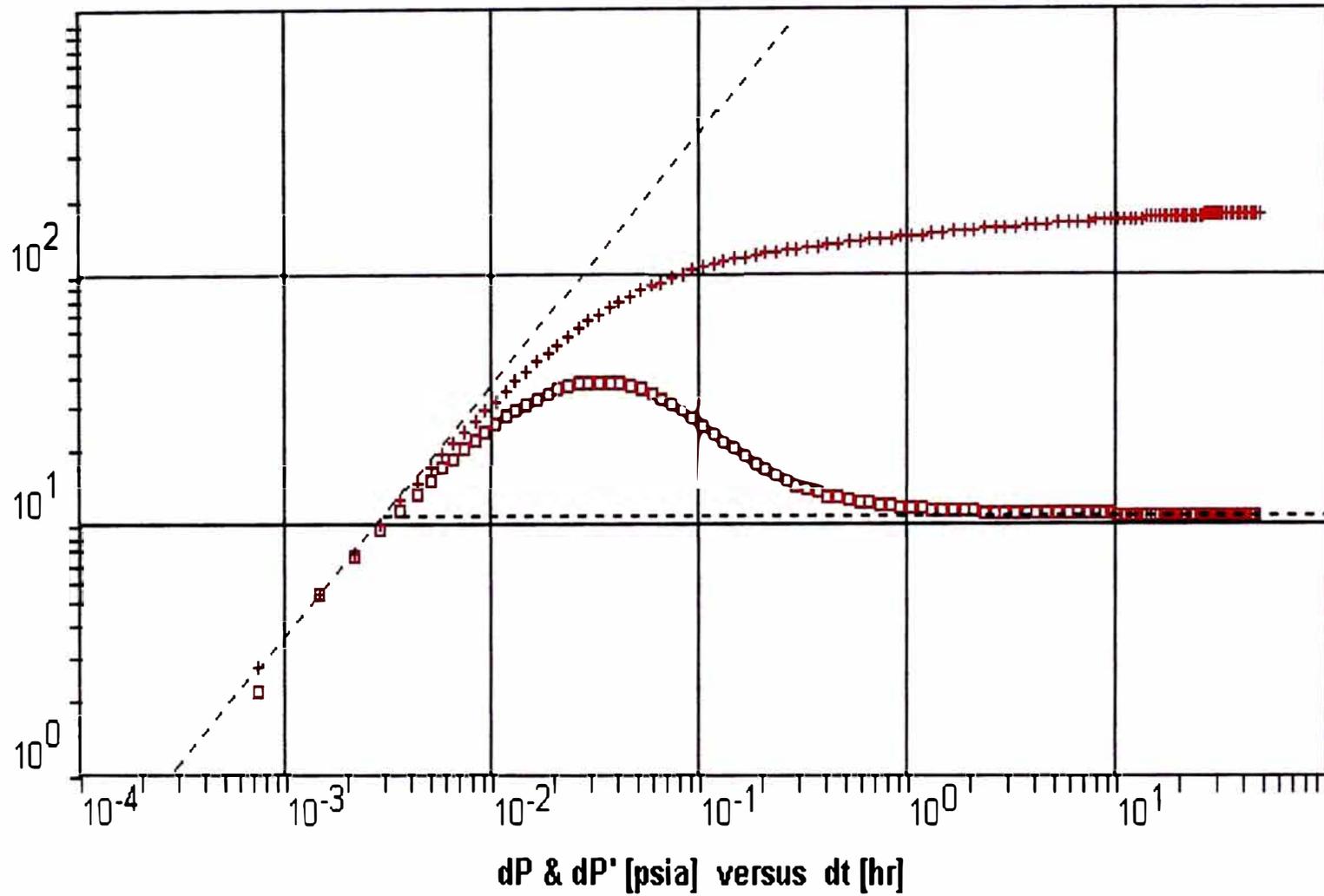


GRAFICO - 2

ESQUEMA DE ENTRADA LIMITADA

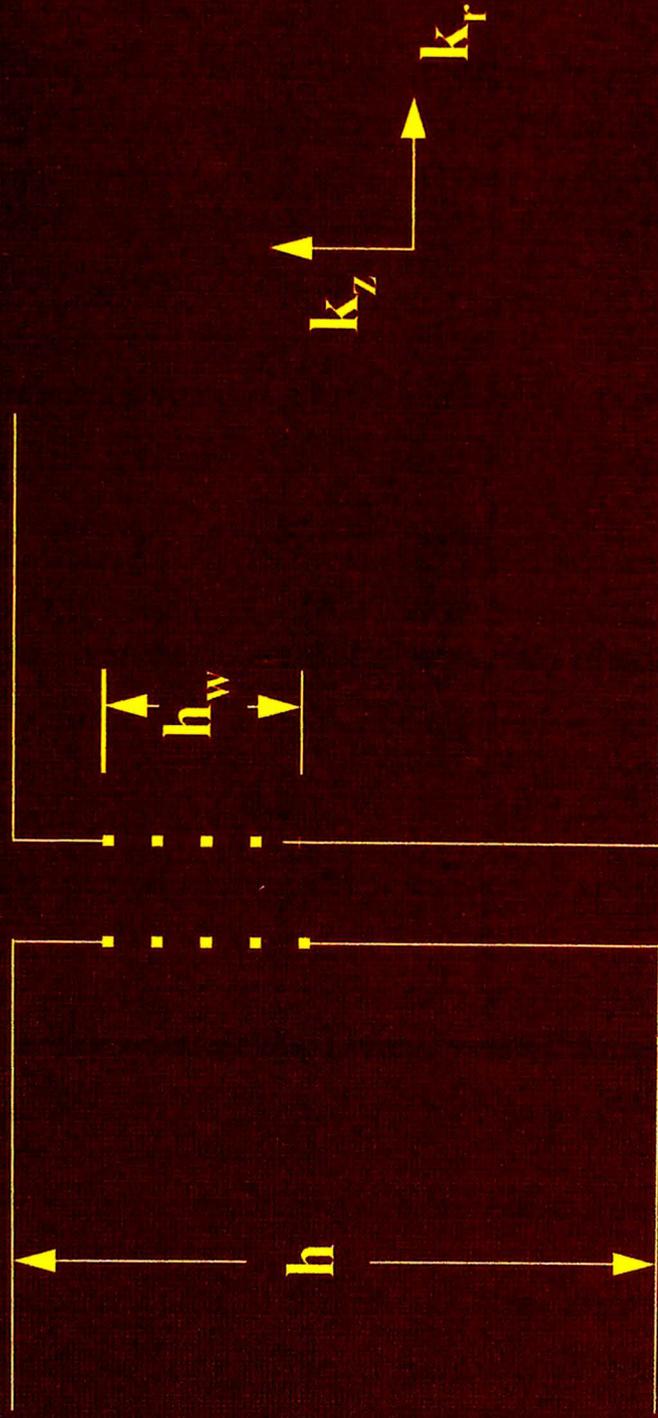


GRAFICO - 3

MODELO PENETRACION PARCIAL

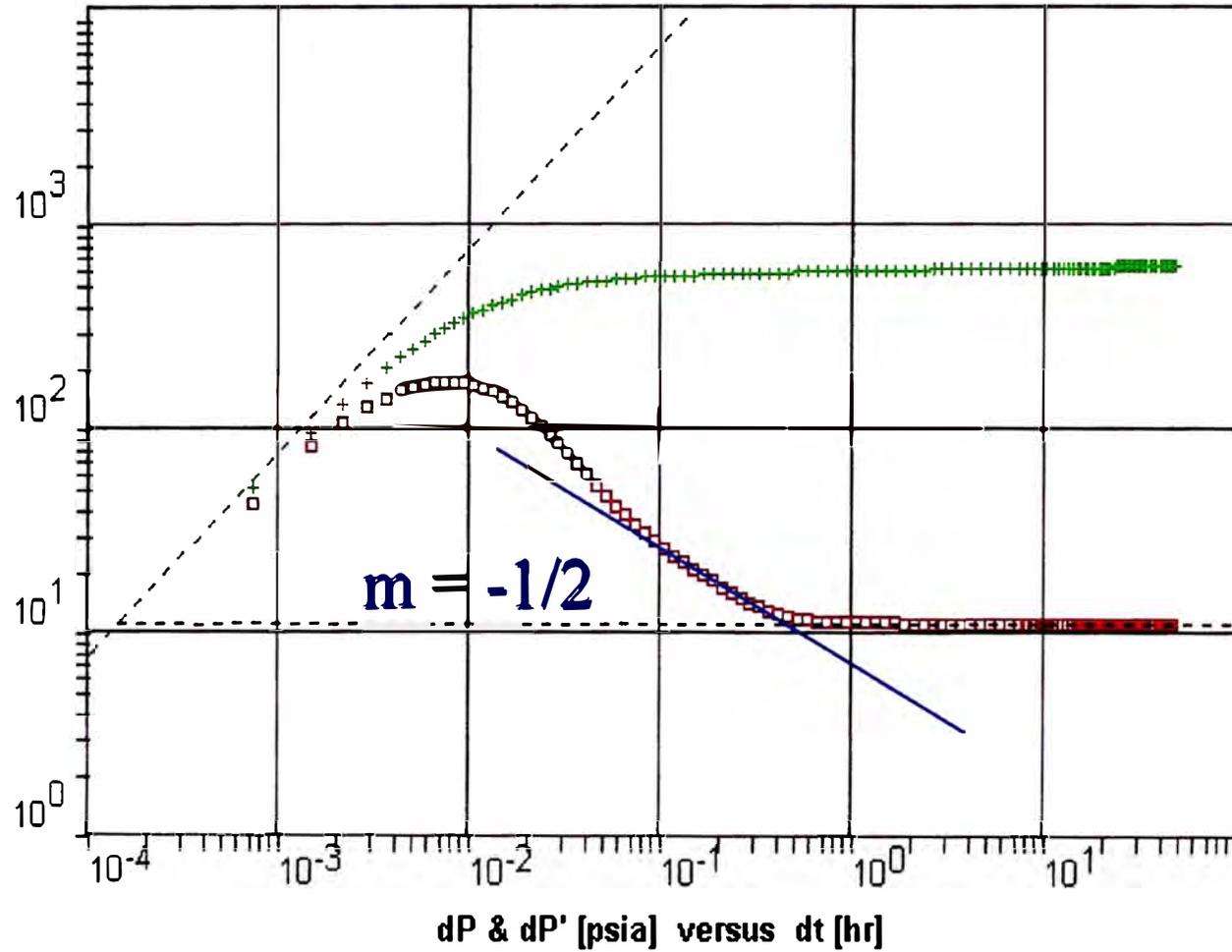


GRAFICO - 4

ESQUEMATIZACION DE FLUJO CRUZADO
(Gráficos obtenidos de Referencia-6)

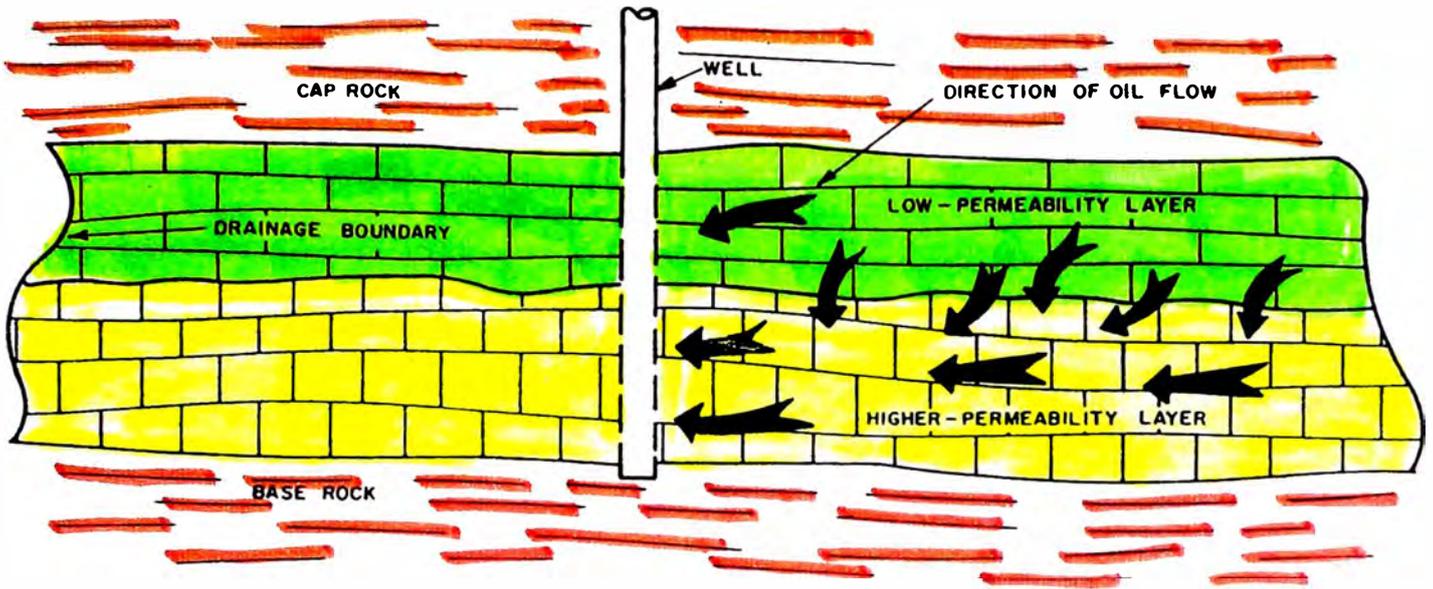


GRAFICO-5

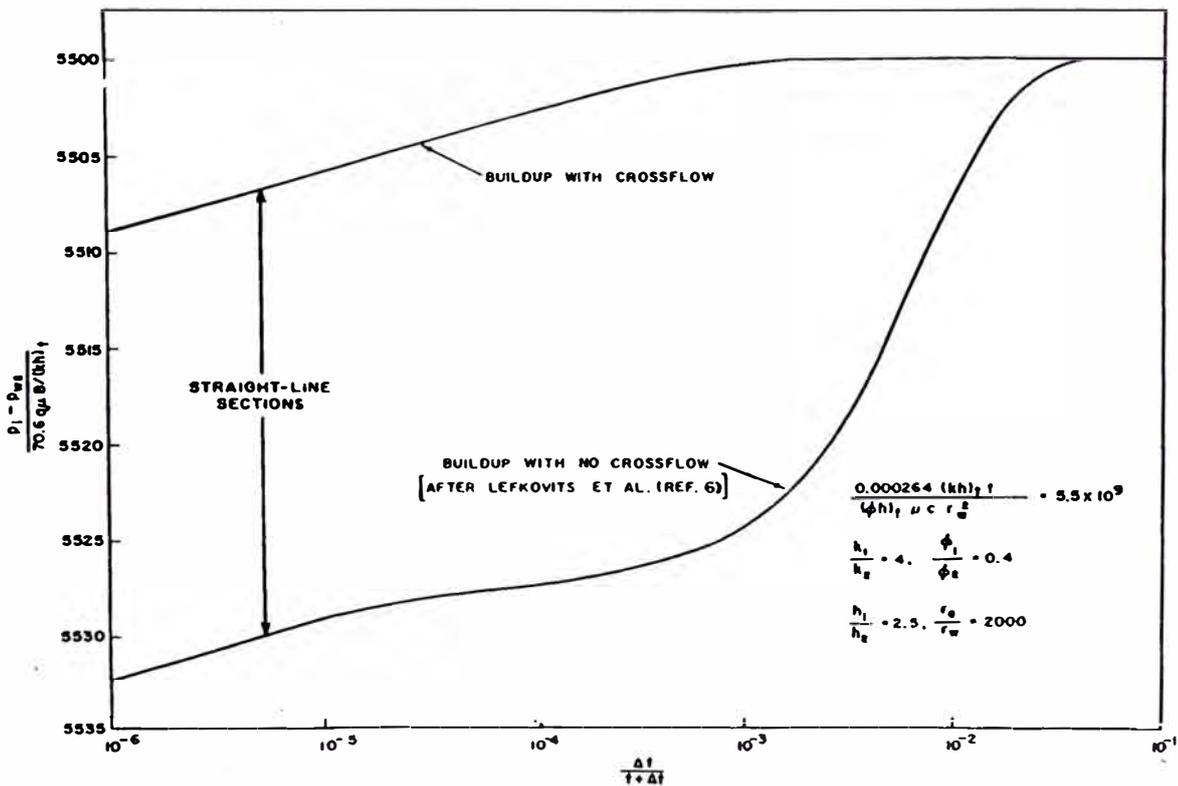


GRAFICO-6

REGISTRO COMPUESTO M.O.P y TDT/TMD - CASO-2

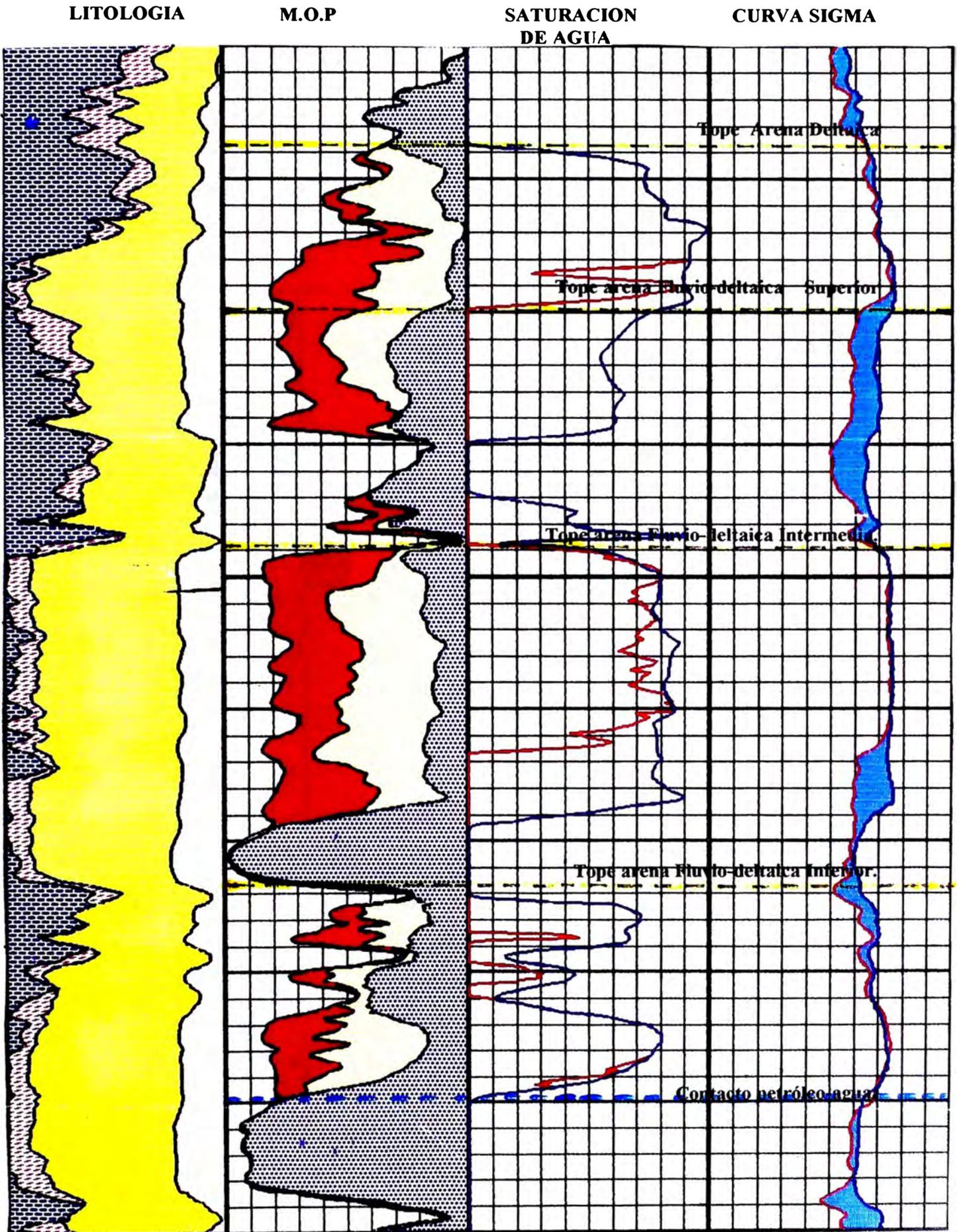


GRAFICO-7

MODELO GEOLOGICO CASO - 1

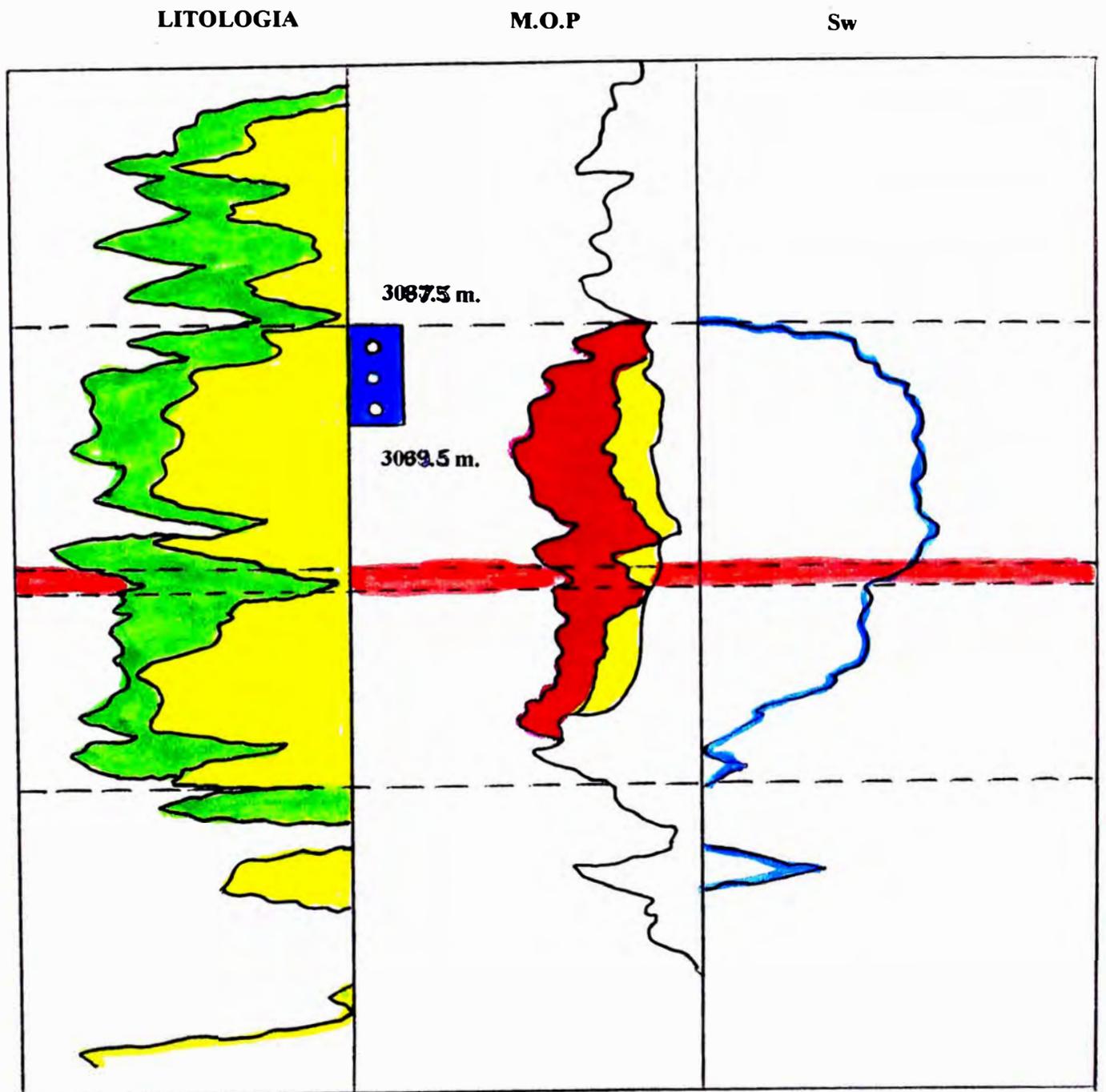


GRAFICO-8

PLOTEIO DERIVADA CASO - 1

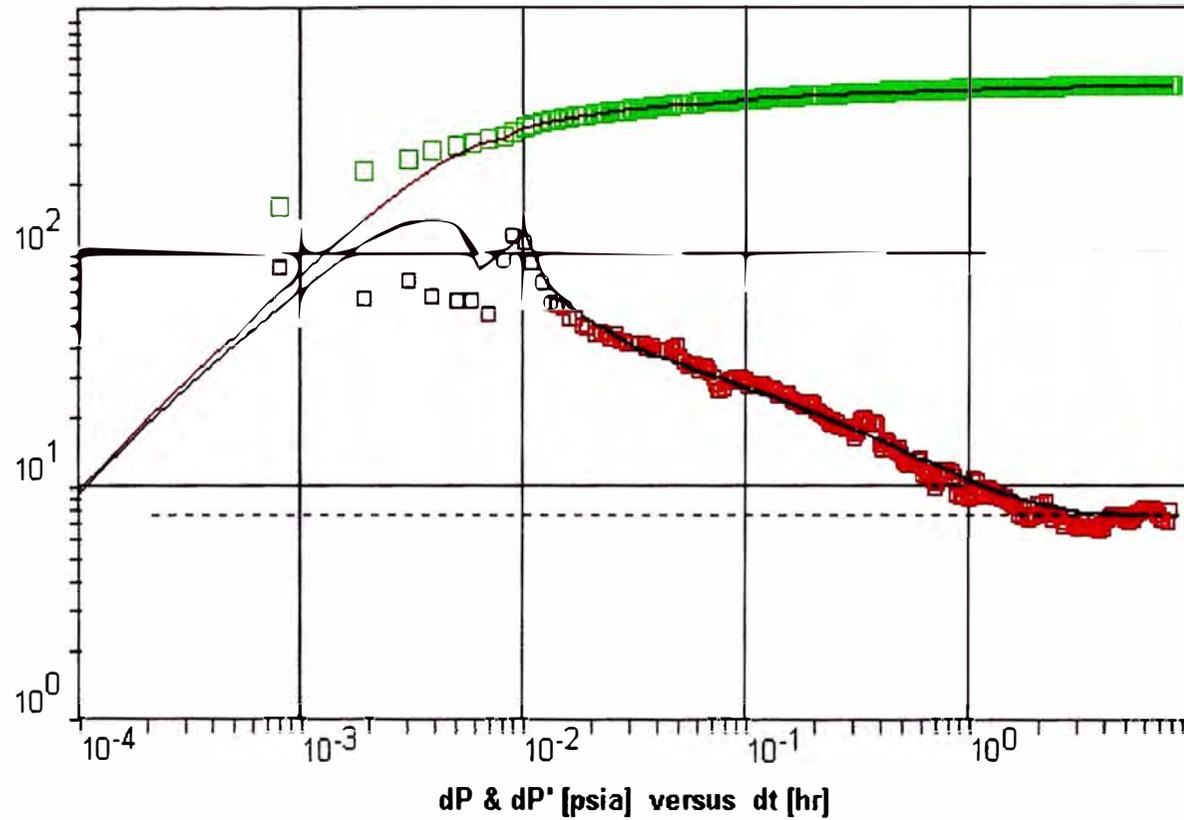


GRAFICO -9

PLOTEIO SEMILOGARITMICO CASO-1

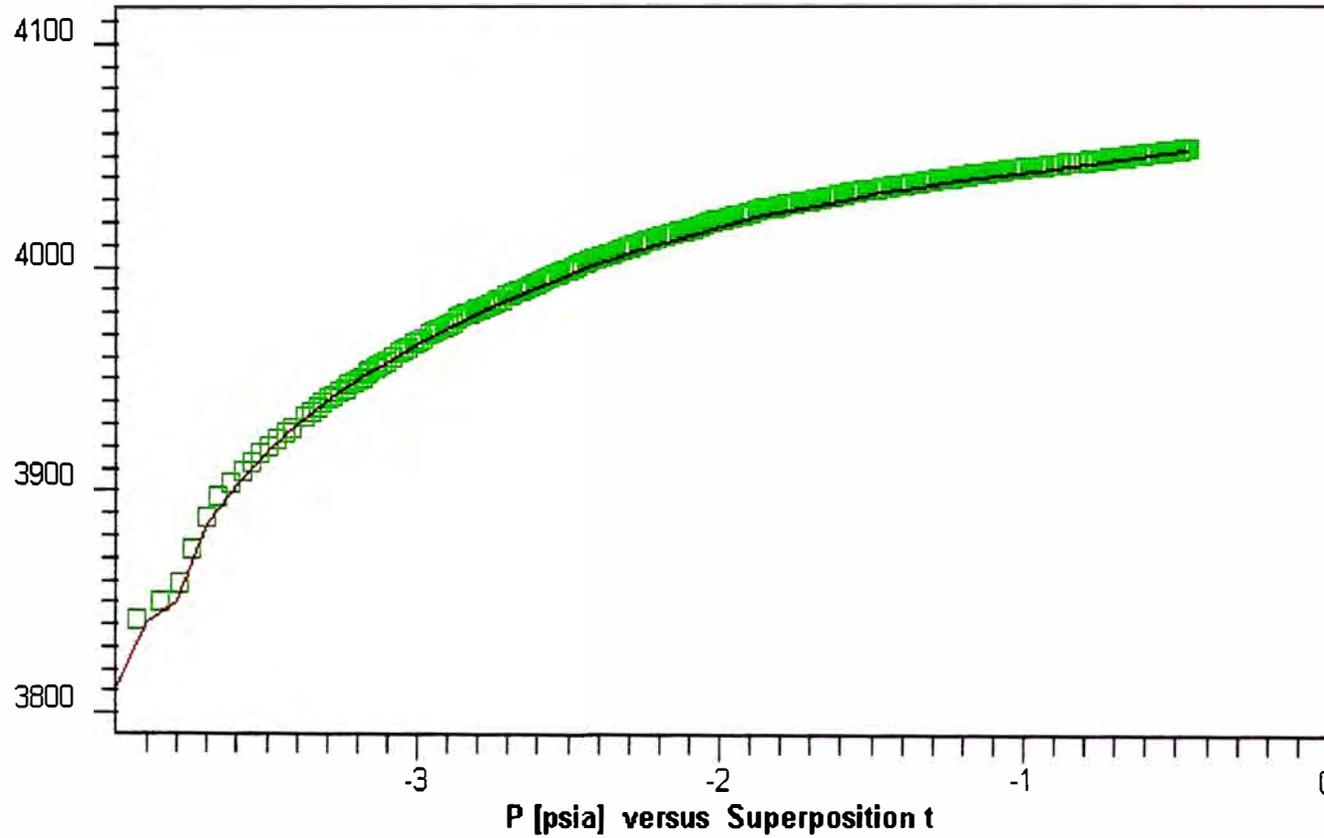


GRAFICO-10

PLOTEO DERIVADA CASO - 2

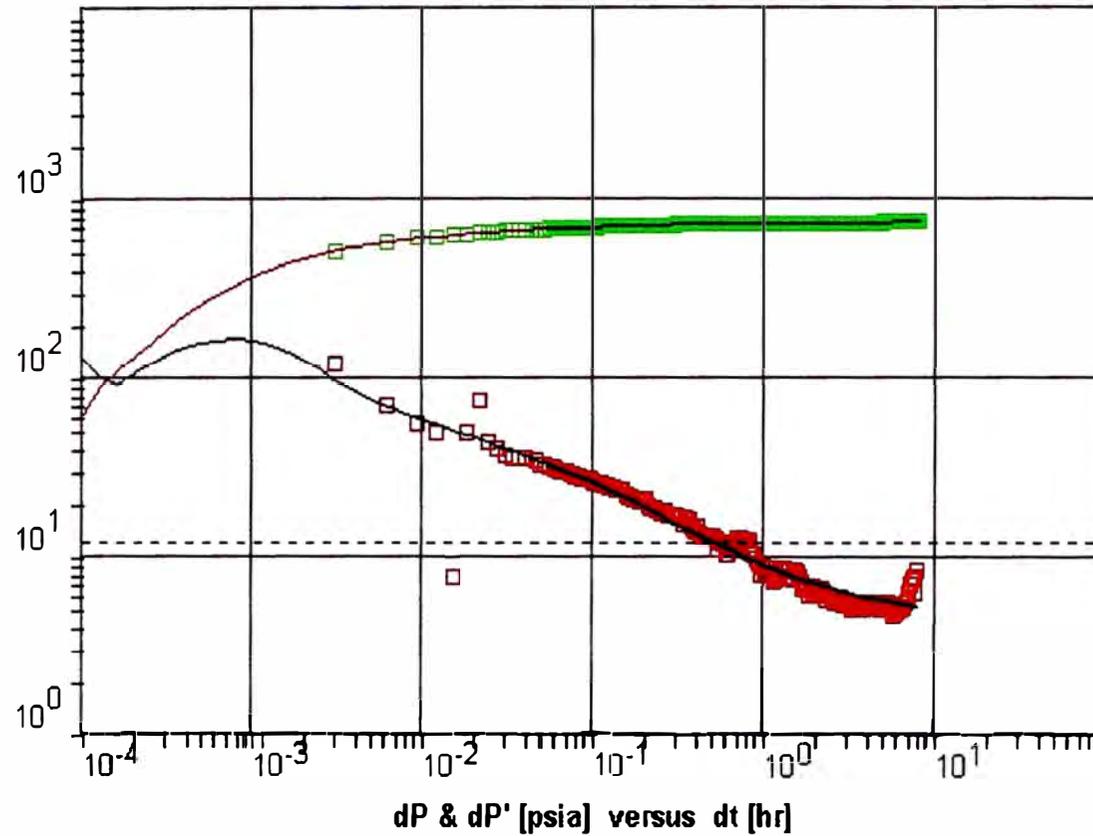


GRAFICO - 11

PLOTEIO SEMILOGARITMICO CASO-2

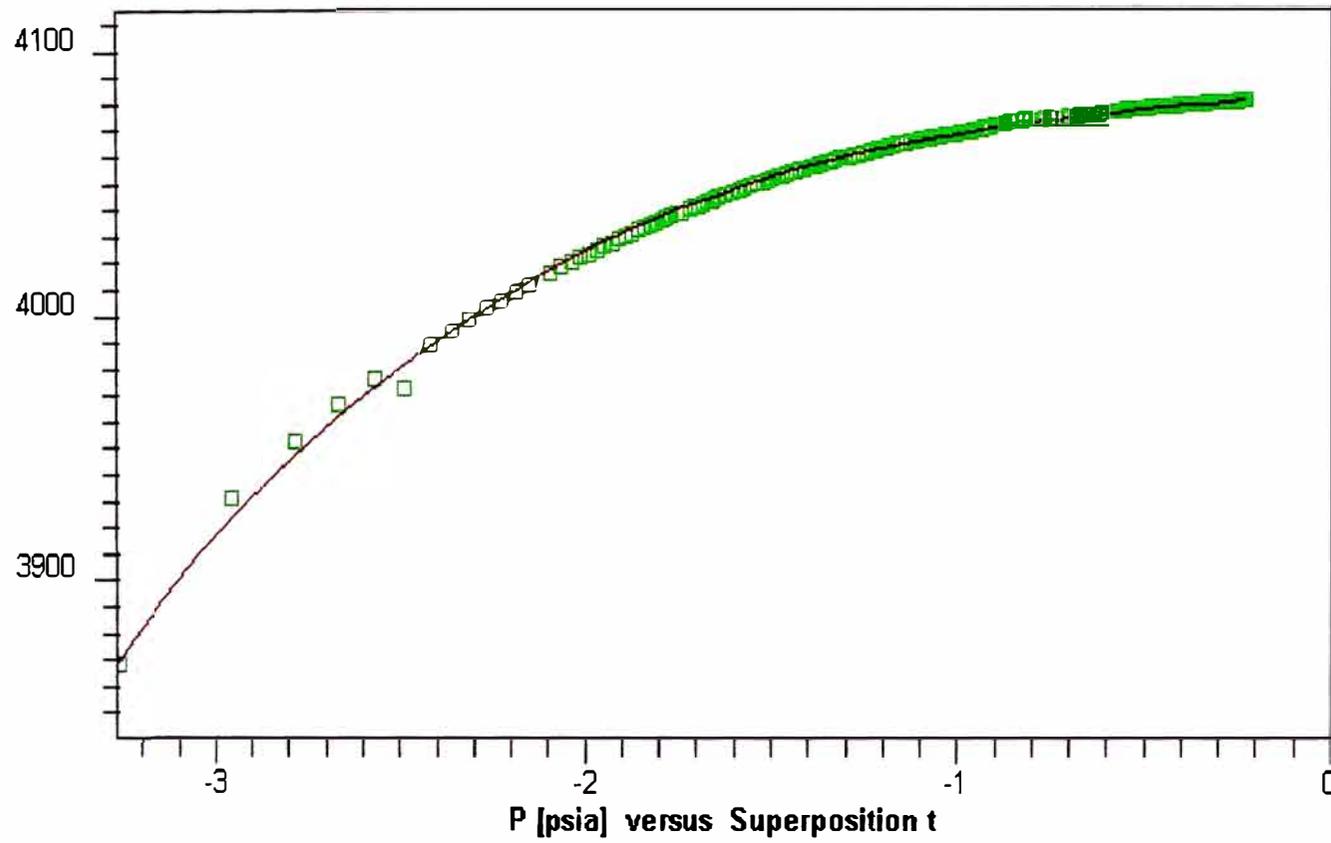


GRAFICO-12

MODELO GEOLOGICO CASO-3

LITOLOGIA

M.O.P

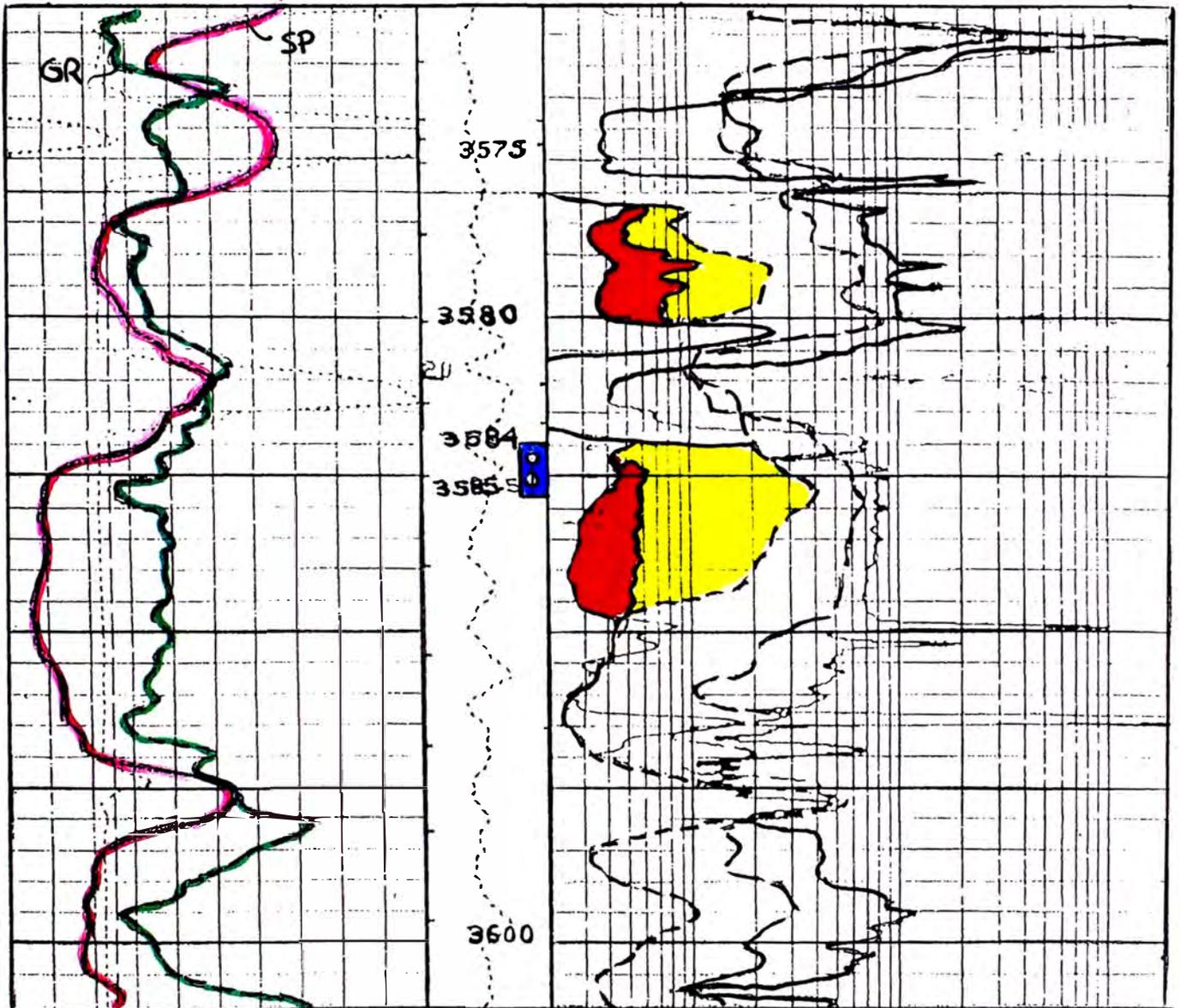


GRAFICO-13

PLOTEO DERIVADA CASO-3

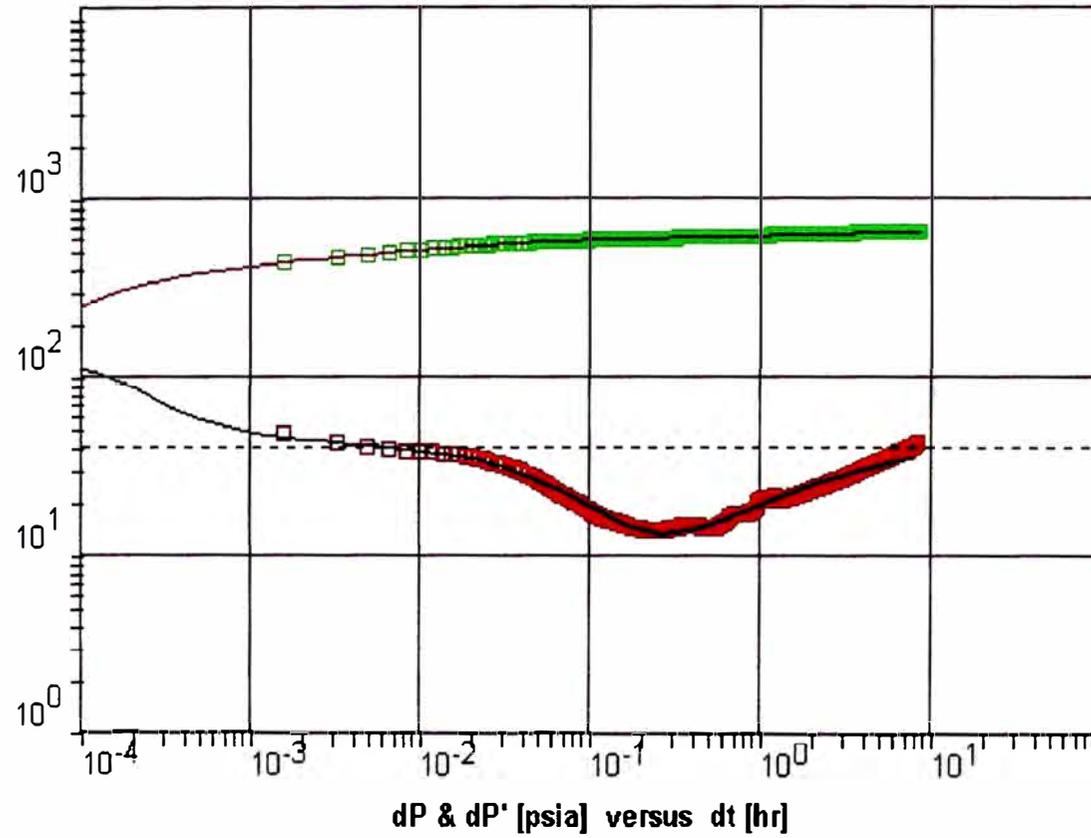


GRAFICO-14

PLOTEIO SEMILOGARITMICO CASO - 3

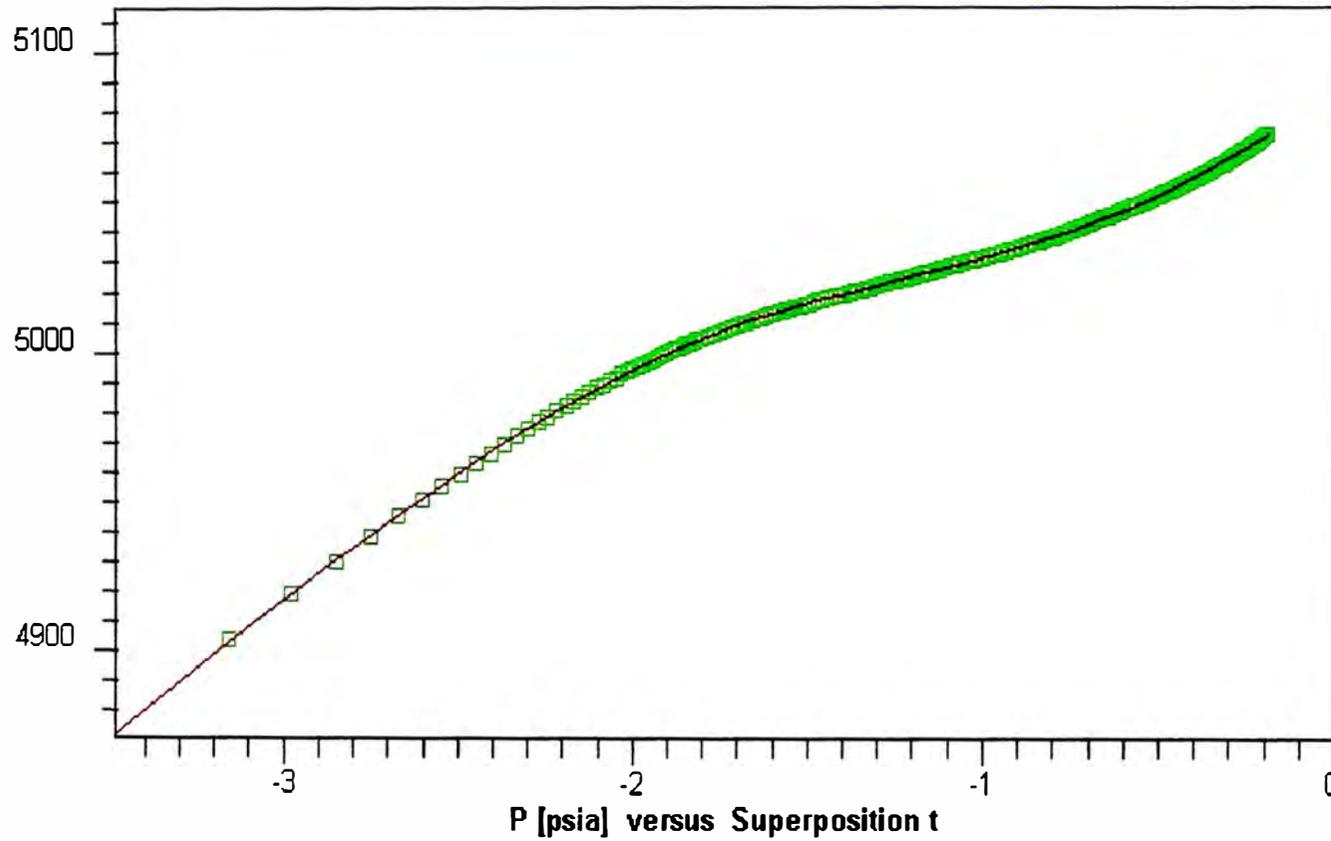


GRAFICO-15

RESULTADO REGISTRO PLT CASO-3

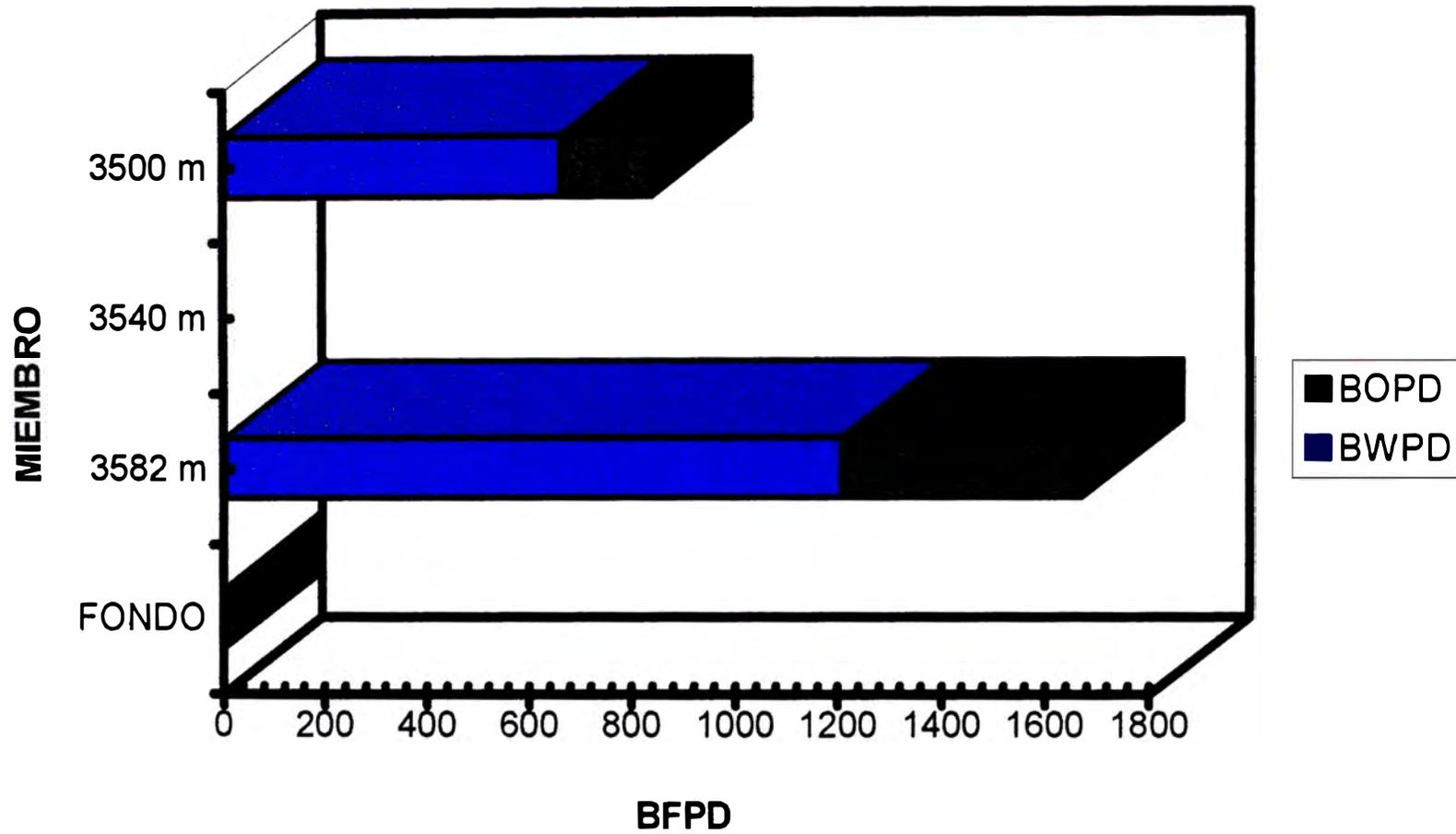


GRAFICO-16

MODELO GEOLOGICO CASO-4

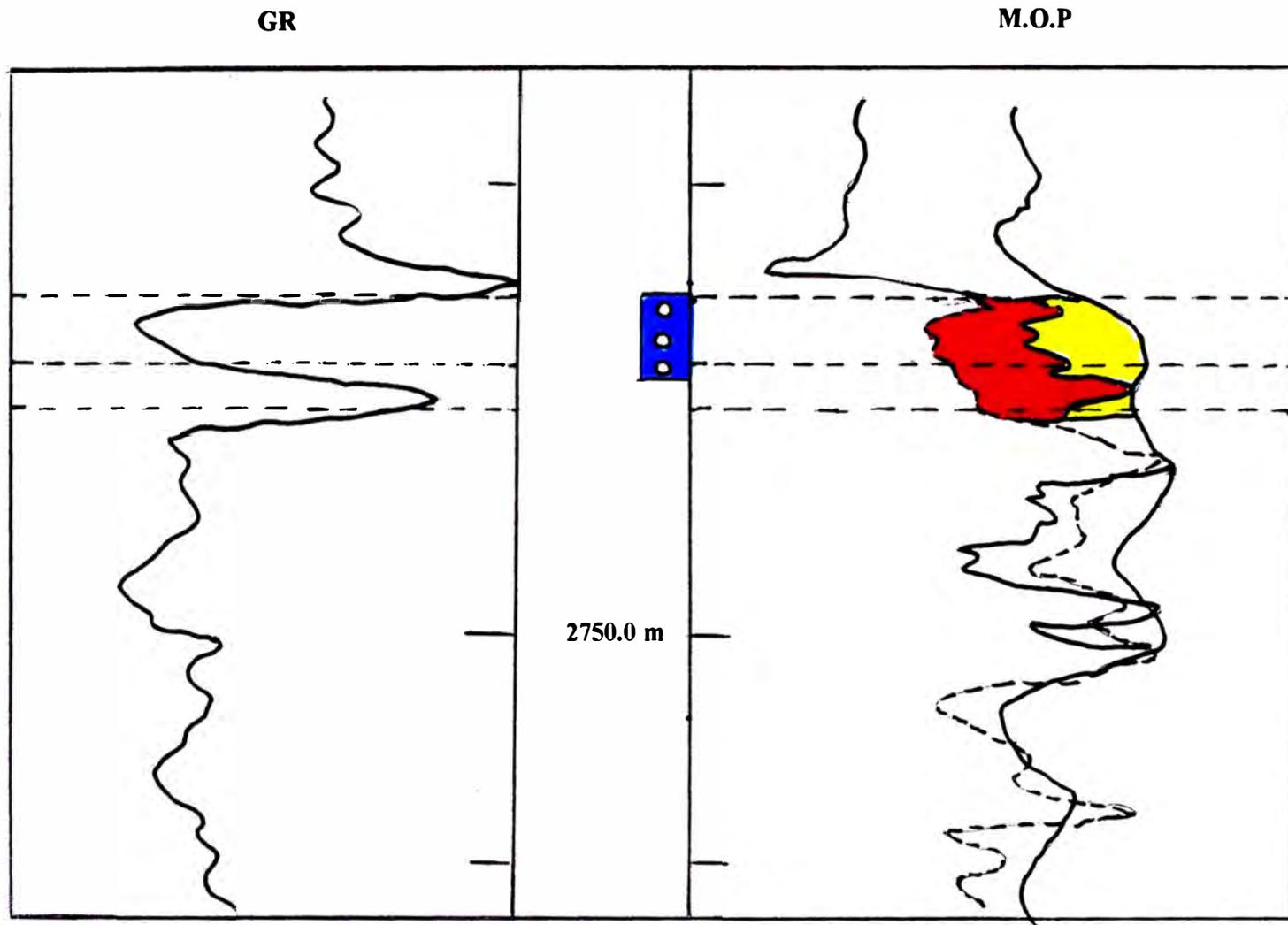


GRAFICO-17

PLOTEO DERIVADA CASO-4

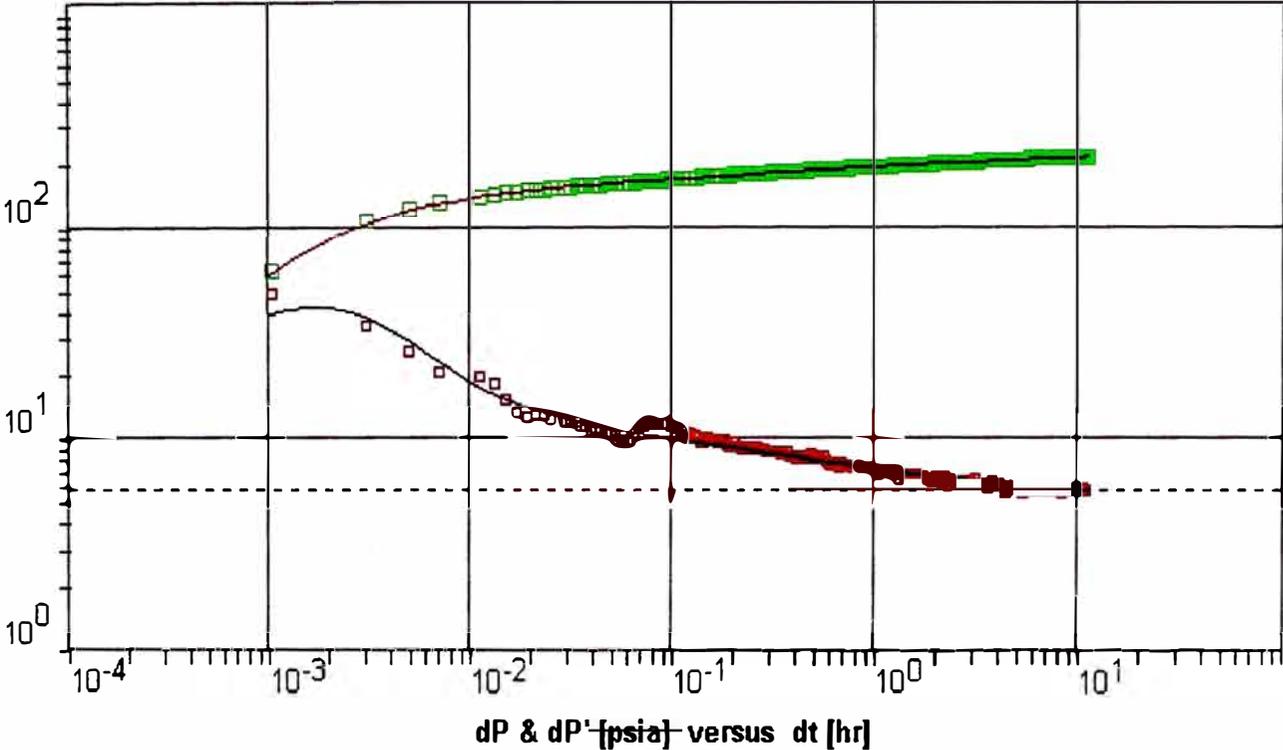


GRAFICO-18

PLOTEO SEMILOGARITMICO CASO-4

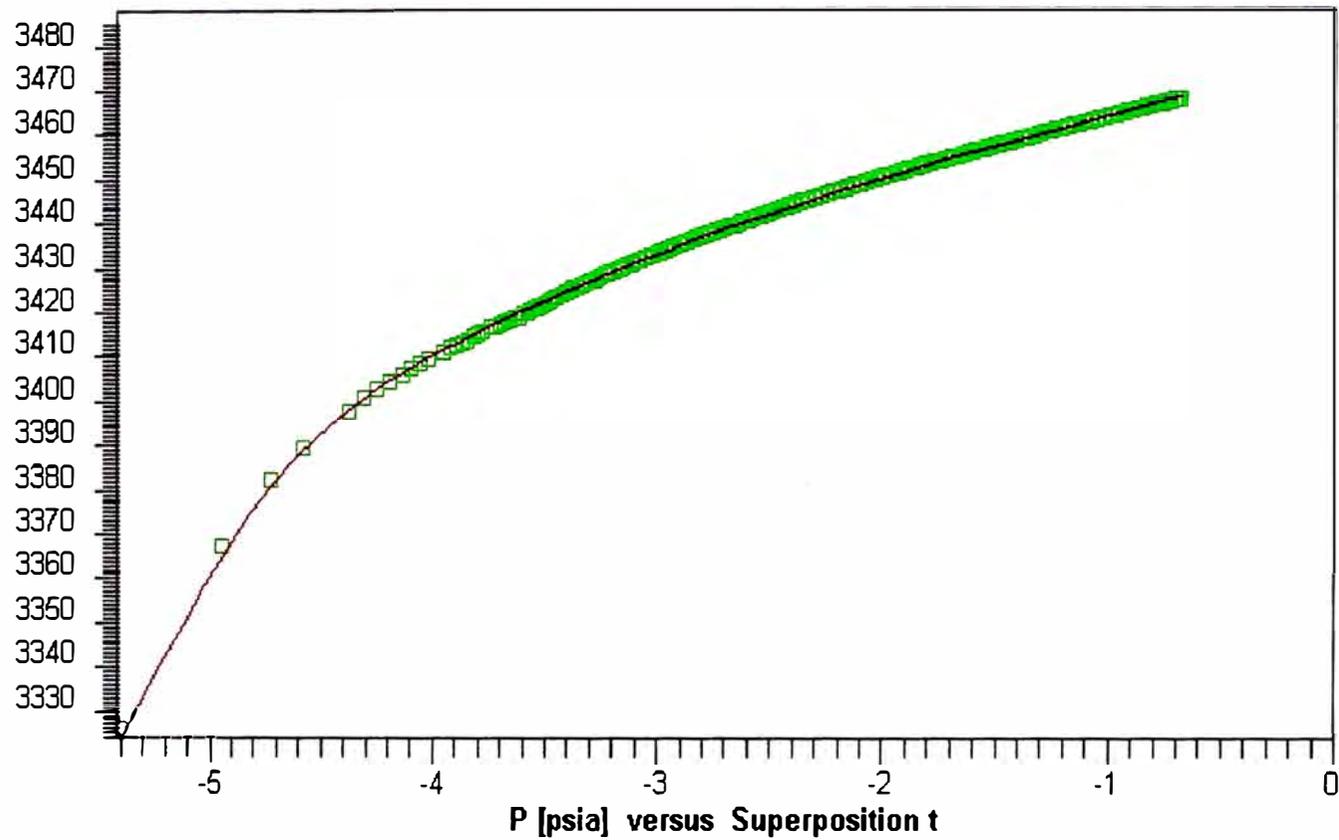


GRAFICO-19

MODELO GEOLOGICO CASO-5

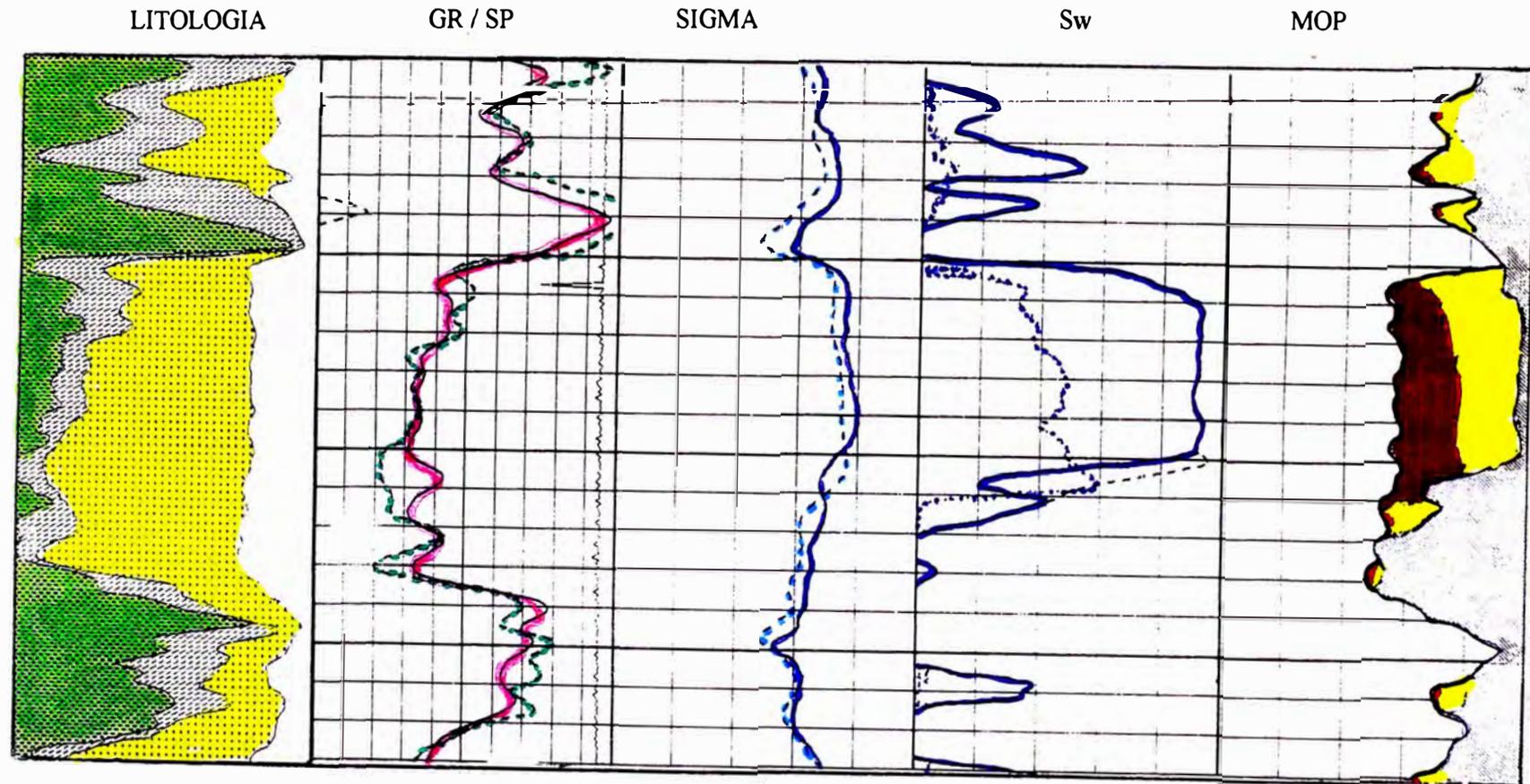


GRAFICO-20

TABLA-1

PARAMETROS Y RESULTADOS CASO-1.

Por: 22 %
Bo: 1.09 Bls/stb
Ct: 5.4e -06 psi⁻¹
 μ : 2.7 cp.
Q : 0 STB/day
dQ : 106 STB/day
P at dt=0 : 3555.24 psia
Pi : 4056.3 psia

RESERVOIR : Homogeneous
WELL : Partial penetration
BOUNDARY : Infinite
C : 0.000141 STB/psi
Ci/Cf : 1.23796
Alpha : 472
Skin : 6.89
Pseudo Skin : 18.9
Total Skin : 25.8
h : 32.8 ft
hw : 6.6 ft
zw : 29.5 ft
kr.h : 3040 md.ft
kr : 92.8 md
kz/kr : 0.00557
kz : 0.52 md
Top : sealing
Bottom : sealing
Mobility k/ μ : 0.19
R.inv : 435 ft

TABLA-2

PARAMETROS Y RESULTADOS CASO-2.

Por: 25 %
Bo: 1.12 Bls/stb
Ct: 10×10^{-6} psi⁻¹
 μ : 2.75 cp.
Q : 0 STB/day
dQ : 700 STB/day
P at dt=0 : 3385.38 psia
Pi : 4080.29 psia

RESERVOIR : Radial composite
WELL : Partial penetration
BOUNDARY : Infinite
C : 4.05×10^{-5} STB/psi
Skin : 5.19
Pseudo Skin : 19.4
Total Skin : 24.6
h : 49.2 ft
hw : 8.2 ft
zw : 44.5 ft
kr.h : 13600 md.ft
kr : 277 md
kz/kr : 0.14
kz : 40.1 md
Top : sealing
Bottom : sealing
Mobility k/ μ : 14.6
Ri : 91.9 ft
M : 0.38
D : 0.13

TABLA- 3

PARAMETROS Y RESULTADOS CASO-3.

Por: 15 %
Bo: 1.10 Bls/stb
Ct: $10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
 μ : 2.38 cp.

Q : 0 STB/day
dQ : 3210 STB/day
P at dt=0 : 4460.72 psia
Pi : 5086.05 psia

RESERVOIR : 2 Layers
WELL : Storage & Skin
BOUNDARY : Infinite
C : 2.68×10^{-5} STB/psi
Skin 1 : -0.32
Skin 2 : 5.94
kh : 18400 md.ft
k : 1020 md
Mobility k/ μ : 371
Omega : 0.0329
Lambda : 1.14×10^{-6}
Kappa : 0.7
R.inv : 1090 ft

TABLA- 4

PARAMETROS Y RESULTADOS CASO-4.

Por: 15 %
Bo: 1.10 Bls/stb
Ct: 10×10^{-6} psi⁻¹
 μ : 2.38 cp.
Q : 0 STB/day
dQ : 90 STB/day
P at dt=0 : 3265.37 psia
Pi : 3475.59 psia

RESERVOIR : 2 Layers
WELL : Storage & Skin
BOUNDARY : Infinite
C : 4.57×10^{-5} STB/psi
Skin 1 : -0.49
Skin 2 : 15.6
kh : 3080 md.ft
k : 467 md
Mobility k/ μ : 196
Omega : 0.12
Lambda : 2.35×10^{-6}
Kappa : 0.0861
R.inv : 349 ft