

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO
Y PETROQUIMICA



IMPLEMENTACION Y EVALUACION DE PRUEBAS
DE PRESION Y PRODUCCION EN POZOS DE GAS:
"POZO C - OFFSHORE"

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

GUILLERMO EDGARDO RAMOS MARINO

LIMA - PERU

1995

**IMPLEMENTACION Y EVALUACION DE PRUEBAS
DE PRESION - PRODUCCION EN POZOS DE GAS**

POZO "C" - OFFSHORE

SUMARIO

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

DISCUSION

- 1. UBICACION**
- 2. EXPLORACION Y DESCUBRIMIENTOS**
- 3. PERFORACION Y COMPLETACION**
 - 3.1 Perforación**
 - 3.2 Completación**
- 4. INFRAESTRUCTURA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO**
 - 4.1 Plataforma**
 - 4.2 Cabezal**
 - 4.3 Equipo para Servicio de Pozos**
 - 4.4 Quemadores**
 - 4.5 Equipos para prueba de Presión y Producción**
- 5. ANALISIS E INTERPRETACION DE LAS PRUEBAS DE PRESION Y PRODUCCION**
 - 5.1 Fundamento Teórico**
 - 5.2 Análisis de Prueba Isocronal Modificada**
 - 5.3 Análisis del Primer Build Up.**
 - 5.4 Análisis de Flujo Extendido (Drawdown)**
 - 5.5 Análisis del Segundo Build Up**
 - 5.6 Análisis Cromatográfico**
 - 5.7 Análisis de Líquidos Producidos**
 - 5.8 Formación de Hidratos**
 - 5.9 Resumen Resultados**
- 6. ESTIMADOS DE RESERVAS DE GAS**
 - 6.1 Fundamento Teórico**
 - 6.2 Gas In-Situ**
 - 6.3 Producción Acumulada**
 - 6.4 Reservas**
 - 6.5 Pronósticos de Producción**
- 7. PROGRAMA DE COSTOS**
 - 7.1 Terrestre**
 - 7.2 Marítimos**
 - 7.3 Servicio Prueba de Producción.**

8. ESTADO ACTUAL DEL POZO

9. RIESGOS DEL PROYECTO

BIBLIOGRAFIA

TABLAS

FIGURAS

SUMARIO

El pozo "C" fue perforado y completado en 1982 en el Lote Z1 (Offshore al NorOeste del Perú) y pertenece a la Cuenca Tumbes.

En Mayo de 1994, el Ministro de Energía y Minas, encargó a Petroperú efectuar pruebas de presión y producción en el pozo C. El planeamiento de los trabajos, diseño de las pruebas, implementación, control y supervisión, fue realizado íntegramente por personal de la Gerencia División Producción Talara y del Departamento de Ingeniería de Petróleo de Oficina Principal de Petroperú.

Los objetivos principales del presente informe se indican a continuación

- (.) Determinar el potencial productivo del pozo.
- (.) Obtener parámetros petrofísicos para una mejor caracterización del reservorio.
- (.) Estimar el volumen de gas no asociado.
- (.) Estimar el pronóstico de producción.

Un resumen de los resultados de las pruebas de producción se presenta a continuación

BEAN (PULG)	TIEMPO (HORAS)	PROD.DE GAS (MMPCD)	PROD. DE LIQ. (BPD)
1/4	12	4.2	9.2
3/8	12	8.4	23.2
1/2	12	12.8	30.0
5/8	12	16.6	35.6
3/8	360	9.0	20.3

La producción total de gas y líquidos fue 156 MMPC y 342 Bls, respectivamente.

Del análisis cromatográfico se obtiene una gravedad específica del gas de 0.566 (aire = 1.000), el cual contiene un alto porcentaje de Metano (98.21 %). Los líquidos producidos están compuestos de 99.95% de hidrocarburos y 0.05% de sedimentos. La salinidad del agua es del orden de 4300 ppm ClNa. La inyección de metanol para evitar la formación de hidratos fue del orden de 10 galones por día.

De acuerdo al análisis e interpretación de las pruebas de presión producción, se ha estimado las reservas de gas no asociado en el orden de 12.0 MMMPC. Sin embargo; este volumen deberá ser revisado periódicamente (cada 3 meses), tomando presiones de fondo del reservorio, lo cual significará cerrar el pozo por aproximadamente 72 hrs.

Durante la implementación del proyecto, el cual fue realizado íntegramente por personal de Petroperú, participaron las Cias. OPESA, PETROPARIÑAS, SCHLUMBERGER, HALLIBURTON, COOTSEMAR y VEGSA.

El costo total de los trabajos realizados ascienden a 862 MUS\$, correspondiendo a gastos marítimos 818 US\$ y terrestre 44 MUS\$.

CONCLUSIONES

1. Las reservas de gas no asociado ascienden a 12,000 MMPC, siendo el volumen de gas original en sitio del orden de 17,000 MMPC.
2. El resumen de los resultados de la prueba isocronal modificada es el siguiente :

BEAN (PULG)	TIEMPO (HORAS)	PROD.DE GAS (MMPCD)	PROD. DE LIQ. (BPD)	PRESION FLUYENTE (PSIA)
1/4	12	4.2	9.2	3083
3/8	12	8.4	23.2	2831
1/2	12	12.8	30.0	2570
5/8	12	16.6	35.6	2479

El máximo potencial de flujo (AOF) determinado es 32 MMPCD.

3. Es factible obtener un caudal de producción de gas del orden de 5.0 MMPCD. Este caudal se mantendría por un tiempo aproximado de 3 años, para posteriormente declinar a caudales menores.
4. A fin de dar confiabilidad a la entrega de gas (constante) de aproximadamente 5.0 MMPCD en la playa de Zorritos, será necesario perforar adicionalmente un pozo productivo de gas. Para tal fin, se tendría que analizar, evaluar e interpretar la información sísmica 2D y geológica de la estructura del Yacimiento Corvina.
5. El análisis cromatográfico indica que el gas producido es seco, con alto contenido de metano (98.21 %) y una gravedad específica de 0.566 (Aire = 1.000).
6. En los dos últimos análisis cromatográfico de gas se reportó un contenido de ácido sulfhídrico (H₂S) de 1.07 y 4.51 ppm. respectivamente; sin embargo en las tres primeras muestras tomadas no se detectó presencia de H₂S, por lo que es indispensable tomar nuevas muestras de gas, para verificar el contenido de H₂S.
7. La producción total de líquidos obtenida durante la prueba fue de 341.92 Bls (2.19 bls/MMPC). De acuerdo a los análisis correspondientes se ha encontrado que están compuestos de 99.95% de hidrocarburos y 0.05% de sedimentos. La salinidad del agua es 4,300 ppm de ClNa. Por lo anterior, los líquidos no ocasionarían problemas operativos mayores.
8. La presión original del reservorio fue de 3,263 psia a la profundidad de 6,270 pies. La presión promedio obtenida después de haber producido 155.9 MMPC de gas es de 3240.4 psia, lo que significa que ha existido una declinación de 22.6 psi.

Se ha estimado una permeabilidad de 4 - 18 md.

9. El costo total de la ejecución del proyecto Corvina, el cual empezó el 10 de Junio de 1994, es el siguiente:

Operación Marina	573.4 MUS\$.
Operación Terrestre	43.5 MUS\$.
Servicio Pruebas Producción	244.7 MUS\$.

TOTAL	861.7 MUS\$

Las Compañías que participaron en los trabajos fueron: COOTSEMAR, HALLIBURTON, OPESA, PETROPARIÑAS, PETROTECH, SCHLUBERGER, VEGSA Y PETROPERU.

10. De la evaluación e interpretación de los perfiles eléctricos, usando el Sistema ATLANTIS se obtuvo :

Porosidad (ϕ)	: 8 - 15 %
Saturación de agua (Sw)	: 30 - 35 %

11. Durante las pruebas, se han usado herramientas electrónicas de alta precisión (Transducer Presion-Temperature y Hewlett Packard Transducer), lo cual garantiza la confiabilidad de la información tomada en el pozo.

RECOMENDACIONES

1. **Perforar un pozo adicional productor de gas a fin de dar confiabilidad a la entrega continua de gas (5.0 MMPCD)**
2. **Tomar en cuenta la información de Sísmica 2D, obtenida durante el año 1992 por la Cia. American International Petroleum Co. a fin de estimar reservas de hidrocarburos a nivel estructura en el área de Corvina.**
3. **Efectuar un estudio en detalle sobre las operaciones de producción que considere :**
 - Construcción de gasoducto.**
 - Prevención de formación de hidratos.**
 - Instalación de facilidades de producción en la plataforma y en tierra.**
 - Prevenir la contaminación ambiental.**
 - Monitoreo de explotación del gas.**
 - Facilidades de comunicación y transporte.**
 - Personal.**
 - Programas de Capacitación.**
4. **Programar la inspección submarina y la reparación de los tubulares (conductoras, etc) y de la estructura de la plataforma, antes de poner en producción el pozo "C". Asi mismo, verificar y cambiar los ánodos de sacrificio en el sistema de protección catódica.**

DISCUSION

1. UBICACION

El pozo "C" se encuentra en el Lote Z-1 (Figura N° 1). Las coordenadas del pozo son : N: 9'603,305 m y E: 528,706 m. La profundidad de agua es del orden de 197 pies.

El Lote Z-1 esta localizado en el Noroeste del Perú (Offshore), al Sur del Golfo de Guayaquil (territorio Ecuatoriano) y pertenece a la Cuenca Tumbes (Figura N° 2). Este Lote cubre una área de 986,580 acres.

En este Lote, se han descubierto 5 estructuras : Albacora (8 pozos perforados), Barracuda (1 pozo perforado), Delfín (2 pozos perforados), Corvina (6 pozos perforados) y Piedra Redonda (2 pozos perforados).

La profundidad de agua en este Lote incrementa gradualmente hacia el Oeste. En el extremo Suroeste la profundidad del agua alcanza aproximadamente 1,600 pies, en el extremo Noroeste la profundidad de agua excede los 1,000 pies a excepción de una característica geográfica denominada "Banco Perú" lo cual hace que la profundidad de agua disminuya a menos de 500 pies.

En territorio ecuatoriano, a la continuación de la Cuenca Tumbes, se le denomina Cuenca Progreso. La tectónica de la Cuenca Tumbes-Progreso es diferente a la de la Cuenca Talara. Hacia el norte en aguas ecuatorianas, fue descubierto en sedimentos de la Fm. Zorritos, un campo de gas (Campo Amistad) con reservas estimadas en 200 MMSCF.

2. EXPLORACION Y DESCUBRIMIENTOS

La estructura Corvina fue la tercera estructura en ser perforada por la Compañía TENNECO.

El primer pozo perforado fue el 41-X-1, en Mayo de 1973, hasta la profundidad de 10,560 pies. Se detectó presencia de gas en la parte inferior de la Fm. Zorritos. El pozo fue taponado y abandonado sin probarse debido a problemas de pérdida de circulación.

En Diciembre de 1974, se perforó un segundo pozo (40-X-1), el cual alcanzó la profundidad de 12,553 pies. La formación Zorritos no mostró presencia de hidrocarburos. Se detectaron cinco zonas de la formación Heath con muestras de petróleo y gas, con porosidades entre 10 y 23 % y saturación de agua de 80%. Debido a las altas saturaciones de agua calculadas en base a los perfiles eléctricos y las peligrosas condiciones del pozo, no se efectuaron pruebas y el pozo fue taponado y abandonado.

Posteriormente en el año de 1982, la compañía Belco perforó el pozo CX11-16X. Se efectuaron pruebas en el intervalo de 6,110 a 6,240 pies, el cual produjo un volumen total de gas de 135.6 MMPC.

Los pozos CX12-23X y CX13-17X/18X fueron taponados y abandonados con pobre presencia de gas.

La Figura N° 3 muestra la ubicación de los pozos perforados y la Figura N° 4, la columna estratigráfica generalizada del Lote Z-1.

3. PERFORACION Y COMPLETACION

3.1 Perforación

El pozo "C" fue perforado entre el 23 de Febrero y el 27 de Marzo de 1982 hasta una profundidad de 8684 pies. Las desviaciones medidas durante la perforación estuvieron entre 1/2° y 2°.

El fluido de perforación usado fue lodo lignosulfonato con agua de mar con aproximadamente 20,000 ppm de contenido de cloruros. El máximo peso del lodo utilizado para controlar el pozo fue de 12 lb/gal, a la profundidad de 6261 pies.

Los registros eléctricos, núcleos de pared, topes formacionales e información de la tubería de revestimiento se muestran en las Tablas N°s 1 y 2.

3.2 Completación

El 7 de Abril de 1982, se tomaron los registros eléctricos GR-CBL-VDL-CCL desde 8320 a 6100 pies.

El pozo fue completado en tres intervalos de la formación Zorritos

Intervalo 8270'-8244'

El intervalo de 26 pies de arena fue punzonado con 27 tiros y probó producción de agua y gas (137 bls. de agua en 5 horas). Luego fue aislado con un tapón Elite sentado a 8200'.

Intervalo (6834'-6670')

El intervalo de 124 pies de arena fue punzonado con 127 tiros. Durante la prueba de producción, se obtuvo 63 Bls de agua en 1.75 horas. Luego fue aislado con un tapón Elite sentado a 6638'.

Intervalo (6240'-6110')

El intervalo de 72 pies de arena fue punzonado con 147 tiros. Durante la prueba de producción se obtuvo

<u>Bean</u> <u>(pulq)</u>	<u>t</u> <u>(hrs)</u>	<u>Q</u> <u>(MMPCD)</u>	<u>BHPF</u> <u>(psi)</u>
1/8	0.5	2.2	2600
1/4	3.0	4.5	2250
5/16	9.5	8.4	2000

El 25 de Abril de 1982 se sentó packer Baker y stinger dentro de packer a 6040 pies. Luego se bajó una válvula de seguridad OTIS de 2 7/8" x 1 1/4 " a 419'.

El 16 de Junio de 1982 se tomó una prueba de presiones con paradas y el 19 de Junio se acidificó el intervalo 6110'-6240'.

Entre el 18 de Abril y el 06 de Agosto de 1982 se llevaron a cabo una serie de pruebas de presión, las que fueron analizadas en el Departamento Ingeniería de Petróleo de Petroperú y cuyos resultados se resumen a continuación

DST (18/Abr/1982)

La presión extrapolada estimada para esta prueba fue del orden de 3261 psig a 6200'. La producción fue de 2.684 MMPC.

Isocronal N°1 (21/Jun/1982-26/Jun/1982)

La presión extrapolada obtenida de los cierres correspondientes es del orden de 3233 psi.

Flujo Extendido (27/Jun/1982-27/Jul/1982)

Se produjeron alrededor de 115.077 MMPC a un régimen de 4.1 MMPCD.

Isocronal N°2 (03/Ago/1982-07/Ago/1982)

La presión del reservorio extrapolada se encuentra entre 3198 a 3208 psig. El potencial de flujo estimado es de 20.8 MMPCD.

Debido a la pobre resolución de la herramienta de medición utilizada (Amerada) y ante los diferentes valores de presión del reservorio obtenidos, se decidió repetir la pruebas de presión-producción con instrumentos de alta precisión y resolución.

Desde el 4 de Agosto al 1° de Setiembre de 1994, se efectuaron pruebas de presión (isocronal, build up y flujo extendido). Los resultados, análisis e interpretación se detallan posteriormente.

4. INFRAESTRUCTURA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

4.1 Plataforma

En Junio 1994 se realizó una inspección a la plataforma. Se encontró que estructuralmente la plataforma (vigas, columnas), estaba en buen estado. Las planchas del piso del segundo y tercer nivel estaban totalmente deterioradas, efectuándose los trabajos siguientes

Cambio de 11,280 pies cuadrados de plancha de 1/4" de espesor, en los pisos de los niveles medio y superior.

Instalación de barandas protectoras en los tres niveles.

Rehabilitación del Sistema de luces de peligro de navegación para evitar que las embarcaciones colisionen con la Plataforma.

Reparación del varadero o embarcadero de personal.

4.2 Cabezal

El cabezal instalado es de 13 3/8" x 9 5/8" x 5 1/2" x 2 7/8" x 5,000 psi, el cual en la inspección realizada el 10.06.94 se encontró con cierto grado de corrosión. Se efectuaron los trabajos de reparación siguientes :

Cambio de pernos en todas las bridas, excepto en brida de la válvula maestra; cambio de dos válvulas laterales y adición de dos válvulas laterales y una válvula maestra.

Pintado del cabezal para ambientes corrosivos.

4.3 Equipo para Servicio de Pozos

Se utilizó el equipo de servicio de pozos (Sky Top N° 1) de SERPETRO, a fin de garantizar las operaciones durante la prueba del pozo.

4.4 Quemadores

Se construyó un puente voladizo de 10.0 mts. de longitud y 1.5 mts. de ancho, en el lado norte del nivel superior de la plataforma; sobre este puente se instaló el quemador N° 1 de gas natural con tubería de 3" de diámetro y el quemador de líquidos.

Debido a que la dirección del viento variaba hasta en 180°, se construyó otro puente voladizo en el lado Sur Este (quemador de gas N° 2).

4.5 Equipos para Prueba de Presión y Producción

Para las operaciones de producción se instaló un separador horizontal de 20 MMPCD, un registrador de presión y volumen de gas, tanque para almacenar la producción de líquidos, todos para operar a alta presión, excepto el tanque de líquidos.

Durante las pruebas, se han usado herramientas electrónicas de alta precisión (Transducer Presion-Temperature y Hewlett Packard Transducer), lo cual garantiza la confiabilidad de la información tomada en el pozo.

La Figura N° 5 presenta el esquema del equipo de superficie utilizado en la prueba.

5. ANALISIS E INTERPRETACION DE LAS PRUEBAS DE PRESION Y PRODUCCION

5.1 Fundamento Teórico

Las pruebas de deliverabilidad en los pozos de gas consisten de una serie de por lo menos 3 o más flujos en los cuales se registran datos de presiones, rates, etc. como función del tiempo. Las pruebas son necesarias para obtener suficiente información para estudios de ingeniería de reservorios y de producción.

Los primeros estimados de la capacidad productiva de un pozo fueron realizados produciendo el pozo a la atmósfera a fin de determinar el potencial

absoluto de flujo del pozo ("Absolute Open Flow", AOF) que es el rate de flujo ante una presión fluyente de fondo de 14.7 psia.

Las pruebas de deliverabilidad han sido llamadas convencionalmente pruebas de contrapresión debido a que son realizadas con contrapresiones en las líneas mayores a la presión atmosférica.

Los resultados de las pruebas de contrapresión son presentados en gráficos log-log de la diferencia de presiones al cuadrado vs. los rates de flujo.

Basados sobre un gran número de observaciones empíricas Rawlins and Schellhardt postularon que la relación entre en rate de flujo y las presiones puede ser expresada

$$q = C (P_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

donde :

q régimen de flujo
P_R Presión del reservorio.
P_{wf} : Presión fluyente
C Coeficiente de performance.
n exponente igual a la inversa de la pendiente de la curva de deliverabilidad estabilizada.

Para pozos de permeabilidad alta que estabilizan rápidamente, C no cambia significativamente con el tiempo por lo que la curva de contrapresión inicial puede ser usada para obtener la capacidad de flujo durante la vida productiva del pozo con una exactitud razonable. En realidad, el coeficiente de performance C variará con la presión y el rate de flujo. La viscosidad del gas (μ) y el factor de desviación del gas (Z) dependen de la presión. El rate de dependencia del factor skin variará según el rate de flujo. Los efectos de las variaciones de estos términos sobre el valor del coeficiente C, deberán considerarse para predicciones a largo plazo de q, especialmente en reservorios de permeabilidad baja donde las variaciones del factor skin con el caudal son grandes.

Generalmente el valor de n varia entre 0.5 y 1.0. Los pozos de gas con permeabilidades bajas normalmente producirán curvas de contrapresión con valores de n aproximados a 1.0, mientras que para pozos de gas con permeabilidades altas se obtendrán valores de n aproximados a 0.5. Bajo condiciones cercanas al estado estable los exponente de 0.5 y 1.0 representan flujo turbulento y laminar en un medio poroso, respectivamente.

Exponentes de n menores a 0.5 pueden producirse ante la acumulación de líquidos en el wellbore. Valores aparentemente mayores a 1.0 pueden producirse por la remoción de líquidos del pozo durante la prueba de limpieza de la formación alrededor del pozo tal como la remoción de fluidos de perforación o estimulación.

También la pendiente de la curva de contrapresión es una indicación del tamaño de la zona de invasión y del daño. Un valor de n igual a 1.0 implica un daño pequeño o nulo. Si n decrece hacia 0.5 la zona de invasión y el daño se incrementan.

Si n esta fuera del rango de 0.5 a 1.0 los datos de la prueba pueden ser erroneos debido a una limpieza insuficiente o al ingreso de liquido al pozo de gas.

El valor del exponente n en una prueba de contrapresión, puede ser determinado de la pendiente de la línea recta o sustituyendo los valores de q y sus correspondientes valores de $(P_R^2 - P_{wf}^2)$ leídos directamente de la línea recta, en :

$$n = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log (P_R^2 - P_{wf_2}^2) - \log (P_R^2 - P_{wf_1}^2)}$$

El valor del coeficiente de performance puede ser determinado sustituyendo el valor de n y un juego de valores de q y $(P_R^2 - P_{wf}^2)$ en :

$$C = \frac{q}{(P_R^2 - P_{wf}^2)^n}$$

Tambien puede ser determinado extendiendo la recta hasta un valor de $(P_R^2 - P_{wf}^2)$ igual a 1 y leyendo correspondiente valor de q, es decir :

$$C = q \text{ cuando } (P_R^2 - P_{wf}^2) = 1.$$

Prueba Flow after Flow (Prueba de contrapresión convencional)

La Figura N° 6 muestra las características principales de la prueba. La clave en este tipo de pruebas es la estabilización, para propósitos prácticos cuando los cambios de presión no son grandes ante un rate de importancia. La "Railroad Commission Texas" define estabilización cuando dos lecturas de presión consecutivas en un periodo de 15 minutos es menor a 0.1 psi.

Un estimado del tiempo requerido para que un pozo alcance la estabilización puede obtenerse a partir de la teoría de presión transiente. La relación usada frecuentemente es :

$$ts \text{ (horas)} = 1000(\phi Sg \mu g r e^2) / (k P_R)$$

La prueba de "flow after flow" encuentra buena aplicación en formaciones de alta permeabilidad.

Prueba Isocronal

Una prueba isocronal típica es ilustrada en la Figura N° 7a, como puede verse la prueba involucra flujos del pozo a varios rates intercalados con periodos en que el pozo es cerrado. Los tiempos de cierre deberán ser lo suficientemente largos a fin de alcanzar nuevamente la presión P_R .

La característica importante de este método es que las presiones fluyentes de fondo son medidas a varios tiempos transcurridos después de la apertura del pozo (tiempos 1, 2, 3 y 4). Los tiempos deben ser los mismos para cada período de flujo (isocronal). Por ejemplo, para un período de flujo de 2 horas

los tiempos típicos para determinar P_{wf} podrían ser : (1) 30 , (2) 60 , (3) 90 y (4) 120 minutos.

La siguiente etapa es trazar las cuatro curvas de deliverabilidad transientes para los tiempos de flujo 1, 2, 3 y 4, esto es, $(P_R^2 - P_{wf}^2)$ vs. q es graficada para cada tiempo de flujo en coordenadas logarítmicas, luego se traza la mejor recta para cada juego de puntos isocronales tal como se muestra en la Figura N° 7b.

El exponente n y el coeficiente de performance C son determinados de cada curva de deliverabilidad transiente. Normalmente los valores del exponente n serán aproximadamente iguales, pero el coeficiente de performance C decrecerá con el tiempo. El punto correspondiente al rate de flujo extendido también es graficado y la curva de deliverabilidad es trazada a través del mismo paralela a las rectas isocronales.

El valor de C para cada isocronal es calculado y graficado contra el tiempo sobre papel log-log. La tendencia resultante de la curva es extrapolada para un valor de C al tiempo de estabilización t_s (Figura N° 7C).

Usando este valor de C , una curva de deliverabilidad estabilizada puede ser trazada y el potencial de flujo absoluto (AOF) leído; así como, los rates de flujo a diferentes presiones.

La prueba isocronal está basada en el principio que el radio de drenaje establecido durante un período de flujo es solo función de un tiempo adimensional e independiente del rate de flujo, esto es, para tiempos de flujo iguales el mismo radio de drenaje es establecido a diferentes rates de flujo.

En reservorios de muy baja permeabilidad estas pruebas no son muy prácticas porque se tendría que efectuar cierres prolongados para poder alcanzar la estabilización de presión completa entre los periodos de flujo.

Prueba isocronal modificada

La principal característica de esta prueba es que tanto los periodos de flujo y los periodos de cierre son de igual duración.

Para la evaluación de la prueba en vez de utilizar $P_R^2 - P_{wf}^2$ se usa $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ en el gráfico de las curvas de deliverabilidad donde P_{ws} es la presión de cierre al comienzo de cada periodo de flujo. Finalmente hay un periodo de flujo extendido a fin de ubicar la curva de deliverabilidad estabilizada. La secuencia de los rates de flujo de una prueba isocronal modificada se muestra en la Figura N° 8.

El exponente n es obtenido del gráfico $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ vs. q sobre papel log-log. y es igual a la inversa de la pendiente de la curva de deliverabilidad transiente. La curva de deliverabilidad estabilizada es obtenida trazando una línea paralela a través del punto de flujo extendido.

Antes del inicio de las pruebas de presión-producción se efectuó la prueba de hermeticidad de las líneas de superficie a una presión de 4000 psi.

Las pruebas de presión consistieron en una prueba isocronal modificada, build up, drawdown y un build up final (Figura N° 9).

La presión inicial del reservorio medida antes de iniciar la prueba isocronal fue de 3263 psi a 6270 pies.

5.2 Análisis de Prueba Isocronal Modificada (04.08 al 07.08.94)

La prueba Isocronal consistió de 4 periodos de flujo y 4 periodos de cierre, todos con duración de 12 horas (Figura N° 10).

Los regímenes de producción y presiones fluyentes de fondo con diferentes estranguladores se presentan en la Tabla N° 3. Durante la prueba isocronal se produjo un volumen de 21 MMPC de gas.

La importancia del análisis de la prueba isocronal radica en la obtención del valor óptimo de producción, el cual sirve de base para elaborar el pronóstico de producción.

El análisis se ha efectuado en base a tres métodos que a continuación se detallan :

Método de Rawlins y Shellhardt

El método postula que la relación entre el régimen de flujo y la presión, puede ser expresada como :

$$q = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

La Figura N° 11A muestra la recta obtenida con la información de la prueba. Los resultados son los siguientes:

$$\begin{aligned} n &= 0.9327 \\ C &= 9.159 \times 10^{-6} \text{ MMSCF/D/Psi}^2 \\ \text{AOF} &= 32.8 \text{ MMPCD} \end{aligned}$$

La Figura N° 11B muestra el comportamiento de presiones fluyentes vs el régimen de producción de gas.

Método de Jones-Blount-Glaze

El método examina el flujo a alta velocidad para predecir el comportamiento de pozos de gas, esta basado en la ecuación siguiente:

$$\frac{(\Delta P)^2}{q} = a + b q = \frac{P_R^2 - P_{wf}^2}{q}$$

donde :

$$a = \text{Coeficiente de flujo laminar} = \frac{1422 \mu Z T}{K h} (\ln 0.472 (re/rw) + s)$$

$$b = \text{Coeficiente de flujo turbulento} = \frac{3.161 \times 10^{-12} \beta Z T \gamma_g}{h^2 r_w}$$

Al graficar q vs $(\Delta P^2/q)$ en coordenadas cartesianas se obtiene una recta con intercepto a y pendiente b .

$$\text{Para } b = 0, \text{ entonces } \Delta P^2/q = a \text{ ó } q = C (P_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

Los resultados obtenidos (Figura N° 12) son :

$$\begin{aligned} a &= 258,000 \text{ psi}^2/\text{MMPCD} \\ b &= 5,100 \text{ psi}^2/(\text{MMPCD})^2 \\ \text{AOF} &= 26.9 \text{ MMPCD} \end{aligned}$$

Método de LIT (Laminar inertial Turbulent)

Es aplicada para los flujos que incluyan procesos de turbulencia. Es llamada también la ecuación de Forchheimer o de Houpeurt, la que puede escribirse como :

$$\text{Aproximación de Presión} \quad : (\Delta P) = P_R - P_{wf} = a_1 q + b_1 q^2$$

$$\text{Aproximación de Presión al cuadrado} : (\Delta P)^2 = P_R^2 - P_{wf}^2 = a_2 q + b_2 q^2$$

$$\text{Aproximación de Pseudopresión} \quad : (\Delta \Psi) = \Psi_R - \Psi_{wf} = a_3 q + b_3 q^2$$

El primer término de la mano derecha ($a q$) corresponde a la caída de presión, presión al cuadrado o pseudopresión debido al flujo laminar y efectos de wellbore. El segundo término ($b q^2$) corresponde a los efectos del flujo turbulento o inercial.

La ecuación en términos de pseudopresión indica que puede obtenerse una recta al graficar $\Delta \Psi - b q^2$ vs. q sobre papel log-log.

Las constantes a_3 y b_3 pueden obtenerse aplicando el método de mínimos cuadrados. Determinadas las constantes, el potencial de entrega de un pozo ante una presión fluyente puede obtenerse con la ecuación siguiente :

$$q = \frac{-a_3 + (a_3^2 + 4 b_3 \Delta \Psi)^{1/2}}{2 b_3}$$

Como a_3 y b_3 no están afectadas por los cambios de la viscosidad y el factor de desviación como si lo están C y n , con esta ecuación se puede obtener una mejor curva de deliverabilidad estabilizada que con los métodos anteriores.

La Figura N° 13 muestra el análisis LIT con los resultados siguientes :

$$\begin{aligned} a_3 = B &= 1.4958 \times 10^4 \text{ psi}^2/\text{cp}/\text{MMPCD} \\ b_3 = F &= 0.377 \text{ psi}^2/\text{cp}/(\text{MMPCD})^2 \\ \text{AOF} &= 35.9 \text{ MMPCD} \end{aligned}$$

5.3 Análisis del Primer Build Up.

El tiempo de registro de presiones de fondo fue de 57.5 horas.

Análisis Log-Log

La curva de la derivada está influenciada por efectos que no necesariamente corresponden a características del reservorio (Figura N° 14A). Hasta antes de las 10 horas de cierre se observa un periodo de flujo radial con ciertas alteraciones, probablemente debido a los efectos de las transientes anteriores. Después de esta etapa se observa una caída de la derivada iniciándose el periodo de flujo pseudoestable.

Análisis Semilogaritmico

El análisis semilogarítmico se muestra en la Figura N° 14B, en la cual se ha trazado la recta correspondiente a la región transiente.

Los resultados se resumen a continuación:

Permeabilidad	: 8.6 md
Factor skin	: -1.6
Presión promedia	: 3,258 psia

5.4 Análisis de Flujo Extendido.

Una vez estabilizada la presión, se puso a producción el pozo por un periodo de 350 horas con un bean de 3/8", a un régimen de producción de 9.0 MMPCD, habiéndose producido en este periodo un volumen de 134.99 MMPC.

La curva de presión fluyente vs tiempo, en ejes cartesianos presenta tres regiones de flujo : flujo de tiempo temprano, flujo transiente y flujo en estado pseudoestable (Figura N°15)

Durante el flujo de tiempo temprano los efectos de almacenaje y daño son los que dominan el flujo.

Análisis de flujo transiente

En esta región al graficar la pseudopresión vs el tiempo en escala semilogaritmica se obtiene una línea recta (Figura N° 16).

Durante este periodo el reservorio está actuando en forma infinita y los efectos de límite no han sido sentidos.

Los resultados obtenidos del análisis son :

$$\begin{aligned} K &= 4.5 \text{ md} \\ s &= -3.8 \\ r_{inv} &= 1593 \text{ pies} \end{aligned}$$

Después de 10 horas de flujo la curva deja de ser una recta para ingresar a la zona de transición previa al flujo pseudoestable.

Análisis región flujo pseudoestable

Si una prueba drawdown a régimen de producción constante es efectuada por un tiempo suficientemente grande, entonces los efectos de límite del reservorio son los que dominan el comportamiento de la presión en el pozo. La presión comienza a declinar a un mismo rate y todos los puntos del reservorio alcanzan un estado denominado pseudoestable. Por lo tanto el área de drenaje total esta siendo depletado a un rate constante.

Al graficar pseudopresiones vs tiempo (Ψ vs t) en coordenadas cartesianas se obtiene una recta cuya pendiente es función del régimen de flujo y el tamaño del reservorio (Figura N° 17).

El volumen de gas in situ en el reservorio se expresa como :

$$V_p = \pi \phi r_e^2 h = \frac{2348 q_{sc} T}{\mu c_j m''}$$

donde :

$$\begin{aligned} q_{sc} &: \text{régimen de flujo, MMPCD} \\ T &: \text{temperatura, } ^\circ\text{R} \\ \mu &: \text{viscosidad, cp} \\ c_j &: \text{compresibilidad, psi}^{-1} \\ m'' &: \text{pendiente} \end{aligned}$$

Para obtener datos del reservorio (ϕ, S_w), se efectuó la digitización de todos los perfiles eléctricos tomados durante la completación del pozo (año 1982), tales como : Inducción, Densidad, Neutrón, Sónico y Microesférico. La evaluación e interpretación fue efectuada con la participación de Geólogos e Ingenieros de Petróleo de Petroperú, usando el Sistema ATLANTIS (Figura N° 18).

Los valores estimados son :

$$\begin{aligned} \text{Porosidad } (\phi) &: 8. - 15 \% \\ \text{Saturación de agua } (S_w) &: 30 - 35 \% \end{aligned}$$

Los resultados obtenidos en el análisis son :

$$\begin{aligned} r_e &= 2607 \text{ pies.} \\ V_p &= 14.1 \text{ MMMPC} \end{aligned}$$

Análisis Log-Log

El análisis log-log (Figura N° 19) muestra dos regiones definidas, la primera de flujo radial y la segunda de flujo pseudoestable. La región pseudoestable constituye la mayor proporción de tiempo de la prueba, en la cual se observa variaciones en la curva de la derivada por efectos de los límites de reservorio alcanzados.

Los valores de permeabilidad y capacidad de flujo son 4.4 md y 177.5 md-pie, respectivamente.

5.5 Análisis del Segundo Build up.

Después del flujo extendido, se concluyó la prueba con un Build up cuya duración fue de 72 horas.

Análisis Log-Log

Del análisis Log-Log (Figura N° 20) no se observa un periodo de flujo radial definido.

La parte final de la derivada presenta un levantamiento que indica el inicio de la región pseudoestable.

Análisis Semilogaritmico

Para el análisis semilogaritmico se han considerado los métodos de MBH y Dietz a fin de obtener la presión promedio.

El análisis correspondiente (Figura N° 21), presenta los resultados siguientes :

Permeabilidad	18 md
Factor Skin	2.6
Presión extrapolada	3258.7 psia
Presión promedio	: 3240.4 psia

La ubicación de la recta correspondiente al periodo de flujo radial es compleja dada su pobre definición en la curva de la derivada.

5.6 Análisis Cromatográfico

Durante las pruebas de producción se han tomado (05) muestras de gas, siendo la última la más representativa (tomada el 28 de Agosto de 1994 durante el flujo extendido).

Los análisis cromatográficos de la muestras de gas fueron efectuados en el Laboratorio de la Refinería de Talara.

La gravedad específica del gas es de 0.566, el cual presenta un alto contenido de Metano, 98.6 % (Tabla N° 4). El poder calorífico del gas es de 1,019 BTU/PC.

En los dos últimos análisis cromatográfico de gas se reportó un contenido de ácido sulfhídrico (H₂S) de 1.07 y 4.51 ppm. respectivamente; sin embargo en

las tres primeras muestras tomadas no se detectó presencia de H₂S, por lo que es indispensable tomar nuevas muestras de gas, para verificar el contenido de H₂S.

Las impurezas del gas natural como H₂S (sulfuro de hidrógeno) y CO₂ (dioxido de carbono) ante la presencia de agua forman soluciones ácidas. Estos gases, particularmente el H₂S, son contaminantes indeseables por ser un gas tóxico y venenoso y no puede ser tolerado en gases que van a ser usados para uso doméstico y/o combustible. Asimismo, el H₂S en presencia de agua es extremadamente corrosivo, y puede causar fallas en las válvulas, gasoductos y recipientes de almacenamiento.

La mayoría de las especificaciones de líneas de flujo, limitan el contenido de H₂S a 0.25 gr/100 PC (aproximadamente 4 ppm).

5.7 Análisis de líquidos producidos

Se han tomado (06) muestras de líquidos del separador y del tanque de almacenamiento, durante las pruebas de producción.

Los análisis correspondientes se efectuaron en el Laboratorio de la Refinería de Talara.

La producción total de líquidos obtenida durante la prueba fue de 341.92 Bls (2.19 bls/MMPC). De acuerdo a los análisis correspondientes se ha encontrado que están compuestos de 99.95% de hidrocarburos y 0.05% de sedimentos. La salinidad del agua es 4,300 ppm de ClNa (Tabla N°5). Por lo anterior, los líquidos no ocasionarían problemas operativos mayores.

El hidrocarburo líquido recuperado tiene características de ser inflamable a temperatura ambiente y esta compuesta de 60% de kerosene y 40% de gasolina pesada (Tabla N° 6).

5.8 Formación de Hidratos

Durante las pruebas la prevención de formación de hidratos se realizó inyectando metanol a una dosificación de 10 gal/día (1 gal/MMPC), con resultados satisfactorios.

Los hidratos de gas natural son compuestos sólidos cristalinos formados por la combinación química del gas natural y agua bajo condiciones de presión y temperatura sobre el punto de congelamiento del agua.

La formación de hidratos se puede dividir en dos categorías

- (.) Formación de hidratos debido a la caída de la temperatura, con una caída de presión no súbita, lo cual puede ocurrir en la sarta de flujo o líneas en superficie.
- (.) Formación de hidratos donde ocurre una expansión súbita, lo cual ocurre en platos de orificio, medidores de flujo, reguladores de presión y estranguladores.

5.9 Resumen Resultados

Del análisis de muestras de líquido y gas natural obtenidos, se concluye que se trata de un reservorio de gas seco (gravedad específica 0.566).

La presión original obtenida es de 3,263.0 psia a 6,270 pies. Después de producir aproximadamente 155.9 MMPC de gas, la presión del reservorio ha declinado a 3,240.4 psia. Es decir se ha originado una caída de presión de 22.6 psi.

El potencial de flujo AOF estabilizado está en el orden de los 32.0 MMSCD.

En la prueba de flujo extendido se alcanzó el estado de flujo pseudoestable lo cual de acuerdo al comportamiento de la derivada, indicaría que el reservorio es un sistema cerrado.

6. ESTIMADOS DE RESERVAS DE GAS

6.1 Fundamento Teórico

Los reservorios de gas natural son aquellos en los cuales el contenido de fluidos de hidrocarburos se encuentra íntegramente como una fase de vapor a valores de presiones iguales o menores que la inicial. A diferencia de los petróleos crudos saturados y de los condensados, los gases naturales no sufren cambios de fase ante la reducción de la presión del reservorio. Por lo tanto hacer predicciones es relativamente simple.

El gas natural se encuentra en el reservorio como gas húmedo o gas crudo. La producción total del pozo que puede ser una mezcla de dos fases en la cabeza del pozo es también llamada gas húmedo. Generalmente, la producción de gas húmedo no es medida directamente, sino es determinada por la suma de la producción de gas en el separador y el vapor equivalente de la producción de líquido en el separador.

Las reservas de gas natural son clasificadas de acuerdo a la naturaleza de su ocurrencia. Gas no asociado el gas libre que no está en contacto con el petróleo crudo en el reservorio. Gas asociado es el gas libre en contacto con el petróleo crudo en el reservorio. Gas disuelto es el gas en solución en el petróleo crudo en el reservorio.

El grado de certeza en la determinación de los volúmenes de gas presentes en el reservorio depende de la calidad y cantidad de información básica disponible. Por lo general esta información es costosa y se dispone en cantidad insuficiente en los momentos de tomar decisiones sobre el desarrollo del campo.

Las técnicas que posibilitan el estimado de reservas de gas en tiempos y costos sensiblemente menores a los métodos tradicionales son los basados en mediciones de presiones con alta precisión en las pruebas de pozos.

Ecuación volumétrica

Para hacer una predicción razonable de la recuperación debe estimarse el gas insitu de cada reservorio. La ecuación volumétrica es una herramienta útil para el cálculo del gas in situ a algún tiempo, consecuentemente, tiene gran utilidad en el estimado de reservas de gas.

Para el cálculo, el volumen de espacio poroso en el reservorio conteniendo gas es convertido en volumen de gas a condiciones estándar. El volumen neto de roca reservorio conteniendo las reservas de gas es determinado mediante la interpretación geológica basada en cores, registros eléctricos, récords de perforación y pruebas de presión y producción. El volumen de roca reservorio es generalmente obtenido planimetreando mapas isópacos de roca reservorio productiva.

Los pies cúbicos estándar de gas insitu, G, es simplemente el producto de tres factores: el volumen poroso del reservorio, la saturación de gas inicial y una razón de volumen (factor de volumen de formación inicial) que convierte volúmenes reservorio a volúmenes a condiciones estándar o base (60 oF y 14.7 psia). Estos factores son relacionados como sigue :

$$G = 7758 A h \phi (1 - S_{wi}) 1/B_{gi}$$

donde :

G = gas insitu inicial , scf

7758 = factor de conversión, bl/acrf

A = Area del reservorio, acres

h = Espesor de arena neta, ft

ϕ = Porosidad, fracción

S_{wi} = Saturación de agua, fracción

B_{gi} = Factor de volumen de formación inicial, bl/scf

P y P_b = Presiones de reservorio y base, psia

T y T_b = Temperatura de reservorio y base, oR

Z y Z_b = Factor de desviación del gas a condiciones de reservorio y base.

El desarrollo y operación eficientes de un reservorio de gas natural depende del conocimiento del comportamiento del reservorio en el futuro. Para predecir la recuperación como una función de la presión o tiempo, el mecanismo de impulsión para producir el gas del reservorio debe ser identificado y su contribución en el comportamiento del reservorio evaluada. La energía requerida para la producción de gas es generalmente derivada de la expansión del gas o una combinación de la expansión del gas e intrusión de agua.

La comparación con otros campos, los métodos de estimación volumétrico y curvas de declinación son los que pueden ser usados para estimar las reservas de gas insitu; pero en realidad las reservas recuperables son las de mayor interés. Su estimación requiere predecir una presión de abandono a la cual la producción adicional de gas no es rentable. La presión de abandono es determinada principalmente por condiciones económicas tal como el valor futuro del gas en el mundo, costos de operación y mantenimiento de pozos y el costo de compresión y transporte del gas a los consumidores. Como estos factores son muy variables la discusión de los métodos se limita a estimar las reservas insitu en el reservorio y su recuperación eficiente.

Durante el periodo de desarrollo antes que los límites del reservorio han sido definidos exactamente, es conveniente calcular el gas insitu por acre/pie. Multiplicándolo por el mejor estimado de volumen de roca reservorio disponible se obtiene el gas insitu para el campo o reservorio en evaluación. Después durante la vida del reservorio, cuando el volumen del reservorio esta definido y se dispone de datos del comportamiento los cálculos volumétricos dan valores aproximados a los estimados por el método de balance de materiales.

Para reservorios de gas natural bajo control volumétrico (sin influjo, ni producción de agua el acumulado del gas producido G_p a alguna presión es la diferencia entre el estimado del gas insitu a condiciones iniciales y actuales de presión. Entonces para un reservorio volumétrico se cumple :

$$G_p = 7758 A h \phi (1 - S_w) (1/B_{gi} - 1/B_g)$$

Otra aproximación frecuentemente usada en el estimado de reservas de gas es calculando el gas inicial insitu de la ecuación volumétrica y aplicar un factor de recuperación.

Las reservas recuperables están dadas por :

$$R_g = 7758 \phi (1 - S_w) (1/B_{gi}) E_g$$

donde :

- R_g : reservas de gas a la presión de abandono, SCF/acr-pie
- E_g : factor de recuperación, fracción de gas insitu a ser recuperada.

El factor de recuperación de un reservorio de gas es principalmente función de la presión de abandono y de la permeabilidad. Bajando la presión de abandono se incrementa el gas recuperable. La presión de abandono depende del precio del gas, los índices de productividad de los pozos, el tamaño del yacimiento, su ubicación respecto al mercado y el tipo de mercado. Si el mercado es un gasoducto la presión de operación de la línea puede ser un factor que limite la presión de abandono en yacimientos pequeños; pero para yacimientos grandes la instalación de plantas de compresión puede ser económicamente factible aún bajando la presión de abandono sustancialmente debajo de la presión de operación de la línea sirviendo al área. Algunas compañías de tuberías usan como presión de abandono 100 psi/1000 pies de profundidad.

Los reservorios de gas con empuje de agua generalmente tienen menor factor de recuperación que los reservorios de gas cerrados por la alta presión de abandono debido a la invasión de agua en los pozos productores.

La permeabilidad del reservorio es también un factor importante que gobierna la recuperación de un reservorio de gas cerrado. Altas permeabilidades resultan en altos rates de flujo para una caída de presión dada. Por lo tanto cuando todos los otros factores son similares, la presión de abandono es menor para un reservorio de alta permeabilidad.

Para reservorios de gas cerrados, el principal factor que gobierna la eficiencia de recuperación es la presión de abandono. Si la presión de abandono es conocida puede calcularse un factor de recuperación.

El factor de recuperación expresado en porcentaje del gas inicial insitu es :

$$E_g = 100 (B_{ga} - B_{gi}) / B_{ga} = 100 (1 - B_{gi}/B_{ga}) = 100 (1 - P_a Z_i / P_i Z_a)$$

Para reservorios con empuje de agua

$$E_g = 100 (S_{gi} B_{ga} - S_{ga} B_{gi}) / (S_{gi} B_{ga})$$

donde :

S_{gi} = saturación de gas inicial, fracción

S_{ga} = saturación de gas de abandono, fracción

B_{gi} = Factor de volumen de formación (FVF) inicial, b/SCF ó ft³/SCF

B_{ga} = FVF de abandono, b/SCF ó ft³/SCF

P_a = presión de abandono, psia

Para empujes de agua fuertes el gas residual es atrapado a altas presiones, en este caso E_g varía entre 50 y 60%, para empujes de agua parciales E_g varía entre 70 y 80% y para reservorios volumétricos E_g varía entre 80 y 90%.

Ecuación de balance de materiales

El proceso de balance de materiales es un cálculo exacto de los materiales que ingresan, se acumulan o son depletados de un volumen definido en el transcurso de un tiempo dado de operación, por lo tanto, es una expresión de la ley de la conservación de la masa.

Usando la ecuación de balance de materiales puede estimarse el gas insitu, las reservas de gas y el influjo de agua.

Datos de presión - producción exactos son esenciales para efectuar cálculos razonables de balance de materiales. La más probable fuente de error es el estimado de la presión promedio del reservorio, especialmente durante el periodo de historia temprana cuando un pequeño error de presión tiene un efecto significativo sobre los resultados.

Las asunciones son :

1. Un reservorio puede ser tratado como un tanque de volumen constante.
2. El equilibrio de presión existe a través del reservorio.
3. Se utilizan datos de laboratorio PVT aplicados al reservorio de gas a la presión promedio.
4. Se disponen de datos de producción e inyección y medidas de presión de reservorio confiables.

5. El cambio en volumen intersticial de agua con la presión, el cambio de la porosidad con la presión y la evolución del gas disuelto en el agua intersticial con el decrecimiento de la presión son despreciables.

Usando el concepto de tanque de volumen constante se tiene :

$$V = V_i - W_e + W_p B_w$$

donde :

- V = volumen de gas remanente en el reservorio.
 V_i = volumen original de hidrocarburos a la presión inicial P_i
 W_e = intrusión de agua en el reservorio.
 W_p = producción de agua.
 B_w = factor de volumen de formación de agua.

De la ley de los gases : $n = P V / (Z R T)$ se tiene :

$$n_p = P_b G_p / (Z_b R T_b)$$

$$n_i = 5.615 P_i V_i / (Z_i R T_i)$$

$$n = 5.615 P (V_i - W_e + W_p B_w) / (Z R T)$$

donde :

G_p = producción de gas de P_i a P, SCF.

R = constante del gas.

Como la composición del gas producido es constante y el volumen de gas en SCF (antes producido y remanente en el reservorio) son directamente proporcionales al número de moles :

$$n_p = n_i - n$$

$$P_b G_p / (Z_b R T_b) = 5.615 P_i V_i / (Z_i R T_i) - 5.615 P (V_i - W_e + W_p B_w) / (Z R T)$$

$$G_p = 5.615 (Z_b T_b / P_b T) \{ (P_i V_i / Z_i) - (P / Z) (V_i - W_e + W_p B_w) \}$$

Expresado en términos de G, B_{gi} y B_g se tiene :

$$G_p = \{ G (B_g - B_{gi}) + W_e - W_p B_w \} / B_g$$

Para reservorios que no tienen intrusión ni producción de agua

$$G_p = (5.615 Z_b T_b V_i) (P_i / Z_i - P / Z) / (P_b T)$$

$$G_p = G (1 - B_{gi} / B_g) \quad \text{ó} \quad G_p B_g = G (B_g - B_{gi})$$

Un gráfico de G_p B_g vs. B_g - B_{gi} es una línea recta que pasa a través del origen con una pendiente numéricamente igual a G (Figura N° 22A).

Para reservorios con empuje de agua :

$$\{ (G_p B_g + W_p B_w) / (B_g - B_{gi}) \} = C \{ \sum (Q_D \Delta P) / (B_g - B_{gi}) \} + G$$

donde :

$$W_e = \sum (QD \Delta P)$$

C = influjo de agua connata.

Al graficar $(G_p B_g + W_p B_w) / (B_g - B_{gi})$ vs. $\sum (QD \Delta P) / (B_g - B_{gi})$ se obtiene una línea recta dependiendo si la sumatoria del influjo de agua $\sum (QD \Delta P)$ es calculada exactamente. La línea recta resultante intercepta con el eje Y sobre el valor del gas inicial insitu y tiene una pendiente igual a la constante de influjo de agua igual a C. Un gráfico no lineal se obtendrá si el acuífero es caracterizado inapropiadamente (Figura N° 22B).

Una curvatura hacia arriba o hacia abajo indica que el término de la sumatoria es muy pequeño o muy grande; mientras, que una curva en forma de S indica que debe asumirse un acuífero lineal en vez de radial.

Método de la curva de Declinación de Presión (P/Z)

Para reservorios que no tienen intrusión de agua se tiene :

$$G_p = (5.615 Z_b T_b V_i) (P_i/Z_i - P/Z) / (P_b T)$$

Esta ecuación para un reservorio volumétrico (cerrado) puede ser escrita :

$$P/Z = \{ (- P_b T G_p) / (5.615 Z_b T_b V_i) \} + P_i/Z_i$$

Al graficar P/Z vs G_p se obtendrá para un reservorio de gas volumétrico una línea recta. El intercepto de P/Z = 0 corresponde al valor del gas inicial insitu.

$$G = (5.615 Z_b T_b V_i P_i) / (P_b T Z_i)$$

La pendiente esta dada por : $- 1/m = - (P_b T) / (5.615 Z_b T_b V_i)$

Si existe intrusión de agua, el volumen de hidrocarburos en el reservorio no es constante con el tiempo, por lo tanto, el gráfico de P/Z vs G_p comúnmente no es una línea recta sino una curva cóncava hacia arriba (Figura N° 23).

Después de una haberse producido una cantidad razonable (aproximadamente el 20% de las reservas) el gráfico de P/Z vs G_p para un reservorio volumétrico (cerrado) provee un procedimiento satisfactorio para estimar el gas recuperable.

6.2 Gas In-Situ

El gas insitu estimado para el reservorio Zorritos se ha realizado con tres técnicas de evaluación diferentes

Técnica de P/Z vs G_p

La Figura N° 24 muestra el comportamiento de P/Z vs. G_p. de donde se obtiene :

Volumen de Gas In-Situ = 17.0 MMMPC

Balance de Materiales

Tomando en cuenta las presiones obtenidas, producción acumulada, factor de volumen de formación del gas y no considerando efectos por intrusión de agua, se elaboró la Figura N° 25, que presenta el comportamiento de $G_p B_g$ vs. $B_g - B_{gi}$, cuya pendiente es el volumen de gas insitu.

Volumen de Gas In-Situ = 21.42 MMMPC

Análisis del Flujo Extendido - Ecuación Volumétrica

En base al análisis del estado de flujo pseudoestable se obtiene :

Volumen de Gas In-Situ = 18.14 MMMPC

6.3 Producción Acumulada

El volumen de gas producido durante esta prueba es de 155.9 MMPC de los cuales 21 MMPC fueron corresponden a la prueba isocronal y el restante al flujo extendido.

6.4 Reservas

El estimado de reservas se ha realizado utilizando las técnicas siguientes :

Técnica P/Z vs. G_p

Considerando una presión de abandono de 1000 psia, el volumen de reservas asciende :

Reservas de Gas : 12.0 MMMPC.

Balance de Materiales

Con un factor de recuperación de 70%, se obtiene

Reservas de Gas : 15.0 MMMPC.

Flujo Extendido

Considerando un factor de recuperación de 70%, el estimado de reservas es :

Reservas de Gas : 12.69 MMMPC.

Un resumen de los estimados del volumen in-situ y reservas de gas no asociado, se presenta en la Tabla N° 7.

Tomando en consideración los volúmenes de reservas determinados anteriormente y las condiciones actuales del reservorio, el volumen más probable de reservas de gas

seco del pozo C es de :

RESERVAS DE GAS : 12.0 MMM PC

6.5 Pronósticos de Producción

El pronóstico de producción se efectuó en base a la información obtenida de las pruebas de presión (Isocronal, build up y drawdown) y medidas de flujo en superficie.

Las ecuaciones utilizadas son :

Viscosidad del gas

$$\mu_1 = [1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g] T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g$$

$$\ln (\mu_g / \mu_1 \times Tr) = a_0 + a_1 Pr + a_2 Pr^2 + a_3 Pr^3 + Tr(a_4 + a_5 Pr + a_6 Pr^2 + a_7 Pr^3) + Tr^2 (a_8 + a_9 Pr + a_{10} Pr^2 + a_{11} Pr^3) + Tr^3 (a_{12} + a_{13} Pr + a_{14} Pr^2 + a_{15} Pr^3)$$

donde :

$$\begin{aligned} a_0 &= -2.46211820E -00 & a_1 &= 2.97054714E -00 & a_2 &= -2.86264054E -01 \\ a_3 &= 8.05420522E -03 & a_4 &= 2.80860949E -00 & a_5 &= -3.49803305E -00 \\ a_6 &= 3.60373020E -01 & a_7 &= -1.04432413E -02 & a_8 &= -7.93385684E -01 \\ a_9 &= 1.39643306E -00 & a_{10} &= -1.49144925E -01 & a_{11} &= 4.41015512E -03 \\ a_{12} &= 8.39387178E -02 & a_{13} &= -1.86408848E -01 & a_{14} &= 2.03367881E -02 \\ a_{15} &= -6.09579263E -04 \end{aligned}$$

Factor de compresibilidad del gas

$$Z = 1 + (b_1 + b_2/Tr + b_3/Tr^3)pr + (b_4 + b_5/Tr) pr^2 + b_5 b_6 pr^5/Tr + b_7 pr^2/Tr^3 (1 + b_8 pr^2) \exp(-b_8 pr^2)$$

donde :

$$\begin{aligned} b_1 &= 0.31506237 & b_2 &= -1.04670990 & b_3 &= -0.57832729 \\ b_4 &= 0.53530771 & b_5 &= -0.61232032 & b_6 &= -0.10488813 \\ b_7 &= 0.68157001 & b_8 &= 0.68446549 \end{aligned}$$

$$pr = 0.27 Pr / (Z Tr)$$

$$Pr = P / Pc, \quad Pc = 709.604 - 58.718 \gamma_g$$

$$Tr = T / Tc, \quad Tc = 170.491 + 307.344 \gamma_g$$

Variación del coeficiente de performance

$$C_1 / C_2 = (\mu Z)_1 / (\mu Z)_2, \text{ donde } C_1 \text{ corresponde a } P_{R1} \text{ y } C_2 \text{ a } P_{R2}$$

La nueva ecuación de contrapresión es :

$$q = C_2 (P_{R2}^2 - P_{wf}^2)^n$$

El valor de n es considerado esencialmente constante.

Presión Fluyente

$$Y^{2n} + A Y + A (B - Pws^2) = 0$$

donde :

$$Y = (Pws^2 - Pwf^2)$$

$$A = 0.001 (H/L (e^s - 1)) (1 - Fr T Z C)^2$$

$$B = e^s Ptf$$

$$s = (0.037484 \gamma_g H) / (T Z)$$

$$Fr = ((2.665 f) / (Di)^5)^{1/2}$$

$$f = 0.004372 / Di^{0.223}$$

La solución de la ecuación en función de Y mediante iteraciones permite obtener el valor de la presión fluyente.

La nomenclatura de las ecuaciones para el cálculo del pronóstico es la siguiente :

- μ_1 = viscosidad del gas a 14.7 psia y temperatura del reservorio, cp
- μ_g = viscosidad del gas a la presión y temperatura del reservorio, cp
- γ_g = gravedad específica del gas
- T = temperatura del reservorio, oF
- Tr = Temperatura pseudoreducida
- Pr = Presión pseudoreducida
- Z = Factor de compresibilidad del gas
- C = Coeficiente de performance
- Di = Diámetro interno del tubing, pulgadas
- f = Coeficiente de fricción de Fanning
- H = Profundidad vertical del pozo, pies
- L = Profundidad medida del pozo, pies
- Fr = Coeficiente de fricción adimensional
- s = Coeficiente de flujo
- Qr = Régimen de flujo en el reservorio, MMSCFD
- Qs = Régimen de flujo en la superficie, MMSCFD
- n = Exponente de la curva de contrapresión
- Pwf = Presión fluyente de fondo, psia
- Pws = Presión estática del reservorio, psia

El pronóstico correspondiente a la presión estática, caudal de producción, presión fluyente de fondo y presión en la cabeza se muestra en la Tabla N° 8 y en la Figura N° 26. Se ha considerado dos casos :

Caso 1 : Suministro de 5.0 MMPCD de gas

Se puede observar que es posible atender este requerimiento por un periodo de 4.7 años. Luego el rate de producción declina a 2.4, 2.0, 1.6, y 1.3 MMPCD a 6.6, 7.6, 8.9 y 10.4 años, respectivamente.

De acuerdo con lo anterior, si es que se requiere mantener un caudal constante de 5.0 MMPCD, será necesario perforar por lo menos un pozo adicional a fin de garantizar un suministro continuo de gas.

Caso 2 : Explotar el pozo a un régimen igual al 25% del AOF

Inicialmente se alcanzaria un rate de producción de 7.7 MMPCD. Las reservas del pozo se producirían en 9.4 años.

7. PROGRAMA DE INVERSIONES Y COSTOS

Para la implementación del proyecto Corvina fue necesario inicialmente realizar inspecciones y reparación de la plataforma.

El gasto total asciende a 861.7 MUS\$. Un resumen se presenta a continuación :

7.1 Terrestre

Considera gastos de transporte de personal, alquiler de vehículos, servicio de alimentación y alojamiento de personal, análisis de fluidos y comunicaciones.

El costo total fue de : 43.5 MUS\$.

7.2 Marítimos

Considera gastos de reparación de plataforma, cabezal, transporte de equipos (bombas, grifería), lanchas.

El costo total fue de : 573.5 MUS\$.

7.3 Servicio Pruebas de Producción

Para los servicios de toma de información de producción y presiones del reservorio Zorritos, se tuvo que contratar a la Cía. Schlumberger.

El costo total de este servicio fue de : 244.8 MUS\$.

8. ESTADO ACTUAL DEL POZO

Antes de iniciar las pruebas de presión-producción, se tuvo que pescar la válvula de seguridad ubicada a 419 pies y un tapón OTIS sentado a 6036 pies.

Después de efectuar las pruebas el pozo quedo cerrado en la cabeza, con válvula maestra y válvulas laterales nuevas.

El diagrama del pozo se muestra en la Figura N^o 27.

9. RIESGOS DEL PROYECTO

Existe la probabilidad que con la puesta en producción continua del pozo de gas, se manifiesten problemas de producción de agua del reservorio Zorritos, ello debido principalmente a que existen dos intervalos inferiores del mismo reservorio que han sido aislados con tapón por estar saturados completamente con agua.

El pozo registra presiones similares en cabeza tanto en el tubing como en el casing, debido a que probablemente los sellos del packer por el tiempo que ha estado instalado (12 años) se hayan deteriorado. Este aspecto deberá ser tomado en cuenta para futuros trabajos en el cabezal y en el pozo.

BIBLIOGRAFIA

1. Chi U. Ioku : "Natural Gas Reservoir Engineering".
2. Chi U. Ioku : "Natural Gas Production Engineering".
3. "Theory and Practice of the Testing of Gas Wells", Energy Resources Conservation Board. Calgary, Alberta, Canada - 2nd Edition, 1975.
4. Donald L. Katz : "Handbook of Natural Gas Engineering"
5. Najurieta Humberto : "Medición de Reservas de Gas mediante Ensayos de Pozos", 1er Congreso Latino Americano del Gas, Nov. 1984.
6. Barron, W. : "Simple Method Determines Gas Flow Rate", Petroleum Engineer Int. (Mayo 1988) 52-56.
7. Santos, R. and Allred, P.: "PC Program Calculates Oil and Gas Properties", Petroleum Engineer Int. (March 1988) 47-48.

RELACION DE TABLAS

Nº	<u>DESCRIPCION</u>
1	Información de Registros a Hueco Abierto, Topes Formacionales y Núcleos de Pared
2	Datos de tubería de Revestimiento
3	Información Prueba Isocronal
4	Análisis Cromatográfico de gas
5	Análisis de agua
6	Análisis de hidrocarburos líquidos
7	Gas Insitu y Reservas de Gas No Asociado
8	Pronóstico de Producción de gas

TABLA N° 1

REGISTROS A HUECO ABIERTO

<u>TIPO DE REGISTRO</u>	<u>INTERVALO (Pies)</u>	<u>FECHA DE LOGG.</u>
ISF	6280'-1530'	11/Mar/1982
NGS	6250'- 760'	11/Mar/1982
SONIC-BHC	6245'-1530'	11/Mar/1982
Formation Dens	6285'-2280'	11/Mar/1982
GR	6261'-2280'	11/Mar/1982
Compensated Neu	6269'-2280'	11/Mar/1982
HDT	6285'-1530'	11/Mar/1982
DLL-MSFL-GR	8658'-6282'	28/Mar/1982
GR	8658'-6050'	28/Mar/1982
FDC-CNL-GR	8672'-6282'	28/Mar/1982
HDT	8672'-6282'	28/Mar/1982
ISF-BHC-NGT-GR	8672'-6282'	29/Mar/1982

TOPES FORMACIONALES

<u>FORMACION</u>	<u>TOPE (pies)</u>	
	<u>ESTIMADO</u>	<u>ENCONTRADO</u>
La Cruz	500	670
Mal Pelo	1550	1747
Tumbes	3100	3100
Cardalitos	4800	4960
Zorritos	6450	6108
T.D.	8500	8684

NUCLEOS DE PARED

Fecha	: 30 Marzo 1982
Intervalo	: 8644'-6305'
Formación	: Zorritos
N° muestras prog.	: 98
N° muestras rec.	: 95
N° muestras perdidas	: 1
N° muestras vacias	: 2

TABLA N° 2

DATOS DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

(.) Conductora

De 18" hasta 400'.

(.) Casing de Superficie

13 3/8", J-55, 54.5 lb&/pie, STC

Zapato	1517.34'
Tope Cemento	Retomó a superficie 5 Bls.
Cemento usado	1000 Sacos.
Fecha	01/Mar/1982
Broca	17"

(.) Casing Intermedio

9 5/8", N-80, 47 lb/pie y 40 lb/pie, LTC

Zapato	6266.4'
Tope Cemento	1600'
Cemento usado	1300 Sacos.
Fecha	12/Mar/1982
Broca	12 1/4"

(.) Casing de Producción

5 1/2", N-80, 17 lb/pie y 20 lb/pie, LTC

Zapato	8421.24'
Tope Cemento	3750'
Cemento usado	1000 Sacos
Fecha	03/Abr/1982
Broca	8 1/2"

TABLA N° 3

PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA

Formación Zorritos
Intervalo 6240' - 6110'
Fecha : 04-07/Agosto/1994

<u>Bean (pulg)</u>	<u>Tiempo (hrs)</u>	<u>Caudal (MMPCD)</u>	<u>BHPF (psi)</u>
1/4	12	4.2	3083
3/8	12	8.4	2831
1/2	12	12.8	2570
5/8	12	16.6	2479

TABLA N° 4**ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GAS**

<u>COMPOSICION</u>	<u>FECHA DE MUESTREO</u>	
	<u>18.08.94</u>	<u>29.08.94</u>
COS, ppm	0.26	0.39
CH3SH, ppm	1.39	1.33
C2H5SH, ppm	0.00	1.20
H2S, ppm	1.07	4.51
% COMP.SULF.	0.0003	0.0007
METANO	97.73	98.21
ETANO	0.95	1.00
PROPANO	0.17	0.17
I-BUTANO	0.08	0.08
N-BUTANO	0.06	0.05
I-PENTANO	0.03	0.01
N-PENTANO	0.03	0.01
N-HEXANO	0.00	0.01
CO2	0.00	0.20
O2	0.20	0.06
N2	0.75	0.20
TOTAL	100.00	100.00
GRAVEDAD ESPECIFICA	0.5675	0.5661
RVP	4879.96	4904.78
BTU/NETO	914.98	918.12
BTU/BRUTO	1014.82	1019.20

TABLA N° 5

RESULTADOS ANALISIS DE AGUA

SOLIDOS TOTALES	(PPM)	<u>Separador</u>	Tanque <u>Acumulados</u>
Cloruros	Cl	4,210	4,595
	ClNa	2,481	2,529
Sulfatos	SO4	140	168
	CO3Co	146	175
Hidróxidos	OH	0	0
	CO3Co	0	0
Carbonatos	CO3	0	0
	CO3Co	0	0
Bicarbonatos	HCO3	110	117
	CO3Ca	90	96
Calcio	Ca	440	456
	CO3Ca	1,100	1,140
Magnesio	Mg	48	62
	CO3Ca	200	260
Sílice	SiO2	3.7	4.1
Fierro	Fe	12.2	15.6
Sodio	Na	1,368	1,362
Alcalinidad	CO3Ca	90	96
Dureza Total	CO3Ca	1,300	1,400
PH		5.9	5.9
Conductividad		4,760	4,800

TABLA N° 6

RESULTADOS ANALISIS DE HIDROCARBURO LIQUIDO

	Tanque Acumulado	Muestra de Intermedio <u>Separador</u>
API a 15.6°C	41.3	41.2
Gravedad Específica a 15.6°C	0.8189	0.8193
Punto de Inflamación, °C	-6	-5
Color Saybolt	3.0	3.0
Sal Lb/Mb	0.30	0.50
Agua y Sedim. % Vol	0.05	0.05
Destilación, °C		
Punto inicial de ebullición	77	77
10 % recuperado a	113	121
20 % recuperado a	129	137
30 % recuperado a	132	150
40 % recuperado a	159	167
50 % recuperado a	177	184
60 % recuperado a	198	200
70 % recuperado a	221	224
80 % recuperado a	239	241
90 % recuperado a	258	264
Punto final de ebullición	296	298

NOTAS

1. Los productos son inflamables a temperatura ambiente.
2. Los productos son 99.95 % hidrocarburos y 0.05 % de sedimentos.
3. Estan compuestos aproximadamente por 40 % de gasolina pesada y 60 % de kerosene.

TABLA N° 7

ESTIMADOS DE RESERVAS DE GAS

METODO	GAS IN SITU (MMMPC)	RESERVAS DE GAS <u>(MMMPC)</u>
P/Z vs.Gp	17.00	12.00
Balance de Materiales	21.42	15.00
Flujo Extendido	18.14	12.69

TABLA N° 8

PRONOSTICO DE PRODUCCION
CASO SUMINISTRO 5.0 MMPCD

TIEMPO AÑOS	P. EST. PSIA	AOF MMPCD	QMAX MMPCD	Q_RX MMPCD	Gp MMPC	Pwf PSI	THP PSI	Z	C MMSCFD/PSI * 10 ⁻⁵
0.4	3113	30.9	28.5	5.0	688	2884	2554	0.8943	0.941
0.8	2963	28.9	26.8	5.0	1397	2728	2414	0.8899	0.960
1.2	2813	26.9	25.0	5.0	2127	2572	2274	0.8863	0.992
1.6	2663	24.9	23.2	5.0	2877	2414	2133	0.8835	1.017
2.0	2513	22.9	21.5	5.0	3646	2254	1991	0.8817	1.042
2.4	2363	20.9	19.7	5.0	4433	2093	1848	0.8809	1.067
2.9	2213	19.0	17.9	5.0	5235	1930	1703	0.8812	1.091
3.3	2063	17.0	16.1	5.0	6049	1763	1556	0.8825	1.116
3.8	1913	15.1	14.3	5.0	6875	1593	1405	0.8849	1.139
4.2	1763	13.2	12.6	5.0	7707	1418	1249	0.8885	1.162
4.7	1613	11.4	10.9	5.0	8543	1236	1087	0.8931	1.184
6.6	1463	9.7	9.3	2.4	9380	1287	1140	0.8989	1.206
7.6	1313	8.0	7.8	2.0	10214	1155	1024	0.9057	1.227
8.9	1163	6.5	6.3	1.6	11042	1023	909	0.9135	1.247
10.4	1013	5.1	5.0	1.3	11862	891	792	0.9222	1.268

CASO RATE DE PROD = 25% A.O.F.

TIEMPO AÑOS	P. EST. PSIA	AOF MMPCD	QMAX MMPCD	Q_RX MMPCD	Gp MMPC	Pwf PSI	THP PSI	Z	C MMSCFD/PSI * 10 ⁻⁵
0.5	3113	30.9	28.5	7.7	688	2738	2419	0.8943	0.941
0.7	2963	28.9	26.8	7.2	1397	2606	2302	0.8899	0.966
1.0	2813	26.9	25.0	6.7	2127	2475	2185	0.8863	0.992
1.4	2663	24.9	23.2	6.2	2877	2343	2068	0.8835	1.017
1.7	2513	22.9	21.5	5.7	3646	2211	1951	0.8817	1.042
2.1	2363	20.9	19.7	5.2	4433	2079	1835	0.8809	1.067
2.5	2213	19.0	17.9	4.7	5235	1947	1719	0.8812	1.091
3.0	2063	17.0	16.1	4.2	6049	1815	1603	0.8825	1.116
3.6	1913	15.1	14.3	3.8	6875	1683	1487	0.8849	1.139
4.2	1763	13.2	12.6	3.3	7707	1551	1371	0.8885	1.162
5.0	1613	11.4	10.9	2.9	8543	1419	1256	0.8931	1.184
5.9	1463	9.7	9.3	2.4	9380	1287	1140	0.8989	1.206
6.9	1313	8.0	7.8	2.0	10214	1155	1024	0.9057	1.227
8.1	1163	6.5	6.3	1.6	11042	1023	909	0.9135	1.248
9.7	1013	5.1	5.0	1.3	11862	891	792	0.9232	1.268

RELACION DE FIGURAS

<u>Nº</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1	Mapa de ubicación - Lote Z1.
2	Mapa de las Cuencas del Norte del Perú.
3	Mapa de ubicación de pozos - Lote Z1.
4	Columna Estratigráfica Generalizada
5	Esquema de equipo de prueba
6	Prueba Flow After Flow (Convencional)
7a	Prueba Isocronal - Diagramas de Regímenes de Flujo y Presión
7b	Prueba Isocronal - Curvas de Deliverabilidad
7c	Prueba Isocronal - Coeficiente de Performance
8	Prueba Isocronal Modificada
9	Secuencia de Pruebas de Presión-Producción
10	Secuencia Prueba Isocronal Modificada
11A	Análisis Prueba Isocronal Modificada - Método Rawlins y Shellhardt
11B	Curva de Deliverabilidad.
12	Análisis Prueba Isocronal Modificada - Método Jones-Blount-Glaze
13	Análisis Prueba Isocronal Modificada - Método LIT
14A	Análisis Log-Log Primer Build Up
14B	Análisis Semilog Primer Build Up
15	Comportamiento de Presión-Tiempo - Flujo Extendido
16	Análisis Semilog Flujo Extendido
17	Análisis Cartesiano Flujo Extendido
18	Registro Compuesto ELAN
19	Análisis Log-Log Flujo Extendido
20	Análisis Log-Log Segundo Build up

N°	DESCRIPCION
21	Análisis Semilog Segundo Build up
22a	Determinación del Gas Insitu - Reservorios sin Intrusión ni Producción de Agua
22b	Determinación del Gas Insitu - Reservorios con Empuje de Agua
23	Determinación del Gas Insitu y Reservas - Método Curva de Declinación de Presión (P/Z)
24	Técnica de P/Z vs. Gp
25	Balance de Materiales
26	Pronóstico de Producción
27	Diagrama Estado Actual del Pozo

FIGURA N° 1

MAPA DE UBICACION - LOTE Z1

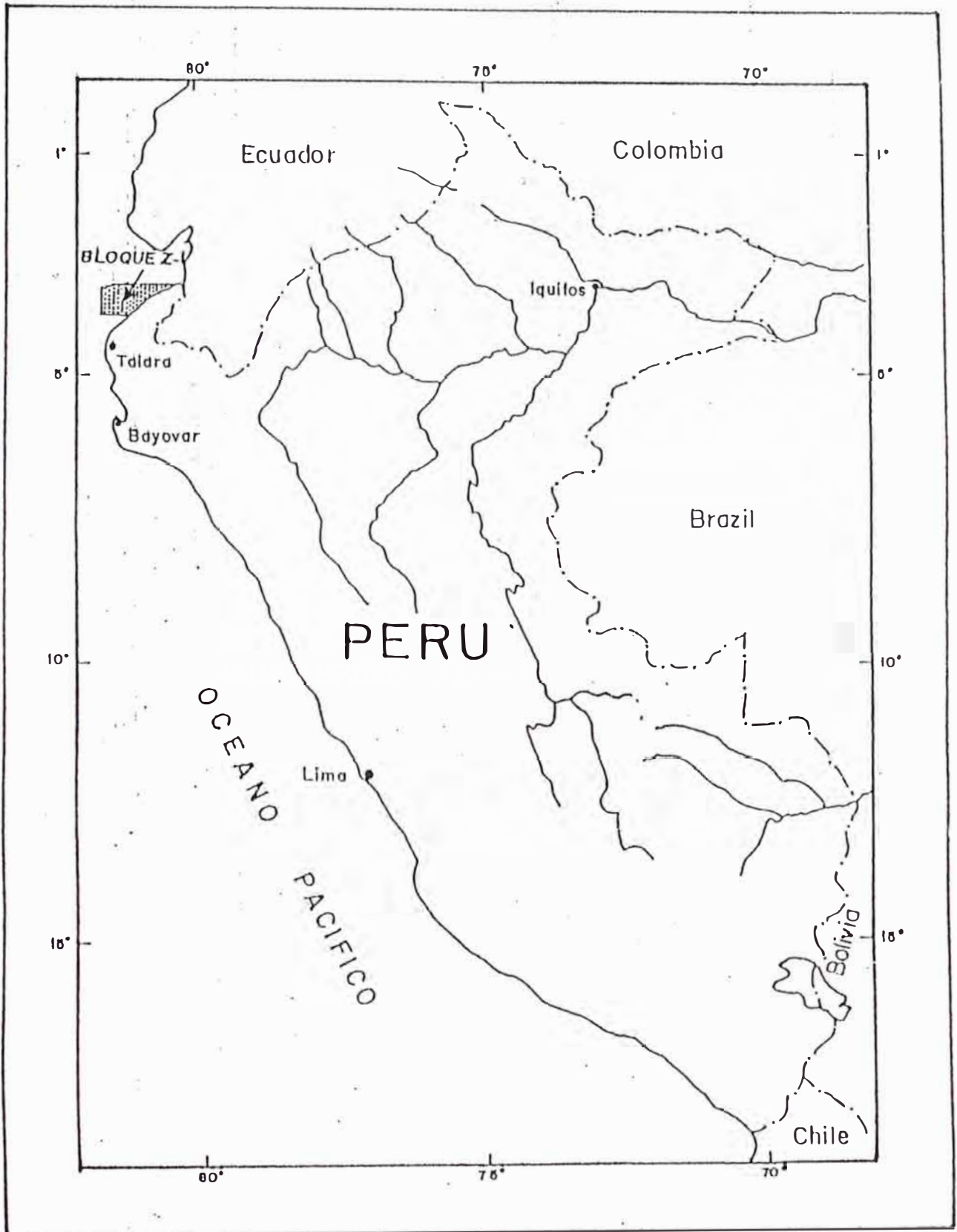


FIGURA N° 2

79° W.

MAPA DE LAS CUENCAS DEL NORTE DEL PERU

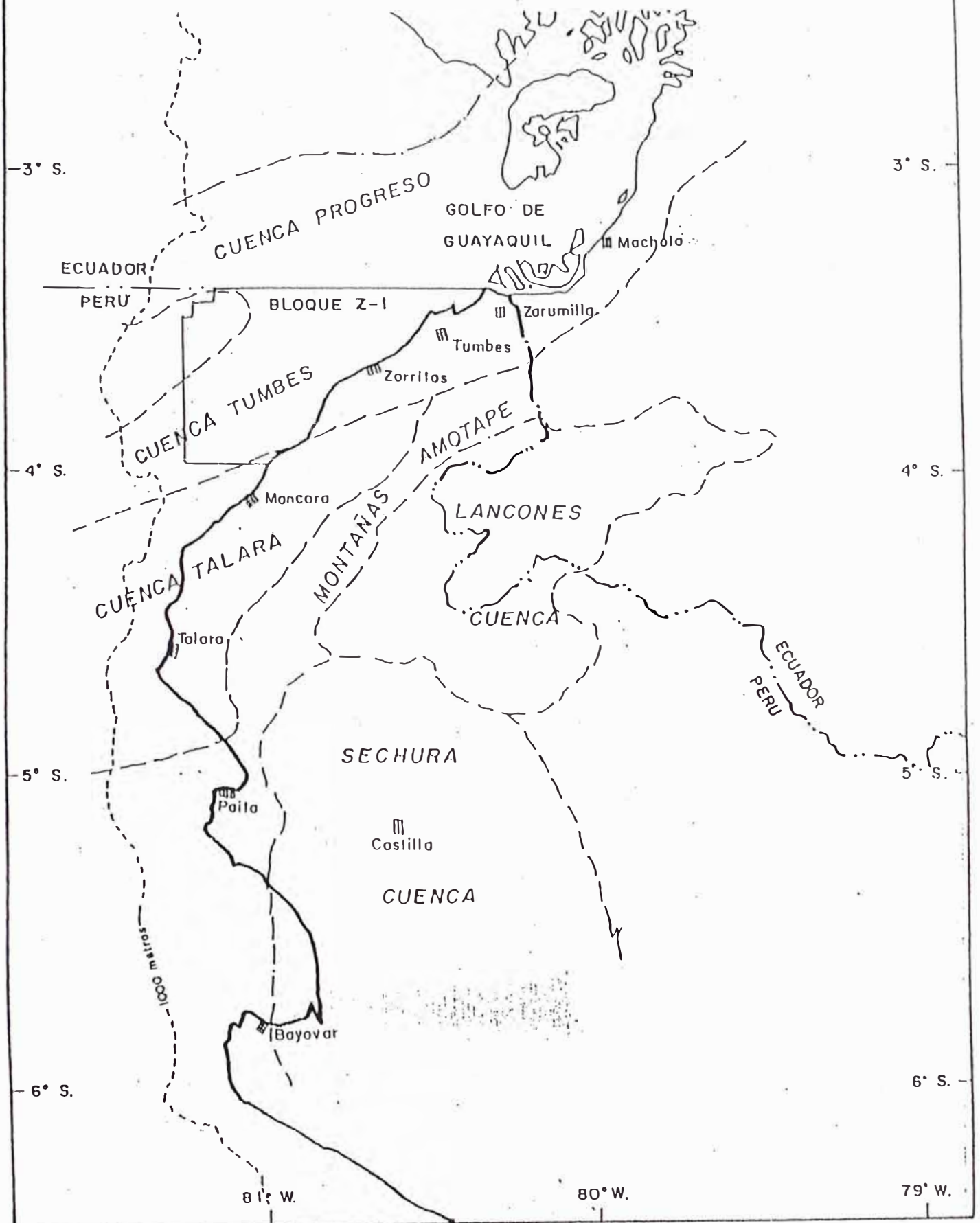


FIGURA N° 3

MAPA DE UBICACION DE POZOS - LOTE Z1

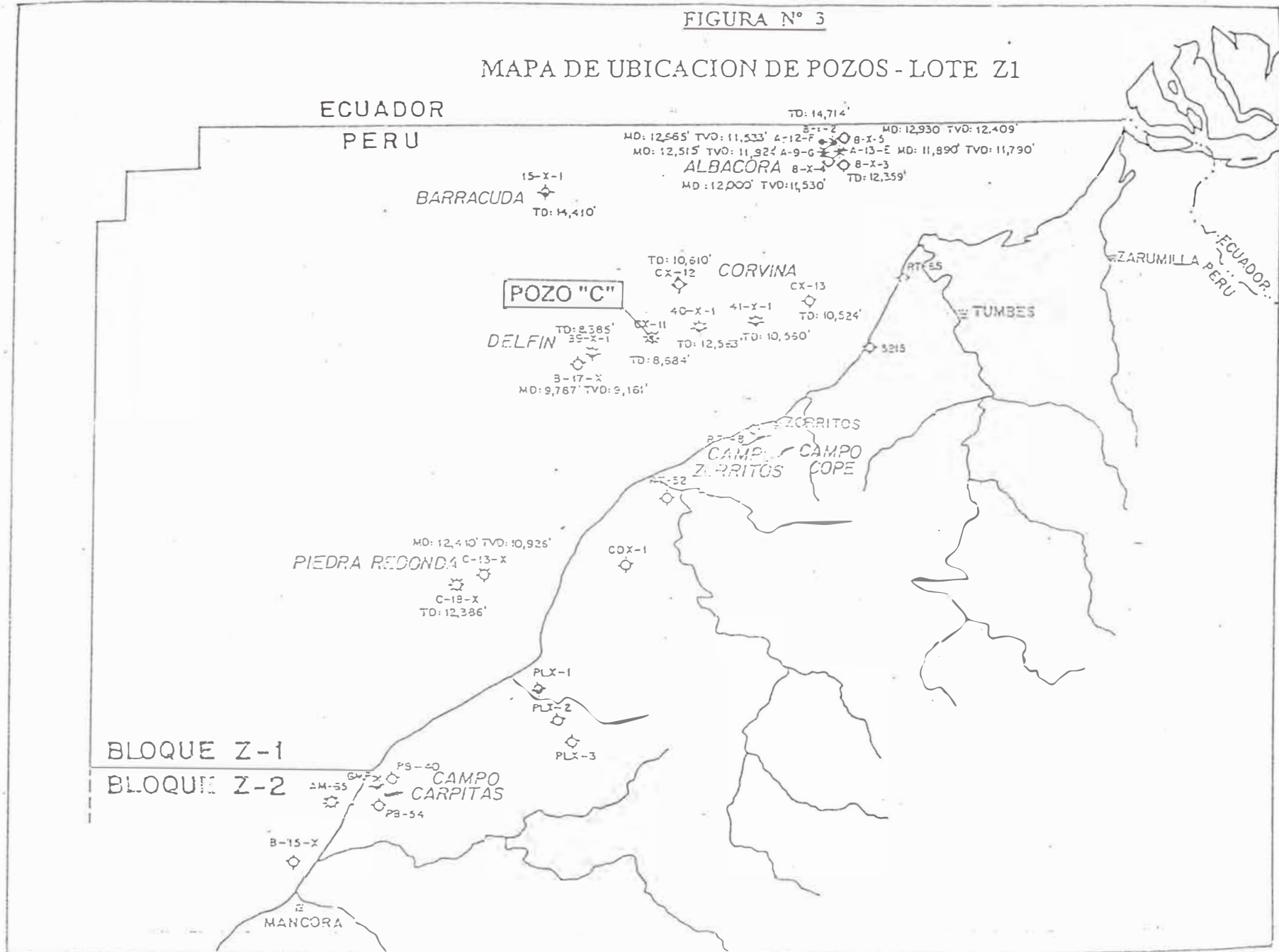


FIGURA Nº 4

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA

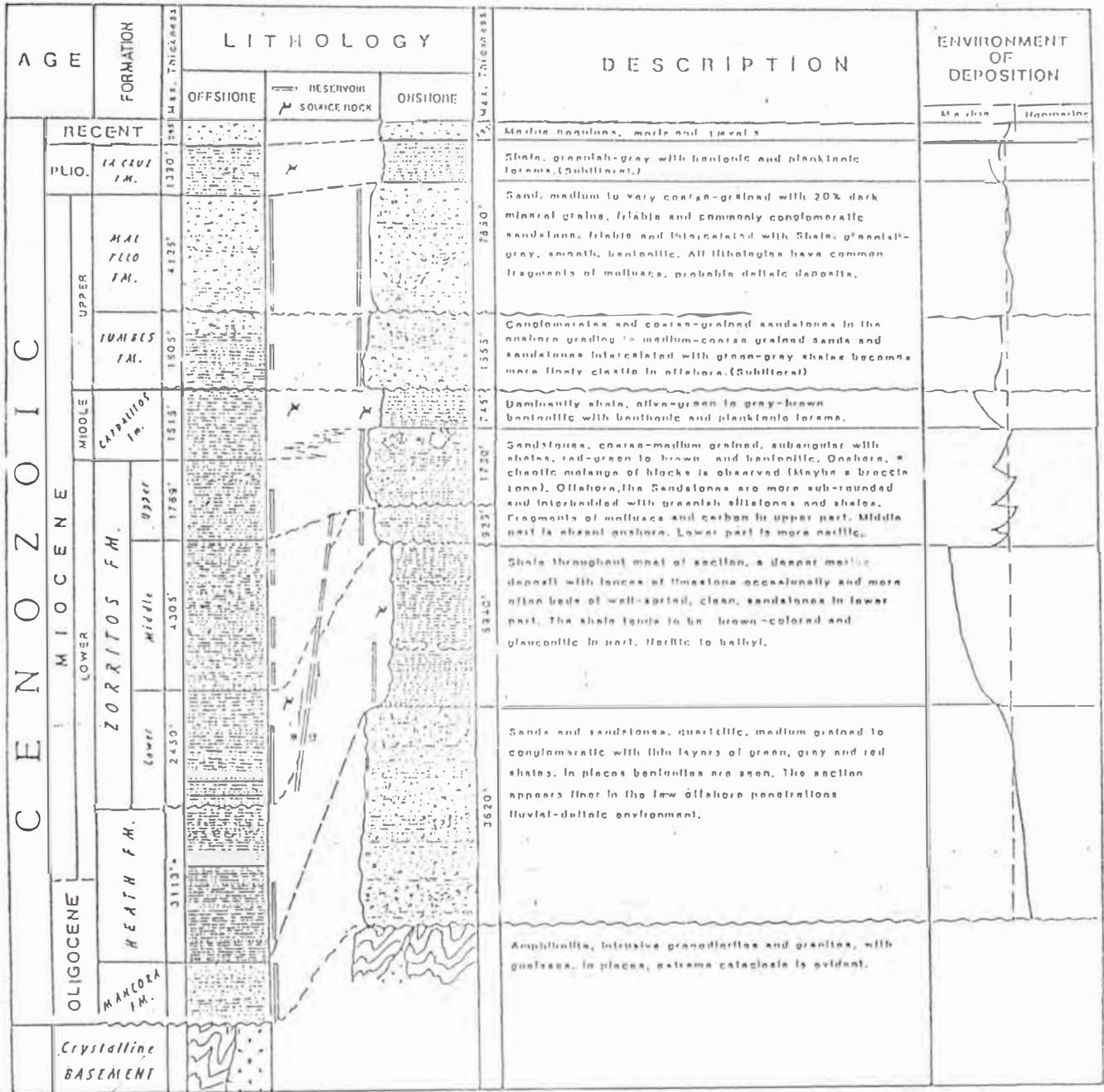
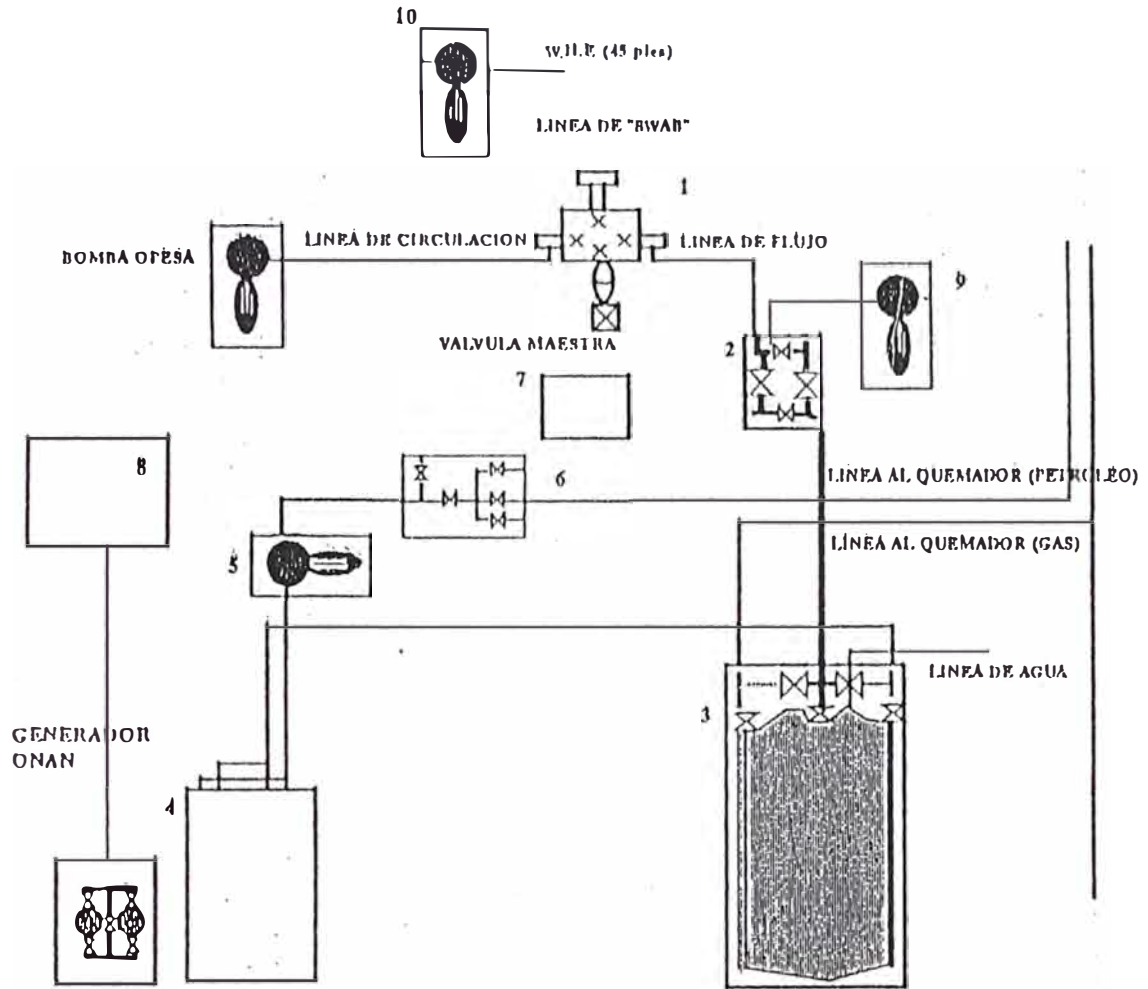


FIGURA N° 5

EQUIPO DE SUPERFICIE

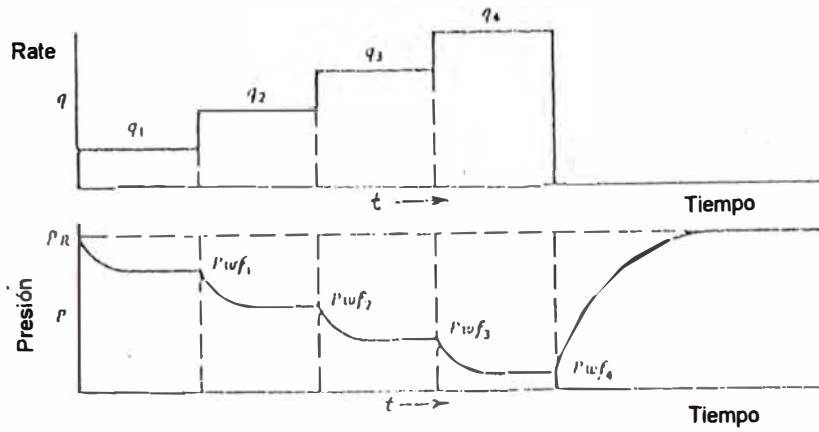


ITEM	DESCRIPCION DEL EQUIPO
------	------------------------

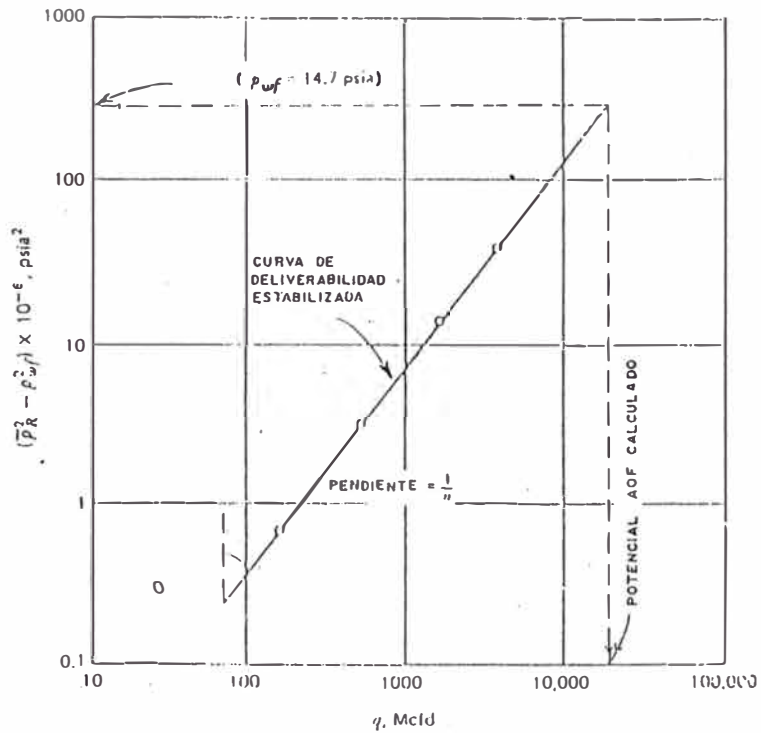
- 1 Cabeza de pozo
- 2 "Manifold" de campo
- 3 Separador
- 4 Medidor de Tanque
- 5 Bomba de transferencia
- 6 "Oil Manifold"
- 7 Unidad de Cable "Slick Line"
- 8 Laboratorio de prueba
- 9 Bomba para inyección de metanol
- 10 Bomba "Lincoln" (W.H.B.)

FIGURA N° 6

PRUEBA FLOW AFTER FLOW (CONVENCIONAL)



DIAGRAMAS DE REGIMENES DE FLUJO Y PRESION.



CURVA A P^2 vs. q

FIGURA N° 7a
 PRUEBA ISOCRONAL
 DIAGRAMAS DE REGIMENES DE FLUJO Y PRESION

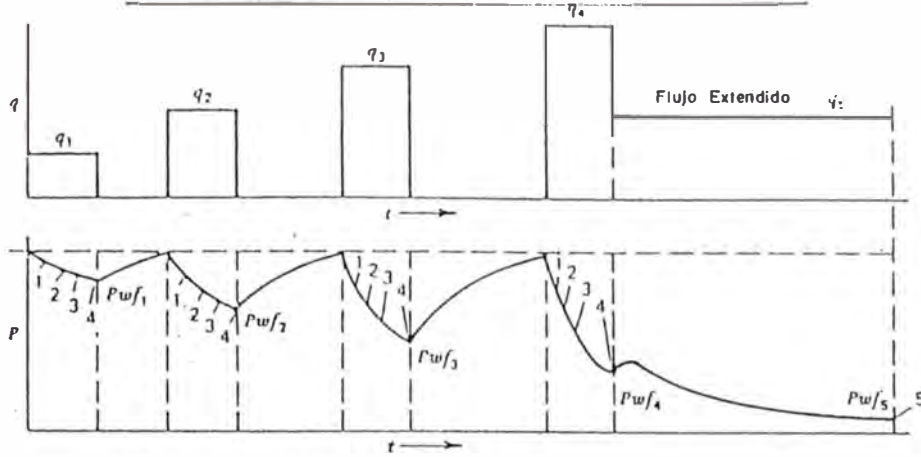


FIGURA N° 7b
 CURVAS DE DELIVERABILIDAD

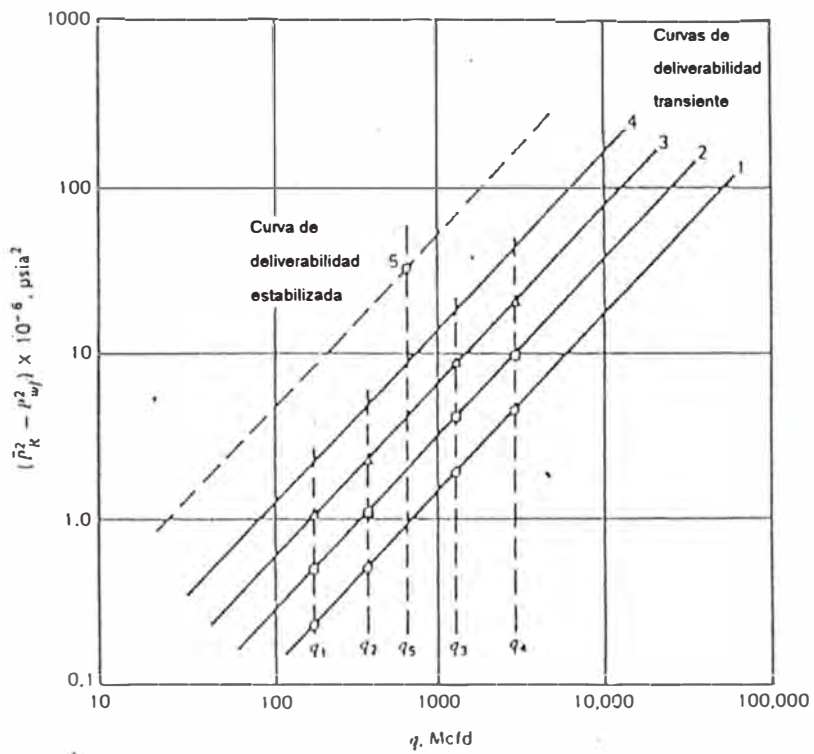


FIGURA N° 7c
 COEFICIENTE DE PERFORMANCE

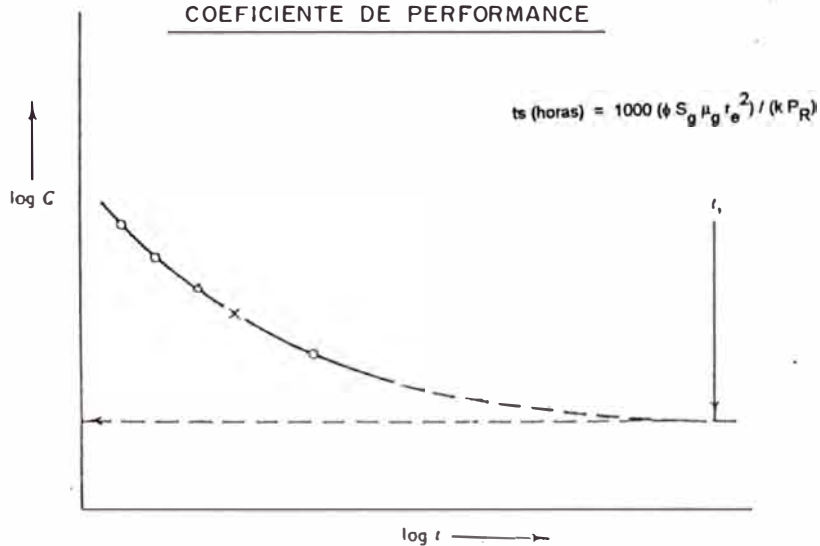
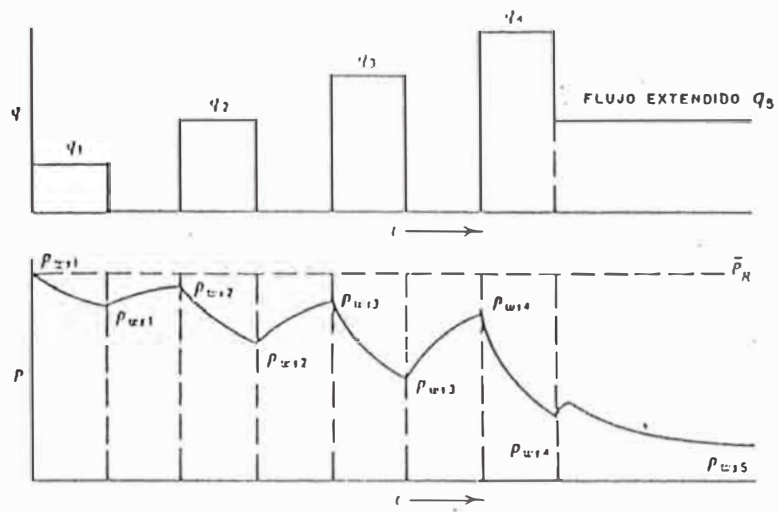


FIGURA N° 8
PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA



DIAGRAMAS DE REGIMENES DE FLUJO Y PRESION

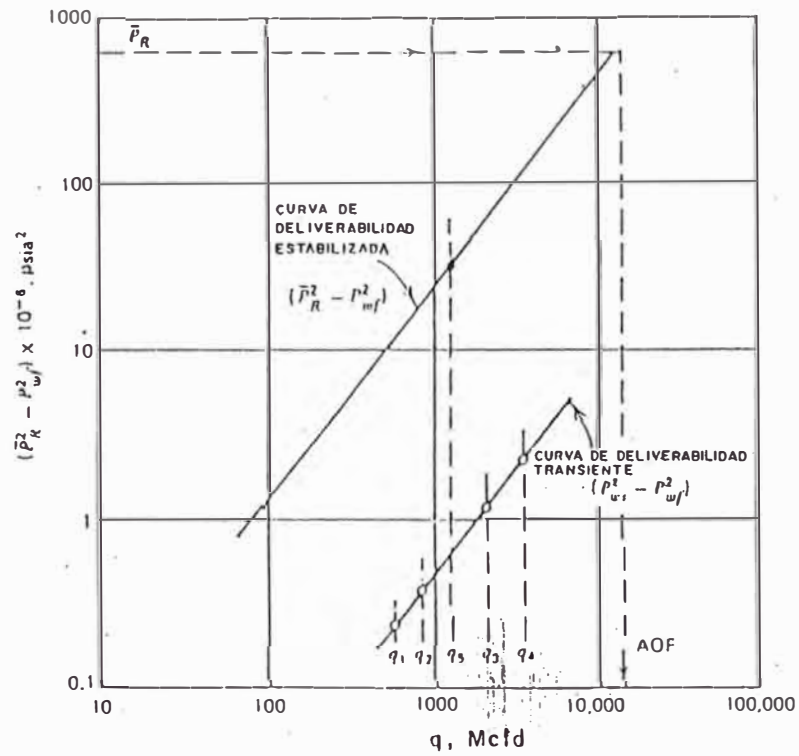


GRAFICO ΔP^2 vs q

FIGURA No 9

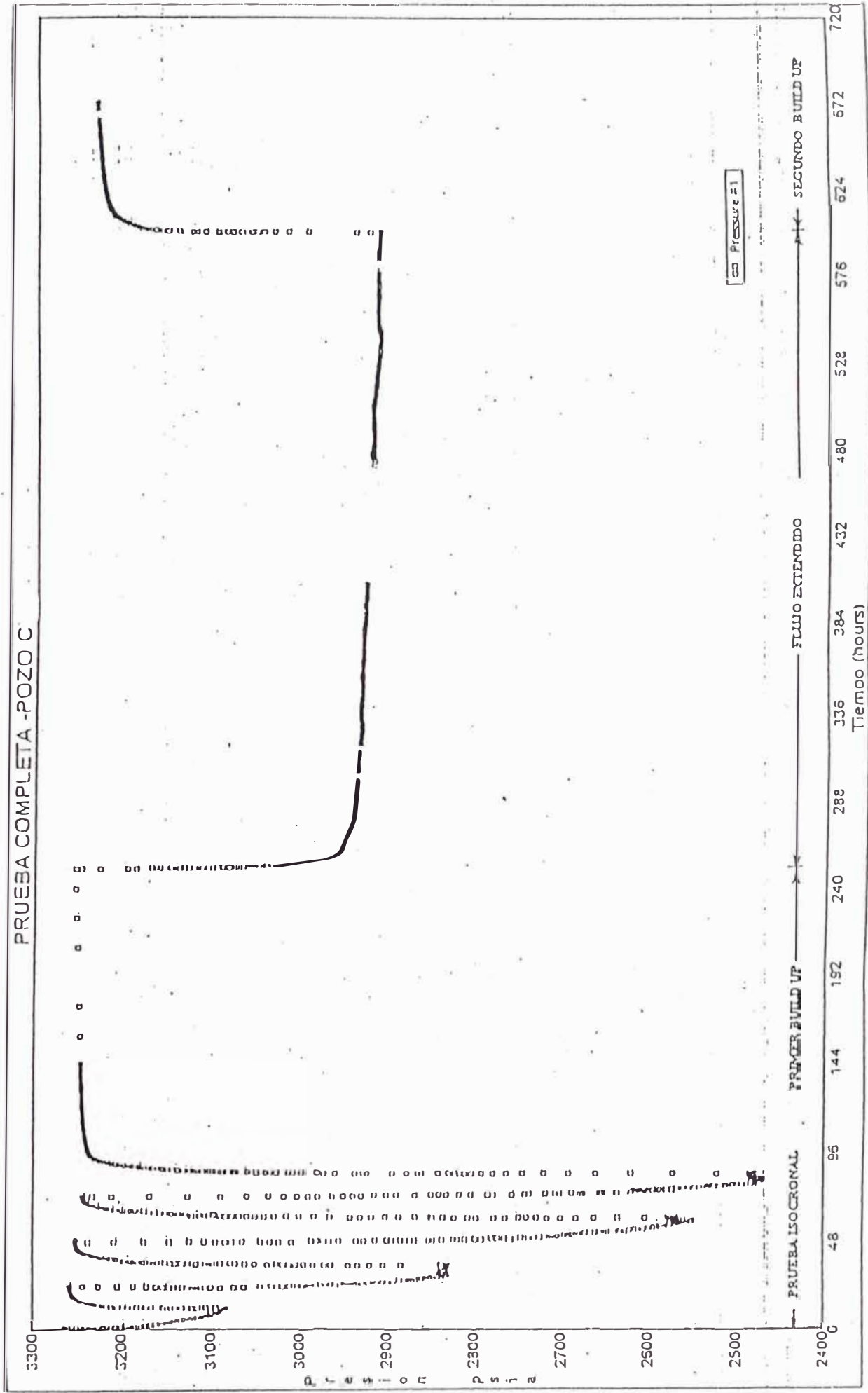


FIGURA No 10

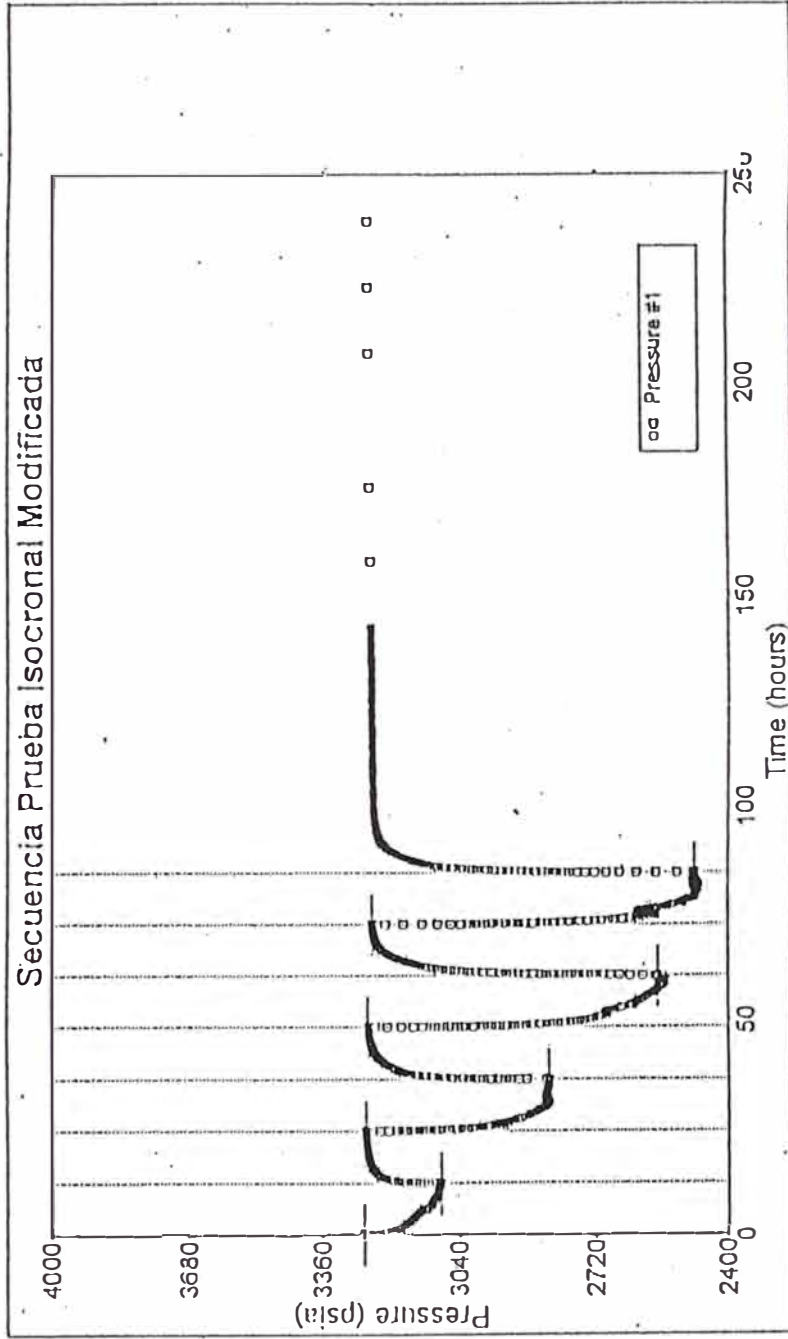


FIGURA No II A

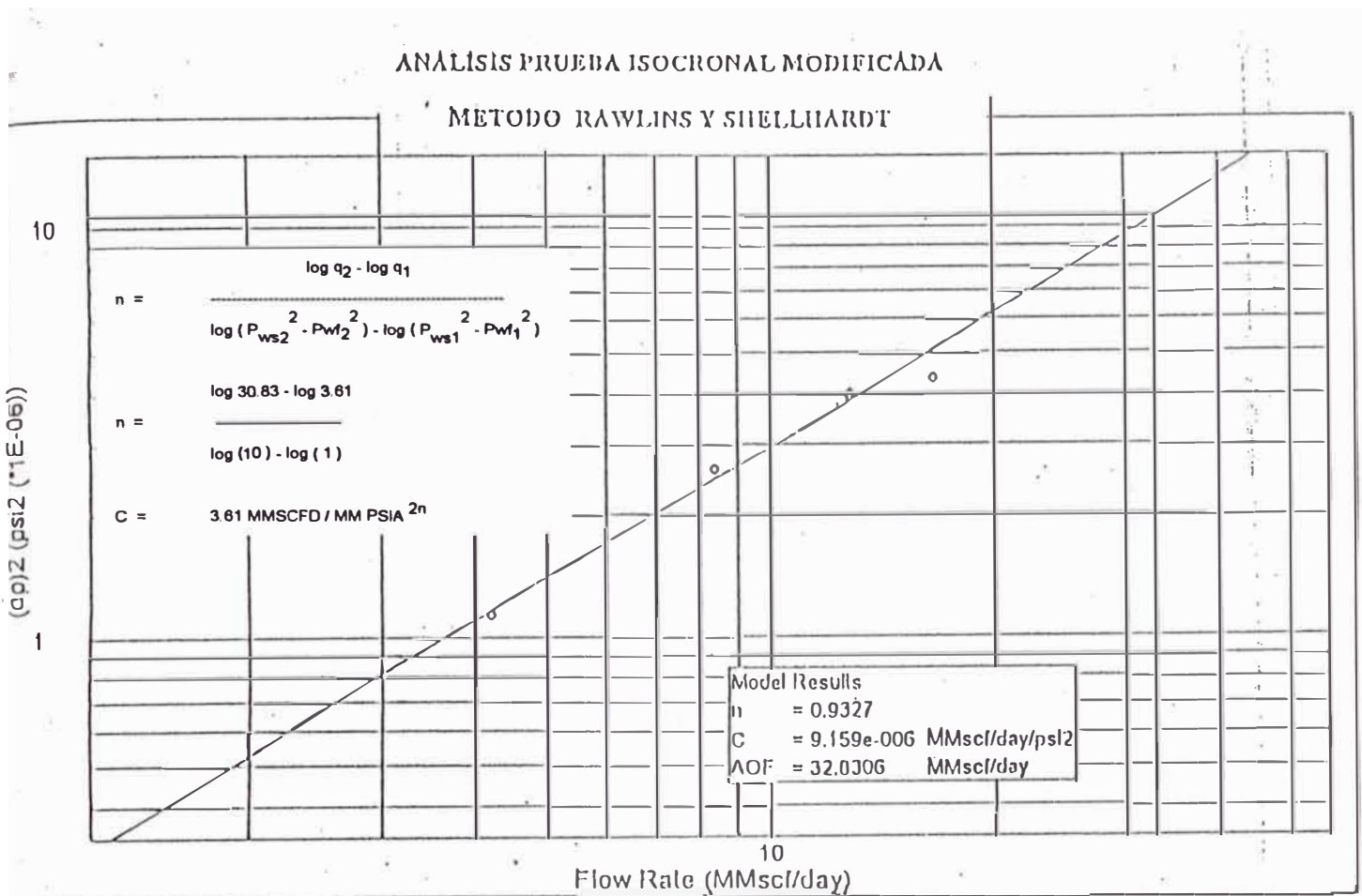


FIGURA No II B

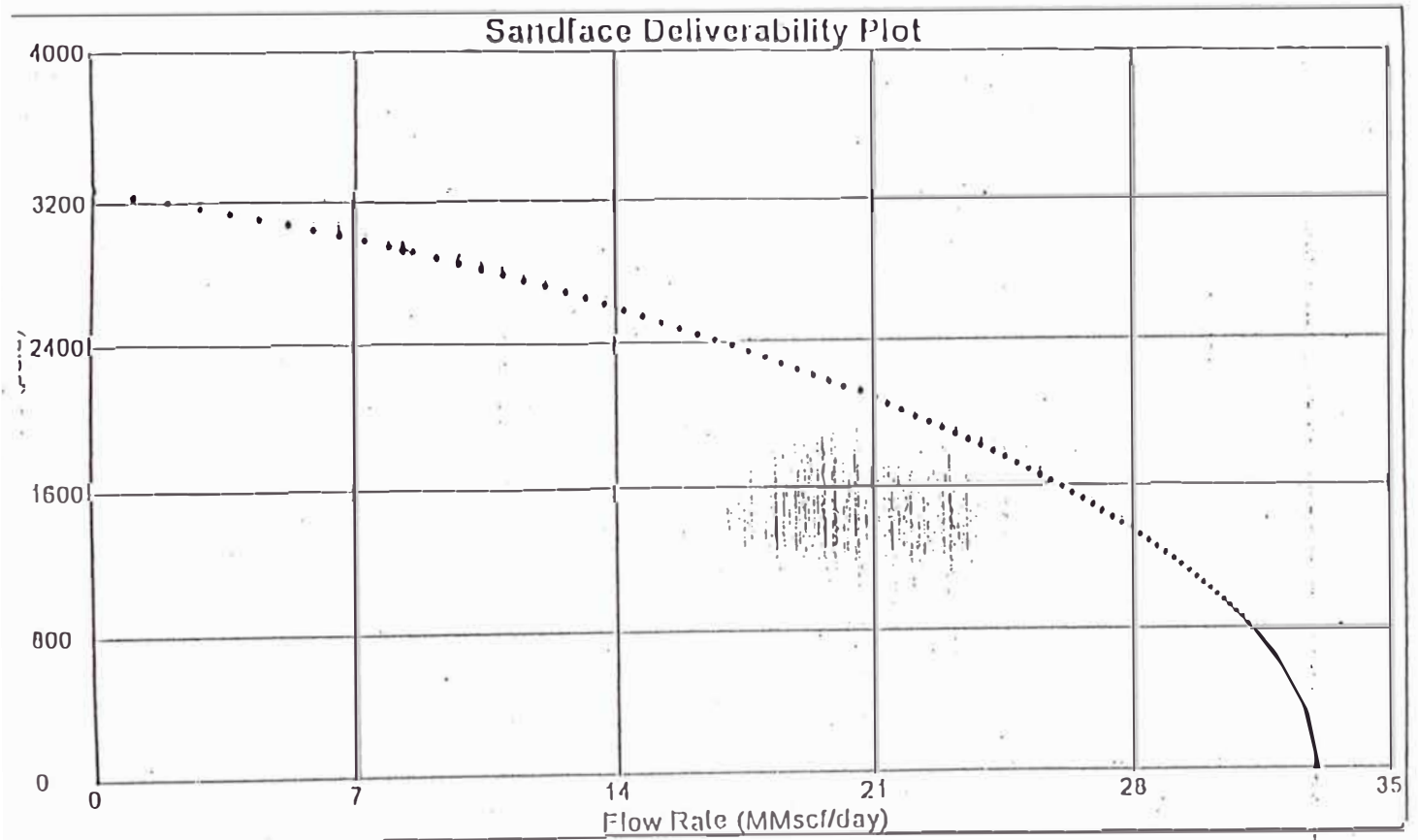


FIGURA No 12

ANALISIS PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA

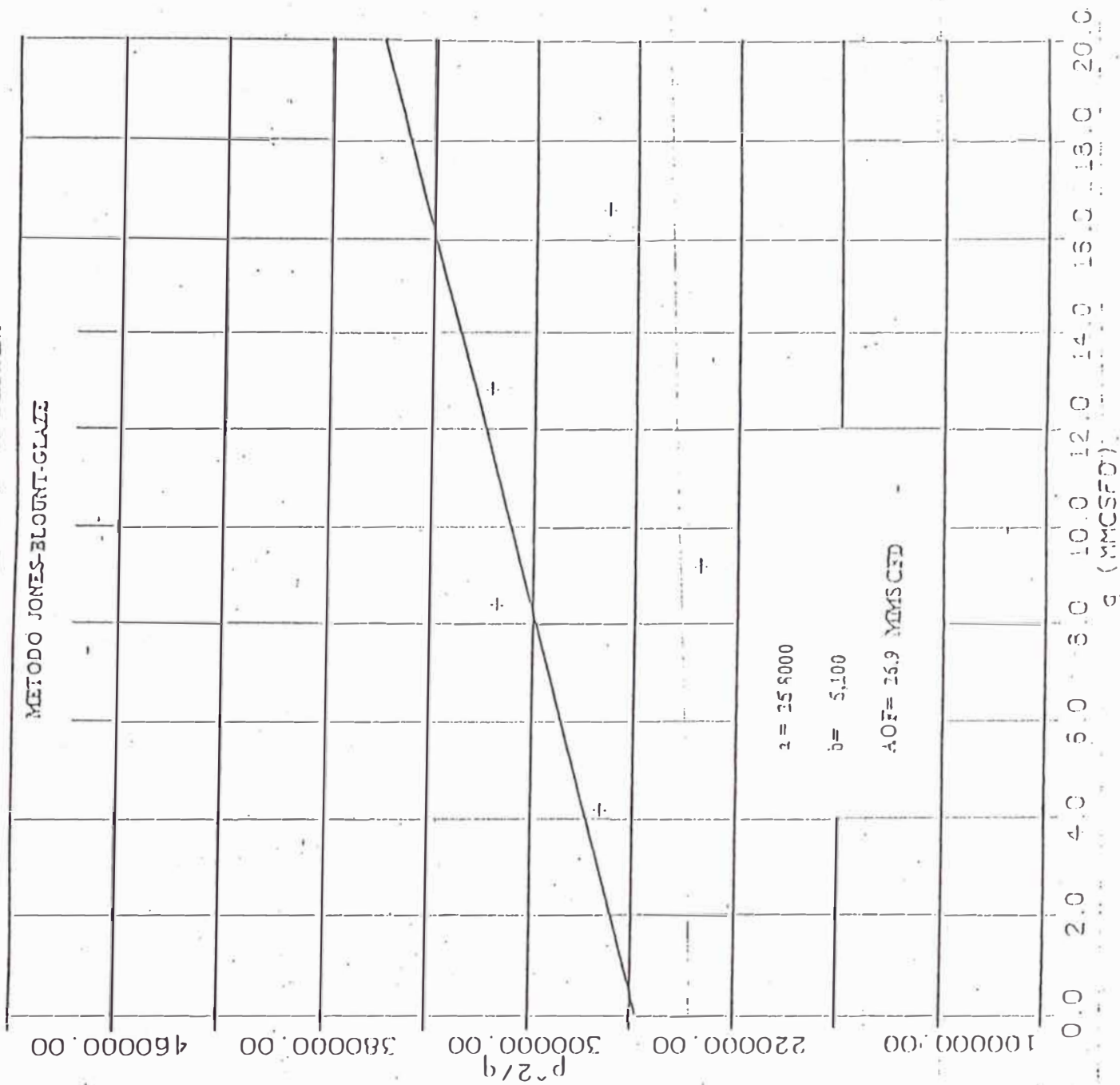


FIGURA No. 13

ANALISIS PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA

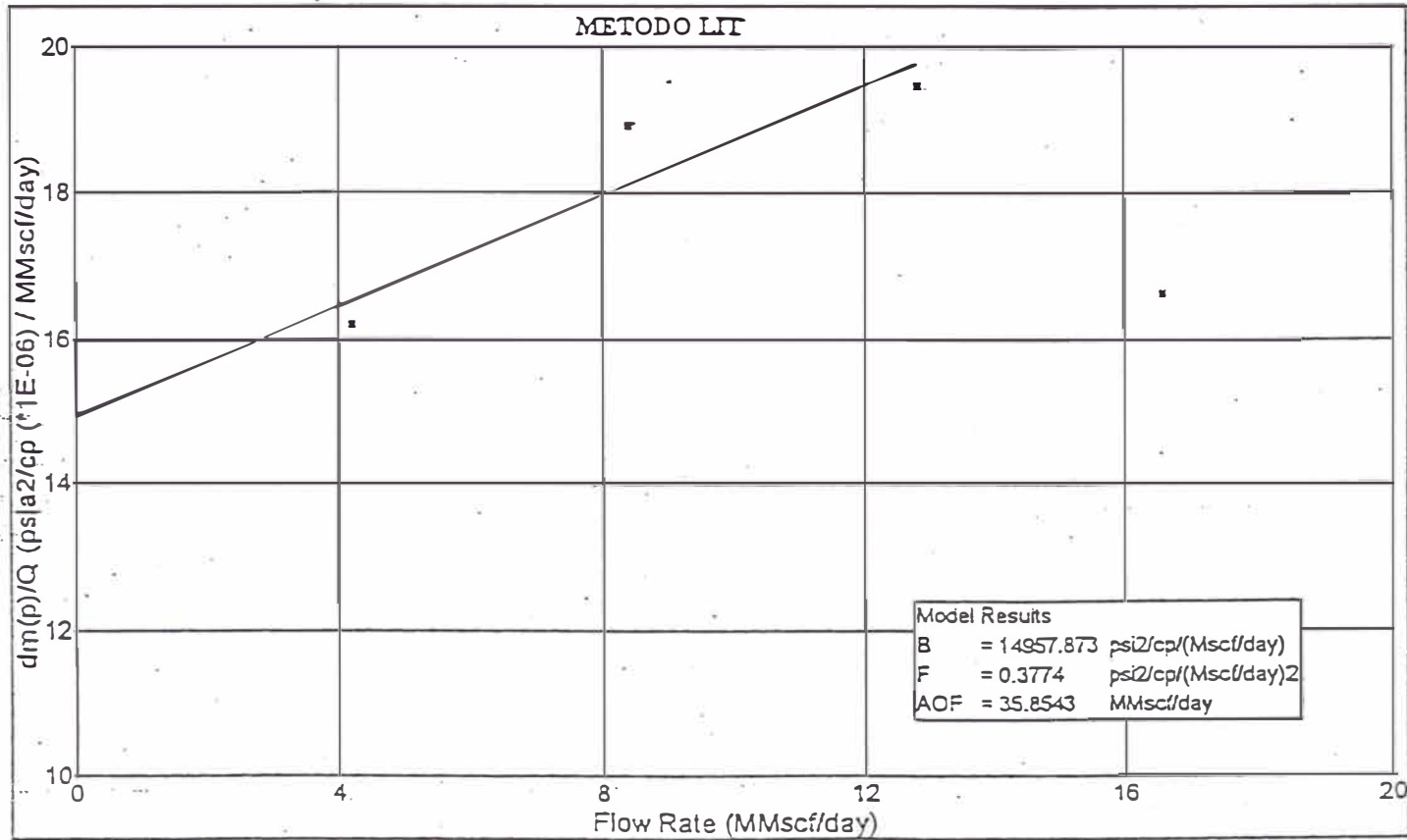


FIGURA No 14 A

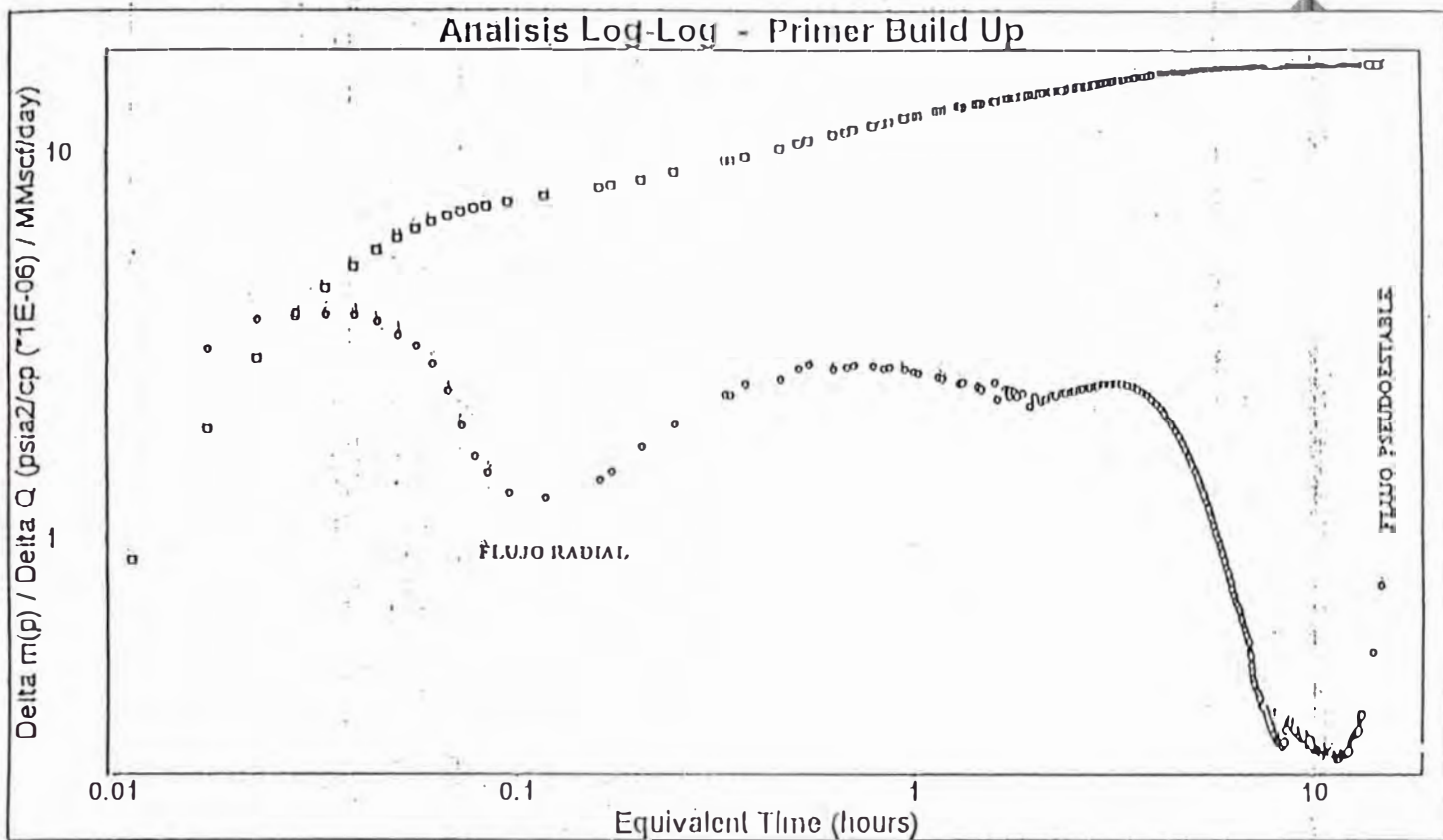


FIGURA No 14 B

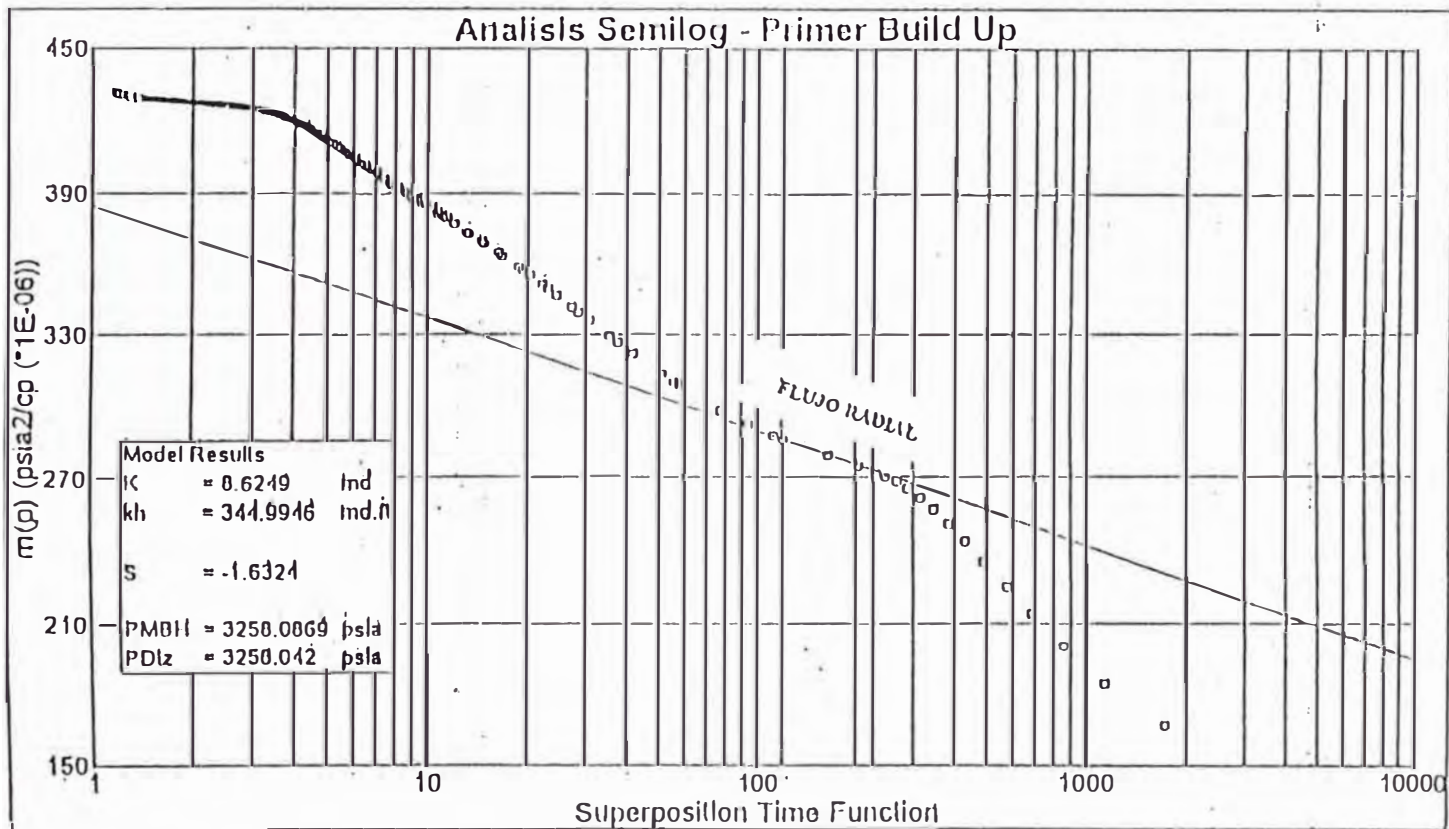


FIGURA N° 15

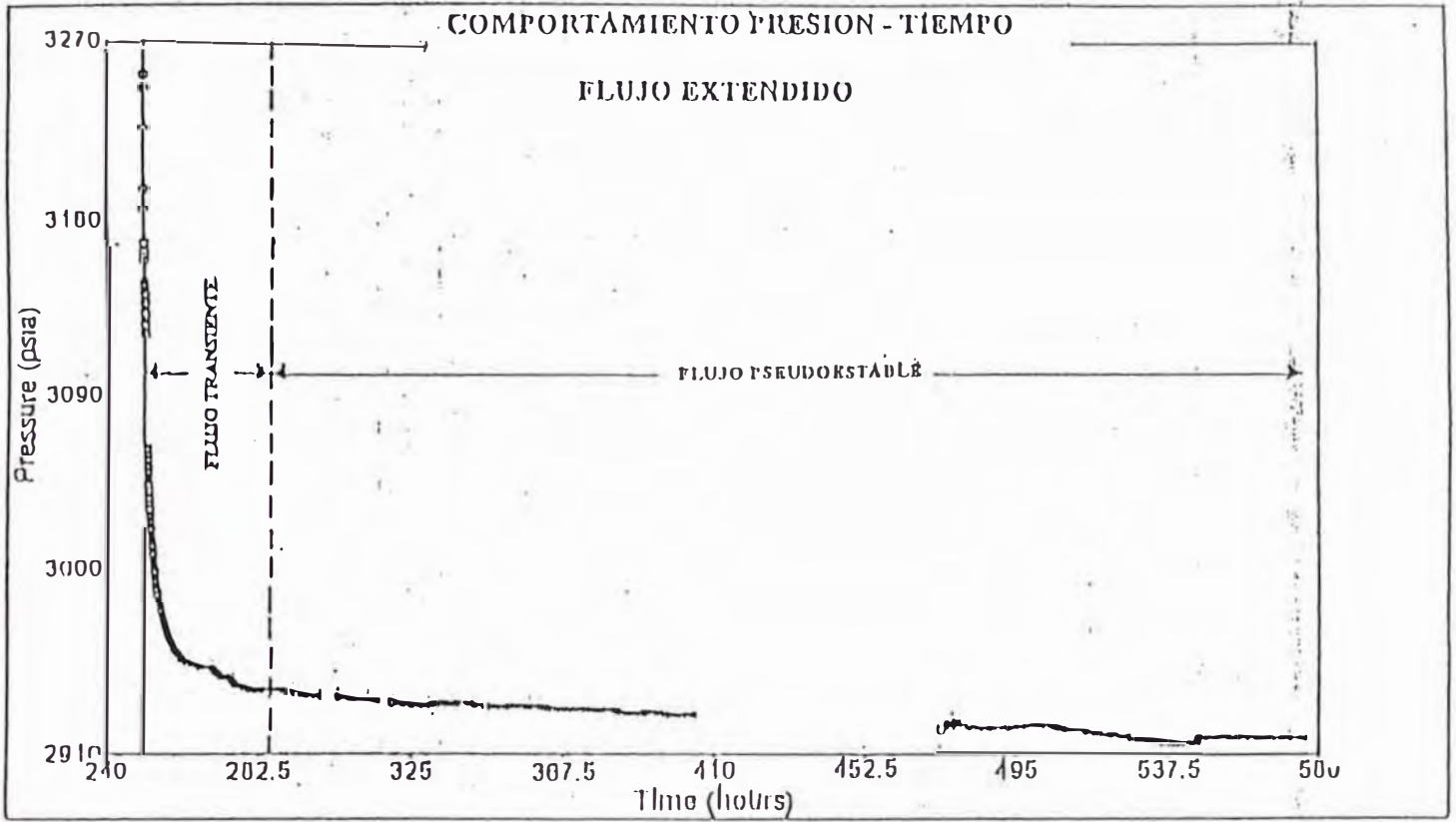


FIGURA N° 16

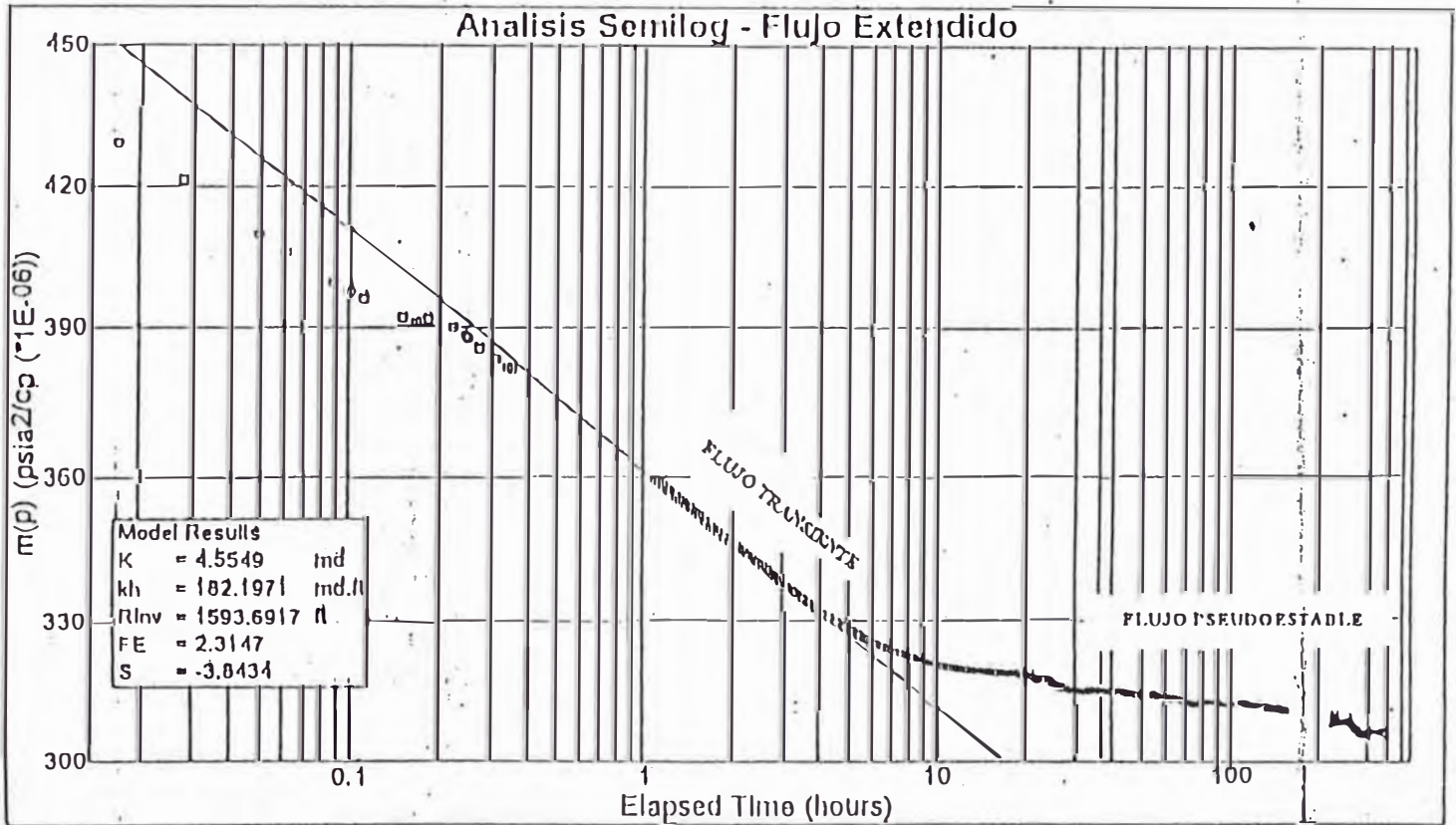


FIGURA No 17

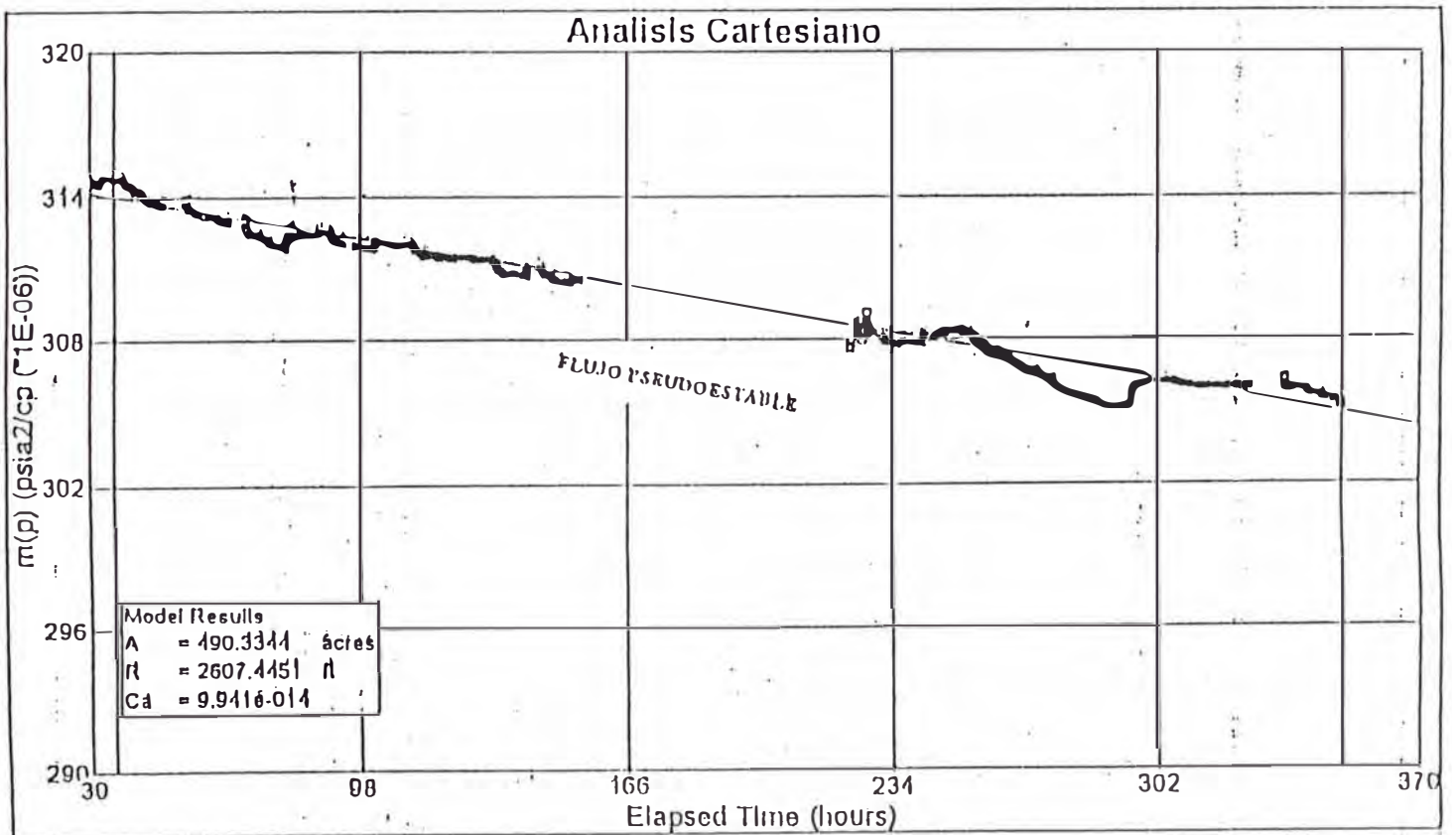
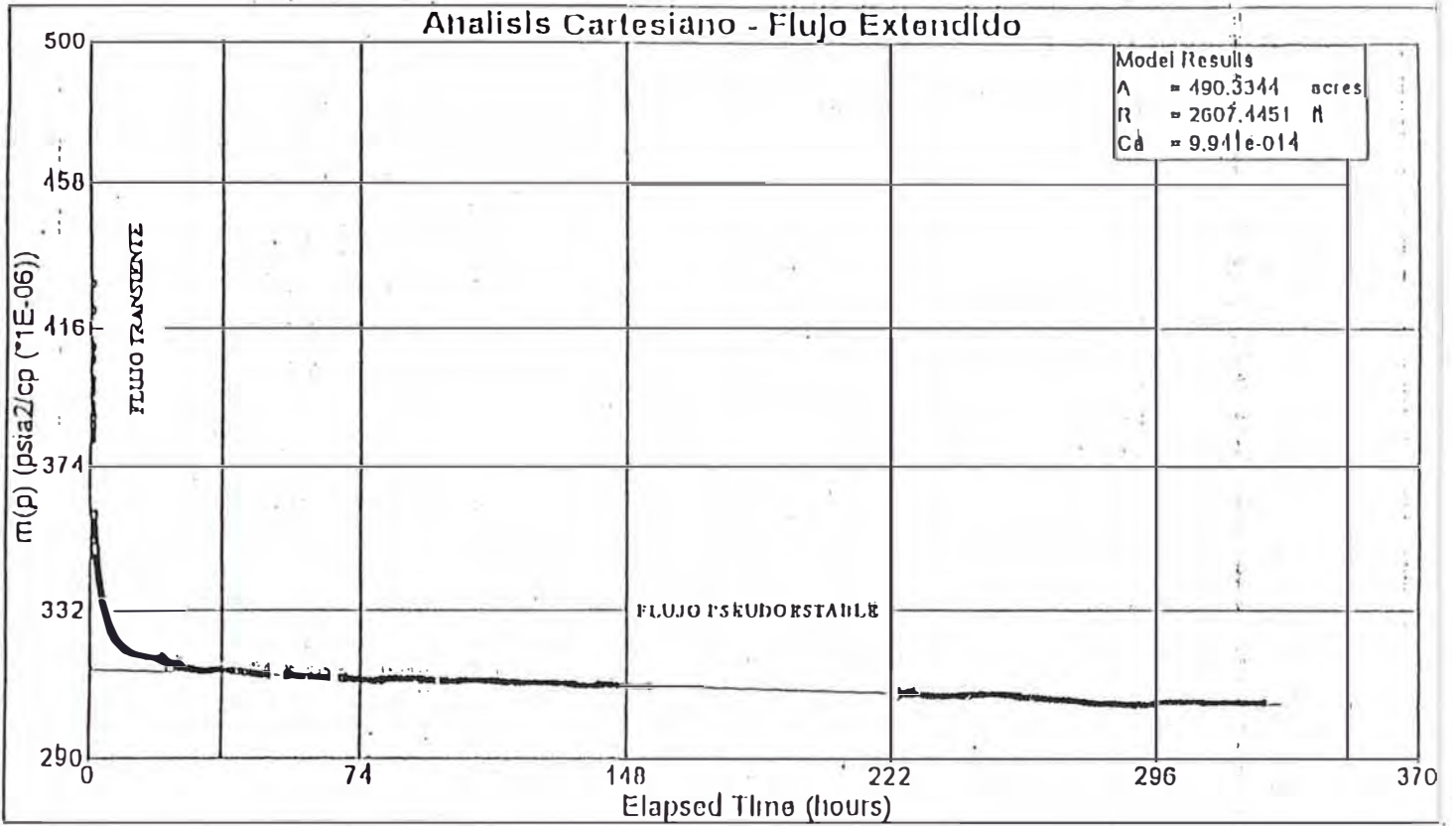


FIGURA Nº 18

FORMACION ZORRITOS

ELAN

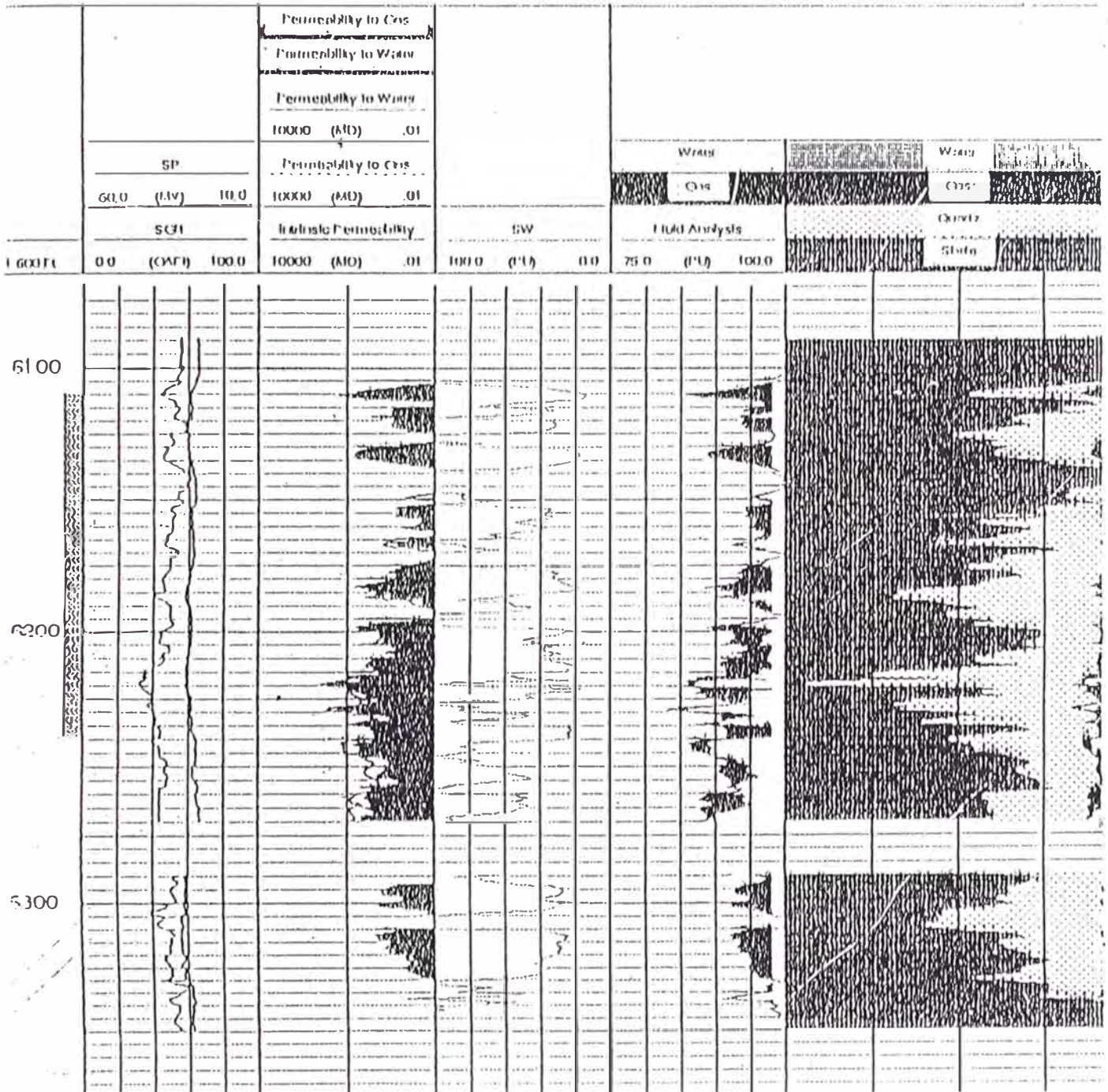


FIGURA No 19

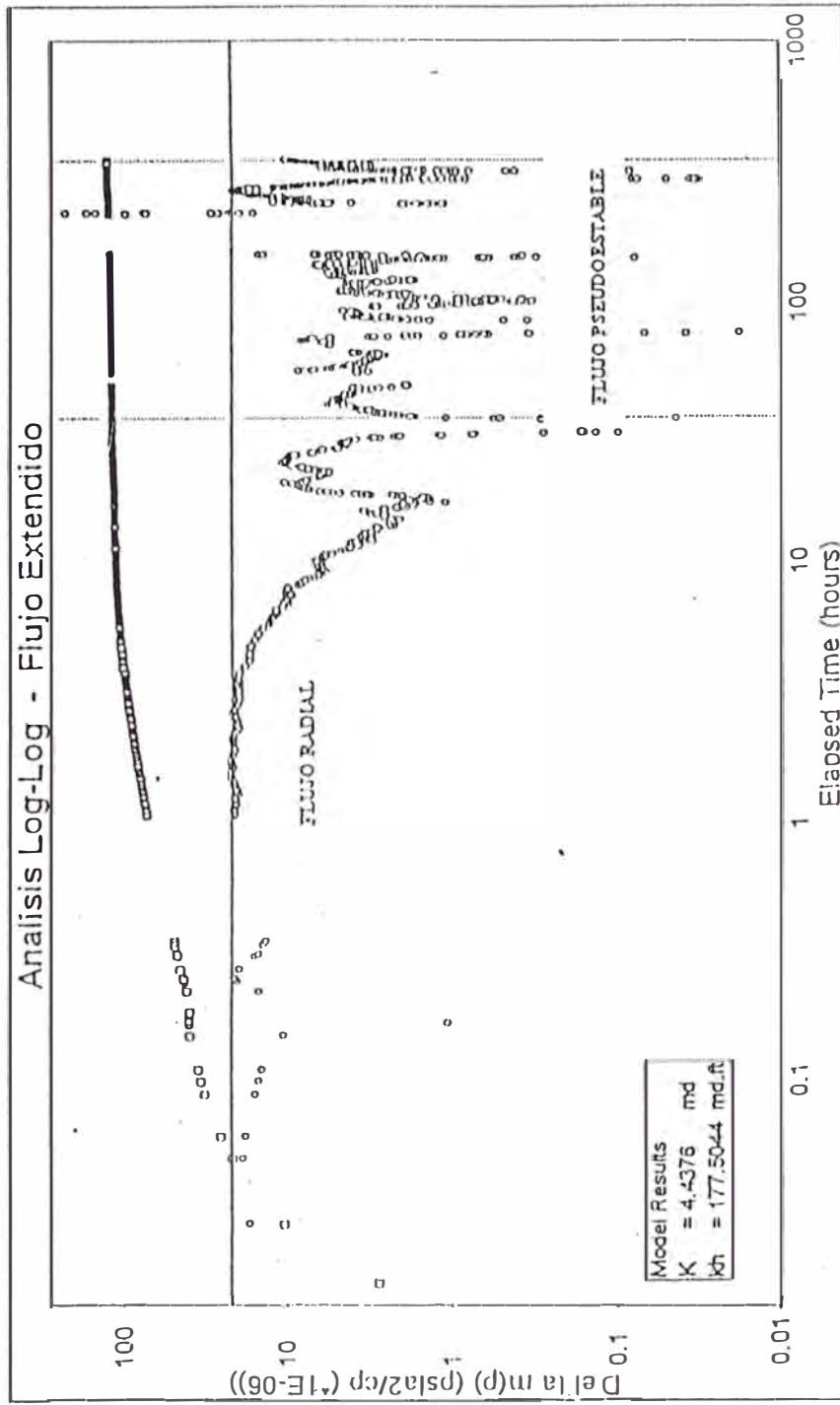


FIGURA No 20

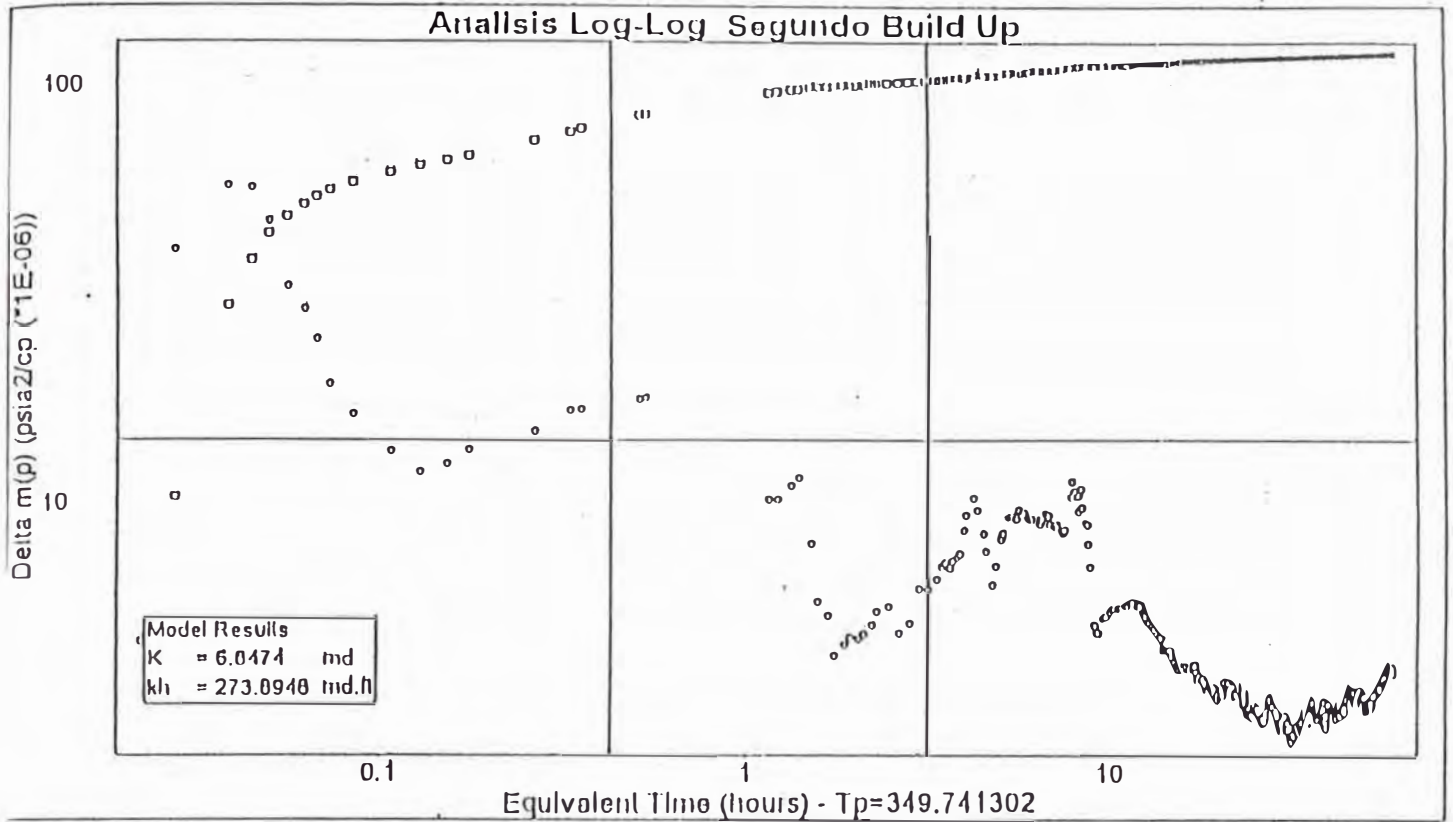


FIGURA No 21

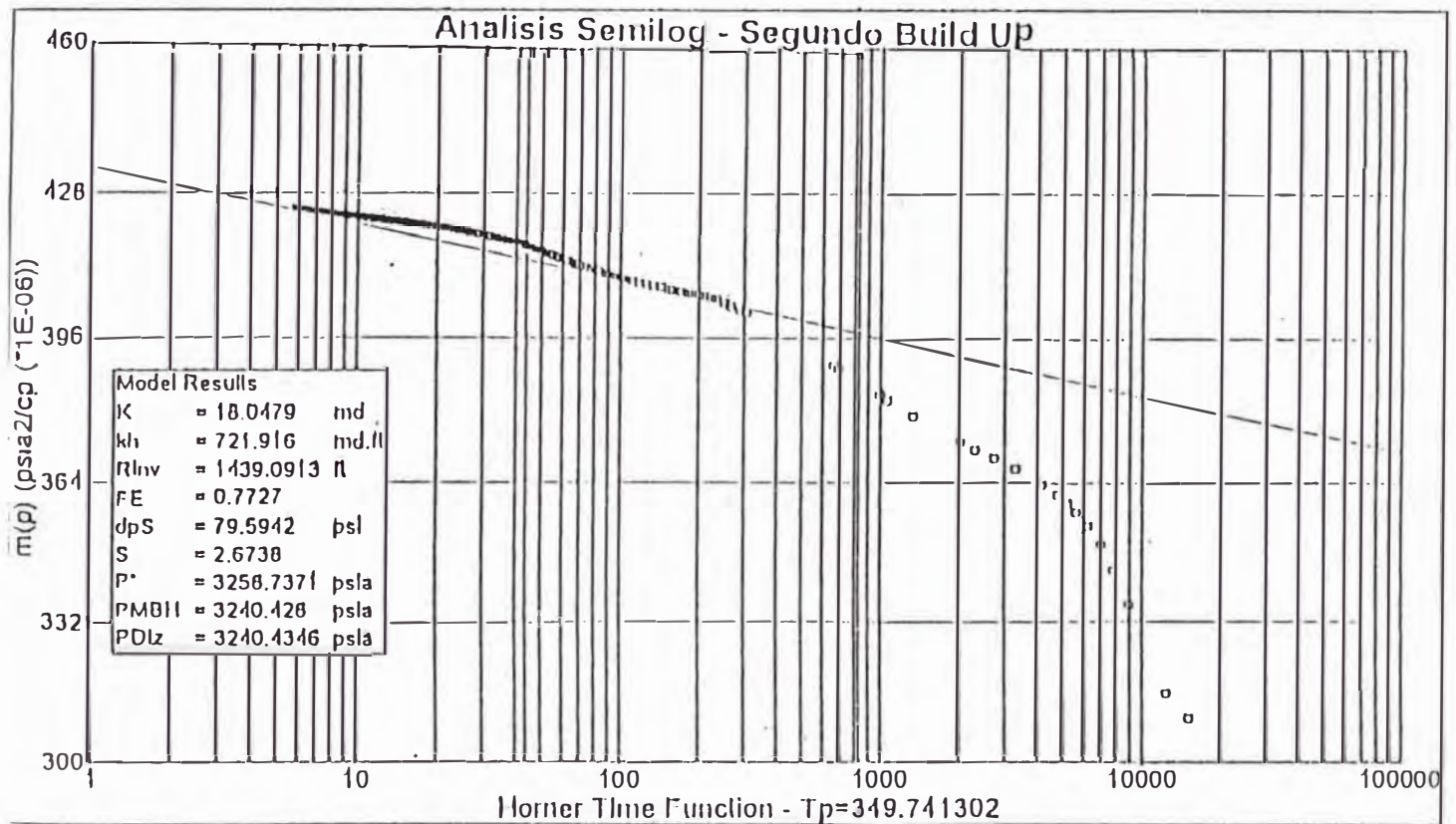


FIGURA N° 22 a

DETERMINACION GAS INSITU
RESERVORIOS SIN INTRUSION NI PRODUCCION DE AGUA

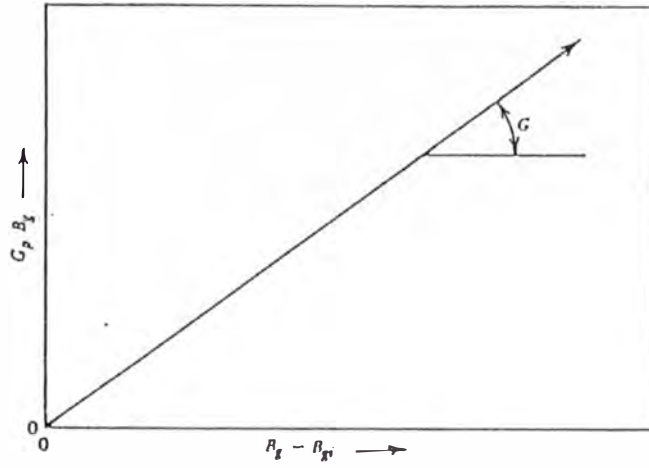


FIGURA N° 22 b

DETERMINACION DEL GAS INSITU
RESERVORIOS CON EMPUJE DE AGUA

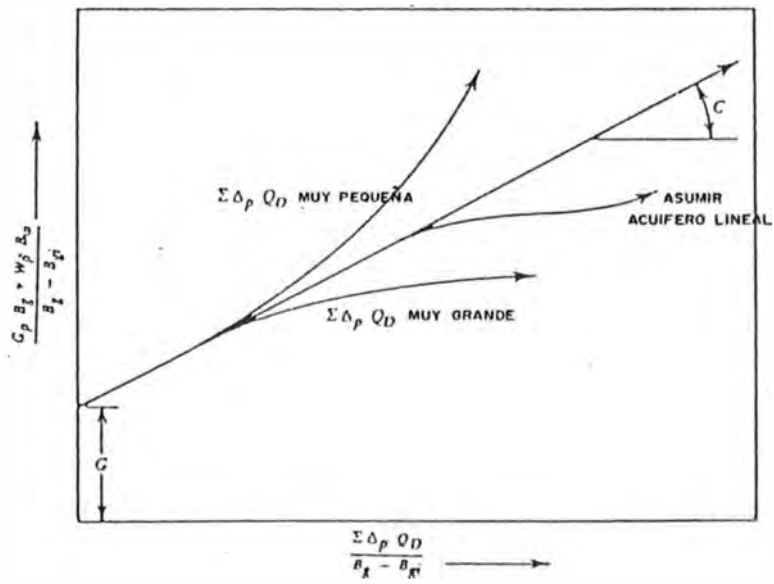


FIGURA N° 23

DETERMINACION DEL GAS INSITU Y RESERVAS
 METODO CURVA DECLINACION DE PRESION (P/Z).

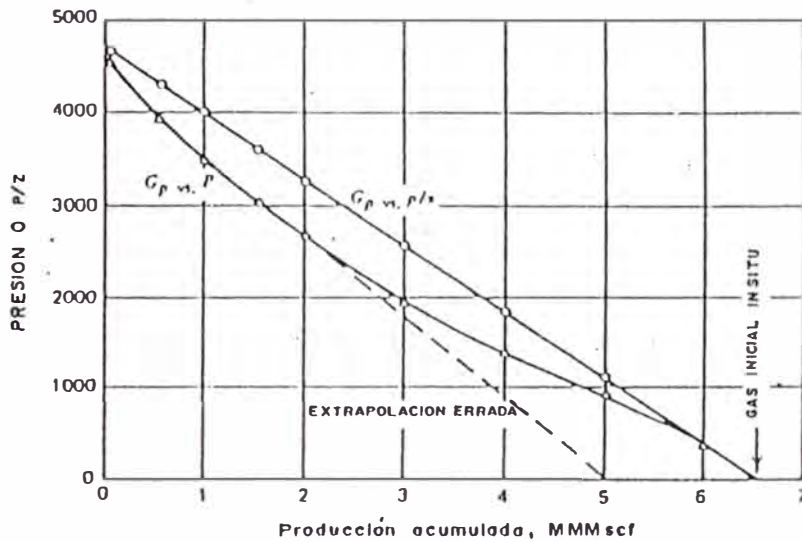
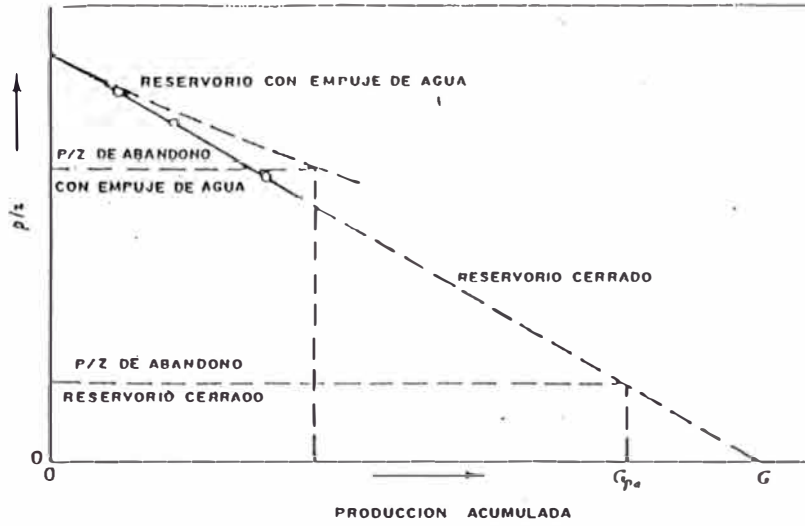


FIGURA N° 24
TECNICA DE P/Z Vs Gp

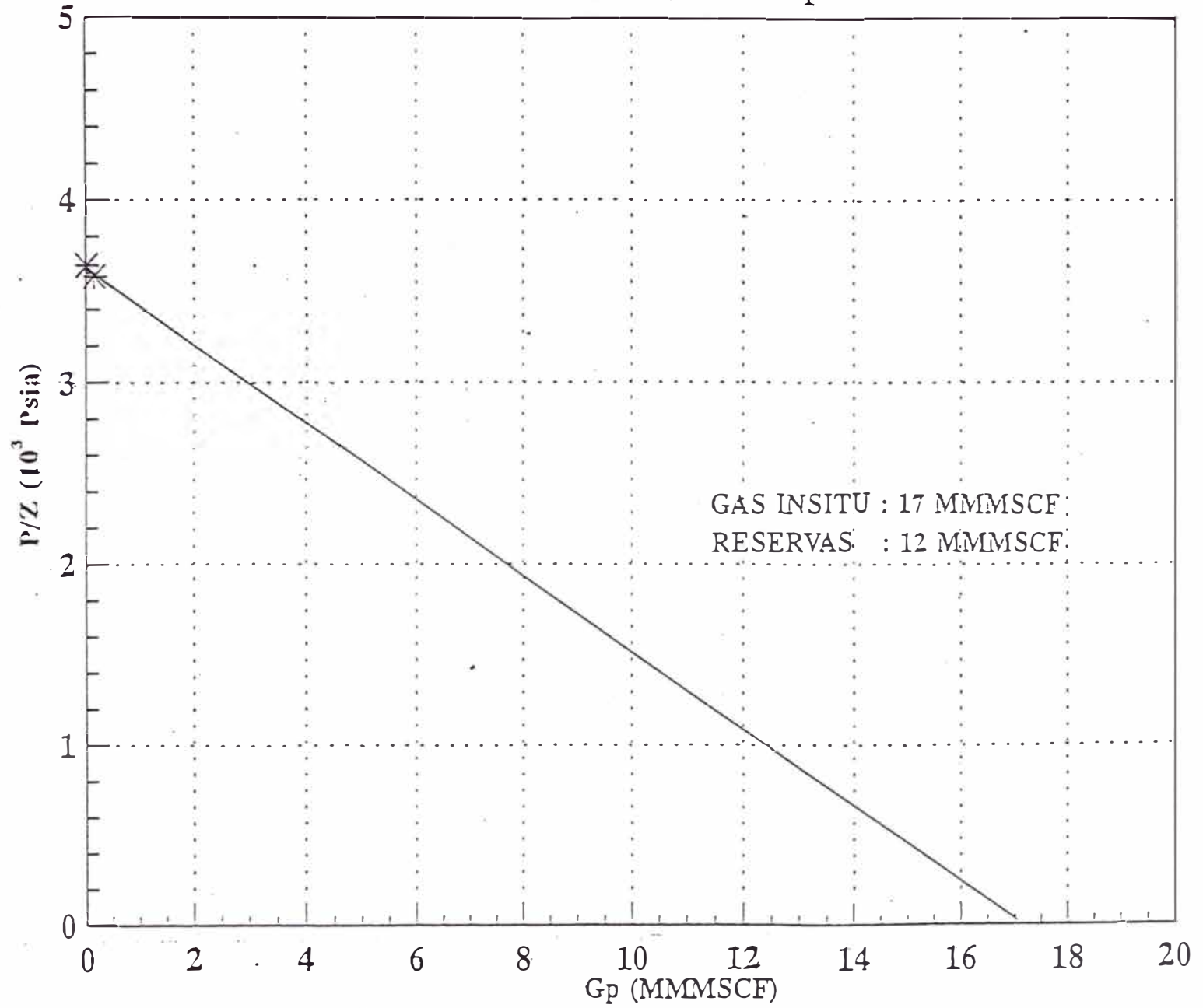


FIGURA N° 25
BALANCE DE MATERIALES

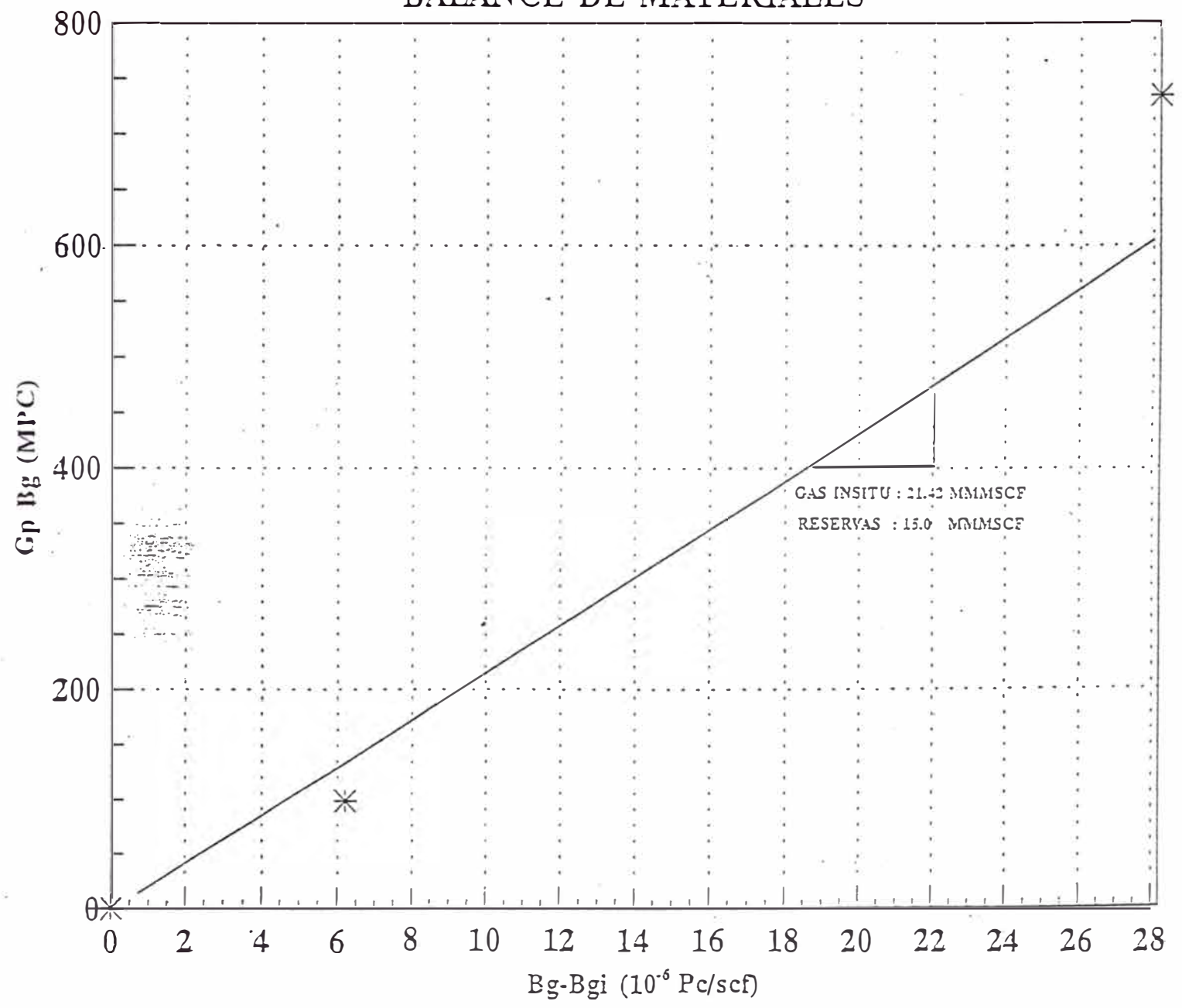


FIGURA N° 26

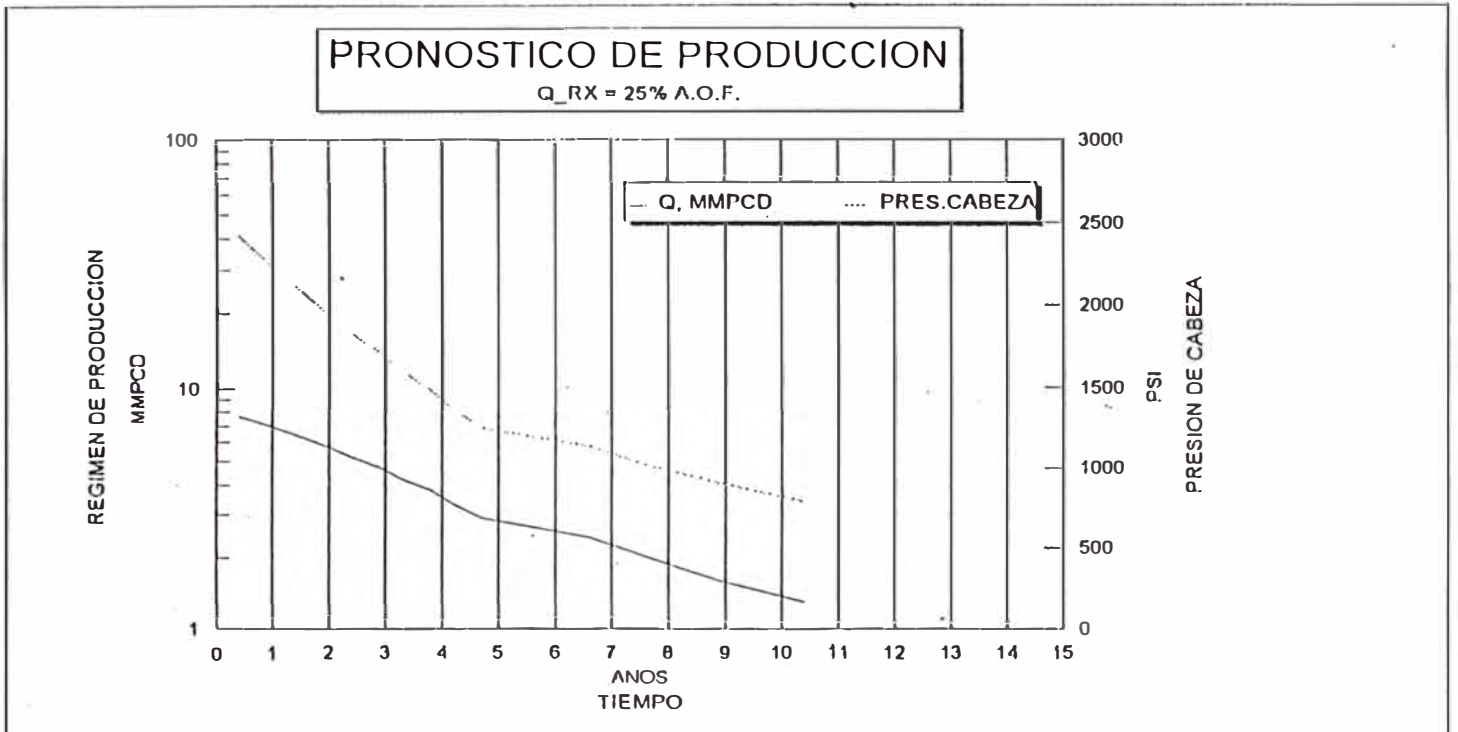
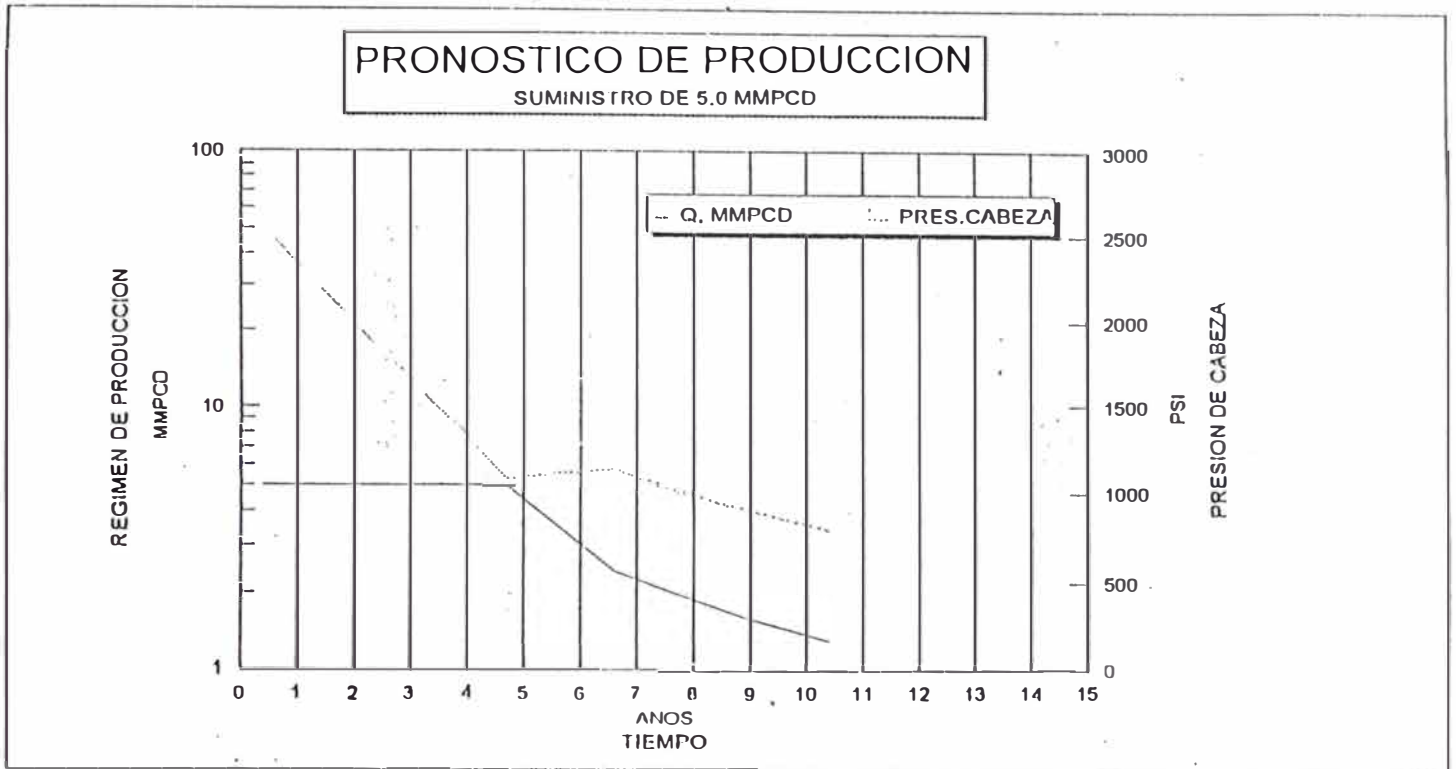


FIGURA N° 27

DIAGRAMA DE COMPLETACION DEL POZO

