

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**"EVALUACION TECNICA - ECONOMICA DE
FRACTURAMIENTOS EN POZOS NUEVOS
DEL LOTE "A" - CAMPAÑA 1997"**

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

TOMAS EMILIO GARCIA CORNETERO

PROMOCION: 1981 - I

LIMA - PERU

1998

**EVALUACION TECNICA - ECONOMICA DE FRACTURAMIENTOS
EN POZOS NUEVOS DEL LOTE "A" - CAMPAÑA 1997**

- I. OBJETIVO
- II. ANTECEDENTES
- III. UBICACION Y EXTENSION DEL LOTE "A"
- IV. CAMPAÑA DE PERFORACION 1997
- V. ESTRATIGRAFIA DE POZOS PERFORADOS
- VI. FUNDAM ENTOS TEORICOS DE UN FRACTURAMIENTO
HIDRAULICO
- VII. ANALISIS DE LOS FRACTURAMIENTOS REALIZADOS,
POZOS NUEVOS 1997
- VIII. ECONOMIA
- IX. CONCLUSIONES
- X. RECOMENDACIONES
- XI. INDICE DE TABLAS Y FIGURAS

I. OBJETIVO

Efectuar la evaluación técnica económica de los fracturamientos hidráulicos realizados en 24 pozos nuevos ,durante la campaña de perforación 1997 , en el área del Lote "A" del Noroeste Peruano.

II. ANTECEDENTES

El Lote "A" empezó a ser explotado en Enero 1994 mediante un Contrato de Servicios Petroleros por Hidrocarburos , como parte del Programa de Privatización de Petróleos del Perú S..A.

Hasta Dic. 93 el Lote "A" tenía un acumulado de 303,698,831 Bls. de petróleo como consecuencia de la explotación realizada por las Compañías International Petroleum Company (IPC) y Petroleos del Perú S.A. (PetroPerú).

En 1994 como parte del programa mínimo, se perforaron 5 pozos nuevos, de los cuales 2 fueron abandonados temporalmente y 3 quedaron productivos: Un pozo con unidad de bombeo y 2 pozos con el método de "swabeo" (Ver Cuadro I).

Ante los resultados obtenidos, se decidió realizar Sísmica 3D como tecnología de punta, en todo el lote. En total se corrieron 159.35 Km2 de líneas 3D y 114 Km de líneas 2D.

Luego del registro, procesamiento e interpretación de la Sísmica, se efectuó un programa de perforación: 18 pozos en 1996 y 26 pozos en 1997, siendo el objetivo principal la Formación Mogollón.

Hay que mencionar que en Enero de 1994 la producción del lote "A" fue de 650 BOPD, mientras que en Diciembre de 1997, después de terminado la campaña de perforación, la producción alcanzada fue de 2010 BOPD.

III. UBICACIÓN Y EXTENSION

El Lote "A" se encuentra ubicado a 12 Km. Al Sur de la ciudad de Talara ,Departamento de Piura , y comprende las Millas 4N al 9N en el eje Norte - Sur y del 1E al 12E en el eje Este - Oeste del sistema de coordenadas locales. Tiene una extensión de 18,200 Has. (Ver Fig.1).

IV. CAMPAÑA DE PERFORACION 1997

Durante 1997 se perforaron 26 pozos con una profundidad promedio de 2760' (Ver Cuadro II).Del total , 24 pozos fueron fracturados , de los cuales 2 fueron abandonados y 22 productivos (Ver Cuadro II-A).

V. ESTRATIGRAFIA

La secuencia estratigráfica presente en el área del Lote "A" , se encuentra representada por formaciones cuyas

edades van desde el Paleozoico al Reciente (Ver Fig. 2). Las rocas reservorio más importantes son :

Cretáceo

Formación Ancha (Maestrichtiano Sup.)

Uno de los objetivos exploratorios por petróleo. Está constituido por una intercalación de estratos ,de poco espesor , de conglomerados,areniscas y lutitas .

Los conglomerados están constituidos por estratos de hasta 20' de espesor. Las areniscas son de grano fino ,micácea y color gris claro. Las lutitas son de color gris oscuro , bien estratificadas y algo calcáreas.

El máximo espesor alcanzado es de 1080' Cabe mencionar que ésta Formación presenta variaciones laterales y verticales abruptas , así por ejemplo entre dos pozos ubicados a una distancia de 800 m con espesores más o menos igual, la arena neta disminuye desde 230' hasta 20'.

La Formación Ancha sobreyace en discordancia angular sobre la Formación Monte Grande e infrayace en concordancia con la Formación Petacas.

Paleoceno

Formación Mesa (Daniano)

Uno de los objetivos de exploración por petróleo .Está constituido por una intercalación de estratos de conglomerados , areniscas y lutitas. Los conglomerados son de color gris y están constituidos por clastos subangulares de cuarzo , cuarcita y chert;friables, matriz arenosa no calcárea. Las areniscas son de color gris a gris verdoso, de grano fino a conglomerádico , subangular , poco friable y algo calcárea. Las lutitas con de color gris, micáceas y no calcáreas.

El máximo espesor alcanzado es de 1077'.

La Formación Mesa sobreyace en discordancia sobre la Formación Petacas e infrayace transicionalmente con la Formación Balcones.

Eoceno

Formación San Cristóbal

Uno de los objetivos de producción de petróleo principalmente en los yacimientos Negritos , Lomitos y Verdún Alto . Litológicamente está conformado por lutitas con algunas intercalaciones de areniscas ,como son los miembros Túnel y Punta arenas.

El máximo espesor alcanzado es de 1500'.

La Formación San Cristóbal sobreyace e infrayace transicionalmente con la Formaciones Basal Salina y Mogollón ,respectivamente.

Formación Mogollón

El principal objetivo de producción de petróleo en los yacimientos Lagunitos ,Yeso , Playa ,Lomitos , Ramón, San Juan, Verdún Alto e Inca. Litológicamente está conformada por conglomerados masivos (parte oriental) hacia el sur-oeste la litología va cambiando hacia areniscas , limolitas y lutitas. Los conglomerados son generalmente cuarzosos y muestran alto porcentaje de cuarcita y chert.

En la parte noroccidental del área del Lote "A" la Formación Mogollón aflora en Superficie , pero por acción combinada de la dirección de buzamiento y las fallas del sistema Lagunitos ,esta Formación profundiza rápidamente. El máximo espesor alcanzado es de 1620'.

La Formación Mogollón sobreyace e infrayace transicionalmente con las Formaciones San Cristóbal y Palegreda respectivamente.

Formación Pariñas

Constituye uno de los objetivos de producción de petróleo y gas en los yacimientos Lagunitos ,Llano , Colina y Lomitos. Litológicamente está constituida por areniscas de grano medio a grueso , color blanco lechoso , es notoria

la presencia de pirita cúbica ,subordinamente se presentan intercalaciones de lutitas grises y rojizas.

El espesor de ésta Formación es variable entre 1450' y 400'.

La Formación Pariñas aflora hacia la parte oriental del yacimiento Negritos , sin embargo por acción de las fallas del sistema Lagunitos se hunde rápidamente hacia el sureste.

La Formación Pariñas suprayace en forma transicional con la Formación Palegreda e infrayace concordantemente con la Formación Chacra.

Formación Verdún

Constituye un objetivo primario y secundario de producción de petróleo en los yacimientos Lagunitos ,Silla y Ancha Litológicamente está conformada principalmente por areniscas con intercalaciones de lutitas.

El máximo espesor alcanzado es de 1550'.

La Formación Verdún aflora en la parte noroccidental del área del Lote "A" , pero por acción combinada del buzamiento de las capas y las fallas del sistema Lagunitos ,ésta se hunde hacia el sureste.

La Formación Verdún sobreyace en discordancia angular a la Formación Talara e infrayace transicionalmente con la Formación Chira.

VI. FUNDAMENTOS TEORICOS DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

¿QUE ES UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO?

Es la creación artificial de una fractura ó sistema de fracturas dentro de la formación, mediante el bombeo de fluido a presión con un agente empaquetante ,que permitirá mantener abierta la fractura creada al final del tratamiento. El agente empaquetante más comúnmente usado es la llamada "arena de fracturamiento".

OBJETIVO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

La creación de un canal de alta conductividad que permitirá un mayor caudal de producción

Dicho de otra manera es incrementar el índice de productividad de la Formación.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS A SER FRACTURADOS

- Que tengan baja permeabilidad.
- Las formaciones a tratar tienen que ser consolidadas: calizas, dolomitas, areniscas, conglomerados

- Tener cuidado con las zonas productivas de agua o de gas ,ya que en este caso la creación de fracturas aumentará el GOR (relación gas/petróleo) ó el WOR(relación agua/petróleo),sin aumentar la producción de petróleo.

CARACTERISTICAS DE LA FORMACION A TENER EN CUENTA PARA UN FRACTURAMIENTO

Módulo de Young: Es una constante que relaciona el esfuerzo normal con la deformación lineal (Ver figura 3).

Relación de Poisson: Es la relación de deformación lateral a deformación axial.

Permeabilidad : Es el parámetro más importante para el diseño de un fracturamiento.El método más usado para su determinación es la prueba de DST(Drill Stem Test).

Gradiente de fractura: Es la relación de la presión de fractura entre la profundidad ó lo que es lo mismo, es la relación del BHTP(Bottom Hole Treating Pressure) entre la profundidad.

Altura Bruta: Es la altura total creada por la fractura.

Altura Neta: Es la altura productiva de la fractura.

Radio de Drenaje: Es el radio de barrido de un pozo, generalmente dado en función del área de drenaje.

$$r_e = 104.36 \sqrt{A}$$

Compresibilidad del fluido del reservorio: Está en función del GOR ,BHT (Bottom Hole Temperature), API (Gravedad API del crudo) y BHP(Bottom Hole Pressure)

Viscosidad del fluido del reservorio: Es la viscosidad ,generalmente en centipoises,a condiciones de fondo del pozo.

GEOMETRIA DE LA FRACTURA

La medida de la fractura está dada por el volumen de la fractura (Ver Fig. 3A)

Volumen de fractura=2 x Area x Ancho promedio de fractura =2 x A x w

El volumen de fractura es un porcentaje del volumen de tratamiento (50 a 10%),el resto es filtrado de fluido.

Para el cálculo de la geometría de la fractura se utiliza ecuaciones que relacionan las propiedades de las rocas, las propiedades de los fluidos del reservorio,las propiedades del fluido de fracturamiento,el caudal de inyección y el volumen del fluido de fracturamiento.

Generalmente el volumen de fractura se determina calculando el volumen de fluido que filtra (leak -off) desde la fractura a la formación, y substrayendo ese valor del volumen total de fluido inyectado.

Podemos decir entonces : $q_i = q_f + q_r$

donde: q_i =caudal de inyección

q_f =caudal que filtra a la formación

q_r =caudal que incrementa el volumen de fractura

Resulta entonces muy importante calcular cual es el caudal que filtra a la formación que está determinada por el coeficiente "C" de pérdida por filtrado del fluido de fracturamiento.

La ecuación más utilizada para el cálculo del área de fractura es la siguiente:

$$A = 0.0796 Q_i \times \bar{w} / C^2$$

donde: Q_i = caudal de inyección

w = ancho de fractura

C = coeficiente total de pérdida por filtrado.

Según ésta ecuación, un bajo valor de C (que significa poca pérdida por filtrado) nos dá una mayor extensión de la fractura, y viceversa un valor alto de C (mayor filtrado) nos dá una menor área de fractura.

El coeficiente de pérdida por filtrado C , tiene en cuenta tres mecanismos de filtrado de fluido descritos por :

C_I = Pérdida por filtrado determinada por la viscosidad y la permeabilidad relativa hacia el fluido fracturante.

C_{II} = Pérdida por filtrado determinada por la viscosidad y compresibilidad del fluído del reservorio.

C_{III} = Pérdida por filtrado determinada por el revoque que se va formando sobre la pared , a medida que el fluido filtra.

Todos actúan simultáneamente y su acción es análoga a la de resistencias en serie:

$$1/C = 1/C_I + 1/C_{II} + 1/C_{III}$$

Determinación de C_I Se aplica la siguiente ecuación, la cual supone la inyección a presión constante de un fluido newtoniano de elevada viscosidad en un medio poroso, bajo condiciones de flujo laminar:

$$C_I = 0,0469 \sqrt{\frac{Kx\Delta Px\phi}{\mu_F}}$$

donde: K = permeabilidad en darcys

ΔP = diferencial de presión entre el fluido en la cara de la formación y el fluido de la formación.

ϕ = porosidad

μ_F = viscosidad del fluido fracturante en las condiciones del fondo (cp)

Según la ecuación, si incrementamos la viscosidad , C_I es menor y por lo tanto tendremos mayor área de fractura. Si aumentamos ΔP , C_I es mayor y el área de fractura será menor.

Determinación de C_{II} En éste caso la pérdida por filtrado a la formación depende de la velocidad a la cual los fluidos del reservorio son desplazados delante del fluido fracturante. Se aplica la siguiente ecuación:

$$C_{II} = 0.0374x\Delta Px \sqrt{\frac{Kx\phi x C_R}{\mu_R}}$$

donde: C_R = compresibilidad del fluido de reservorio

μ_R = viscosidad del fluido de reservorio

Para pozos de gas ,la compresibilidad del fluido es alta, lo cual implica que C_{II} es alto y por consiguiente el control de filtrado estaría afectado por uno de los otros dos mecanismos.

Determinación de C_{III} En un Laboratorio, el fluido de fracturamiento con los aditivos para disminuir la pérdida por filtrado ,es presurizado a través de un medio poroso. Con esta prueba se puede expresar gráficamente la relación entre el volumen acumulado de filtrado vs. la raíz cuadrada del tiempo de flujo.

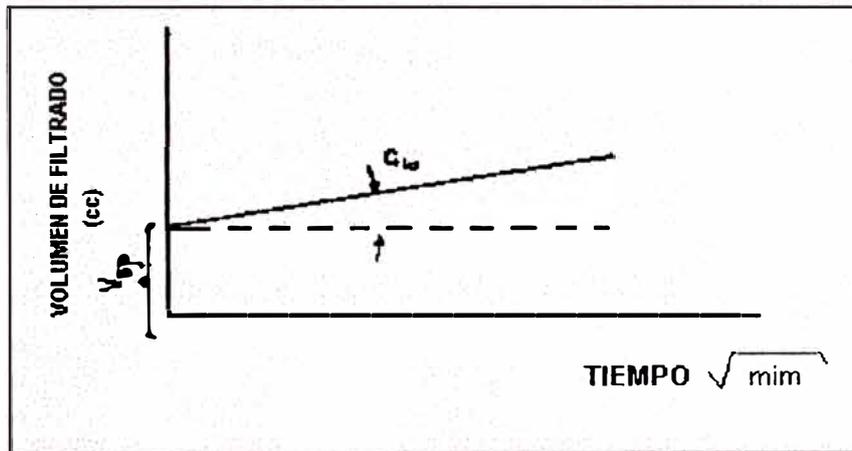
Cuando el fluido con los aditivos usados es efectivo ,y cuando el ΔP través del medio filtrante es constante, el gráfico Volumen de filtrado vs. Tiempo (min) nos dá una relación lineal:

$$V = C_w \sqrt{t} + V_{sp}$$

donde: V = volumen de filtrado (cc)

V_{sp} = volumen de pérdida inicial (spurt loss)

representado en la gráfica por la intersección de la línea recta con el eje "y" en el tiempo cero.



La relación entre la pendiente C_w y C_{III} se obtiene diferenciando la ecuación anterior con respecto al tiempo, y dividiendo el resultado por el área del medio filtrante.

($Q = A \times V$)

Finalmente $C_{III} = C_w + V_{sp} \times Cte. \times \sqrt{QIV}$

donde : C_w = pendiente de la recta denominado coeficiente de pared.

Q = rate de bombeo

V = volumen de tratamiento

Los ensayos se deben efectuar preferentemente con núcleos de la formación ó areniscas tipo.

En la consideración de C_{III} , debemos comprender que existe un período de tiempo antes de que se forme el

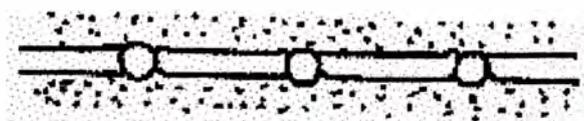
revoque, durante el cual la pérdida de fluido al reservorio es resistido solo por los efectos de viscosidad y compresibilidad.

De los tres mecanismos que controlan la pérdida por filtrado a la formación, CI y CIII son características del fluido fracturante ,y pueden ser controlados. CII es característico del fluido del reservorio, y no puede ser controlado.

CONDUCTIVIDAD DE LOS AGENTES DE SOSTEN

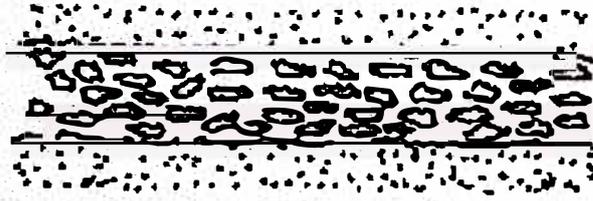
El fin de un fracturamiento hidráulico es crear una fractura con anchura hidráulica y luego mantenerla con un agente de sostén ,siendo el mas común la arena de fracturamiento. Sin embargo hay dos posibilidades de falla del agente de sostén:

Incrustación ,porque se puede empotrar en la roca de la formación.



**INCRUSTACIÓN DEL
AGENTE SOSTÉN**

Trituración ,porque se pueden quebrar y el material triturado es muy fino y de muy baja permeabilidad.



TRITURACIÓN DEL AGENTE SOSTÉN

Lo que ocurre en cada circunstancia en particular depende de la dureza relativa del agente sostén y de la formación, y en ambos casos de la concentración del entibador en la fractura y de la presión aplicada al agente sostén por la formación.

Una baja concentración nos representará una elevada capacidad de flujo de la fractura , pero una elevada fuerza a que está sometida cada partícula determinará fallas aún a baja presión. Una elevada concentración reducirá la fuerza por partícula y disminuirá la tendencia a la rotura.

Los agentes de sostén de elevada resistencia tienden a empotrarse en las formaciones blandas, razón por la cual para éstos casos se usan las bolitas de aluminio (metales maleables) ,los cuales cuando están sometidos a grandes esfuerzos tienden mas bien a deformarse que a romperse. Para aplicaciones donde se requiere elevada conductividad y el agente sostén está sometido a grandes esfuerzos, las bolitas de vidrio han sido usadas ,las cuales tienen una

resistencia a la rotura del orden de los 8000 psi . a bauxita sintetizada y las bolitas de óxido cerámico mantienen su permeabilidad a esfuerzos de hasta 15000 psi ,sin desintegrarse.

Para evaluar la capacidad de flujo de la fractura debemos considerar : concentración de la arena de frac, resistencia de la arena de frac, resistencia de la roca y esfuerzo en el cierre de la fractura. El efecto de estas variables puede ser evaluado con núcleos ó testigos de la formación.

El Esfuerzo de Cierre es la fuerza de cierre sobre el agente sostén, el cual es calculado con la siguiente fórmula:

$$P_C = P_{FRAC} - BHFP$$

donde P_{FRAC} = presión de fracturamiento

$BHFP$ = Bottom Hole Flowing Pressure

Existen unos gráficos donde con el tamaño de la arena de frac y el valor de P_C , podemos encontrar la permeabilidad de la fractura (Ver Fig . 4).

Los diferentes tipos de agente sostén están normalizados por las normas API .Así por ejemplo el API recomienda que para una arena tipo 12/20 con una carga de 3000 psi se deberá generar como máximo una cantidad de finos del 16% (porcentaje en peso) ; para una arena tipo 20/40 con una carga de 4000 psi se deberá generar como máximo una cantidad de finos del 14% .

Para cualquier medida del agente de sostén se puede calcular un mínimo colchón (PAD) para dar un promedio de anchura de fractura de dos veces el máximo diámetro del mismo.

<u>Malla</u>	<u>O.D. arena(pulg.)</u>
12/20	0.0661
20/40	0.0331

Como consecuencia de lo dicho anteriormente, el ancho de fractura a usar generalmente en un diseño varía entre 0.1 “ y 0.15”.

El uso de fluidos de alta viscosidad que crean grandes fracturas y transportan grandes cantidades de arena nos han conducido a los problemas de “sand out” y “screen out”.

SAND OUT :La deposición de arena comienza en el extremo de la fractura

SCEEN OUT: La deposición de arena comienza cerca del borde del pozo.

Por supuesto el diseño perfecto pretende un “sand out” en el instante exacto en que el último grano alcanza la entrada de la fractura.

PRESIONES DURANTE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO

Presión de Ruptura presión con que rompe la formación durante el bombeo del PAD.

Presión de Inyección: rango de presión mínima y máxima durante el tratamiento después de la presión de ruptura y antes de la presión final.

Presión Promedia como su nombre lo indica es la presión promedia durante el tratamiento en el cual está ocurriendo la propagación de la fractura.

Presión Final presión justo antes de parar el bombeo, al terminar el desplazamiento.

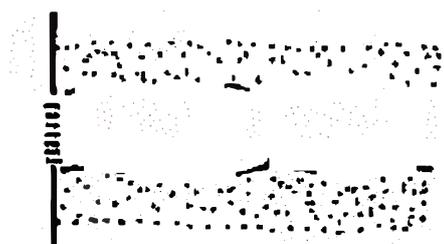
Presión de Parada presión en el punto tangencial de la caída de curva de presión al terminar el tratamiento, y donde tiende a estabilizarse.

Presión Máxima es la máxima presión que ocurre durante todo el tratamiento. En mucho de los casos coincide con la presión final.

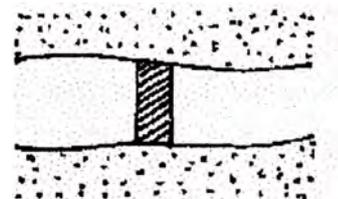
Presión Neta diferencial de presión entre la presión ocurrente en el extremo y cara de la fractura. En otras palabras es la presión que contiene la fractura.

MODELOS DE FRACTURA SEGÚN SUS AUTORES

TIPO Geertsma and Decklerk (GDK) : Todos los tratamientos en este tipo son realizados a una presión casi constante. La fractura generada se cree que está siendo contenida perfectamente dentro de las barreras, es decir asume el desplazamiento (resbalamiento) de las paredes de la fractura en relación a sus barreras.



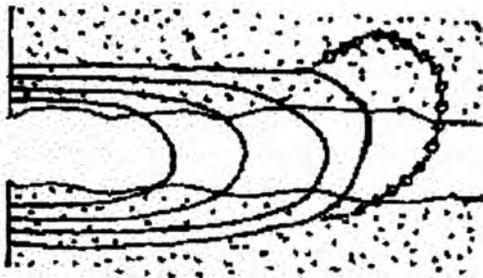
PERFIL DE CRECIMIENTO



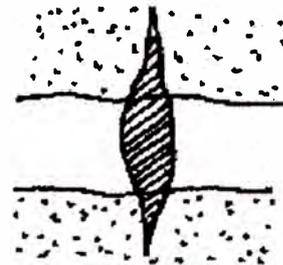
PERFIL DE ANCHURA

Tipo II Perkins and Kern/Nordgren (PKN) : Las formaciones que siguen éste comportamiento muestran un incremento de la presión inicial con una pendiente aproximada de 0.2 ; pudiéndose presentar un crecimiento incontrolado de altura en el extremo de la fractura donde

no existe arena de fracturamiento. Esta pérdida repentina del PAD resulta en el incremento de la concentración de arena ó en una pérdida del ancho de fractura en la punta, trayendo como consecuencia un posible "screen out".

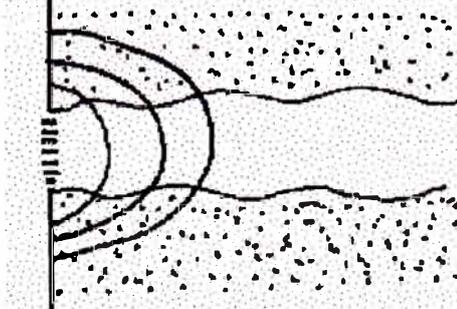


PERFIL DE CRECIMIENTO

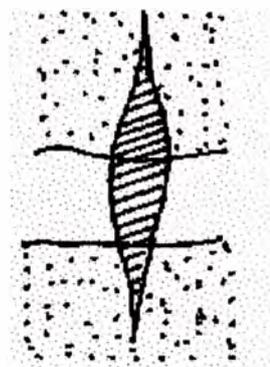


PERFIL DE ANCHURA

Tipo III - Penny Shape (Elipsoidal): Llamado así por el desarrollo circular de la fractura. Los perfiles de presión que siguen este modelo son caracterizados por una constante declinación de la presión neta y el sorpresivo incremento del mismo con una pendiente de 2:1. Estos tipos de fracturas usualmente se presentan en formaciones de buena potencia, en la cual no existen barreras. La fractura tiene crecimiento en longitud y altura pero de pequeño ancho, lo cual dificulta la colocación de grandes cantidades de arena.



PERFIL DE CRECIMIENTO



PERFIL DE ANCHURA

TIPOS DE FLUIDOS USADOS EN UN FRACTURAMIENTO

- Usando como fluido base el petróleo ó diesel

Fracturamiento sólo son petróleo y arena como agente sostén.

Fracturamiento con petróleo ó diesel gelificado y arena como agente sostén.

- Usando como fluido base el agua

Fracturamiento con geles lineales de base agua y arena como agente sostén.

Fracturamiento con fluidos complejos ó reticulados de base agua y agente sostén.

TECNICAS DE FRACTURAMIENTO

- De una sólo Etapa : cuando las condiciones lo permiten, principalmente basado en los Registros Eléctricos.
- De dos ó más Etapas : realizados en el mismo tiempo (baleo-frac, **arenamiento**, baleo-frac) ó en diferente tiempo (baleo frac , **limpieza y sentado de tapón recuperable** , baleo frac)
- Técnica de divergencia denominado PERFPAC, usado para estimulación de grandes intervalos mediante un material divergente (generalmente "bolas de nylon ") y de esta manera tratar los diferentes paquetes de arena por sub-etapas.

La otra técnica de divergencia ,es decir el uso de Tapón y Packer , además de ser no económica por el tiempo invertido entre etapas , es inadecuada para zonas lutáceas que no actúan como sellos.

Un factor determinante para el uso de técnicas de divergencia , es la calidad de la cementación entre sub-etapas, ya que si no es la adecuada las grandes presiones diferenciales inducidas durante un fracturamiento, incrementan el riesgo de comunicación entre ellas.

VII. ANALISIS DE LOS FRACTURAMIENTOS REALIZADOS ,POZOS NUEVOS 1997

CUADRO RESUMEN

En el Cuadro III se tiene un resumen de los datos de Fracturamiento (Pre y Post-Frac) de los 24 pozos nuevos perforados en el Lote "A".

OBSERVACIONES

1) El fluido usado en todos los pozos fracturados fue petróleo gelificado:

SAF 3GPT (Super Allofrac 3 Gls. Aditivos /1000 Gls. de fluido)

18 pozos

MY-TY-OIL:

6 pozos

2) Los sistemas de fracturamientos usados fueron:

Sistema Perfpac	13 pozos	(54%)
Sistema I sola Etapa	5 pozos	(21%)
Sistema II Etapas	6 pozos	(25%)

3) Del análisis Post-Frac se obtuvieron los siguientes resultados ,para los diferentes sistemas usados:

	Longitud Fract.(pies)	Conc.Areal (Lb/ft2)	Conductividad (md-ft)	P Neta (psi)	Producc. Acc a Ene.98 (Bls)
Sistema Perfpac	149	0.5800	5,734	243	104,497
Sistema I sola Etapa	137	0.7675	7,741	405	41,349
Sistema II Etapas	137	0.7822	5,243	389	21,113

4) Del análisis del Minifrac se obtuvo que los Modelos predominantes de Fracturamiento fueron: el Modelo GDK (Geertsma and Declerk) y el Elipsoidal.

5) El pozo con mejor producción acumulada que fue fracturado con el sistema Perfpac es el SJ5 con 17,515 Bls de petróleo, en 8 meses de producción, siendo su producción actual 82 x 0 x PU.

Con el sistema de I sola Etapa es el pozo SJ12 con 15,289 Bls de petróleo en 4 meses de producción, con una producción actual de 100 BOPD ,surgente.

Con el sistema de II Etapas es el pozo N3 con 8,454 Bls de petróleo, también en 4 meses de producción, y con una producción actual de 48 BOPD surgente.

6) El promedio de la relación altura de fracturamiento empaquetada en la zona de interés entre la altura bruta, para los diferentes sistemas , es el siguiente:

Sistema Perfpac	65%
Sistema I sola Etapa	83%
Sistema II Etapas	85%

7) El número de tiros promedio por Etapa para cada sistema usado fue:

Sistema Perfpac	580 Tiros / Etapa
Sistema I sola Etapa	343 Tiros / Etapa
Sistema II Etapas	340 Tiros / Etapa

8) En las Figuras 5, 6 , 7 , 8 , 9 y 10 podemos ver los Registros : DIL (Resistividad) y CBL de los pozos N2 N3 , y SJ14 respectivamente, con el fin de analizar las razones de seleccionar los fracturamientos de I sola Etapa , de II Etapas y del sistema Perfpac.

COSTOS

- El Cuadro resumen de costos de Baleo , Fracturamiento y de Servicio de Pozos los podemos ver en el Cuadro IV. Para efectos de observar los costos en detalle , en el Cuadro V podemos ver los costos de Servicio de Pozos y Fracturamiento de los pozos: N2 , N3 y SJ14.

- El pozo con mayor costo fue el SJ1 donde el fracturamiento se hizo con un Perfpac en 4 sub-etapas y se tuvo problemas con la recuperación del RBP incrementando los costos de Servicio en 25 Hrs adicionales. El pozo SJ4 que está dentro del mismo rango que el pozo SJ1 ,se hizo un Perfpac en 5 sub-etapas.
- El pozo con menor costo fue el SJ3 donde el fracturamiento fue de una sola Etapa.

PRODUCCION

En el Cuadro VI podemos observar la producción mensual real de Ene.97 a Ene.98 ,de los 24 pozos fracturados durante la campaña de perforación 1997.

Hay que señalar que en noviembre del 97 quedo crudo retenido en el campo el cual no pudo ser fiscalizado por problemas operativos ; razón por la que en diciembre del 97 el promedio diario de algunos de los pozos incremento respecto al mes anterior.

También en el mismo cuadro podemos ver que la producción de enero del 98 se ve afectada por las lluvias como consecuencia del Fenómeno del Niño.

Las producciones totales anuales de los 24 pozos lo podemos observar en la corrida económica del caso II, Cuadro VIII.

ECONOMIA

- En primer lugar se hizo una corrida económica con los resultados de producción obtenidos de los 5 pozos en la campaña 1994, los cuales fueron completados solo con baleo (ver Cuadro VII). Los resultados económicos fueron los siguientes:

V.A.N (15%) = -934.54 MUS\$

T.I.R = -9.84

Pay Out = IRRECUPERABLE

- En segundo lugar se hizo una corrida económica con los resultados de producción obtenidos de los 24 pozos fractuados en la campaña de perforación 1997 (ver Cuadro VIII). Los resultados económicos fueron los siguientes:

V.A.N (15%) = -845.19 MUS\$

T.I.R = 9.72

Pay Out = IRRECUPERABLE

- En tercer lugar se hizo una corrida económica con los resultados de producción de los trece pozos fracturados con el sistema PERFPAC en la campaña de perforación 1997 (ver Cuadro IX). Los resultados económicos fueron los siguientes:

V.A.N (15%) = -989.48 MUS\$
T.I.R = 5.03
Pay Out = IRRECUPERABLE

- Finalmente se hizo una corrida económica con los resultados de producción obtenido de los 11 pozos fracturados con el sistema de I y II Etapas en la campaña de perforación 1997 (ver Cuadro IX). Los resultados económicos fueron los siguientes:

V.A.N (15%) = 87.84 MUS\$
T.I.R = 16.42
Pay Out = 10.7 años

CONCLUSIONES

1. Todos los pozos del Lote "A" y en general para los pozos de la Cuenca Talara que alcancen los objetivos Ancha, Mesa, San Cristobal, Mogollon y Verdun tienen que ser fracturados para conseguir producciones comerciales.
2. El mejor sistema de fracturamiento hidráulico es el de por etapas contenidas por barreras lutaceas. Para el caso del Lote "A" este se generalizo en I y II Etapas, con intervalos abiertos entre 50' y 150'.
3. No usar el sistema Perfpac para los fracturamientos de grandes intervalos, haciendo uso solo en los casos donde verdaderamente sea necesario con intervalos abiertos máximo de 350'.
4. Usar como fluido de fracturamiento el petróleo gelificado.
5. Aplicar el método "On The Fly" o "Al Paso" para la inyección del petróleo gelificado

RECOMENDACIONES

1. Teniendo en cuenta que todos los Pozos de la Cuenca Talara atraviesan diferentes horizontes productivos , y por lo tanto cada uno de ellos tienen diferentes características tanto petrofísicas como de fluidos de formación, se debe estimular por etapas los diferentes cuerpos arenosos.
2. El uso del sistema Perfpac, como técnica de divergencia en ,los fracturamientos de pozos se deberá realizar solo en los casos donde no haya otra alternativa económica de estimular la formación.
3. Para eliminar los riesgos de depletación y fluidos de reservorio, se deben realizar pruebas de formación (Fast Test, DST's, BHP's) y/o de producción antes de tomar la decisión de fracturar el intervalo abierto.
4. Hacer uso de los fluidos gelificados , principalmente el petróleo como fluido base mediante el método "On The Fly" o "Al Paso" donde la viscosidad requerida se alcanza rápidamente dependiendo de la relación activador /gelificante. Para el caso de los pozos del lote "A" esta relación fue 1:1

5. Tomar registros de calidad del cemento tanto de adherencia Casing - Cemento (CBL) , como de Cemento - Formación (VDL), antes de tomar la decisión de los intervalos a ser fracturados

6. Para zonas con alto grado de depletación se debe crear fracturas cortas y bien empaquetadas con concentraciones areales \geq a 0.75 Lb/ft^2

XI. INDICE DE TABLAS Y FIGURAS

Fig. 1	Mapa de Ubicación del Lote "A"
Fig. 2	Estratigrafía de la Cuenca Talara
Fig. 3	Gráfico de la determinación del Módulo de Young
Fig. 3A	Gráfico de una Fractura Ideal
Fig. 4	Gráfico de P_c vs. Tamaño de arena, para determinación de la permeabilidad de fractura
Fig. 5	Registro DIL del pozo N2
Fig. 6	Registro CBL del pozo N2
Fig. 7	Registro DIL del pozo N3
Fig. 8	Registro CBL del pozo N3
Fig. 9	Registro DIL del pozo SJ14
Fig. 10	Registro CBL del pozo SJ14
Cuadro	Pozos Perforado en el Lote "A" - Campaña 1994
Cuadro II	Profundidad de Pozos Perforados en el lote "A" - Campaña 1997
Cuadro IIA	Pozos Perforados en el lote "A" - Campaña 1997
Cuadro III	Cuadro Resumen de los 24 pozos fracturados en el lote "A" - 1997
Cuadro IV	Resumen de Costos y Fracturamiento

Cuadro V	Costo de Servicio de Pozos y de los pozos N2, N3 y SJ14
Cuadro VI	Producción Mensual Real de los 24 pozos fracturados en el lote "A" - 1997
Cuadro VII	Economía Caso (5 pozos completados solo con baleo en 1997)
Cuadro VIII:	Economía Caso II (24 pozos fracturados en 1997)
Cuadro IX	Economía Caso III A (13 pozos fracturados con el sistema Perfpac)
Cuadro X	Economía Caso III B (11 pozos fracturados con el sistema I-II Etapas)

CUADRO I

POZOS PERFORADOS EN EL LOTE "A" - CAMPAÑA 1994

POZO	YACIMIENTO	PROFUNDIDAD (PIES)	FORMACION	PRODUCCION INICIAL	ACCM. a DIC.'97 (BLS)	OBSERVACIONES
V - I	VICHAYO	2,790	VERDUN	ATA	487	Solo con baleo
SP - I	SAN PEDRO	3,050	PARIÑAS	ATA	-	Solo con baleo
VA - I	VERDUN ALTO	2,060	PARIÑAS	2 x 0 x SWAB	1,305	Solo con baleo
A - I	ANCHA	3,050	VERDUN	3 x 0 x SWAB	3,074	Solo con baleo
L - I	LOMITOS	3,000	MOGOLLON	27 x 0 x PU	8,054	Solo con baleo

LEYENDA

ATA = Pozo abandonado temporalmente

CUADRO II

PROFUNDIDAD DE POZOS PERFORADOS EN EL LOTE "A" - CAMPANA 1997

ITEM	POZO	POOL	PROFUNDIDAD FINAL (PIES)
1	N1	NEGRITOS	2950
2	SJ1	SAN JUAN	2450
3	SJ2	SAN JUAN	2180
4	SJ3	SAN JUAN	2750
5	N2	NEGRITOS	3250
6	SJ4	SAN JUAN	2000
7	SJ5	SAN JUAN	2450
8	A1	ANCHA	2990
9	SJ6	SAN JUAN	2700
10	A2	ANCHA	1050
11	A3	ANCHA	4200
12	SJ7	SAN JUAN	1900
13	SJ8	SAN JUAN	3200
14	SJ9	SAN JUAN	2450
15	L1	LOMITOS	2900
16	N3	NEGRITOS	3650
17	N4	NEGRITOS	2600
18	N5	NEGRITOS	1600
19	SJ10	SAN JUAN	2235
20	SJ11	SAN JUAN	1500
21	SJ12	SAN JUAN	2230
22	L2	LOMITOS	2321
23	SJ13	SAN JUAN	2600
24	N6	NEGRITOS	3600
25	R1	RAMON	3995
26	SJ14	SAN JUAN	2350

CUADRO IIA

POZOS PERFORADOS EN EL LOTE "A" - CAMPANA 1997

ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
N1	SJ1	N2	SJ5	SJ6	SJ7 (*)	L1	N3	SJ10	SJ13	R1 (*)	SJ14
	SJ2	SJ4	A1 (+)	A2 (++)	SJ8		N4	SJ11	N6		
	SJ3			A3	SJ9		N5	SJ12			
								L2			

(+) Produce solo con baleo

(++) Pozo abandonado sin completar

(*) Pozo abandonado por bajo aporte productivo y/o produccion de agua.

LEYENDA

N = NEGRITOS

SJ = SAN JUAN

A = ANCHA

L = LOMITOS

R = RAMON

CUADRO III (Cont.)

WELL	DOC.	FORMACION	INTERVALO	COMPANIA (P.C./A)	# DE TIROS	F R A C T U R A M I E N T O						P O S T - F R A C				OBSERVACIONES	P R O D U C C I O N					
						PAD (B/S)	Carrying (BLS)	Displaz. (BLS)	S ₁	Q (RPM)	P sid. (Psi)	P prom. (Psi)	P final (Psi)	P max. (Psi)	L frac. (ft)		Conc. Areal (lb/ft ²)	Conductiv. (md-ft)	P beta (Psi)	RPI	Prod. Acc. dic. 97 (bls)	Prod. Actual (bpd)
17	NEGRO	GRU. CRIST.	2133' - 2385'	VALLE R. MARTIN (19/08/97)	160	71	157	79	3.0	35	1550	1500	1950	1950	128	0.66	3580	610	I ETP., NY T OIL IV, G.F. = 0.73	170x0x1 4" ST (30/08/97)	7,801	48x0xST
		MOGOLLON	2215' - 2067'	VALLE R. MARTIN (8/09/97)	33	1-3	376	71	4.0	30	1600	1400	1950	1850	109	0.84	4-1	400	II ETP., NY T OIL IV, G.F. = 0.72			
18	NEGRO	GRU. CRIST.	2346' - 2063'	B	340	40	86	19	1.2	30.5	700	1060	990	1300	197	0.512	6380	305	PERF. PAC. 30 BOLAS G.F. = 0.60	48x0x1 4" xST (12/10/97)	5,277	30x0xST
						30	80	19	1.0					189	0.452	5041	371	FLUIDO SAF 3 GPT				
						40	80	18	1.1					114	0.291	3616	163					
19	NEGRO	MOGOLLON	1333' - 1193'	B	283	1-0	217	16	3.1	24.5	530	730	1100	1100	195	0.576	6150	410	I ETAPA G.F. = 0.80	9x0xPU (03/11/97)	338	3x0xPU
																			FLUIDO SAF 3 GPT			
20	NEGRO	SAN JUAN	1823' - 1643'	B	380	1-0	185	18	3.0	23	600	900	920	1100	70	0.576	8871	511	I ETAPA G.F. = 0.69	37x0x1 4" xSF (09/10/97)	5,396	30x0xSF
																			FLUIDO SAF 3 GPT			
21	NEGRO	SAN JUAN	1013' - 757'	B	476	40	171	37	3.0	25	550	775	700	5050	62	1.644	23931	304	PERF. PAC. 30 BOLAS G.F. = 0.98	65x0xPU (29/09/97)	4,109	40x0xPU
						40	160	30	3.0					73	1.078	16112	632	FLUIDO SAF 3 GPT				
22	NEGRO	SAN JUAN	1783' - 1641'	B	350	68	162	38	4.0	25	1100	1180	1357	1357	71	1.212	7774	481	I ETAPA G.F. = 0.82	134x0x1 4" xSF (13/10/97)	12,082	137x0xSF
																			FLUIDO SAF 3 GPT			
23	NEGRO	MOGOLLON	2004' - 1804'	VALLE R. MARTIN (02/09/97)	336	71	202	26	4.0	27	850	900	1175	1090	121	0.84	3680	330	I ETP., NY T OIL IV, G.F. = 0.78	30x0x1 4" xST (09/11/97)	1,284	12x0xST
		MOGOLLON	1723' - 1513'	VALLE R. MARTIN (08/10/97)	375	95	200	36	4.6	27	920	790	864	1080	142	1.07	4692	400	II ETP., NY T OIL IV, G.F. = 0.70			
24	NEGRO	MOGOLLON	2117' - 2001'	B	109	40	81	19	1.0	25	1150	600	1115	1350	91	0.890	11604	204	I ETP., SAF 30 PT, G.F. = 0.71	110x0xPU (21/10/97)	3,722	75x0xPU
		MOGOLLON	1918' - 1707'	B	261	100	196	40	3.2	25	500	1150	1380	1360	150	0.923	11924	483	II ETP., SAF 30 PT, G.F. = 0.85			
25	NEGRO	GRU. CRIST.	3393' - 3320'	B	148	50	178	46	3.0	24.5	1670	900	6980	6980	231	0.465	6798	259	I ETP., SAF 30 PT, G.F. = 0.86	48x0x1 4" xST (20/12/97)	1,880	29x0xST
		MOGOLLON	3158' - 3017'	B	383	100	222	70	4.0	23	1100	1700	2217	2217	166	0.738	4884	362	II ETP., SAF 30 PT, G.F. = 0.69			
26	NEGRO	MOGOLLON	2837' - 2727'	VALLE R. MARTIN (03/12/97)	321	119	143	66	3.0	27	2450	1700	3330	3640	123	0.68	3000	320	I ETP., NY T OIL IV, G.F. = 1.0	HWGR	0	0
			2681' - 2403'		374	119	90	62	4.0	30	2123	2400	6000	6000	128	0.68	2700	270	II ETP., NY T OIL IV, G.F. = 0.96			
27	NEGRO	SAN JUAN	1353' - 1184'	B	369	100	190	39	4.0	23	800	1050	1215	1360	96	1.221	16253	616	I ETAPA G.F. = 0.69	170x0x1 4" xSF (20/12/97)	2,461	79x0xSF
																			FLUIDO SAF 3 GPT			

CUADRO RESUMEN DE FRACTURAMIENTOS - LOTE A
POZOS NUEVOS 1997

POZO	POOL	FORMACION	INTERVALO	COMPANIA (FECHA)	# DE TIROS	F R A C T U R A M I E N T O								P O S T - F R A C				OBSERVACIONES	P R O D U C C I O N				
						PAD (BLS)	Carrying (BLS)	Desplac. (BLS)	SX	Q (BPM)	P std. (Psi)	P prom. (Psi)	P final (Psi)	P max. (Psi)	L frac. (ft)	Conc. Areal (lb/ft ²)	Conductiv. (md-ft)		P neta (Psi)	RPI	Prod. Acc. dic.97 (bls)	Prod. Actual(bpd)	
1	NI	NEGRITOS	SIL. CRIST.	2735'-2463'	BJ (11/01/97)	200	100 150	186 104	62 56	151 151	29	770	1100	1030	1400	150 163	0.334 0.478	2106 2960	160 180	PERFPAC.70 BOLAS.G.F.=0.65 FLUIDO SAF 3GPT	38x0xPU (15/03/97)	6,392	16x0xPU
2	SJ2	SAN JUAN	MOGOLLON	1310'-1101'	BJ (04/02/97)	267	150 100	145 94	70 53	271 151	30	600	1000	840	1190	195 118	0.479 0.326	3240 3810	163 126	PERFPAC.80 BOLAS.G.F.=0.83 FLUIDO SAF 3GPT	90x0x3.8"xST (24/02/97)	10,214	18x0xPU
3	SJ3	SAN JUAN	MOGOLLON	2007'-1862'	BJ (06/03/97)	264	170	160	43	302	30	600	1050	890	1130	202	0.445	3148	187	1 ETAPA.G.F.=0.68 FLUIDO SAF 3GPT	35x0xPU (17/03/97)	12,466	33x0xPU
4	NI2	NEGRITOS	SIL. CRIST.	3040'-2830'	BJ (14/03/97)	165	150 60 30	124 89 78	49 46 45	260 170 140	24	600	1200	1060	2050	198 183 161	0.617 0.441 0.501	3436 3513 3724	164 269 279	PERFPAC.110 BOLAS.G.F.=0.64 FLUIDO SAF 3GPT	110x0x1.4'xSF (03/04/97)	9,624	36x0xSF
5	SJ1	SAN JUAN	MOGOLLON	1725'-1505'	BJ (03/02/97)	411	330	200	35	400	30	330	700	700	700	187	0.475	3950	195	1 ETAPA.G.F.=0.57 FLUIDO SAF 3GPT	Prbo 4x2xPU		
			MOGOLLON	1185'-604'	BJ (15/03/97)	726	250 150 180 120	165 125 160 160	24 22 17 13	330 252 315 315	30	350	710	690	1600	212 164 195 195	0.325 0.473 0.685 0.567	4450 3389 5353 4525	153 170 139 121	PERFPAC.400 BOLAS.G.F.=0.69 FLUIDO SAF 3GPT Recupero RBP sentido a 1235'	123x0xPU (02/04/97)	15,760	25x8xPU
6	SJ4	SAN JUAN	MOGOLLON	1530'-846'	BJ (27/03/97)	942	150 150 200 150 150	141 141 141 141 141	33 30 27 22 20	281 281 281 281 281	26	400	850	870	3000	147 99 134 163 181	0.67 0.507 0.514 0.504 0.509	5207 3457 4147 4008 7259	262 237 193 165 106	PERFPAC.569 BOLAS.G.F.=0.64 FLUIDO SAF 3GPT	88x39xPU (25/04/97)	11,392	16x33xPU
7	SJ5	SAN JUAN	MOGOLLON	1901'-1428'	BJ (15/05/97)	529	180 200 200	130 130 144	52 48 32	250 250 250	26.5	520	1015	1370	5600	99 113 169	0.342 0.455 0.496	10339 4725 4976	167 192 177	PERFPAC.480 BOLAS.G.F.=0.81 FLUIDO SAF 3GPT	123x0x1.4'xST (31/05/97)	15,327	82x0xPU
8	SJ6	SAN JUAN	MOGOLLON	2002'-1513'	BJ (22/05/97)	1034	250 250 150	160 165 130	45 40 35	290 297 231	26.5	670	980	1210	3700	172 183 194	0.754 0.457 0.512	6350 4946 5123	198 267 210	PERFPAC.580 BOLAS.G.F.=0.72 FLUIDO SAF 3GPT	84x0x3.8'xST	8,795	20x0xST
9	SJ7	SAN JUAN	MOGOLLON	1400'-936'	BJ (2/07/97)	982	200 450	173 272	70 22	300 600	30	400	1025	1500	6000	71 80	1.085 0.416	15002 6049	523 284	PERFPAC.260 BOLAS.G.F.=0.60 FLUIDO SAF 3GPT	HW/OR	0	0
10	AS	ANCHA	MEGA	3918'-3072'	BJ (03/07/97)	780	300 250	224 174	110 72	401 299	29.5	1260	2400	2300	8000	113 74	0.435 0.362	2621 2122	360 138	PERFPAC.400 BOLAS.G.F.=0.73 FLUIDO SAF 4GPT	15x2xPU (31/07/97)	977	5x0xPU
11	SJ8	SAN JUAN	MOGOLLON	1963'-1380'	HALLIBURTON (05/07/97)	284	226 226	433 433	26 26	439 439	30	860	950	1300	1350	168 117	0.78 0.69	4600 4350	275 340	PERFPAC.256 BOLAS.G.F.=0.92 FLUIDO MY-T OIL IV	78x0xPU (23/07/97)	7,014	39x0xPU
12	SJ9	SAN JUAN	MOGOLLON	1988'-1470'	HALLIBURTON (12/07/97)	832	143 143	257 221	33 33	493 403	29	900	1000	1800	1800	191 152	0.48 0.43	4330 3658	300 370	PERFPAC.450 BOLAS.G.F.=0.75 FLUIDO MY-T OIL IV	80x0xPU (08/08/97)	2,471	12x0xPU

CUADRO IV

RESUMEN DE COSTOS

POZO	BALEO	FRAC	SERVICIO POZO	MISCELANEOS	TOTAL
N1	3000	23232	2667	2890	31,789
SJ2	4005	26521	1777	3230	35,533
SJ3	3960	20317	2158	2644	29,079
N2	2475	31446	2231	3615	39,767
SJ1	17055	60977	6733	8477	93,242
SJ4	14130	67481	2635	8425	92,671
SJ5	7935	41489	2221	5165	56,810
SJ6	15510	44899	2324	6273	69,006
SJ7	14730	52714	2060	6950	76,454
A3	11700	45698	5116	6251	68,765
SJ8	4260	53194	2976	6043	66,473
SJ9	12480	46883	2767	6213	68,343
L1	12435	41530	2860	5683	62,508
N3	7590	46573	3590	5775	63,528
N4	5220	26974	1929	3412	37,535
N5	4245	20861	2150	2726	29,982
SJ10	5730	20277	1730	2774	30,511
SJ11	7140	34207	1815	4316	47,478
SJ12	5250	22511	1863	2942	32,386
L2	10665	43432	2715	5681	62,493
SJ13	10500	39839	3469	5381	59,189
N6	8040	42610	4680	5533	60,863
R1	11940	40283	2195	5442	59,860
SJ14	5535	22734	1779	3005	33,053

TOTAL - TOTAL 1,307,297

CUADRO V

'COSTO DE SERVICIO DE POZOS

	POZO N2	POZO N3	POZO SJ14
Transporte equipo	0.75	0.75	0.75
Armado/Desarmado de equipo	3.00	3.00	3.00
Instalar Control y luego retirarlo	0.50	0.50	0.50
Bajar tubería para circular	2.13	2.40	1.53
Desplazar agua con crudo	2.47	2.78	1.78
Sacar tubería	2.13	2.40	1.53
Instalar válvula de baleo	1.00	1.00	1.00
Bajar tubería para limpieza	2.13	2.40	1.53
Limpiar arena por circulación	2.33	2.22	1.67
Sacar tubería	2.13	2.40	1.53
Bajar tubería para EBM	0.00	0.00	0.00
Instalar EBM	0.00	0.00	0.00
Sacar EBM y tubería	0.00	0.00	0.00
Bajar RBP	0.00	2.52	0.00
Probar RBP	0.00	2.50	0.00
Bajar tubería con pescante RBP	0.00	2.52	0.00
Sacar RBP con tubería	0.00	2.52	0.00
Otros	4.65	7.48	3.71
TOTAL HORAS	23	37	19
COSTO EN US\$	2,231	3,590	1,779

CUADRO V (CONT)

COSTOS DE FRACTURAMIENTO

	POZO N2	POZO N3	POZO S.J14
SEVICIOS	IMPORTE	IMPORTE	IMPORTE
MILLAJE BOMBEADORES	287.20	287.20	287.20
MILLAJE MEZCLADOR	143.60	143.60	143.60
MILLAJE TRANSPORTADOR DE ARENA	143.60	143.60	143.60
MILLAJE PICK UP OPERADOR	115.20	115.20	115.20
ALQUILER DE TANQUES	1080.00	1080.00	540.00
POTENCIA HIDRAULICA	3599.12	4842.56	3280.45
CARGO DE BOMBEO	1588.86	2910.18	1053.78
EQUIPO MEZCLADOR	1250.00	1250.00	1250.00
INYECTOR DE BOLAS	509.00	00.00	00.00
CABEZA DE FRACTURAMIENTO	288.00	288.00	288.00
VALVULA DE FRACTURAMIENTO	500.00	500.00	500.00
MONITOR REGISTRADOR ELECTRONICO	450.00	450.00	450.00
MANIPULEO Y DESCARGA DE ARENA	1174.20	1586.20	824.00
TRANSPORTE DE RENA	798.00	1078.00	560.00
TRANSPORTE DE MATERIAL ENVASADO, MINIMO	129.38	129.38	129.38
SUB TOTAL	12056.16	14803.92	9565.21
MATERIALES	IMPORTE	IMPORTE	IMPORTE
ARENA DE FRAC	15390.00	20790.00	10800.00
BOLAS 7/8" 1.1. SP.GR.	473.00	0.00	0.00
SUB TOTAL	15863.00	20790.00	10800.00
ADITIVOS	IMPORTE	IMPORTE	IMPORTE
GO-63, AGENTE GELIFICANTE 3 GAL / MGAL	1153.28	2357.59	785.86
XLO-3 ACTIVADOR 3 GAL / MGAL	1594.66	3259.87	1086.62
GBO-7, RUPTOR 0.7 GAL / MGAL	308.96	631.60	210.53
SOLO EN PAD 1 GAL / MGAL	469.60	652.24	285.36
SUB TOTAL	3526.58	6901.30	2368.38
HERRAMIENTAS	IMPORTE	IMPORTE	IMPORTE
MILLAJE PICK UP OPERADOR	0.00	230.40	0.00
CARGO POR SENTAR RBP @ 1255'	0.00	3243.31	0.00
CARGO POR OPERADOR RECUPERAR RBP	0.00	603.80	0.00
SUB TOTAL	0	4077.51	0
TOTAL US\$	31,446	46,573	22,734

CUADRO VI

PRODUCCION MENSUAL (BLS)

	POZO	1997												1998
		ENE.	FEB.	MAR.	AB.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	ENE.
1	N1	390	476	558	540	341	330	620	1054	630	589	390	496	155
2	SJ2		1428	1054	1290	1209	990	775	775	690	837	570	558	124
3	SJ3			744	1680	1457	1530	1426	1209	1230	1209	960	1023	837
4	N2			806	1890	1085	930	806	868	780	775	480	1163	310
5	SJ1				2520	2728	2550	2263	1829	1320	1085	720	775	589
6	SJ4				900	2829	2340	2449	1209	930	830	300	496	558
7	SJ5					775	2700	2108	1891	1740	1705	1860	2512	2201
8	SJ6					527	2250	1674	1426	930	806	570	620	372
9	SJ7						0	0	31	0	0	0	0	0
10	A3						120	0	310	210	124	90	155	62
11	SJ8								1767	1350	1395	1290	1209	961
12	SJ9								899	390	403	390	372	341
13	L1								713	990	744	600	558	310
14	N3								124	1950	2666	1650	1488	558
15	N4									1470	1550	1170	1085	434
16	N5									0	93	180	93	31
17	SJ10									1350	1674	1260	1116	837
18	SJ11									120	1550	1200	1240	1023
19	SJ12										3503	4350	4232	3193
20	L2										186	750	372	0
21	SJ13											1410	2310	1519
22	N6											960	899	372
23	R1												0	0
24	SJ14												2499	3689
TOTAL		390	1904	3162	8820	9951	13740	12121	14105	16080	21824	21150	25221	18476

FIG. 1

MAPA DE UBICACION

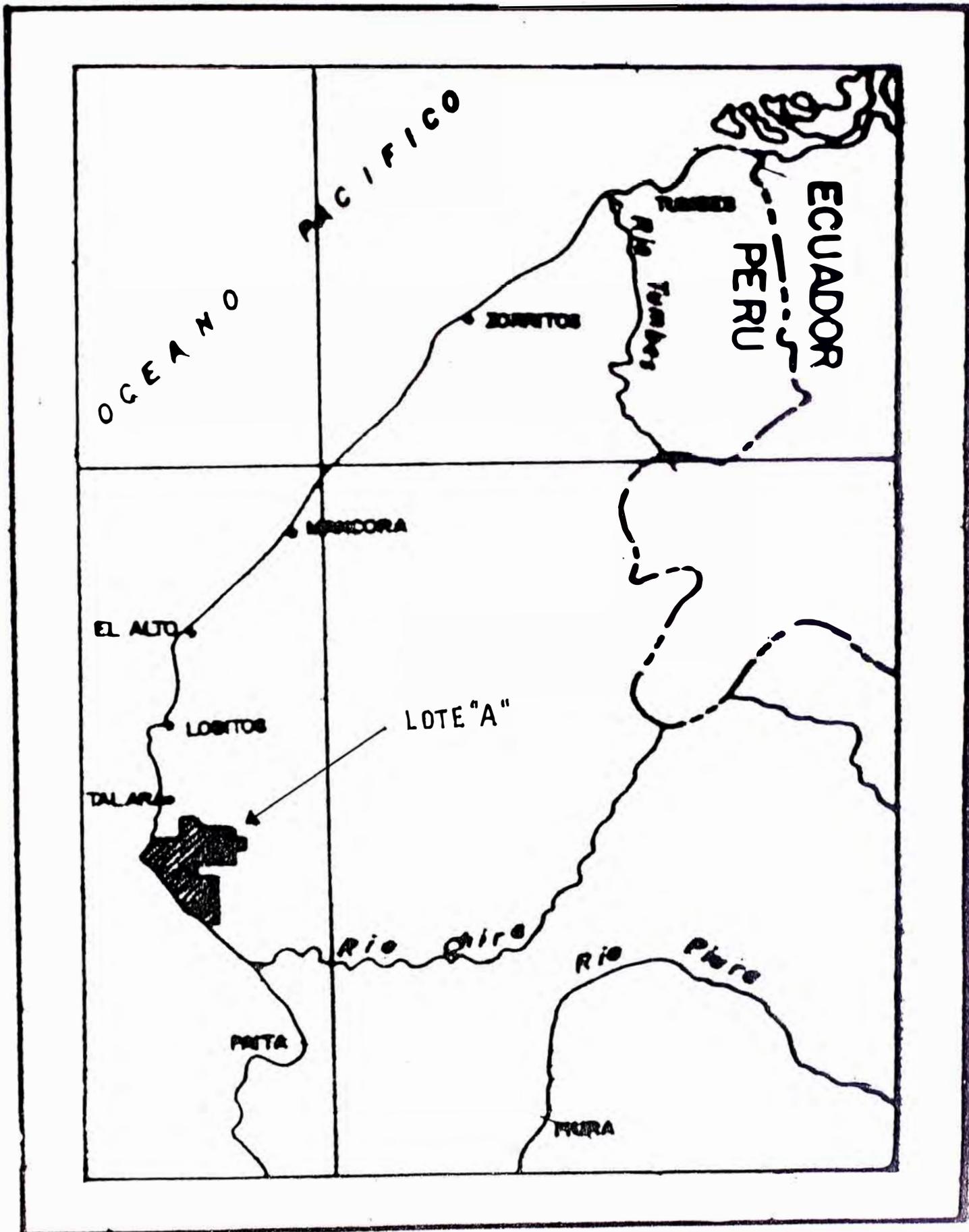
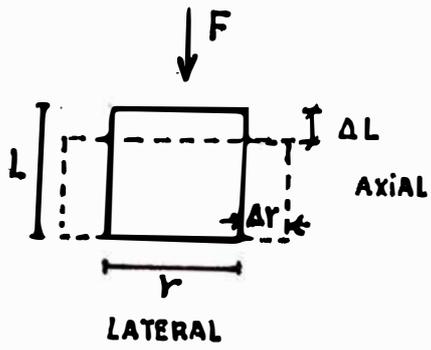


FIG. 3



$$\epsilon_z = \frac{\Delta L}{L}$$

$$\epsilon_x = \epsilon_y = \frac{\Delta r}{r}$$

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

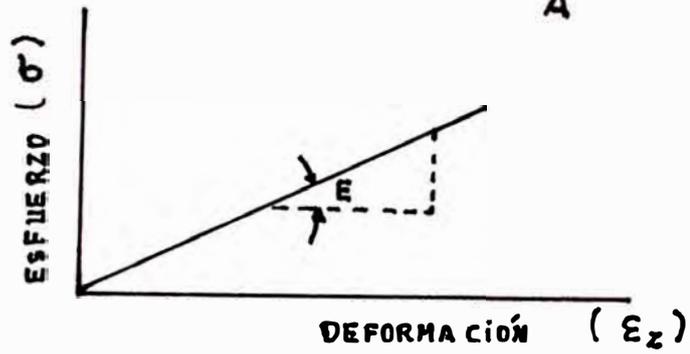
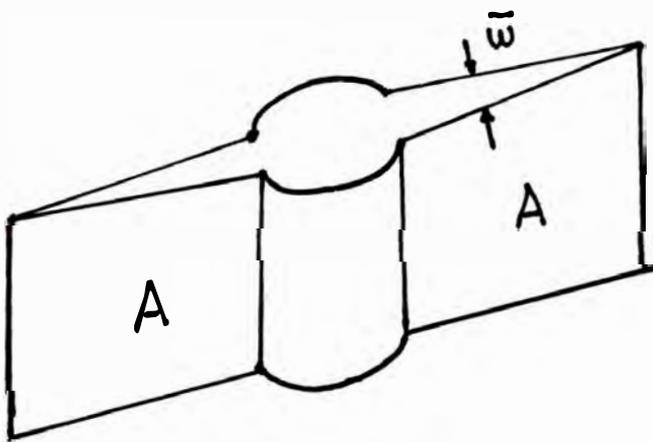


FIG. 3A



$$\text{VOLUMEN DE FRACTURA} = 2 \times A \times \bar{w}$$

PERMEABILITY VS CLOSURE STRESS

FRACTURE PROPPANT - SAND

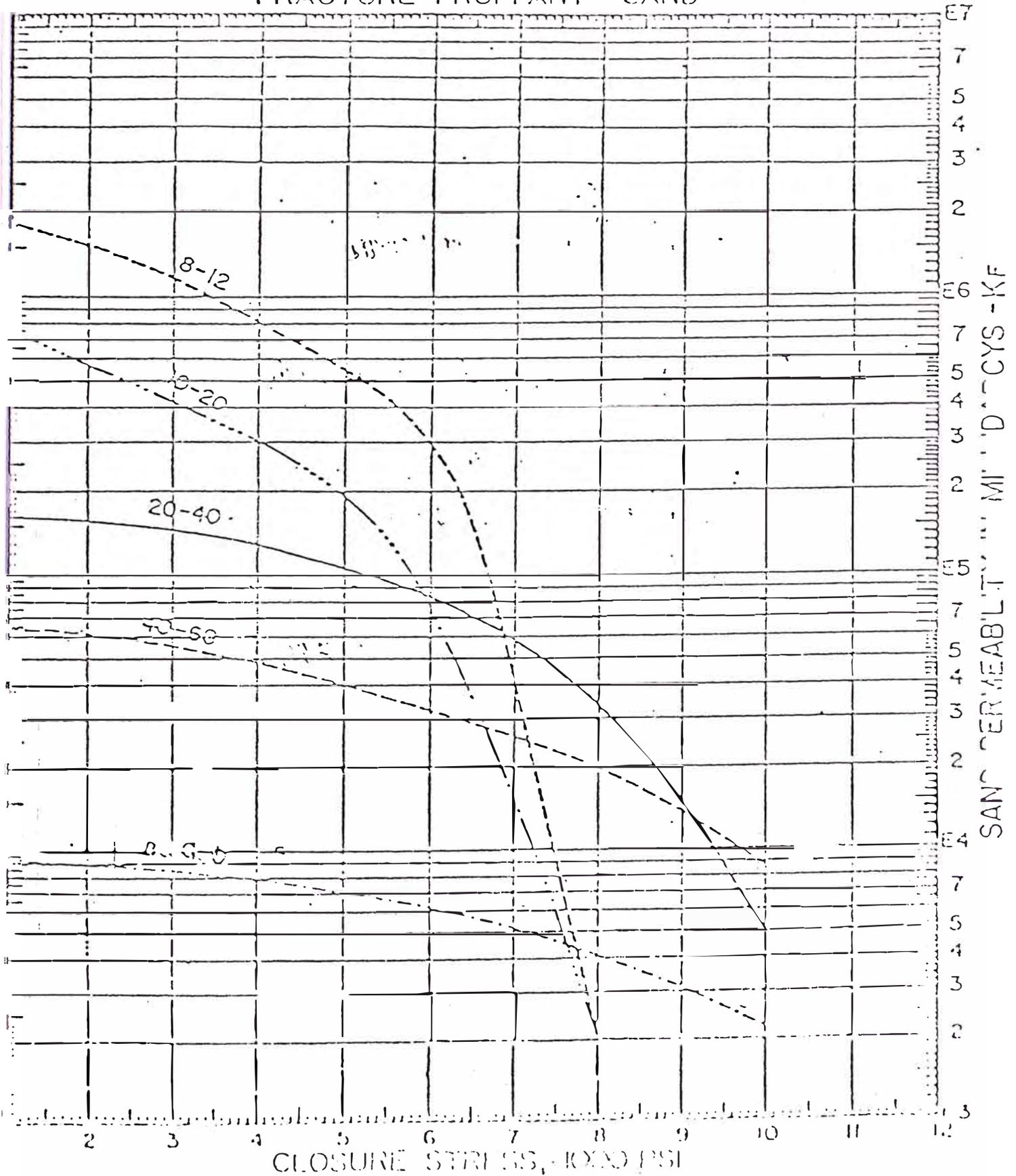


Fig. 4

POZO N 2

REGISTRO DIL

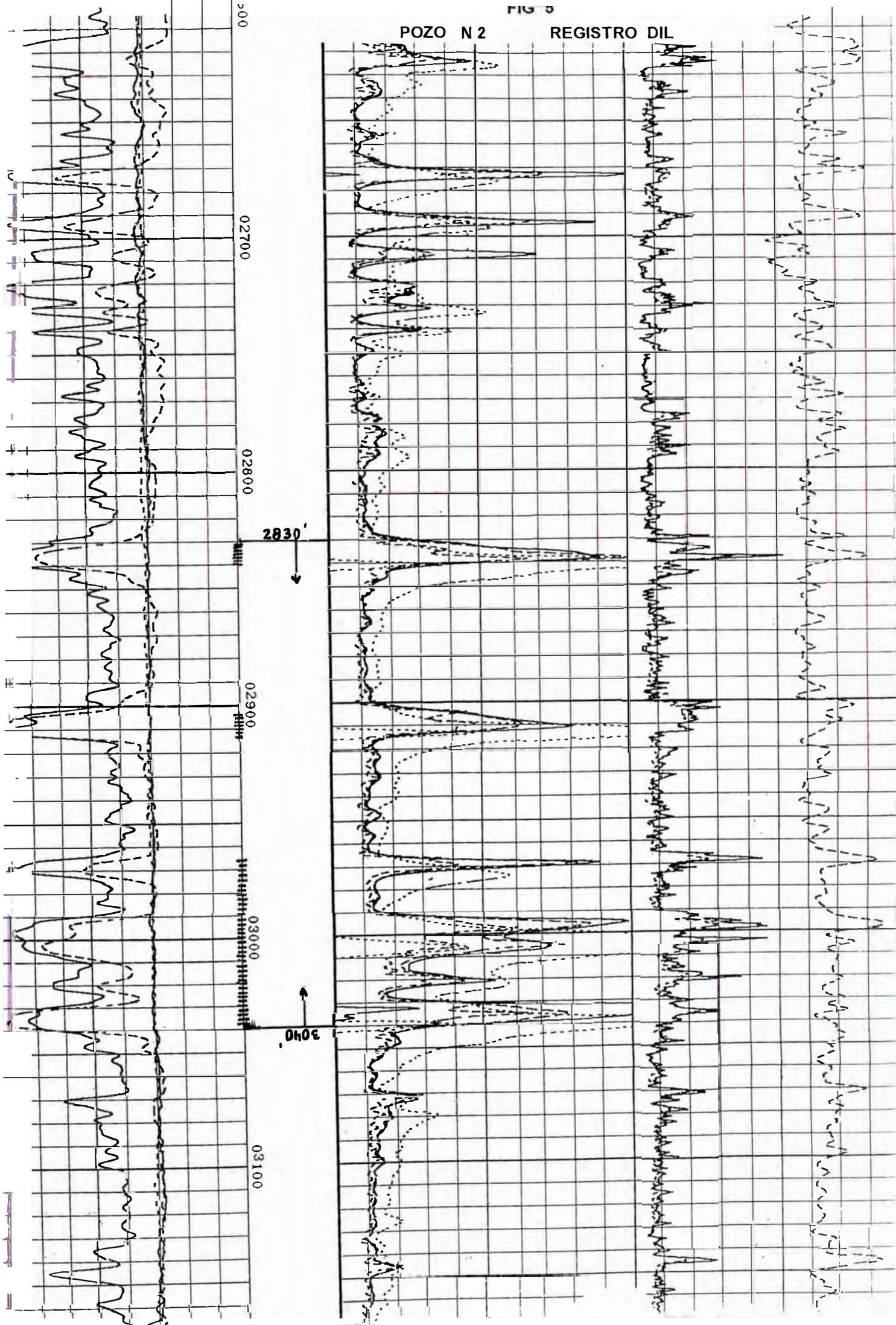


FIG 6

POZO N 2

REGISTRO CBL

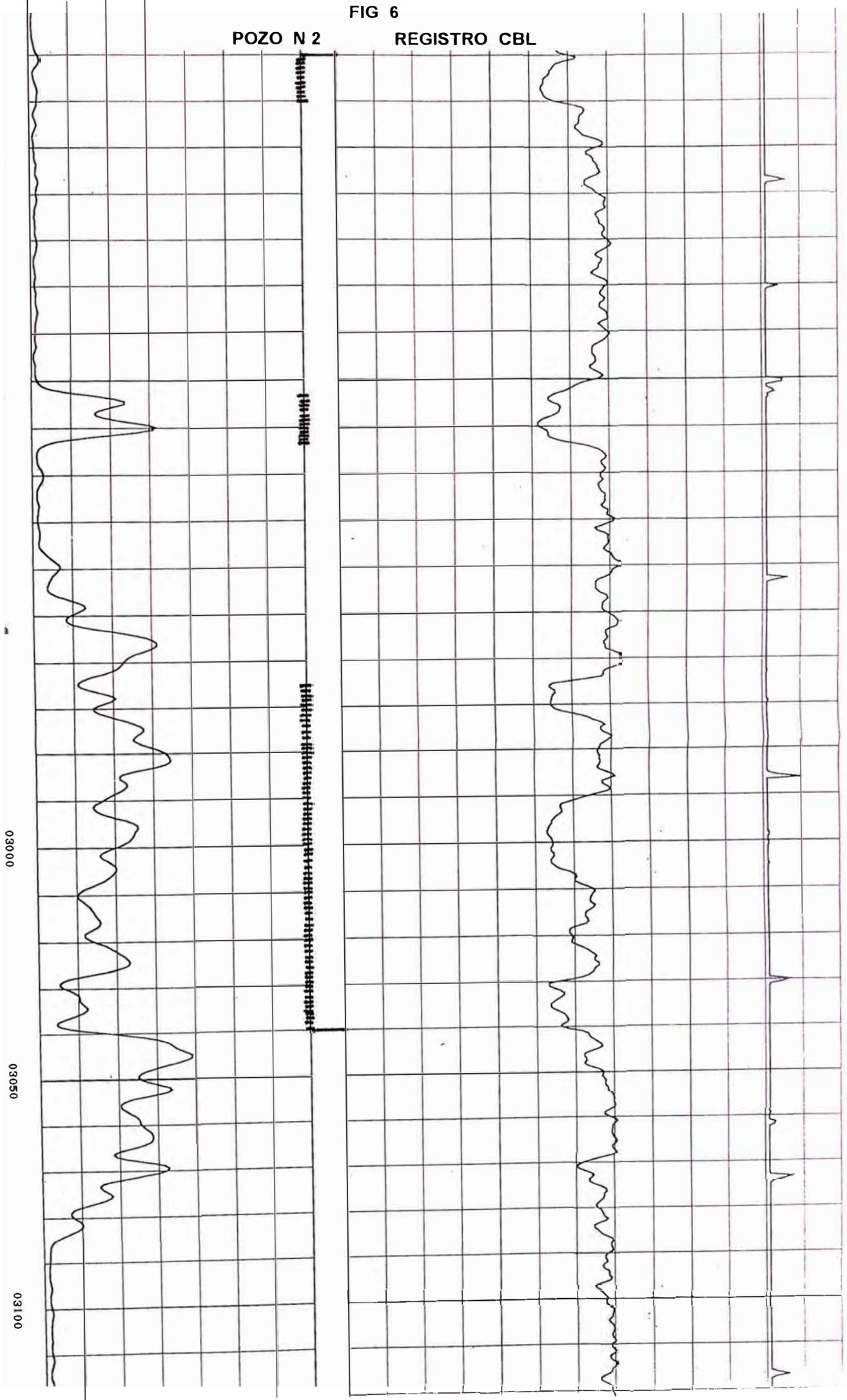


FIG 7

POZO N 3

REGISTRO DIL

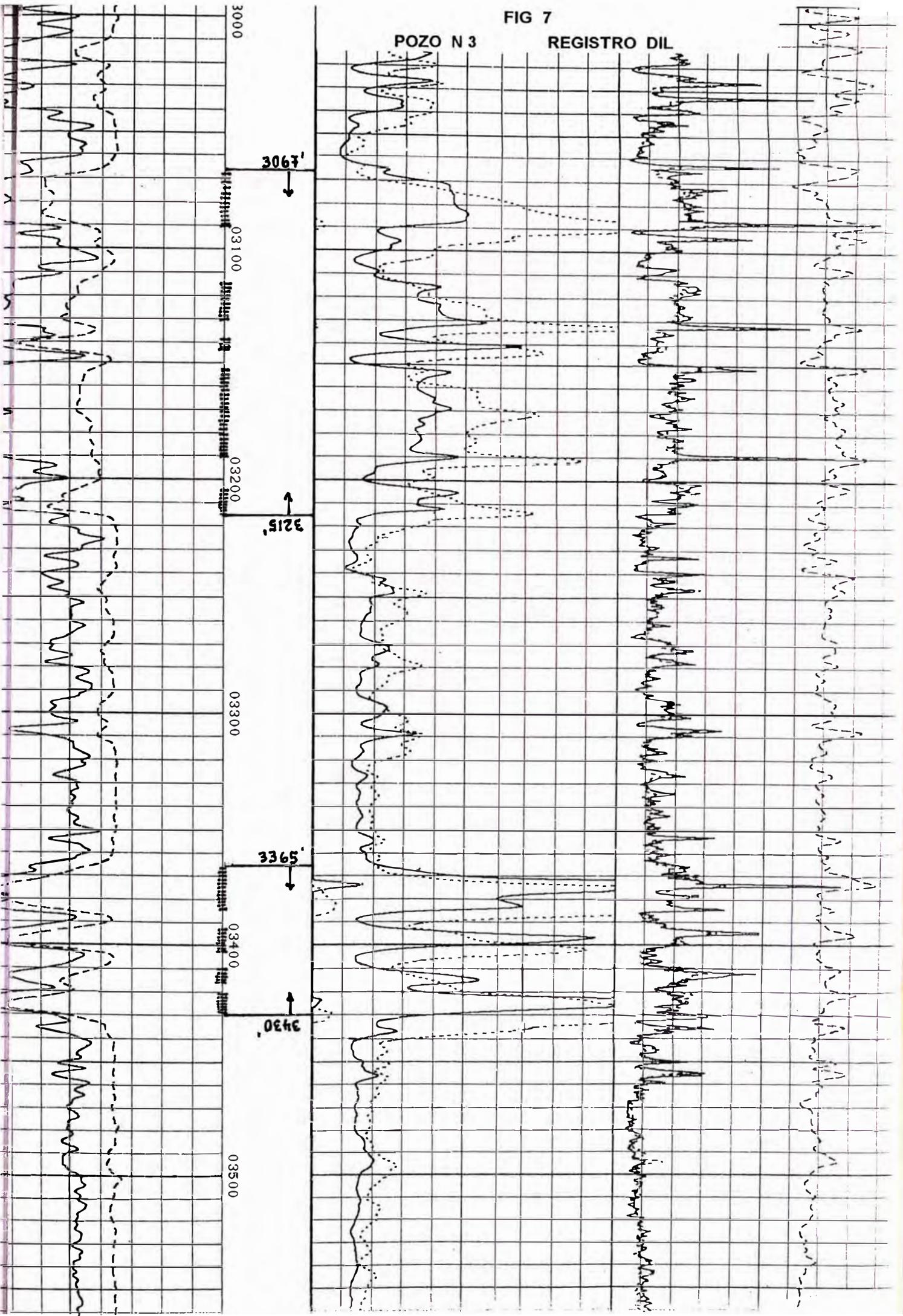


FIG 8

POZO N 3

REGISTRO CBL

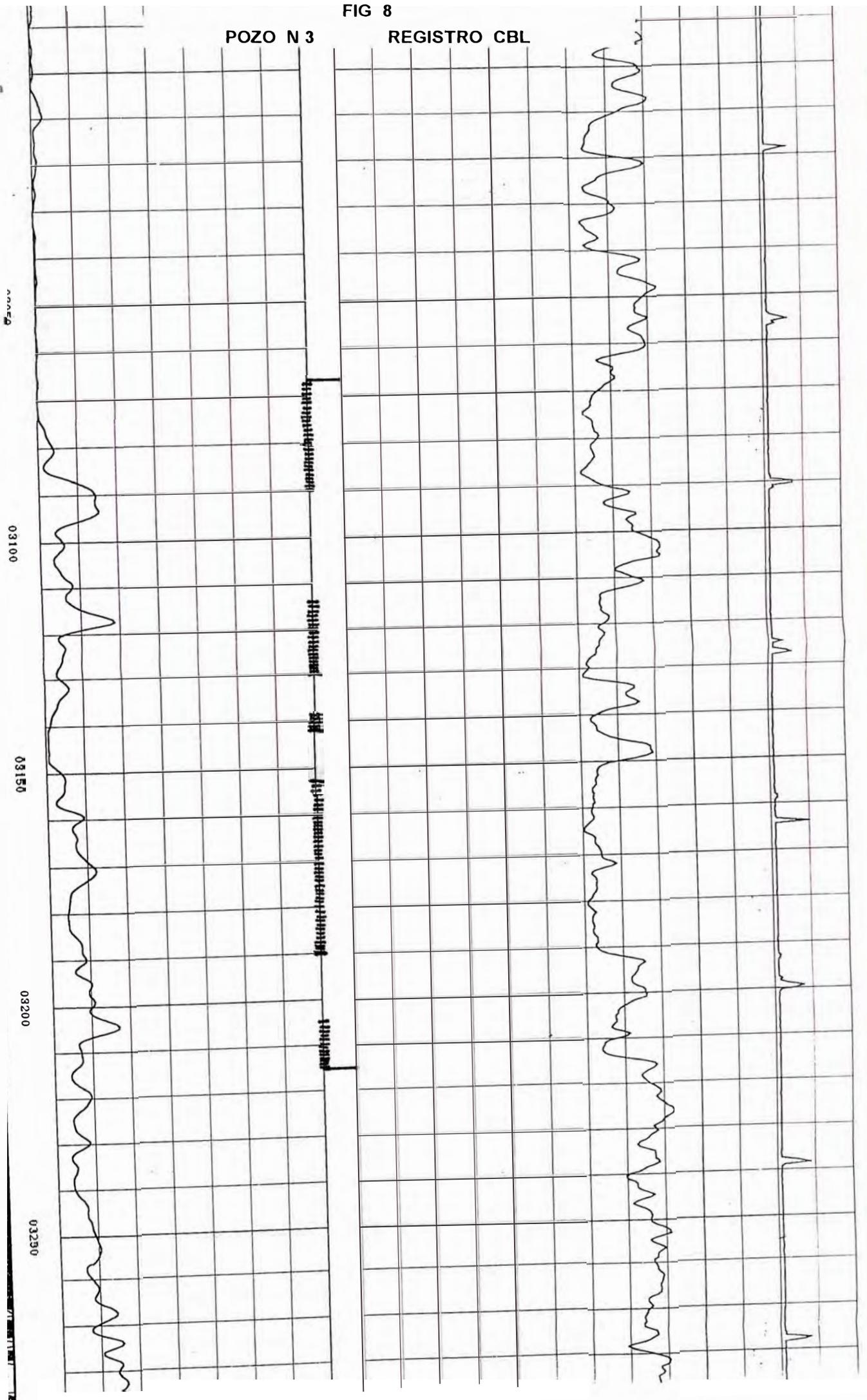


FIG 9

POZO SJ14

REGISTRO DIL

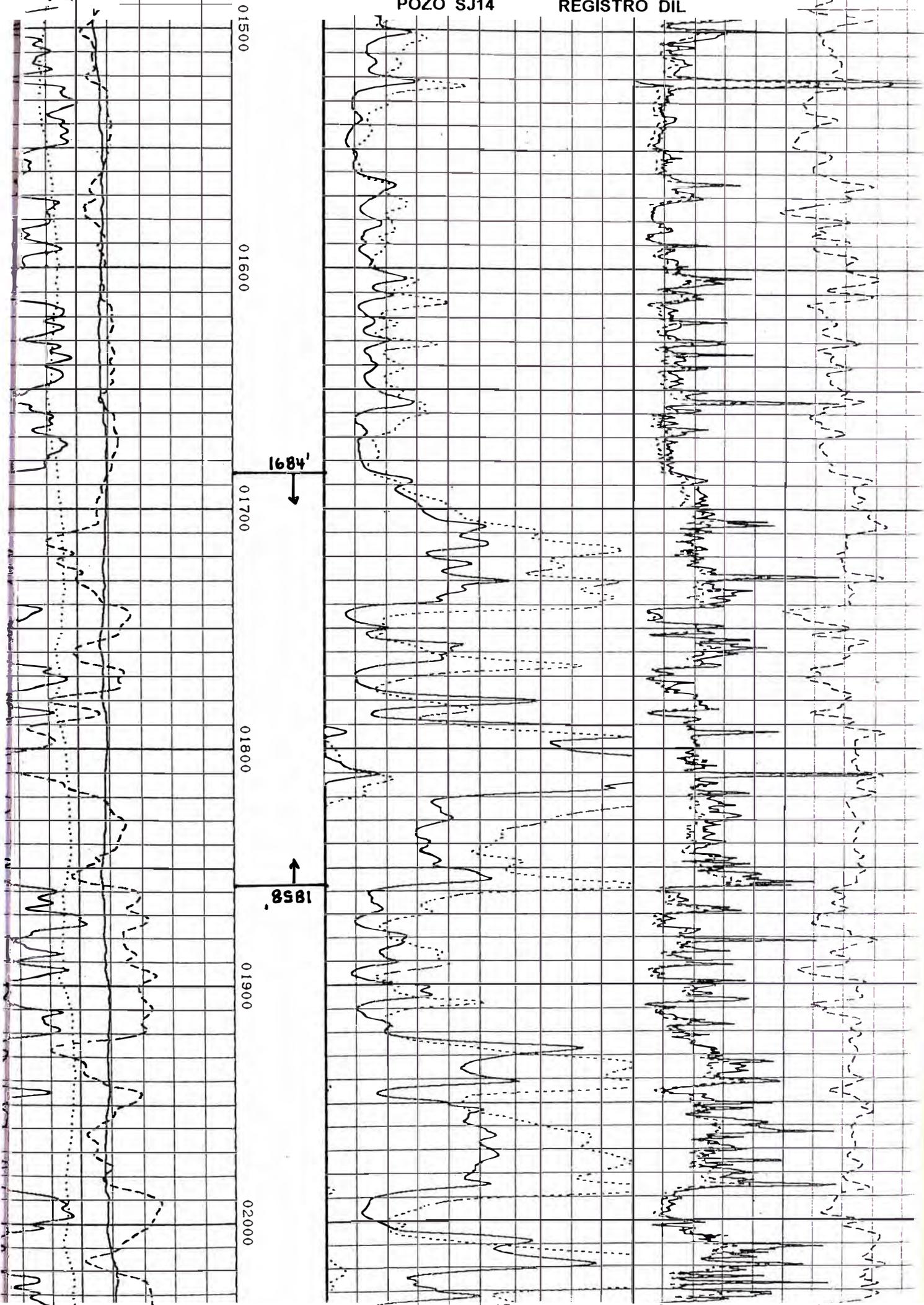


FIG 10

POZO SJ14

REGISTRO CBL

