

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**“EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS EN LA  
PERFORACION DE POZOS DEL LOTE 8  
PARA LA ELIMINACION DE LA LAINA DE 7.”**

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

**JOSE ANTONIO TEJADA CASTRO  
PROMOCION 1983 II**

**LIMA - PERU  
1996**

## **DEDICATORIA**

**Dedico el presente trabajo a mis padres, esposa é hijos por el apoyo moral y confianza que me han brindado.**

## INDICE

	Pag.
1 INTRODUCCION.....	1
2 PLANEAMIENTO DE PERFORACION EN EL LOTE 8 .....	3
2.1 Diseño de la profundidad de los Revestimiento.....	3
2.1.1 Conductor.....	3
2.1.2 Superficie.....	3
2.1.3 Intermedio.....	4
2.1.4 Laina de Producción.....	5
2.2 Equipo de perforación y modificaciones.....	5
2.2.1 Bombas.....	5
2.2.2 Mesa Rotaria.....	6
2.2.3 Equipos de Control de Sólidos.....	6
2.3 Fluidos de Perforación e Hidráulica.....	7
2.3.1 Tramo Conductor.....	7
2.3.2 Tramo superficie.....	7
2.3.3 Intermedio.....	8
2.3.4 Final.....	9
2.4 Programación Direccional.....	11
2.4.1 Tramo “Build Up”.....	12
2.4.2 Tramo “Slant” 12 1/4.....	13
2.5 Programa de brocas.....	14
2.5.1 Brocas tricónicas.....	14

2.5.2 Brocas PDC.....	15
2.6 Cementación de los revestimientos.....	15
2.6.1 Conductor 20.....	15
2.6.2 Superficie 13 3/8.....	16
2.6.3 Intermedio 9 5/8.....	16
2.6.4 Laina 7.....	16
2.7 Problemas de Perforación.....	17
2.7.1 Agarres tipo "key seat".....	17
2.7.2 Hinchamiento de arcillas.....	18
2.7.3 Agarres por presión diferencial.....	18
2.7.4 Agarres por hueco reducido.....	19
3 ELIMINACION DE LA LAINA DE 7".....	21
3.1 Diseño de la profundidad de los Revestimiento.....	21
3.1.1 Consideraciones de Seguridad.....	21
3.1.2 Presión de Formación en Yacimientos Lote 8.....	24
3.1.3 Presión de Formación y Fractura.....	26
3.1.4 Selección de profundidad del Revestimiento.....	26
3.2 Equipo de perforación .....	32
3.3- Fluidos de Perforación e Hidráulica.....	33
3.3.1 Inhibición.....	33
3.3.2 Peso de Lodo.....	34
3.3.3 Hidráulica.....	34
3.4 Programación Direccional.....	36
4 VENTAJAS TECNICAS.....	40

## ANEXOS Y GRAFICOS

ANEXO 1 Cronograma de Movimiento y operación del Equipo de Perforación (Periodo 1992 - 1994).

ANEXO 2 : Tiempos de Perforación.

ANEXO 3 : "Bit Records" pozos 139D, 138D y 140D Corrientes.

ANEXO 4 : "Bit Records" pozos 135D y 147D Pavayacu.

ANEXO 5 : Proyección tiempo de perforación pozos sin lina. Base pozo 147D Pavayacu.

ANEXO 6 : Proyección tiempo de perforación pozos sin lina. Base tiempo mínimo de perforación.

GRAFICO 1 Diagrama de completación de pozos - Lote 8.

GRAFICO 2 Tiempo de perforación de pozos dirigidos - Tramo 17 1/2".

GRAFICO 3 Tiempo de perforación de pozos dirigidos - Tramo 12 1/4".

GRAFICO 4 Tiempo de perforación de pozos dirigidos - Tramo 8 1/2".

GRAFICO 5 Perfil de presiones de formación y de fracturas.

GRAFICO 6 Programación de pozos sin lina. Base pozo 147.

GRAFICO 7 Programación de pozos sin lina. Base tiempo mínimo de perforación.

**EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS EN LA PERFORACION DE**  
**POZOS DEL LOTE-8 PARA LA ELIMINACION DE LA**  
**LAINA DE 7"**

**1 INTRODUCCION**

Desde el reinicio de la perforación en el Lote-8 en 1992 con la perforación de los pozos 139D, 138D, 140D y 137X en Corrientes; y en los años 1993 - 1994 con los pozos 132D, 130X, 133D, 143D, 134D, 144D, 145D, 146D, 135D, 147D, 148D, 150D, 149D, 154D y 153D Pavayacu, se han adquirido diversas experiencias relacionadas con las técnicas y equipos de perforación, las cuales en algunos casos han sido modificados, con los resultados de una reducción en el tiempo de perforación, prolongación de la vida operativa de los pozos en producción, reducción de la deforestación del medio ambiente y por ende una reducción en los costos de perforación.

Para lograr estos objetivos se han efectuado algunas modificaciones en el equipo de perforación, como son cambio de

bombas de mayor potencia, mejora en el sistema de control de sólidos, mejoras en la mesa rotaria; optimización en las conversiones del lodo bentonítico / yeso -lignosulfonato; optimización del programa direccional con el levantamiento del KOP, uso de estabilizadores de mayor área de contacto, control direccional de acuerdo a los comportamientos de giro de las brocas tricónicas y PDC; uso de brocas PDC, equipos de flotación no rotativos, etc.

Todos estos cambios han contribuido en mejorar el planeamiento de perforación en los pozos del Lote-8, quedando entre los cambios factibles importantes el de la **eliminación de la lana de perforación**, como una alternativa en pozos verticales y direccionales con bajo ángulo de inclinación; eliminando de esta forma el hueco de 8 1/2" y una cementación, reduciéndose enormemente los tiempos y costos de perforación; y otras ventajas como incrementos del índice de producción, facilidades de instalación de equipos de producción y reacondicionamientos durante la vida productiva de los pozos.

## **2 PLANEAMIENTO DE PERFORACION EN EL LOTE 8 (PERIODO 1992 - 1994)**

A continuación se detallará en la mayoría de los casos las modificaciones que se han efectuado desde el inicio de la perforación en el período 1992 - 1994 indicándose la que actualmente se aplica, como consecuencia de las experiencias adquiridas en los pozos perforados. (Anexo 1)

### **2.1 Diseño de la profundidad de los Revestimiento**

Se utilizan las siguientes sartas de revestimiento:

**2.1.1 Conductor:** Conductora de 20", 90 #/ft a 20m de profundidad, sirve como conductor del lodo hacia los tanques de lodo para cerrar el circuito de flujo. Se instala con el equipo de perforación.

En los pozos 139D, 140D y 138D Corrientes se instaló previamente al armado del Equipo a aproximadamente 2m de profundidad para eliminar el tiempo de perforación del tramo de 24", registrándose problemas de erosión con comunicación del flujo por la cantina del pozo durante la perforación del tramo de superficie.

**2.1.2 Superficie:** Revestimiento de 13 3/8", J55, 53.5 #/ft, Rango 2, STC, hilos 8rd ó "Buttress" a 250 -



300m de profundidad , sirve principalmente para instalar los controles BOP y cubrir arenas limpias superficiales que puedan causar pérdidas de circulación del fluido de perforación.

Soporta al cabezal del pozo "wellhead" 13 5/8" x 3000 psi roscado y a los revestimientos posteriores que cuelgan del cabezal; y además en los pozos direccionales cubre el tramo de orientación y construcción del ángulo de inclinación.

Durante la campaña de perforación se ha venido reduciendo la profundidad de asentamiento como consecuencia del levantamiento del KOP en los pozos direccionales.

**2.1.3 Intermedio:** Revestimiento de 9 5/8", H-40/C-95, 40-43.5 #/ft, Rango 3, LTC, hilos 8rd ó "buttress" a aproximadamente 2400m., sirve para cubrir el tramo inclinado del pozo direccional hasta que se vuelve vertical "tipo S", forrando las capas arcillosas y la formación Lutitas Pozos, que requieren elevar el peso de lodo para mantenerlas estables. Es el revestimiento más largo y que mayores problemas ha causado durante las bajadas del mismo, como son asentamientos y no circulación, los cuales han sido

superados con acondicionamientos del hueco antes de bajar y circulaciones del lodo durante las bajadas.

**2.1.4 Laina de Producción:** Revestimiento de 7", N-80, 29 #/ft, Rango 3, hilos 8rd ó "buttress" desde aprox. el zapato de 9 5/8" hasta la profundidad final a 3100m. Cubre las formaciones productivas de Vivian y Chonta y es instalada con el colgador de laina y la sarta de perforación.

La sarta de 7" y 9 5/8" vienen a ser la sarta de producción. (Gráfico 1)

## **2.2 Equipo de perforación y modificaciones**

Se utiliza un Equipo helitransportable TBA 2000, desarmable en 370 partes incluida la sarta de perforación para helicópteros de 6000 lbs. de capacidad de carga externa; con un mástil Lee C. Moore 21' de altura de mesa y 138' de altura de mástil, con capacidad de 670,000 lbs en el gancho; al cual se le han efectuado las siguientes modificaciones:

**2.2.1 Bombas:** Los pozos 139D, 140D, 138D, 137X Corrientes y 132D, 130X Pavayacu utilizaron 04 bombas OPI 350; las cuales fueron reemplazadas por 03 bombas OIME H700B.

Esto nos permitió disponer de mayor caudal de bombeo y presión en el Stand Pipe, incrementándose nuestro promedio de 400 GPM a 600 GPM y de 1800 psi a 2650 psi. ,haciendo posible de esta forma el uso de las brocas PDC.

**2.2.2 Mesa Rotaria:** Con la modificación de la transmisión de la mesa rotaria ha sido posible aumentar la velocidad de rotación de 120 RPM a 200 RPM disponiendo de esta forma de un amplio margen para la operación con las brocas PDC y tricónicas de la serie ATM, ATJ, GTT.

**2.2.3 Equipos de Control de Sólidos:** Desde la implementación de las bombas OIME H700B con las cuales se incrementaba el galonaje del fluido de perforación, paralelamente se instalaron las zarandas del tipo Dual Derrick Flo Line-plus Modelo 48, y que permitieron perforar desde el pozo 143D Pavayacu con las brocas PDC, las cuales incrementan la velocidad de perforación y como consecuencia producen mayor cantidad de sólidos a tratar en el sistema.

Como consecuencia de los altos volúmenes tratados se modificaron las centrífugas de transferencia a los

equipos de control como "desander", "desilter" y "mud cleaner" de centrifugas Thompson a Mission, se incrementó de 02 a 03 el número de conos del "desander".

Desafortunadamente, el sistema de control de sólidos en la superficie no puede remover todos los sólidos a la misma velocidad que ellos son generados, especialmente en la parte superficial formación Pebas y Chambira, incrementando incontrolablemente los sólidos; por lo que se ha incrementado el volumen de tancaje en 200 bls de reserva para la dilución y evitar disminuciones del peso de lodo.

### **2.3 Fluidos de Perforación e Hidráulica**

Durante toda la campaña se ha utilizado el lodo lignosulfonato optimizándose su conversión en los siguientes tramos: (Ver cuadro de propiedades de lodo, anexo 4-A)

#### **2.3.1 Tramo Conductor: Lodo Nativo**

**2.3.2 Tramo superficie:** Lodo bentonítico, se requiere un fluido de perforación con la reología invertida cuando se utiliza el motor de fondo, el cual limita al galonaje utilizado.

### **2.3.3 Intermedio:**

Formación Pebas, la velocidad de perforación y generación de sólidos es alta teniéndose que diluir una gran cantidad de lodo; se utiliza el lodo bentonítico con la relación invertida, alto punto de cedencia.

Formación Chambira: Debido al contenido de anhídrita en esta formación antes de ingresar se convierte el lodo a yeso-lignosulfonato, el cual es inhibido en calcio. Se incrementa el peso de lodo para reducir el efecto de reducción del hueco como consecuencia de la hidratación de la arcilla, 9.8 PPG.

Formación Lutitas Pozo, una vez perforado la formación Chambira se continúa con el lodo yeso-lignosulfonato, no se suspende la dosificación de yeso debido a que se ha observado aporte de calcio de la Fm. Chambira cuando el lodo se encuentra estático. Para controlar los derrumbes de fragmentos de lutita se incrementa el peso de lodo a 10.2 PPG.

Finalmente para bajar el revestimiento intermedio de 9 5/8" se incrementa el peso de lodo a 10.5 PPG para asegurar la configuración del hueco.

**2.3.4 final,** Todo este tramo se perfora con lodo yeso-  
lignosulfonato de 9.2 PPG, con la finalidad de  
inhibir al lodo con la presencia de intercalaciones  
de arcillitas presente en la Fm's Yahuarango y  
Chonta.

Para reducir el daño a la formación se reduce el  
filtrado a 4 cc/30 min. con el uso de polímeros.

Los cambios en la hidráulica de perforación se pueden  
apreciar en las tablas de parámetros de perforación  
observándose los cambios alcanzados al reemplazar las  
bombas OPI-350 a OIME H-700B. (Anexos 3 y 4, y Graficos 2,  
3 y 4)

Hidráulicamente en el tramo intermedio superior debido a  
la alta velocidad de perforación se requiere el mayor  
caudal posible para levantar la gran cantidad de recortes  
generados.

En el tramo intermedio inferior especialmente en las  
formaciones plásticas como Chambira requiere potencia  
hidráulica en la broca para evitar empaquetamientos por  
una limpieza inadecuada. El incremento de la potencia en  
la broca sin reducir el caudal del lodo que es una  
condición invariable de las brocas PDC se consigue con la

reducción del diámetro de los chorros requiriéndose mayor potencia en superficie. Esto fue posible con el cambio de las bombas OPI-350 a OIME H-700B.

Sin embargo actualmente en la perforación de los últimos pozos en Corrientes donde las formaciones plásticas están más profundas se observa un decrecimiento de la velocidad de perforación debido a que se reduce la potencia en la broca HSI. Actualmente se coordina para incrementar a 4 el número de bombas OIME H700B.

## 2.4 Programación Direccional

Las condiciones de terreno en el Lote-8 son variables encontrándose en algunos casos zonas de aguajales como Corrientes, Yanayacu, Chambira donde el transporte terrestre es difícil; zonas altas como Pavayacu, Capirona y Nueva Esperanza y que en adición a la falta de maquinaria pesada para la construcción y mantenimiento de plataformas y carreteras se dificulta del mismo modo el transporte terrestre.

Ante esta situación se ha seleccionado un equipo de perforación helitransportable y la programación de perforación de pozos direccionales, perforándose desde una plataforma un promedio de cinco pozos.

Con el requerimiento del uso de la perforación direccional se ha optimizado el control de la perforación acortándose las diferencias en tiempo con respecto a un pozo vertical y se han eliminado problemas que anteriormente eran bien notorios.

De los pozos perforados en el período 1992 - 1994 se han perforado 18 pozos direccionales, con un tiempo promedio de perforación de 19.9 días; registrándose el menor tiempo de perforación en el Pozo 147D - Pavayacu con 17.41 días. Como se puede apreciar en el Anexo 2.



Optimizando los datos estadísticos se proyecta un tiempo de perforación de 10.7 días.

En la campaña de perforación se efectuaron las siguientes modificaciones referidas a la perforación direccional:

- 2.4.1 Tramo "Build Up":** Se levantó el KOP hasta 50m. (punto de inicio de desviación para iniciar el incremento del ángulo), para aprovechar las formaciones más blandas superficiales y alcanzar más rápidamente y con mayor facilidad el ángulo máximo y la orientación deseada.
- Se cambió el motor de desplazamiento positivo de 7 3/4" a 9 5/8" el cual permite mayores caudales y mayores torques.
- Se cambiaron los estabilizadores de 17 1/2" GRANT tipo cuchilla intercambiables por los Drillco Integral Blade que proveen una mayor estabilización debido al mayor área de contacto.
- Se alcanzó la profundidad final del tramo 17 1/2" hasta en 250m., y con un desfase de 5° a la izquierda con respecto al rumbo programado para compensar el giro a la derecha que experimentan las brocas PDC en la parte superior del tramo de 12 1/4".

**2.4.2 Tramo "Slant" 12 1/4":** Se levantó el DOP (inicio de caída del ángulo), usándose mayores ángulos de inclinación con la finalidad de obtener un mayor tramo vertical en el hueco de 12 1/4", reduciéndose el tiempo utilizado en tomas de desviación.

Se cambió los equipos de flotación a no rotativos con los cuales se eliminó un viaje especial con broca tricónica y sin estabilizadores para perforar los equipos de flotación, con los equipos no rotativos se baja directamente con el conjunto empaquetado y broca PDC para continuar perforando formación.

Cambio de estabilizadores del tipo "GRANT" cuchilla intercambiable a estabilizadores "DRILLCO" "EZY Change" de 12 1/4" con los que se mejoró el área de contacto mejorando la rigidez y reduciendo los problemas de taponamiento de "flowline" en las formaciones superficiales (Marañón y Pebas).

En el tramo superior Pebas se atraviesa una formación suave en donde es marcado que las brocas PDC giran a la derecha, cambiando la dirección del giro conforme se va profundizando, observándose posteriormente un giro a la izquierda, especialmente durante la caída del ángulo; mientras que las brocas tricónicas giran siempre a la derecha. Este

comportamiento se ha aprovechado cuando se ha requerido correcciones antes de utilizar el motor de fondo.

Se cambió la herramienta de medición para el control de la trayectoria direccional "single shot" del sistema "timer" al "sensor monel" eliminando de esta forma fotos fuera de profundidad.

## **2.5 Programa de brocas**

### **2.5.1 Brocas Tricónicas.**

Se inició la campaña de perforación con el uso de brocas tricónicas utilizándose las brocas en las series ATJ (Codigo IADC: 1-1-6) con cojinetes de fricción y las ATM (Codigo IADC: 4-1-7) también con cojinete de fricción y sello metal metal.

También se mejoró la protección al calibre para una máxima resistencia al desgaste y mantener el hueco en calibre.

Se observó un mayor desgaste en los sellos y cojinetes en las formaciones plásticas (Pebas, Chambira y Huchpayacu ó Yahuarango), prácticamente en el tramo de 12 1/4".

Se observó mayor desgaste en el calibre en las formaciones areniscas abrasivas (Formaciones Vivian,

Chonta y Agua Caliente), prácticamente en el tramo de 8 1/2".

Con respecto al diámetro del hueco perforado se pudo observar que en las formaciones plásticas se registraron calipers de hasta el 100% más grande del hueco nominal especialmente en la formación Yahuarango; mientras que en las arenas abrasivas se registro calipers "in gauge".

### **2.5.2 Brocas PDC**

A partir del pozo 134D Pavayacu se inició con el uso de las brocas PDC (IADC M323) de 12 1/4" y en el pozo 135D Pavayacu con el uso de brocas PDC de 8 1/2", con las cuales se incrementó notablemente la velocidad de perforación.

Las brocas PDC son ideales para perforar formaciones plásticas y de bajo esfuerzo. Estas brocas perforan por medio de una acción cortante (cizallamiento) en vez de una acción de trituramiento y estriado como lo hacen las brocas tricónicas.

## **2.6 Cementación de los revestimientos**

**2.6.1 Conductor 20":** A superficie, se utilizan 220 sx de cemento.

**2.6.2 Superficie 13 3/8":** A superficie, se utilizan 800 sx de cemento, con 2 mezclas (principal y de relleno), centralizadores tipo S-3 y se implementaron en los últimos pozos los equipos de flotación no rotativos, con los cuales se redujo el tiempo de perforación de los equipos de flotación y el uso de brocas PDC y conjunto empaquetado para perforar los equipos de flotación y continuar perforando formación.

**2.6.3 Intermedio 9 5/8":** A superficie, se utilizan centralizadores tipo S-3, S-4 con un stand-off de 30-50% y equipos de flotación no rotativos. Se usan dos mezclas (Scavenger y principal) con un total de 2000 sx de cemento.

**2.6.4 Laina 7":** Al tope de laina. Se utilizan centralizadores tipo S-4 y fluid master con un "stand off" de 90%, colgador de laina y accesorios. Se utilizan dos mezclas con un total de 500 sx de cemento.

## 2.7 Problemas de Perforación

**2.7.1 Agarres tipo "ojo de llave"**, son problemas comunes en pozos direccionales ocasionados por la fuerza lateral producida en la sarta de perforación como consecuencia de la inclinación del pozo, y que se presentan en la sección mas superficial del tramo abierto y en las paredes de las formaciones mas suaves (Formaciones Marañón, Pebas). También se presentan cuando se ha producido una pata de perro severa "dog leg" especialmente cuando se corrige con motor de fondo en el hueco de 12 1/4" (Formación Chambira).

Como prevención, cuando se prevea un agarre por "key seat" debido a la presencia de un alto "dog leg" se usa la herramienta "Key seat wyper" de 8 1/4" en la sarta de perforación.

Cuando se encuentra en un agarre por "ojo de llave" no se debe templar la cañería, debe trabajarse con golpes de jar hacia abajo con aplicación de torque hasta soltar, una vez liberada trabajar el "key seat" con la mesa rotaria y tensiones simultáneamente.

**2.7.2 Hinchamiento de arcillas,** se presenta cuando existe contacto de agua con las formaciones plásticas con presencia de arcillas hidratables tales como la "montmorillonita" (Formaciones Pebas, Chambira).

El hinchamiento de las arcillas reduce el diámetro del hueco perforado ocasionando problemas durante la sacada del conjunto.

El contacto con el agua se produce por la misma composición del lodo base agua (filtrado) y con peores consecuencias cuando por negligencia se agrega agua dulce al lodo en superficie y es bombeado directamente al pozo.

Para reducir el efecto del hinchamiento de las arcillas se aumenta el peso de lodo para incrementar la presión hidrostática contra las paredes del pozo.

Para eliminar este efecto es necesario inhibir el lodo con iones (Ca, K, Na) para reducir el efecto de atracción entre las partículas de arcilla y el agua.

Una medida preventiva para preveer el hinchamiento de las arcillas y la formación de una zona con hueco reducido en el pozo es la práctica de los viajes cortos cada 20 hrs. de perforación.

**2.7.3 Agarres por presión diferencial,** ocurre generalmente en zonas permeables (arenas de las formaciones

Vivian, Chonta) y que con la diferencia de presiones entre la presión de formación y la presión hidrostática del lodo aprisiona a la tubería contra la pared del hueco.

Este fenómeno está presente durante la perforación de arenas cuando se perfora con un alto sobrebalance de presión, el cual magnificará la fuerza lateral hacia la pared del pozo. Si la fuerza es demasiado grande la tubería no podrá reciprocarse, ni rotarse. Este tipo de agarre se presenta normalmente durante el tiempo de conexión en un cambio de tubo ó durante la toma de un registro de desviación.

El agarre por presión diferencial ocurre sólo en formaciones permeables y cuando se detecta se recomienda conectar el kelly, verificar circulación, sentar el peso de la sarta sobre el agarre, si es posible trabajar con el "drilling jar" con golpes hacia abajo y aplicación de torque a la derecha. Suspender la circulación durante los golpes de jar.

**2.7.4 Agarres por hueco reducido,** ocurre cuando al bajar una broca nueva ("full gauge") ingresa a una zona de hueco reducido ("undergauge") formado por la broca



anterior; la cual ha perforado una zona abrasiva y ha salido con desgaste del calibre.

### **3 ELIMINACION DE LA LAINA DE 7"**

De acuerdo a las experiencias adquiridas en la perforación de pozo en los campos de Corrientes y Pavayacu en el período 1992 - 1994 se concluye la factibilidad de eliminar la laina de 7" proyectando el tramo de 12 1/4" hasta la profundidad final. (Gráfico 1)

A continuación se efectúa un plan de perforación de los pozos teniendo en cuenta la eliminación de la laina de 7".

#### **3.1 Diseño de la profundidad de los Revestimiento**

Para determinar el número de revestimientos y profundidades de asentamiento para los pozos del Lote-8 debemos tener en cuenta las siguientes consideraciones de seguridad:

##### **3.1.1 Consideraciones de Seguridad**

Hay siete (07) criterios separados que deben ser especificados. Estos son:

**1. Consideraciones de swabeo, "swab consideration" -**  
(También llamado margen de viaje "trip margin").  
Expresados en ppg EMW. La cantidad de peso de lodo  
sobre la presión de formación que debe ser incluida  
para prevenir el swabeo del pozo cuando se saca  
cañería del hueco.

Ejemplo: .3 ppg.

**2. Consideraciones de pistoneo, "surge  
considerations" -** Expresado en ppg EMW. La mínima  
cantidad sobre el peso de lodo en el pozo para que  
sea igual a la gradiente de fractura de la formación  
debajo del revestimiento superior y prevenir el  
fracturamiento de la formación debido al efecto de  
pistoneo durante la bajada de cañería al pozo.

Ejemplo: .3 ppg

**3. Factor de seguridad.** Expresado en ppg, EMW. La  
cantidad extra de gradiente de fractura sobre el  
mínimo establecido en el criterio 2 para dar un  
valor aceptable en el inicio del procedimiento.

Ejemplo: .2 ppg

**4. Medida del golpe, "kick size".** Expresado en ppg, EMW. El principal contribuidor en la carga del golpe debajo del zapato de revestimiento cuando existe presencia de gas en formaciones con presiones anormales. La cantidad de incremento de peso de lodo necesario para balancear exactamente y posterior matar el pozo de una formación con presión anormal.

Ejemplo: .5 ppg

**5. Margen de ganancia, "gain margin".** El margen de ganancia es el contribuidor secundario en la carga del golpe debajo del zapato de revestimiento. El margen de ganancia es expresado ya sea como un valor arbitrario de ppg EMW, ó por una medida de ganancia específica expresada en bbls.

Ejemplo: .4ppg

o 30bbls

**6. Diferencial de presión permisible opuesta a formaciones normales ó subnormales** - Expresados en psi. Representa la máxima diferencia de presión permisible en un intervalo de hueco abierto. Es siempre comparado con el mayor valor esperado.

Ejemplo: 2400 psi.

## **7. Diferencial de presión permisible opuesta a formaciones con presiones altamente anormales**

Expresada en psi. Representa la máxima permisible diferencia de presión en un intervalo de hueco abierto opuesto a una formación con presiones altamente anormal.

Ejemplo: 3100 psi.

### **3.1.2 Presión de Formación en Yacimientos Lote 8.**

En los yacimientos del Lote 8, se presentan formaciones con presiones normales con una presión de formación equivalente de 9 - 10 PPG.

Esto ha sido corroborado con la perforación de los pozos en los campos de Corrientes, Pavayacu, Aerico, Chambira, Capirona, Yanayacu, Nueva Esperanza, Valencia, Tigre, Tunchiplaya, Otorongo, etc., los cuales perforaron formaciones del Cretaceo sin encontrar evidencias de presiones anormales y que estuvieron de acuerdo a lo esperado según información obtenida de los registros sísmicos.

Sin embargo se registraron dos pozo en el Lote 8, que fueron programados a pasar las formaciones del Cretáceo y profundizarse hasta el Paleozoico, Formación Pucará, encontrándose formaciones con

presiones anormales con una presión de formación equivalente de aproximadamente 14 PPG.

En la programación para la selección del punto de revestimiento en los pozos del Lote 8 cuyo objetivo es las formaciones del Cretaceo, se debe desestimar las consideraciones 4,5 y 7 debido a la no presencia de presiones anormales.

Resumiendo:

- |  |                      |
|--|----------------------|
| <b>1. Consideraciones de suaveo,</b>   | <b>0.3 PPG</b>       |
| <b>2. Consideraciones de pistoneo,</b> | <b>0.3 PPG</b>       |
| <b>3. Factor de seguridad,</b>         | <b>0.2 PPG</b>       |
| <b>4. Medida del golpe,</b>            | <b>No considerar</b> |
| <b>5. Margen de ganancia,</b>          | <b>No considerar</b> |
| <b>6. Diferencial de presión</b>       | <b>2400 psi.</b>     |
| <b>en formaciones normales.</b>        |                      |
| <b>7. Diferencial de presión</b>       | <b>No considerar</b> |
| <b>en formaciones anormales.</b>       |                      |

### **3.1.3 PRESION DE FORMACION Y PROYECCION DE LA GRADIENTE DE FRACTURA**

De la información de pozos vecinos, incluyendo los registros de resistividad, sónico y radioactivo, información de perforación y del lodo, conjuntamente con los prospectos de interpretación geológica, deberá prepararse una evaluación de las presiones de formación versus la profundidad.

Con la información en la mano de la presión de formación versus la profundidad se deberá determinar la gradiente de fractura. Un ploteo dual en escala lineal de la presión de formación y gradiente de fractura versus la profundidad para acomodar la interpolación. (Para pozos exploratorios los registros sísmicos serán la única información disponible para estimar la presión de formación).

### **3.1.4 Selección del punto de asentamiento del Revestimiento.**

De la información del pozo 1X Corrientes referente a sísmica vertical hemos obtenido un ploteo de la presión de formación y presión de fractura expresada en peso de lodo equivalente versus la profundidad del pozo.

Se puede apreciar que las formaciones encontradas según los datos sísmicos de la sísmica vertical y corroborado con los datos reales de los pozos perforados nos encontramos en formaciones con presiones normales, de aproximadamente 9 PPG de presión de formación equivalente; sin embargo debido a problemas de derrumbes de lutita en la formación Lutitas Pozo en las que se utiliza lodo de 10 PPG para evitar el derrumbe asumimos como presión de formación máxima equivalente de 10 PPG.

La selección del punto de asentamiento del revestimiento más profundo es tomado como un punto tentativo y luego perfeccionado para satisfacer todos los criterios.

Lo que vamos a calcular a continuación es el máximo peso equivalente de lodo a la profundidad de asentamiento que obtendríamos al agregar a la máxima presión de formación las consideraciones de swaveo, pistoneo y seguridad; para posteriormente comparar con la gradiente de fractura real de la formación.



El actual procedimiento es como sigue:

Máxima Presión de formación anticipada a la  
profundidad final = 10.0 ppg +  
Consideraciones de swabeo = 0.3 ppg

---

Mínimo peso de lodo a la profundidad final = 10.3 ppg +  
Consideraciones de pistoneo = 0.3 ppg

---

Peso de lodo a la profundidad de  
asentamiento = 10.6 ppg +  
Factor de seguridad = 0.2 ppg

---

Maximo peso de lodo a la profundidad  
de asentamiento = 10.8 ppg

Leer en el gráfico de la Presión de formación y gradiente de fractura versus profundidad, para la profundidad final con el valor de maximo peso de lodo a la profundidad de asentamiento una intersección con la curva de gradiente de fractura. La profundidad interceptada es el punto de asentamiento tentativo.

Nota: En nuestro caso la proyección del máximo peso de lodo a la profundidad de asentamiento 10,8 ppg, no intercepta a la presión equivalente de fractura determinando no requerir de un revestimiento intermedio.

Si la profundidad de asentamiento está dentro de una formación con presión normal ó subnormal, la sarta de revestimiento siempre será de superficie.

Es necesario efectuar una evaluación del hueco desde superficie hasta la profundidad de asentamiento (casing point) para determinar a que profundidad ocurrirá la mayor probabilidad de diferencial de presión en el hueco. Generalmente esto ocurre en el fondo de las formaciones con presión normales, registrándose un mayor  $\Delta P$ .

Si existen zonas depletadas ó formaciones con presiones subnormales, esto creará mayores  $\Delta P$  en el hueco abierto. El agarre por presión diferencial ocurrirá obviamente donde exista una mayor  $\Delta P$ .

El valor del diferencial de presión es calculado como sigue:

$$\Delta P_{\text{depth of maximum } \Delta P} =$$

$$(MW_{\text{Casing Point}} - FP_{\text{Depth of maximum } \Delta P}) (.052) (\text{Depth}_{\text{Maximum } \Delta P})$$

La  $\Delta P$  calculada se compara con el permisible  $\Delta P$  del criterio de diseño. Si el  $\Delta P$  actual es menor ó igual que el permisible  $\Delta P$ , se concluye que durante la bajada de la sarta de cañería no existirá problemas de pegamiento, por lo que será una sarta de revestimiento intermedio.

Si la  $\Delta P$  calculada es mayor que la permisible  $\Delta P$ , pegamiento de cañería es considerado probable. Por lo tanto no debe considerarse la profundidad de asentamiento calculada en el paso 1. El revestimiento intermedio deberá ser corrido hasta la profundidad de máxima  $\Delta P$  para cubrir la zona potencial de pegamiento por presión diferencial.

Teniendo en cuenta que en nuestros pozos el punto más profundo donde se registra presiones normales es

el fondo del pozo con presión de formación equivalente de 9 PPG y peso de lodo de 10.8 PPG:

MW <sub>Casing Point</sub>	10.8
FP <sub>Depth of maximum ΔP =</sub>	9.0
Depth <sub>Maximum ΔP</sub>	3100 m ó 10170'

$$\Delta P_{\text{depth of maximum } \Delta P} = (10.8 - 9.0) \times (0.052) \times (10170)$$

$$\Delta P_{\text{depth of maximum } \Delta P} = 952 \text{ psi}$$

Tomándose en cuenta las consideraciones de seguridad mencionadas se establece la factibilidad de utilizar un solo revestimiento desde el fondo del pozo eliminando de esta forma la lina de 7". (Gráfico 5)

### 3.2 Equipo de perforación

Los requerimientos adicionales de equipo de perforación para la eliminación de la lina de 7" en los pozos del Lote-8, son los necesarios como para perforar el tramo de 12 1/4" hasta la profundidad final a 3100 m.

La carga crítica será la capacidad para bajar el revestimiento de 9 5/8" hasta el fondo.

Actualmente se viene utilizando sarta de revestimiento combinado con grado N-80 / C-95 y peso 40 / 43.4 lbs/pie.

Esto obedece a que la cementación se efectúa hasta superficie, requiriéndose mayor resistencia al colapso de la sarta inferior; sin embargo debido a los problemas de corrosión y mecánicos del revestimiento de 9 5/8" que se vienen observando en los trabajos de reacondicionamiento la tendencia es en uniformizar la sarta de revestimiento en 43.5 lbs/pie (aumento del espesor).

Para efectos de diseño de capacidad de equipo debemos considerar una sarta completa de revestimiento de 9 5/8" de 43.5 lbs/pie.

Capacidad de equipo para bajar casing de 9 5/8" hasta profundidad final:

Tensión  $3100m. \times 3.281 \times 43.5 \times .85 = 376,000 \text{ \#s}$

Overpull: 100,000 #s

Total 476,000 #s

Esta cantidad está por debajo de la capacidad de tensión al gancho de un Equipo TBA 2000 como el que utilizamos en el Lote 8.

### **3.3- Fluidos de Perforación e Hidráulica.**

Continuar con el uso del lodo lignosulfonato con las modificaciones que se vienen utilizando.

Asimismo tener en cuenta los siguientes procesos en el fluido de perforación que inciden en la optimización de la perforación:

**3.3.1 Inhibición,** optimizar la inhibición de lodo con el uso de los iones Ca, K ó Na y por encapsulamiento con el uso de polímeros para reducir las fuerzas de atracción entre las partículas de arcillas y el agua.

La perfecta inhibición del lodo a las arcillas hidratables de las formaciones plásticas evitará los agarres de cañería, altos drag, rimado por reducción del hueco y el taponamiento del flowline.

**3.3.2 Peso de Lodo,** mientras no se mejore la inhibición del lodo para eliminar el efecto del hinchamiento de arcillas, deberá continuarse con el mismo programa de peso de lodo, atravesando las formaciones lutitas pozo con un peso de 10.4 PPG.

El tramo siguiente hasta la profundidad final, es decir las formaciones Yahuarango, Vivian, Chonta y Agua Caliente son formaciones con presiones normales de aproximadamente 9 PPG de presión de formación equivalente, las cuales podrán perforarse con el mismo peso de lodo de 10.4 hasta la profundidad final.

Desde el punto de vista de producción, el daño a la formación ocasionado por el incremento del peso de lodo de 9,4 a 10,4 PPG se puede reducir con el control del filtrado mediante el uso de polímeros para mantener un nivel por debajo de 5 ó 6.

**3.3.3 Hidráulica,** en el diseño de un programa hidráulico se considera los datos de caudal y caída de presión

en la broca para calcular la curva del caballaje hidráulico HSI, con la finalidad de determinar la combinación óptima de caudal y HSI.

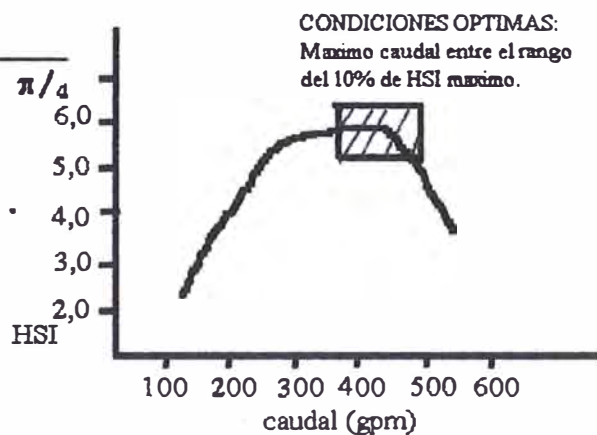
El rango permisible de caudal es seleccionado de tal manera que cumpla con los requisitos de velocidad anular, capacidad de acarreo de los recortes, capacidad de bomba y otros factores.

Una vez que se ha identificado el caudal, se calcula el HSI proporcionado por diferentes medidas de chorros y selecciona el rango que comprenden el 10% de los niveles más altos del HSI.

$$\text{HSI} = \frac{Q \Delta P}{1714(\text{Bit Diam})^2 \times \pi/4}$$

Donde:

Q= Caudal, ΔP = Presión .



Al profundizar el tramo de 12 1/4" y no disminuir el HSI para evitar una disminución en la velocidad de perforación se cambia las lánas de la bomba de 5 1/2" a 4 1/2" para conseguir una mayor presión de superficie necesaria para reducir la medida de los chorros (TFA) de la broca.



### 3.4 Programación Direccional

El uso de la perforación Direccional ha traído muchas ventajas a la operación como son:

Reducción del número de Plataformas

Reducción en la construcción de carreteras y mantenimiento de las mismas.

Reducción de la tala al construir menor número de plataformas y carreteras, reduciendo la deforestación.

Facilidades de instalación de equipo de producción en superficie.

Facilidades de mantenimiento para equipos de superficie y recorrido de pozos.

Facilidades en la automatización y control remoto de los pozos.

De acuerdo a lo mencionado es necesario precisar que el uso de la perforación direccional a contribuido grandemente en la reducción de costos y a mejorado las facilidades de producción.

Los pozos direccionales a diferencia de los pozos verticales, por su configuración y probabilidades de

poseer mayor número de puntos de alto cambio de dirección ó inclinación, presentan mayores fuerzas de rozamiento "drag", las cuales van a limitar a las sarta de perforación por su capacidad de tensión y complicarán la vida productiva ocasionándose colapsos ó roturas del revestimiento debido a que el rozamiento persistirá durante los trabajos de "workover" por desgaste de la pared de la tubería.

El diseño de la trayectoria del pozo tipo "S" seguirá siendo el mismo, cambiando solamente la longitud del tramo vertical por debajo del "drop of" ó punto de caída de ángulo.

KOP (Punto de inicio de la perforación), sin variación.

Bild-Up (Tramo de construcción de ángulo), sin variación.

Slant (Tramo de mantenimiento de ángulo), sin variación.

DOP (Punto de caída de ángulo), sin variación.

Drop-off (Tramo de caída de ángulo), sin variación.

Tramo vertical inferior 600 m.

adicional.

La magnitud de la fuerza de rozamiento "drag" dependerá de:

La longitud del tramo inclinado y ángulo de inclinación ó separación horizontal del pozo de acuerdo a la diferencia

de coordenadas de la locación y el objetivo. Corresponde a la distribución de la fuerza gravitacional ó peso, en una componente normal al eje del pozo.

Presencia de "dog-leg" ó patas de perro severas, generalmente se forman cuando se utilizan los motores de fondo PDM (Positive Displacement Motor). Los motores de fondo estan programados en el tramo de 17 1/2" para efectuar la construcción del ángulo y la orientación del pozo, cuyo tramo se protege con el revestimiento de superficie 13 3/8". En el tramo de 12 1/4" se forman cuando se bajan motores PDM para corregir dirección, creándose dog-leg mas severos cuando las correcciones son más profundas.

Mayor posibilidad de formación de "key seat", especialmente en zonas superficiales más suaves, al aumentar la fuerza lateral debido al mayor peso de la sarta cuando se profundiza el tramo de 12 1/4".

Por lo tanto, los criterios que definan la posibilidad de eliminar la lina y continuar la perforación con la broca de 12 1/4" hasta la profundidad final son netamente mecánicos y se resumen a la medida del arrastre de la sarta, presencia de altos "dog-leg" cuando se corrige con motor de fondo en el tramo de 12 1/4" y la presencia de formación de key seat.

La eliminación de la lina de 7" es una alternativa sin incremento de riesgos operativos cuando los valores de la fuerza de rozamiento son moderados (menores de 60,000 lbs) cuando nos encontramos en profundidad de la formación Pozo Basal.

Es decir, a profundidad de la Formación Pozo Pozo Basal, si el "drag" es mayor de 60,000 lbs, circulamos y preparamos para bajar revestimiento intermedio de 9 5/8" y cementar, posteriormente continuar perforando con broca de 8 1/2" hasta profundidad final y completar con lina de 7".

Si a la profundidad de la Formación Pozo Basal el "drag" es menor de 60,000 lbs., continuar perforando hasta la profundidad final con broca de 12 1/4", para, posteriormente completar con revestimiento de 9 5/8".

Para reducir las posibilidades de formación de "key seat" en las formaciones superficiales más suaves se recomienda profundizar el revestimiento de 13 3/8".

Para asegurar una mayor vida productiva del pozo, se recomienda aumentar el espesor de la pared del revestimiento de 9 5/8" cambiando el peso de la tubería de 40 a 43.5 lbs/pie. y utilizándose en los trabajos de reacondicionamiento y sartas de producción protectores de cauchos para Drill pipe 3 1/2" ó protectores para tubing 3 1/2" para cable de potencia.

#### **4 VENTAJAS TECNICAS**

A continuación se detallan las mejoras que pueden obtenerse con la eliminación de la lina de 7".

Beneficio económico al reducir el tiempo total de perforación de los pozos en 3.1 días (se considera "tiempo total de perforación" desde el inicio de la perforación del hueco de 24" hasta alcanzar la profundidad final del pozo).

(Anexos 5 y 6, y Gráficos 6 y 7).

- Beneficio económico al eliminar un trabajo de cementación.

Con esta técnica se efectuarían durante el período de perforación las cementaciones de conductora y superficie; quedando la cementación del revestimiento de 9 5/8" para el período de completación.

- Provee un mejor medio para la completación de los pozos instalándose equipos de producción de mayor capacidad.

Asimismo permite la instalación de sistemas de producción más complejos como la instalación dual.

- Incremento del índice de productividad de los pozos al incrementar el área de drenaje del hueco ( 8 1/2" a 12 1/4").

$$\%IP = \frac{IP_{12\ 1/4} \quad \text{Ln} (re/4.5)}{IP_{8\ 1/2} \quad \text{Ln} (re/6.5)} = 7\%$$

- Provee un mejor medio para el uso de herramientas en la reparación de los forros de producción. Actualmente el revestimiento de 7", no permite instalar una sarta de resane en el interior cuando se presentan problemas de corrosión.

- Evita el uso de colgadores de lana al utilizar una sarta de revestimiento de 9 5/8" corrida desde la profundidad final a superficie.

Asimismo evita el trabajo de "liner lap" y resanes del tope de lana.

- Se elimina el uso de brocas PDC y accesorios de 8 1/2" al continuar la perforación con la broca de 12 1/4" hasta la profundidad final.

# ANEXO 1

## CRONOGRAMA DE MOVIMIENTO Y OPERACION DEL EQUIPO DE PERFORACION PERIODO 1992 - 1994

POZO	P E R F O R A C I O N																COMPLET.		MOVIM.		REMARKS
	HUECO 20"				HUECO 17 1/2"				HUECO 12 1/4"				HUECO 8 1/2"				INST. BEC		DESARMADO		
	INICIO		TERMINO		INICIO		TERMINO		INICIO		TERMINO		INICIO		TERMINO		ARRANQUE		INICIO		
	HORA	FECH	HORA	FECH	HORA	FECH	HORA	FECH	HORA	FECH	HORA	FECH	HORA	FECH	HORA	FECH	HORA	FECH	HORA	FECH	
139D	12:00	9Apr-92			12:00	9Apr-92	6:00	12Apr-92	7:30	15Apr-92	8:00	28Apr-92	12:00	22May-92	23:45	30May-92	10:00	21Jun-92	10:00	21Jun-92	Sin Cond. Uso D.V.Tool Side Track
140D	0:30	23Jun-92			0:30	26Jun-92	12:00	29Jun-92	2:00	2Jul-92	10:00	12Jul-92	16:00	19Jul-92	19:30	23Jul-92	0:00	6Aug-92	0:00	6Aug-92	Prob. Cond 20" y cementac. 9 5/8
138D	10:30	9Aug-92	12:30	9Aug-92	12:00	10Aug-92	10:00	12Aug-92	7:30	15Aug-92	12:00	27Aug-92	10:00	8-Sep-92	6:00	13-Sep-92	15:00	2-Oct-92	15:00	2-Oct-92	Prob. Cementac. Csg. 9 5/8"
137X	3:30	13-Oct-92	8:00	13-Oct-92	23:00	13-Oct-92	10:00	14-Oct-92	13:50	16-Oct-92	10:00	26-Oct-92	6:30	29-Oct-92	16:00	1-Nov-92	12:00	20-Nov-92	12:00	20-Nov-92	
132D	18:30	27-Dec-92	3:00	28-Dec-92	22:00	28-Dec-92	1:00	31-Dec-92	4:00	2Jan-93	6:00	11Jan-93	9:00	14Jan-93	3:00	20Jan-93	14:00	6Feb-93	14:00	6Feb-93	Mov. Eq. Con-Pav.
130XC	12:00	7Feb-93	15:00	7Feb-93	9:00	9Feb-93	20:00	9Feb-93	14:00	11Feb-93	8:45	19Feb-93	20:30	24Feb-93	12:15	2Mar-93	14:00	15Mar-93	14:00	15Mar-93	
133D	0:00	19Mar-93	3:00	19Mar-93	18:30	19Mar-93	9:00	21Mar-93	14:00	23Mar-93	8:00	1Apr-93	21:00	5Apr-93	14:30	11Apr-93	12:00	30Apr-93	12:00	30Apr-93	
143D	19:30	3May-93	21:30	3May-93	3:00	4May-93	9:00	5May-93	10:30	7May-93	4:30	15May-93	10:00	18May-93	7:30	23May-93	15:00	8Jun-93	15:00	8Jun-93	
134D	0:00	10Jun-93	2:00	10Jun-93	12:00	10Jun-93	9:00	11Jun-93	16:00	13Jun-93	19:00	22Jun-93	17:30	25Jun-93	0:45	6Jul-93	2:25	16Jul-93	2:25	16Jul-93	
132D	12:00	17Jul-93															12:00	21Jul-93	12:00	21Jul-93	Serv. de Pozos
144D	0:30	9Aug-93	4:00	9Aug-93	19:30	9Aug-93	6:00	12Aug-93	17:00	14Aug-93	14:00	26Aug-93	12:00	29Aug-93	0:00	10-Sep-93	18:00	9-Oct-93	18:00	9-Oct-93	Pesca y Reacond.
145D	10:00	10-Oct-93	11:00	10-Oct-93	6:00	11-Oct-93	14:00	12-Oct-93	8:00	14-Oct-93	6:40	21-Oct-93	8:30	24-Oct-93	0:00	31-Oct-93	7:00	20-Nov-93	7:00	20-Nov-93	Coreo, Squeeze 7
146D	19:00	20Nov-93	20:00	20Nov-93	8:00	21Nov-93	8:00	22Nov-93	8:00	24Nov-93	14:00	1-Dec-93	17:00	5-Dec-93	0:00	11-Dec-93	12:00	20-Dec-93	12:00	20-Dec-93	
135D	13:00	7Jan-94	15:00	7Jan-94	5:00	8Jan-94	15:00	9Jan-94	21:00	10Jan-94	14:30	17Jan-94	10:30	22Jan-94	22:30	24Jan-94	20:00	3Feb-94	20:00	3Feb-94	
147D	8:00	21Feb-94	11:00	21Feb-94	13:00	21Feb-94	14:30	23Feb-94	6:00	25Feb-94	5:00	3Mar-94	22:00	6Mar-94	17:00	10Mar-94	12:00	20Mar-94	12:00	20Mar-94	
148D	12:00	21Mar-94	12:30	21Mar-94	4:00	22Mar-94	7:30	23Mar-94	10:00	25Mar-94	6:30	29Mar-94	6:00	5Apr-94	9:20	11Apr-94	14:30	4May-94	14:30	4May-94	Coreo
150D	0:00	6May-94	1:00	6May-94	14:00	6May-94	12:00	7May-94	18:00	9May-94	18:00	15May-94	6:00	19May-94	12:30	27May-94	9:30	9Jun-94	9:30	9Jun-94	Coreo
149D	3:00	24Jun-94	6:00	24Jun-94	20:00	24Jun-94	18:00	27Jun-94	12:30	29Jun-94	21:30	6Jul-94	17:30	10Jul-94	12:30	16Jul-94	14:00	30Jul-94	14:00	30Jul-94	Platf. Manto Back off
154D	0:00	25Aug-94	2:00	25Aug-94	9:00	25Aug-94	4:00	27Aug-94	6:00	29Aug-94	12:00	3-Oct-94	15:10	7-Oct-94	4:45	10-Oct-94	12:00	21-Oct-94	12:00	21-Oct-94	Prob. hueco 12 1/4"
153D	16:00	4Nov-94	18:00	4Nov-94	9:00	5Nov-94	16:30	6Nov-94	23:30	12Nov-94	3:00	18Nov-94	5:00	20Nov-94	11:20	23Nov-94	8:00	10-Dec-94	8:00	10-Dec-94	

## ANEXO 2

### TIEMPOS DE PERFORACION

POZO	PERFORACION				CEMENTACION				
	24"	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2"	COND	SUP	INT		
139D		2.75	13.02	8.49		3.06	24.17		
140D		3.48	10.33	4.15		2.58	7.25		
138D	0.08	1.92	12.19	4.83	0.98	2.90	11.92		
137X	0.19			3.40	0.63	2.16	2.85		
132D	0.35	2.13	9.08	5.75	0.79	2.13	3.13		
130XC	0.13			5.66	1.75	1.75	5.49		
133D	0.13	1.60	8.75	5.73	0.65	2.21	4.54		
143D	0.08	1.25	7.75	4.90	0.23	2.06	3.23		
134D	0.08	0.88	9.13		0.42	2.29	2.94		
144D	0.15	2.44			0.65	2.46	2.92		
145D	0.04	1.33	6.94		0.79	1.75	3.08		
146D	0.04	1.00	7.25	5.29	0.50	2.00	4.13		
135D	0.08	1.42	6.73	2.50	0.58	1.25	4.83		
147D	0.13	2.06	5.96	3.79	0.08	1.65	3.71		
148D	0.02	1.15	3.85		0.65	2.10	6.98		
150D	0.04	0.92	6.00		0.54	2.25	3.50		
149D	0.13	2.92	7.38	5.79	0.58	1.77	3.83		
154D	0.08	1.79		2.57	0.29	2.08	4.13		
153D	0.08	1.31	5.15	3.26	0.63	6.29	2.08		
								<b>TOTAL TIEMPO PERFOR.</b>	
<b>Total</b>	<b>prom.</b>	0.11	1.78	7.97	4.72	0.63	2.35	5.51	23.08
	<b>maximo</b>	0.35	3.48	13.02	8.49	1.75	6.29	24.17	57.55
	<b>minimo</b>	0.02	0.88	3.85	2.50	0.08	1.25	2.08	10.67
<b>Corr</b>	<b>prom</b>	0.14	2.72	11.85	5.22	0.80	2.68	11.55	34.94
	<b>maximo</b>	0.19	3.48	13.02	8.49	0.98	3.06	24.17	53.39
	<b>minimo</b>	0.08	1.92	10.33	3.40	0.63	2.16	2.85	21.37
<b>Pavay</b>	<b>prom</b>	0.10	1.58	7.00	4.52	0.61	2.27	3.90	19.99
	<b>maximo</b>	0.35	2.92	9.13	5.79	1.75	6.29	6.98	33.21
	<b>minimo</b>	0.02	0.88	3.85	2.50	0.08	1.25	2.08	10.67

**Nota:** Los tiempos de perforación mínimos fueron registrados en los últimos pozos de Pavayacu. (A partir del pozo 135D).



### ANEXO 3

#### BIT RECORD POZOS 139D, 140D Y 138D CORRIENTES

POZO	No	SIZE	TYPE	CHORROS					TFA	SALE	MTS. PERF.	HORAS ROTAC	ROP	MW	Ps	Q	Pb	HSI
				1	2	3	4	5										
139D	4	12.25	ATJ-1	14	14	14			0.4510	839	249	10	24.9	9.4	2100	581	1437	4.13
	4R	12.25		14	14	14			0.4510	1016	177	9.5	18.6	9.5	2100	581	1452	4.18
	4RR	12.25		14	14	14			0.4510	1357	341	19.5	17.5	9.7	2300	550	1329	3.62
	5	12.25	ATJ-1	14	14	15			0.4732	1707	350	36	9.7	9.3	2200	550	1157	3.15
	5R	12.25		15	15	14			0.4955	2166	384	31	12.4	9.4	2250	540	1028	2.75
	6	12.25	ATJ-11	15	15	16			0.5415	2309	143	15.5	9.2	9.7	2250	557	945	2.61
	6R	12.25		15	15	16			0.5415	2574	275	28.5	9.6	9.8	2150	495	754	1.85
	9	8.50	X3A	16	16	15			0.5653	2303	21.3	12	1.8	10.2	2300	324	309	1.03
	10	8.50	X3A	11	11	11			0.2784	2621	318	26.5	12.0	10.2	2200	254	782	2.04
	8R	8.50	X3A	12	12	13			0.3505	2720	99	12.5	7.9	10.2	2000	370	1047	3.98
	11	8.50	ATJ-1	12	12	12			0.3313	2891	171	22	7.8	10.2	1900	345	1018	3.61
	12	8.50	ATJ-22	12	12	11			0.3137	3220	329	50	6.6	10.2	2100	338	1091	3.79

POZO	No	SIZE	TYPE	CHORROS					TFA	SALE	MTS. PERF.	HORAS ROTAC	ROP	MW	Ps	Q	Pb	HSI
				1	2	3	4	5										
140D	5	12.25	S33S	14	14	14			0.4510	781	297	12	24.8	9.4	2200	545	1264	3.41
	6	12.25	S33S	14	14	14			0.4510	1375	594	42	14.1	9.6	2200	592	1523	4.46
	7	12.25	ATJ-11	15	15	15			0.5177	1592	217	20	10.9	9.7	2200	582	1129	3.25
	9	12.25	J-11	16	16	16			0.5890	2466	305	37.5	8.1	10.0	2200	534	757	2.00
	10	8.50	JD8	16	16	16			0.5890	2473	49	16.5	3.0	9.2	2200	377	347	1.35
	11	8.50	X3A	11	11	11			0.2784	2580	107	15.5	6.9	9.4	2200	354	1400	5.09
	12	8.50	ATGJ-1	11	11	11			0.2784	2817	237	25.5	9.3	9.4	2200	352	1384	5.01
	13	8.50	ATJ-22	11	11	11			0.2784	3103	286	25	11.4	9.4	2200	352	1384	5.01

POZO	No	SIZE	TYPE	CHORROS					TFA	SALE	MTS. PERF.	HORAS ROTAC	ROP	MW	Ps	Q	Pb	HSI
				1	2	3	4	5										
138D	5	12.25	ATM-01	15	15	14			0.4955	806	357	9	39.7	9.3	2000	581	1178	3.39
	5R	12.25	ATM-01	15	15	14			0.4955	1186	380	21	18.1	9.7	2100	542	1069	2.87
	5RR	12.25	ATM-01	14	15	15			0.4955	1364	178	17	10.5	9.8	2100	542	1080	2.90
	6	12.25	S33S	15	15	15			0.5177	1740	376	33.5	11.2	10.0	2200	515	911	2.32
	7	12.25	S33S	15	15	15			0.5177	1994	254	30.5	8.3	9.9	2200	515	902	2.30
	8	12.25	ATMG	15	15	15			0.5177	2457	463	69	6.7	10.1	2250	504	882	2.20
	12	8.50	ATJ-11	11	11	11			0.2784	2863	344	48	7.2	10.0	2100	370	1627	6.19
	13	8.50	ATJ	11	12	12			0.3137	3170	307	48	6.4	10.1	2200	351	1165	4.20

## ANEXO 4

### BIT RECORD POZOS 135D Y 147D PAVAYACU

POZO	No	SIZE	TYPE	CHORROS					TFA	SALE	MTS. PERF.	HORAS ROTAC	ROP	MW	Ps	Q	Pb	HSI
				1	2	3	4	5										
135D	4	12.25	ATJ-1S	15	15	15			0.5177	576	311	9.5	32.7	8.9	2200	705	1520	5.30
	4R	12.25	ATJ-1S	15	15	15			0.5177	998	422	21	20.1	9.3	2400	705	1588	5.54
	5R	12.25	DS61HF	13	13	13	12	14	0.6496	1447	449	22.5	20.0	9.6	2600	683	977	3.30
	5RR	12.25	DS61HF	13	13	13	12	14	0.6496	2374	927	54	17.2	10.4	2600	557	704	1.94
	8	8.50	AR545	12	12	11			0.3137	3017	642	54	11.9	9.5	2600	401	1430	5.89

POZO	No	SIZE	TYPE	CHORROS					TFA	SALE	MTS. PERF.	HORAS ROTAC	ROP	MW	Ps	Q	Pb	HSI
				1	2	3	4	5										
147D	4	12.25	ATJ-1S	15	15	15			0.5177	447	182	6	30.3	9.2	2100	668	1411	4.66
	4R	12.25	ATJ-1S	15	15	15			0.5177	837	368	12	30.7	9.2	2300	742	1740	6.39
	5	12.25	QP19L	14	14	14	14	14	0.7517	908	71	2.5	28.4	9.3	2100	668	676	2.24
	6	12.25	DS61HF	13	13	13	12	14	0.6496	1351	443	20.5	21.6	9.5	2400	668	925	3.06
	5R	12.25	QPL9L	14	14	14	14	14	0.7517	2255	904	34.5	26.2	10.4	2400	618	647	1.98
	8	8.50	DS61HF	9	9	9	9	9	0.3106	2851	596	47.5	12.5	9.3	2400	415	1529	6.52
	9	8.50	M89F	11	11	11			0.2784	2930	79	23.5	3.4	9.3	2350	353	1377	5.00

## ANEXO 5

### PROPIEDADES DE LODO

		CONDUCTOR	SUPERFICIE	INTERMEDIO			FINAL
		-----	-----	-----			-----
Intervalo	metros	0 - 30	30 - 400	400 - 1300	1300 - 1800	1800 - 2400	2400 - 3100
Formación		CO	CO/MA	MA/PE	PE/CHA	CHA/LP/PB	HU/VI/CHO
Peso	lb/gal	8,3 - 8,4	8,8 - 9	9,2 - 9,5	9,5 - 9,8	9,8 - 10,5	9,2 - 9,3
Visco. Plast.	cp	-	8	14	14	14	16
Punto Cedencia	lb/100p <sup>2</sup>	-	12	18	18	16	12
Calcio Ca <sup>2+</sup>	ppm	-	-	-	800 - 1000	800 - 1000	800 - 1000
Solidos max.	%	-	-	-	8	8	6
Filtrado	cc/30'	-	-	-	max 8	max 8	max 5
PH		-	9,5 - 10	9,5 - 10	9,5 - 10	9,5 - 10	9,5 - 10

Foramaciones: CO : Corrientes  
PB: Pozo Basal

MA: Marañón  
HU : Huchpayacu

PE : Pebas  
VI : Vivian

CHA : Chambira  
CHO : Chonta

LU: Lutitas Pozo

## ANEXO 6

### PROYECCION TIEMPO DE PERFORACION POZOS COMPLETADOS SIN LAINA BASADOS EN TIEMPOS DE PERFORACION DE POZOS CONVENCIONALES BASE POZO 147D PAVAYACU

	CONVENCIONAL			SIN LAINA		
	PROFUND.	TIEMPO (DIAS)		PROFUND.	TIEMPO (DIAS)	
	0	0	0	0	0	0
HUECO 24	22	0.13	0.13	22	0.13	0.13
CONDUCTORA	22	0.08	0.21	22	0.08	0.21
HUECO 17 1/2"	300	2.06	2.27	300	2.06	2.27
FORROS 13 3/8"	300	1.65	3.92	300	1.65	3.92
HUECO 12 1/4"	2400	5.96	9.88	3100	9.75	13.67
FORROS 9 5/8"	2400	3.71	13.59			
HUECO 8 1/2"	3100	3.79	17.38			
AHORRO DIAS						3.71

## ANEXO 7

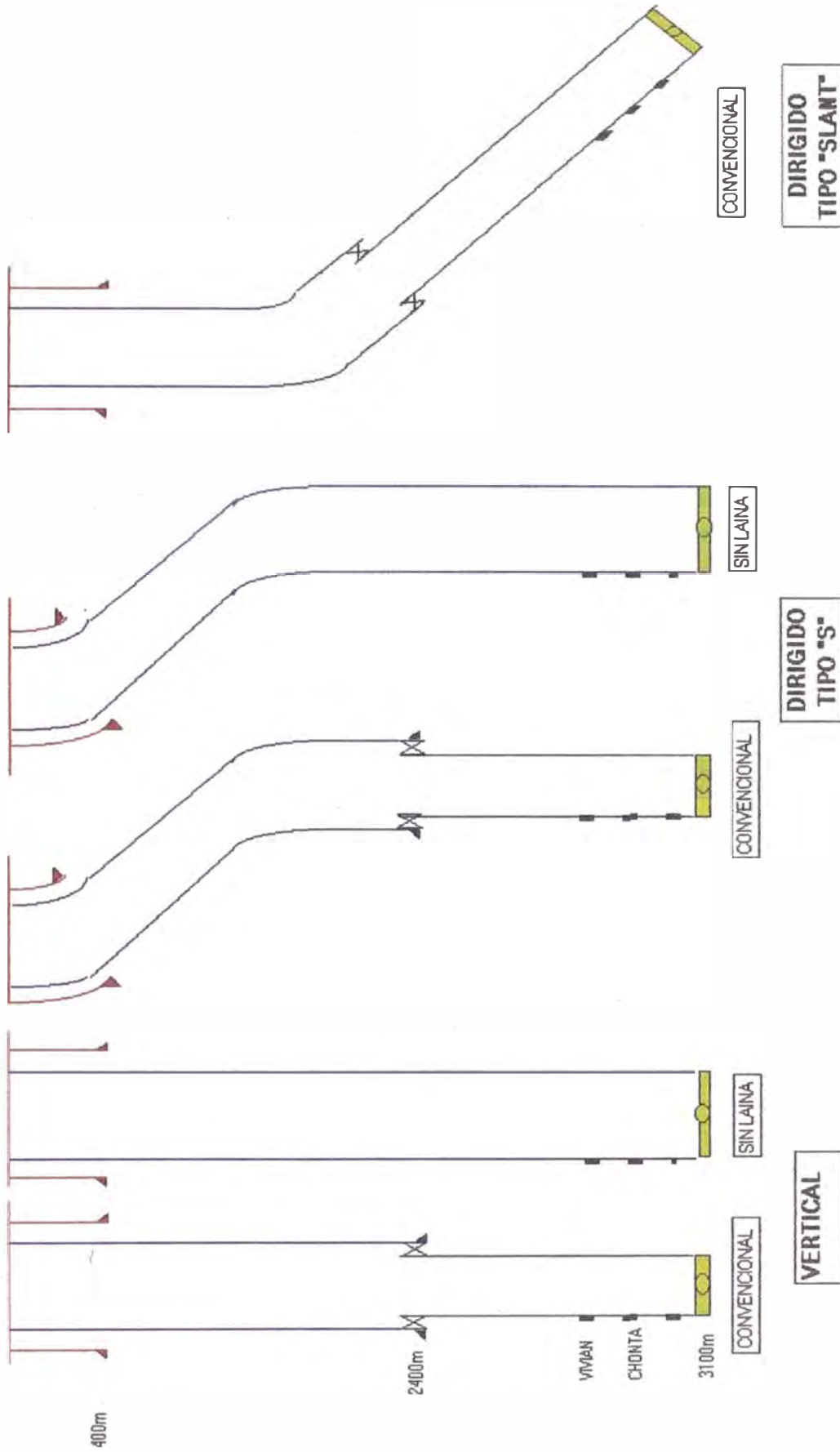
**PROYECCION TIEMPO DE PERFORACION POZOS COMPLETADOS SIN LAINA  
BASADOS EN TIEMPOS DE PERFORACION DE POZOS CONVENCIONALES  
BASE TIEMPO MINIMO DE PERFORACION**

	CONVENCIONAL			SIN LAINA		
	PROFUND.	TIEMPO (DIAS)		PROFUND.	TIEMPO (DIAS)	
	0	0	0	0	0	0
HUECO 24	22	0.02	0.02	22	0.02	0.02
CONDUCTORA	22	0.08	0.1	22	0.08	0.1
HUECO 17 1/2"	300	0.88	0.98	300	0.88	0.98
FORROS 13 3/8"	300	1.25	2.23	300	1.25	2.23
HUECO 12 1/4"	2400	3.85	6.08	3100	6.35	<b>8.58</b>
FORROS 9 5/8"	2400	2.08	8.16			
HUECO 8 1/2"	3100	2.5	<b>10.66</b>			
<b>AHORRO DIAS</b>						<b>2.08</b>

# GRAFICO 1

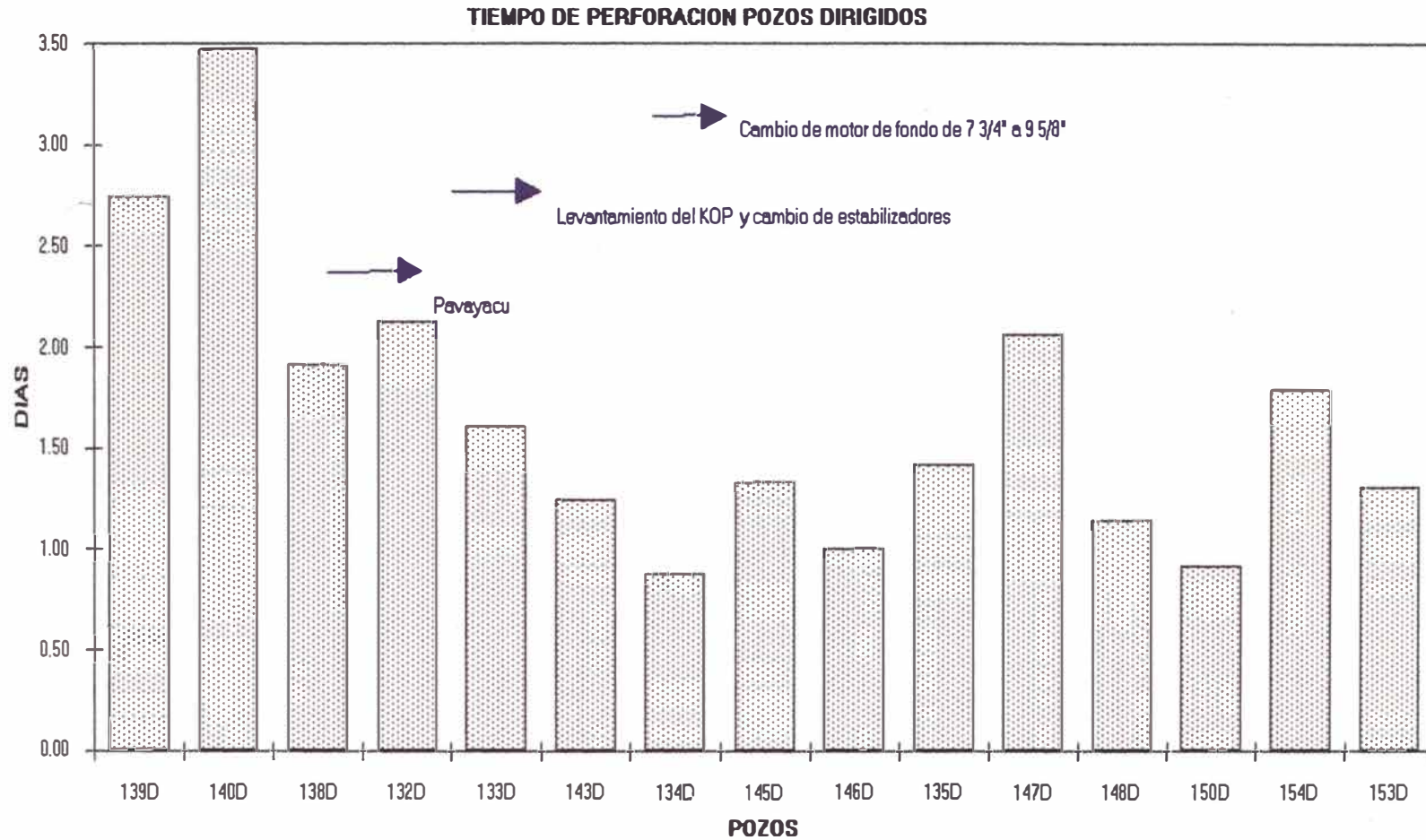
## DIAGRAMA DE COMPLETACION DE POZOS EN LOTE 8

### PROPUESTA DE COMPLETACION DE POZOS SIN LAINA EN POZOS VERTICALES Y DIRIGIDOS TIPO "S"



TRAMO 17 1/2"

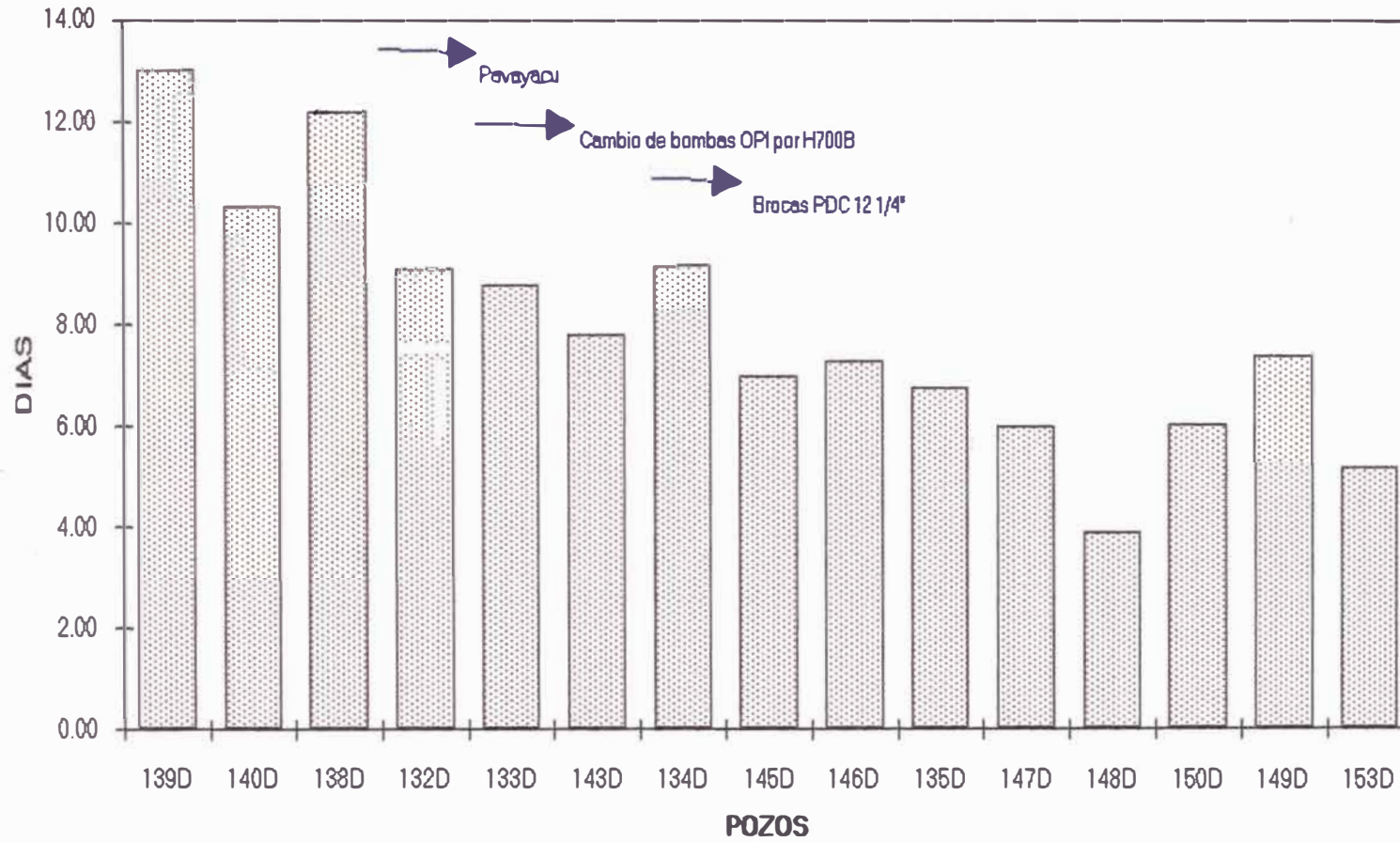
GRAFICO 2



TRAMO 12 1/4"

GRAFICO 3

TIEMPO DE PERFORACION POZOS DIRIGIDOS





Tramo 8 1/2"

GRAFICO 4

TIEMPO DE PERFORACION

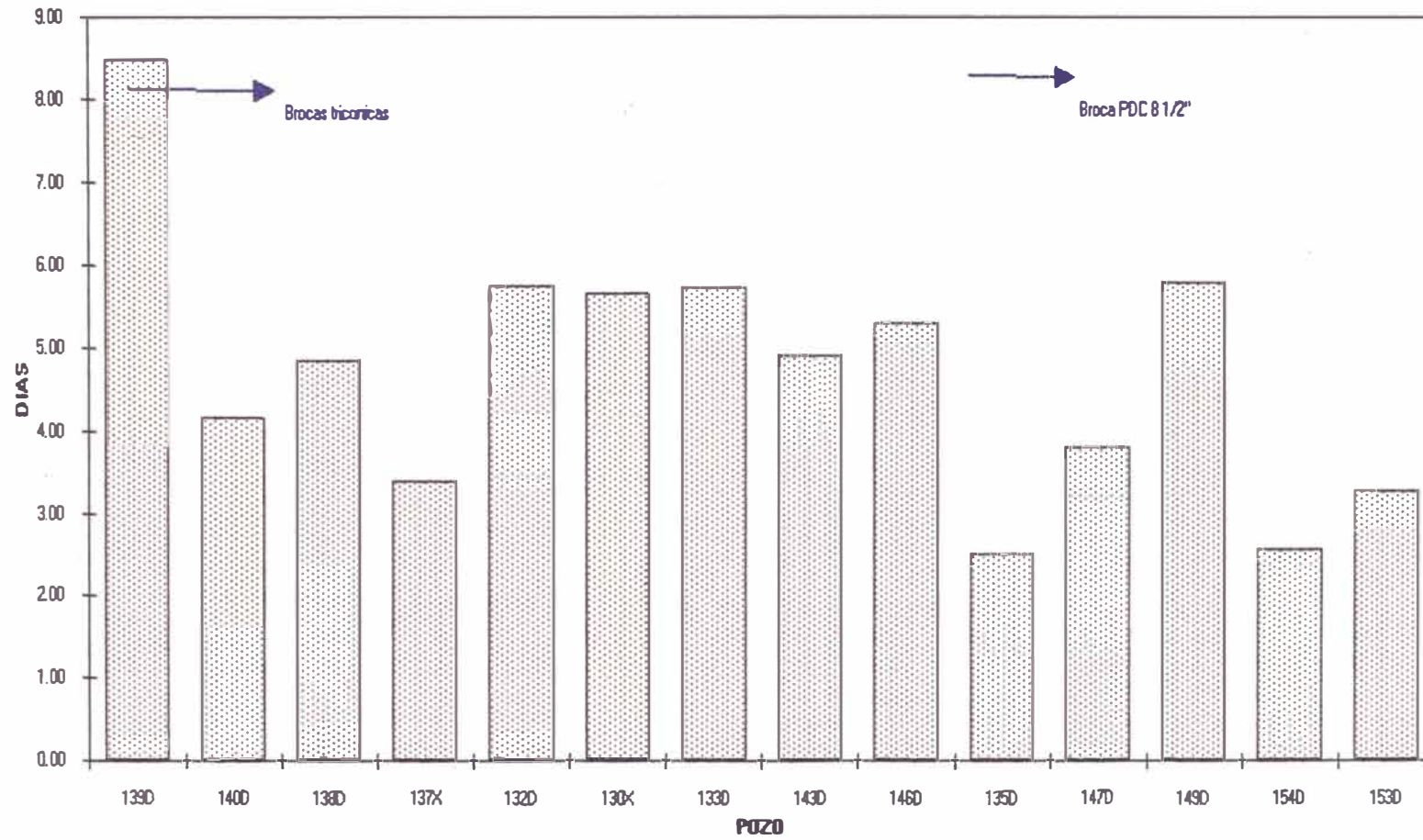
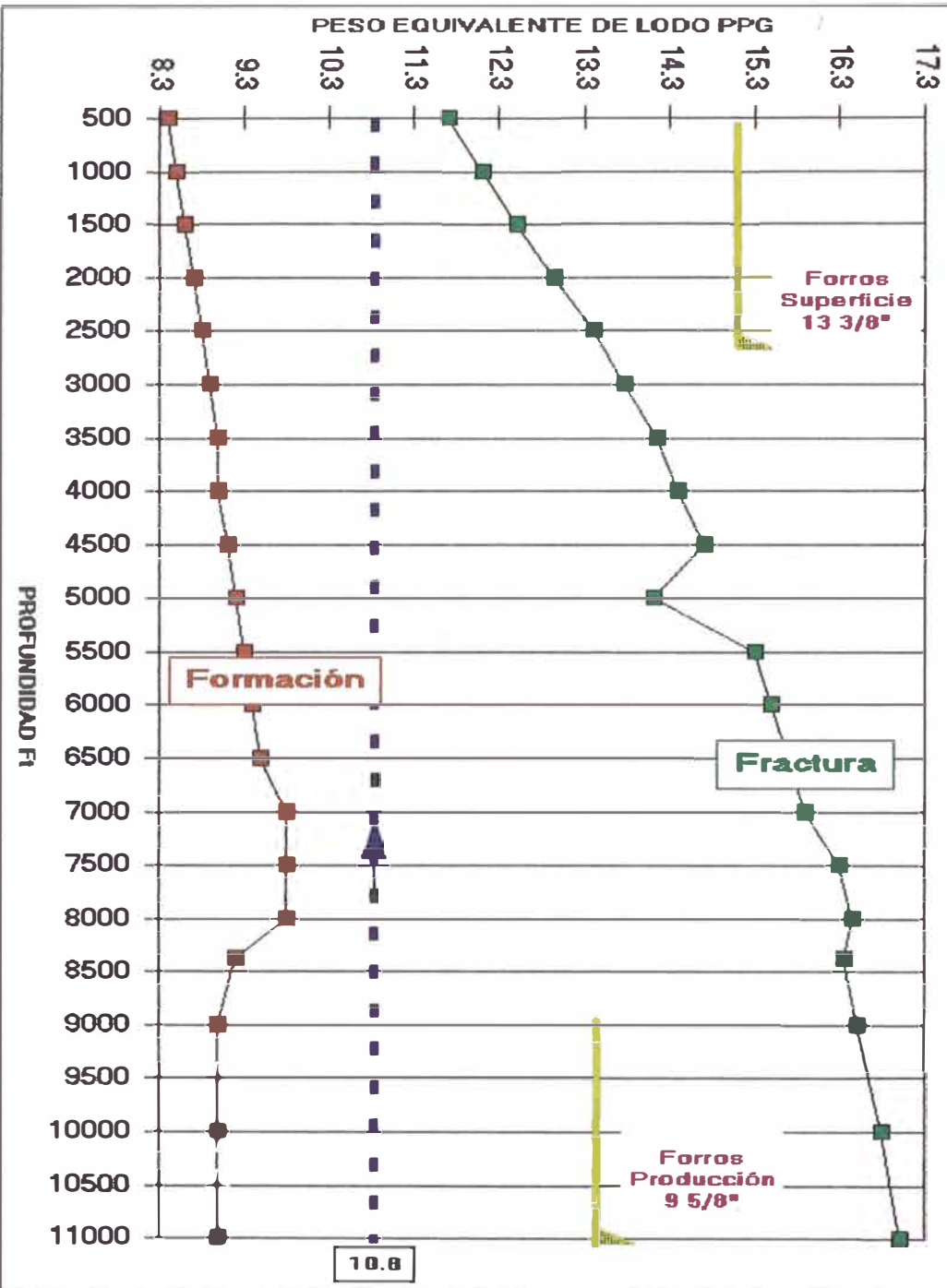
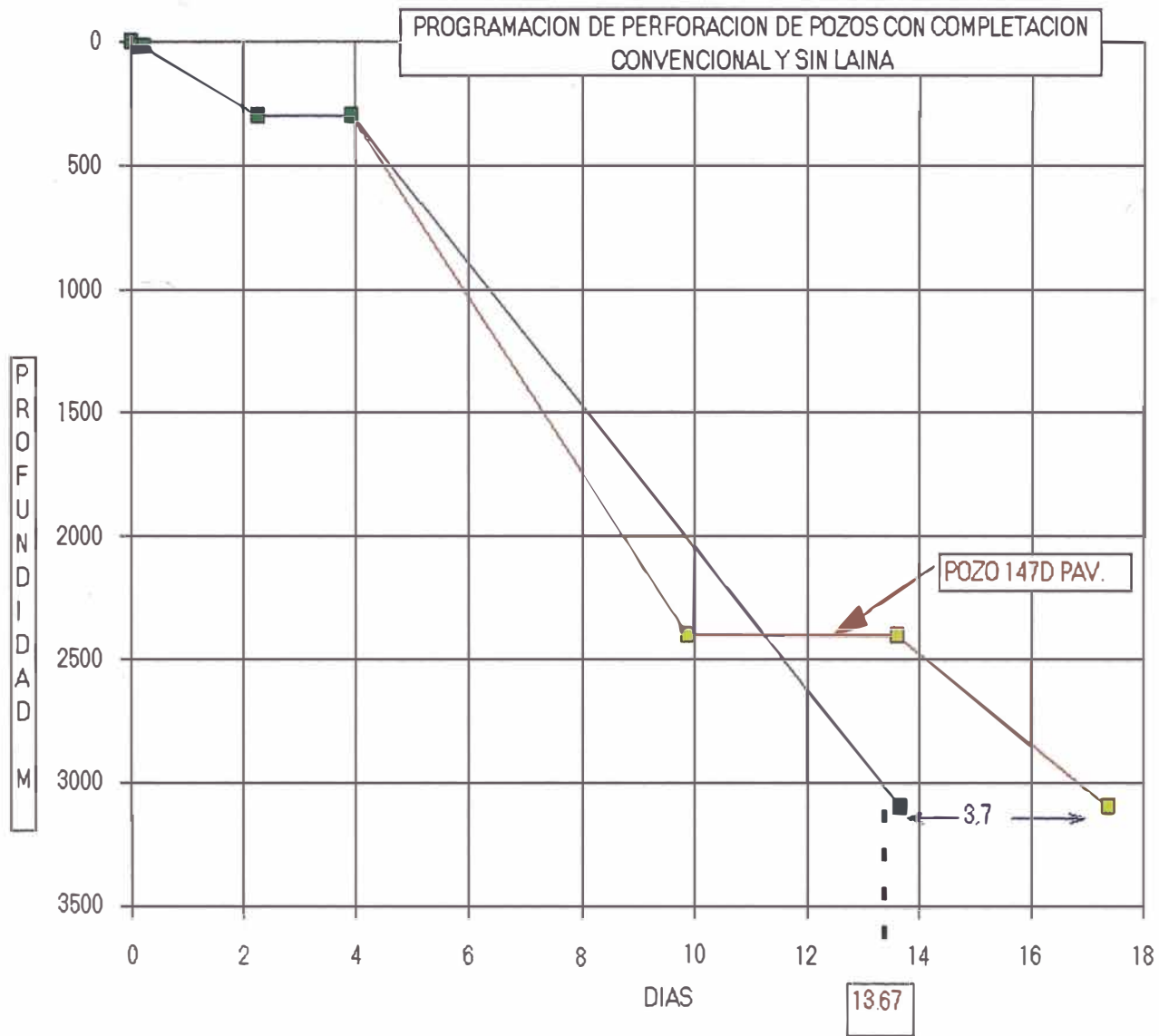


GRAFICO 5

PERFIL DE PRESIONES DE FORMACION Y DE FRACTURA

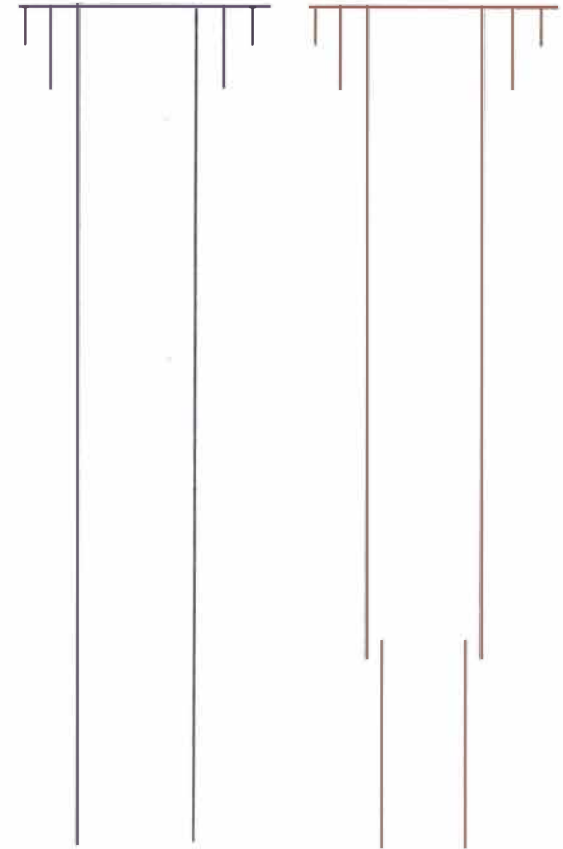


**GRAFICO 6**



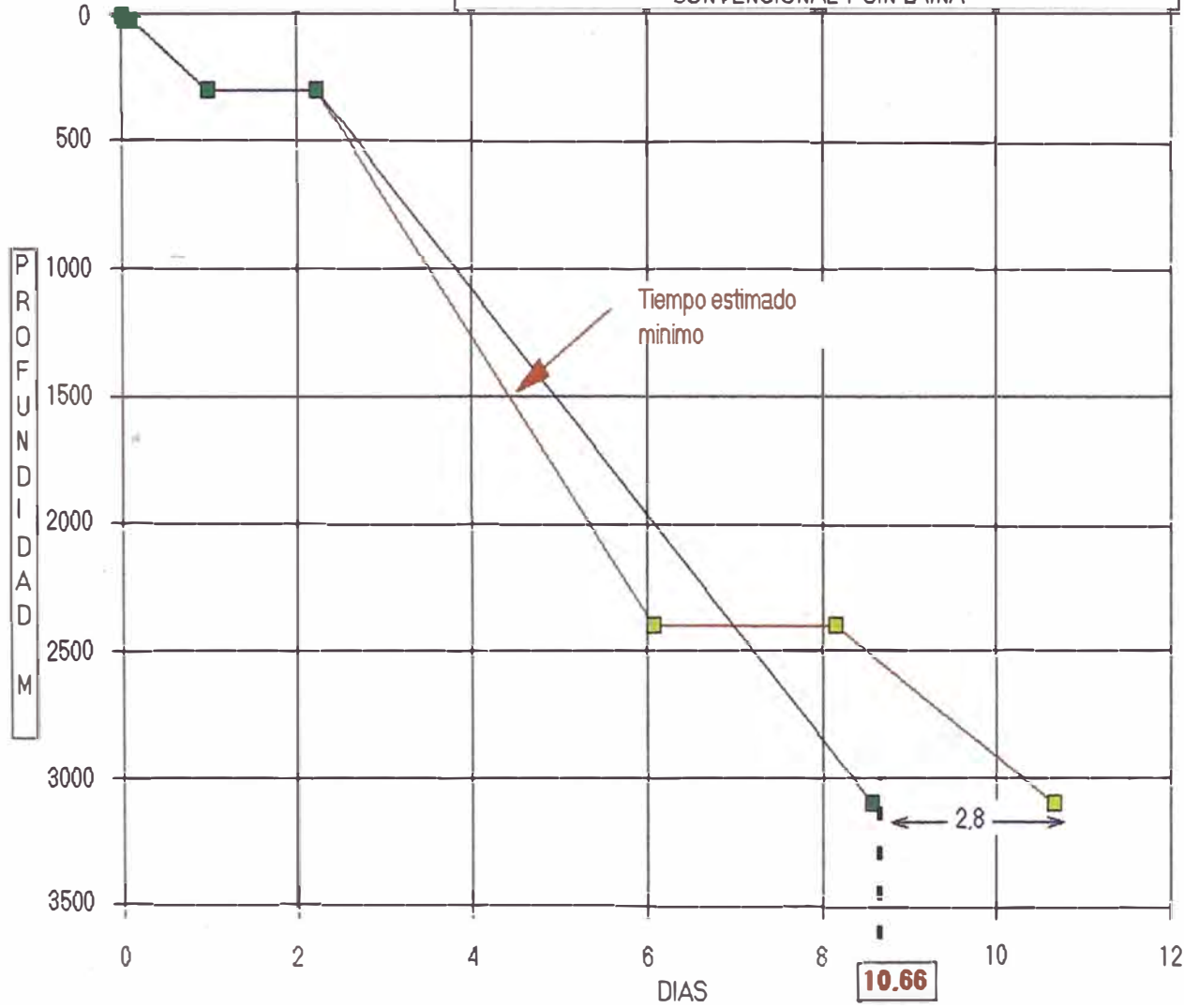
SIN LAINA

CONVENCIONAL



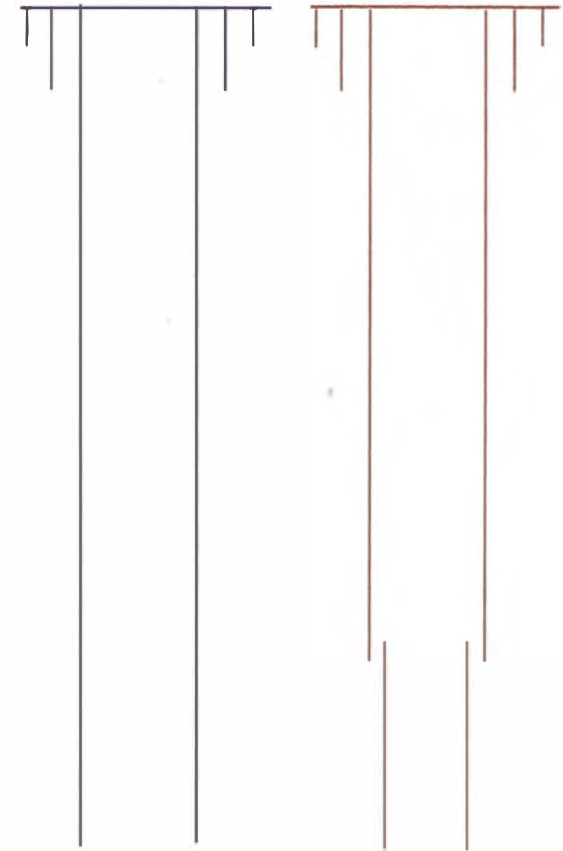
**GRAFICO 7**

PROGRAMACION DE PERFORACION DE POZOS CON COMPLETACION CONVENCIONAL Y SIN LAINA



SIN LAINA

CONVENCIONAL



## **BIBLIOGRAFIA**

Prentice Training Company, INC Well Plaming short Course, Lafayette Louisiana, October 1994

Estimation of formation pressures from electrical surveys - Offshore Louisiana JPT, Feb. 1966

Baroid Drilling Fluids, INC. Manual de Entrenamiento Avanzando. Fluido de perforación 1995.

Drill Bit Handbooks, Hughes Christensen Oct. 1993.