

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA  
DE PERFORAR POZOS HORIZONTALES DE PETROLEO  
EN EL PERU**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO PETROQUIMICO**

**JAIME ERNESTO MARTINEZ RAMIREZ**

**PROMOCION 78-II**

**LIMA - PERU - 1994**

A mis Padres por su esfuerzo,  
A mi esposa Liliana y mi pequeño  
hijo Martincito por su  
paciencia.

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TECNICO ECONOMICA DE PERFORAR**  
**POZOS HORIZONTALES DE PETROLEO EN EL PERU**

- I.        Introducción
  
- II.       Objetivo del Estudio.  
  
          Conclusiones  
  
          Recomendaciones
  
- III.      Factibilidad técnica económica de emplear el método de perforación en los Campos del Perú.
  
- IV.      Limitaciones del estudio.
  
- V.        Antecedentes históricos en el mundo.  
  
          V.1    A nivel mundial.  
          V.2    Avances a nivel de sudamerica.
  
- VI.      Marco Teórico.  
  
          VI.1 clasificación de pozos horizontales.  
  
          VI.2 tecnología de perforación de un pozo horizontal de radio medio desde un pozo existente.  
  
          VI.3 Técnicas comerciales de perforación horizontal.  
  
          VI.4 Por qué perforar horizontalmente los pozos.
  - VI.4.1    Ventajas de los pozos horizontales sobre los convencionales.
  - VI.4.2    Qué factores influyen la productividad de los pozos horizontales?.

- VI.5 Consideraciones necesarias para planear la perforación horizontal de un pozo.
  - VI.5.1 Características ideales de un reservorio candidato.
  - VI.5.2 Generación de la idea.
  - VI.5.3 Consideraciones de diseño.
  - VI.5.4 Selección del fluido de perforación.
  - VI.5.5 Técnicas de registros.
  - VI.5.6 Cementación de pozos horizontales.
  - VI.5.7 Métodos de completación.

## VII. Bibliografía

## Anexos

## **I. INTRODUCCION**

La perforación horizontal es una técnica que a nivel mundial, data de los años veinte, desde que en 1929 en Texas, se perforó el primer pozo con una técnica diseñada por Robert E. Lee, hasta los recientes años 80, cuando la Asociación Francesa IFP (Instituto Francés de Petróleo) y Elf-Equitania perforó su primer pozo LA90 del campo Upper Lacq, al suroeste de Francia, dándose un acelerado perfeccionamiento de técnicas relacionadas con este tipo de trabajos que aún se encuentra en evolución.

Para la realización del presente trabajo se revisaron las diferentes informaciones técnicas relacionadas al tema de revistas especializadas y de las diferentes experiencias a nivel mundial que se consideraron relevantes para sustentar el análisis de la factibilidad técnica-económica y operativa de Petro Peru para realizar este tipo de proyecto en sus campos de Noroeste y Selva.

En el Capítulo III se presentan los parámetros económicos y técnicos-operativos que hacen rentable el proyecto de perforar un pozo horizontal en Noroeste y Selva, luego de analizar diferentes alternativas de operación. Se hace incapié, que este trabajo no pretende definir una determinada área donde perforar un pozo horizontal y que su mayor logro será interesar a los niveles de decisión para implementar el presente proyecto (Cap. IV). En el Capítulo V se da un resumen de los antecedentes históricos a nivel mundial donde la perforación horizontal es una operación de rutina. Acompaña al presente trabajo un ligero marco teórico, con la finalidad de ilustrar al lector de los cuidados que requiere este tipo de proyecto.

## II. OBJETIVO DEL ESTUDIO

El presente trabajo tiene por objetivo analizar la factibilidad técnico-económica y operativa de nuestra Empresa para perforar pozos horizontales por petróleo y/o gas en los diferentes campos Perú.

## CONCLUSIONES

A partir del conocimiento de nuestros reservorios, así como de la revisión de información existente a nivel mundial, podemos concluir:

- (1) Son limitados los yacimientos de Operaciones Noroeste que presentan las características apropiadas para optimizar su explotación mediante la perforación de pozos horizontales, principalmente debido a su intenso fallamiento, cambios en el buzamiento de los estratos productivos, etc.

Es de suma importancia disponer de una buena interpretación geológica para ubicar los prospectos, así como de estudios de modelos geológicos, mapas y secciones de control estructural/estratigráfico y la definición de tendencias de la permeabilidad de los reservorios candidatos (ver Ref. Bib.23).

Las etapas más importantes para la perforación exitosa de un pozo horizontal comprende un detallado y efectivo planeamiento y coordinación de todos los aspectos del plan y del **Grupo de Trabajo**. Se debe iniciar el planeamiento teniendo un buen conocimiento del reservorio y los requerimientos de registro, necesidades de completación y explotación.

- (2) La Fm. Paleozoico-amotape reúne ciertas características que ameritan ampliar el estudio de mejorar su explotación con la perforación de pozos horizontales. La fm. Pariñas igualmente debería ser considerada dentro de un estudio más detallado para los mismos fines.
- (3) Los espesores productivos pequeños y uniformes de Operaciones Selva, así como el creciente problema de conificación por agua hacen de esta técnica (de perforación horizontal) la más adecuada para mejorar la explotación de estos reservorios (Cap. VI.5.1, pag 44)
- (4) La perforación de un pozo horizontal desde un pozo existente (viejo) es la alternativa más rentable para desarrollar esta nueva técnica en Operaciones Selva y es la única alternativa que rentabiliza este tipo de proyecto en Operaciones Noroeste (Cap. III).
- (5) Según sea el grado de homogeneidad de un reservorio candidato, se ha encontrado (por experiencias a nivel mundial) que sin una relación  $Kv/Kh$  mayor de 0.25, un pozo horizontal no mejora significativamente su producción (Cap. VI.5.1, Pag.42).

- (6) El índice de recuperación aumenta tanto, que ya muchos expertos consideran la perforación horizontal como un método de recuperación secundaria que se denomina "Geométrico" (Cap. VI. 4.2, pag. 40).

Con la perforación de un pozo horizontal se logra mejorar la explotación de reservorios con empuje de agua de fondo. Con esta técnica es factible mejorar la recuperación final.

- (7) "Las comparaciones de las producciones iniciales indican que los pozos de alto ángulo, tienen un índice de productividad de 3 a 5 veces más altos que cualquier pozo perforado y completado de manera convencional" (Ver "Ejemplos Mundiales de Incremento de Producción Obtenidos por Pozos Horizontales" en páginas 6 y 7 ).
- (8) Se han evaluado y desarrollado otras aplicaciones incluyendo formas de usar pozos horizontales para un mejor manejo de los reservorios, vía un ajustado espaciamiento y mejor control de fluidos inyectados de proyectos en EOR (6) (Pág.40).
- (9) Es necesario también, disponer de un buen equipo de control de sólidos.
- (10) Es necesario emplear equipo de control direccional accionado por cable (Steering Tool) o el M.W.D (Measuring While Drilling).

El control direccional y las herramientas necesarias para llevar a buen término dicho control, deberán ser contratadas.

- (11) Se han utilizado varios sistemas de lodos de polímeros base agua con éxito en perforación horizontal y lodo inverso (base aceite) con óptimos resultados. Para nuestras operaciones, un sistema de lodo polímero se adecuaría mejor (Cap. VI.5.4).

La técnica de registro a hueco abierto a emplearse en el primer pozo horizontal sería aquella que utilice la sarta de perforar como medio de conducción de las herramientas de registro hasta la parte más profunda de la sección lateral (pag. 77).

- (12) La completación de un pozo horizontal a hueco abierto con lana ranurada es el método de mayor difusión en el mundo, la elección del reservorio candidato debe contemplar esta situación. Posteriormente, se podrá probar una completación casing/lana cementada.
- (13) El diámetro de casing (9 5/8" y 7") que se emplean en la completación de pozos en Operaciones Selva da mayor flexibilidad para la elección de los diámetros de las herramientas necesarias para la perforación de un pozo horizontal desde un pozo viejo (abandonado o de baja productividad).



- (14) El método de radio de curvatura largo es ideal cuando se quiere aprovechar facilidades de superficie existentes. El desplazamiento lateral (distancia horizontal entre la plataforma y la entrada al reservorio) y la longitud de la sección horizontal del pozo están generalmente limitadas sólo al torque resultante y al arrastre registrado por los componentes de la sarta de perforar, así como a la capacidad del equipo de perforar.
- (15) Se puede emplear sistema de lodo de base polímero o lodo inverso (base aceite). El primero se adapta mejor al equipo de control de sólido instalado en el equipo principal (de Cía. Parker). Antes será necesario hacer ciertas modificaciones al mismo (cambio de malla, etc).

**EJEMPLOS MUNDIALES DE INCREMENTO DE PRODUCCION**

**OBTENIDOS POR POZOS HORIZONTALES**

World Oil, marzo 1989

UBICACION	OPERADOR	LONGITUD HORIZONTAL	INCREMENTO DE LA PRODUCCION	FUENTE DE INFORMACION	INCREMENTO PORCENTUAL(2)
Michigan	TRENDWELL OIL CORP.	250 pies, intersectando el Arrecife del Niágara.	Cambio de pozo estéril a productivo 614 B/D y 112 B/D.	Oil & Gas Journal 6/9/86	9,750 % (3)
Utah	SKYLINE OIL CO.	Dos laterales, 219 y 475 pies en formaciones fracturadas verticalmente.	Pozos no productivos dieron más de 85 B/D en dos años después de la reterminación horizontal.	Western Oil World 7/86	440 %
Dinamarca	MAERSK	1,500 a 2,528 pies formaciones calizas (1)	La producción inicial fue de 2 a 4 veces la producción de los pozos verticales cercanos.	Varde Bank/Offshore News Letters 8/88	100 % a 300 %
Uk, Mar del Norte Cyrus	BRITISH PETROLEUM	1,850 pies desarrollo Yacimiento Marginal	La producción inicial fue 6,010 B/D, significativamente más grande que lo esperado de un pozo convencional.	Drilling Contractor Oct./Nov. 1988	
Williston Basin USA	MERIDIAN	2,000 a 3,000 pies Lutitas fracturadas (1)	258 a 275 B/D y 110 MPCD a 300 MPCD de gas, comparado a casi 60 BPD y 35 MMPC de gas, para los pozos de avanzada cercanos.	Oil & Gas Investor 12/88	335 %
Italia Rospo Mare	ELF.ITALIANA	1,600 a 2,000 pies Formaciones Cavernosas fracturadas (1)	Régimenes de producción de 7 a 10 veces los pozos verticales. Oil & Gas Journal 29/2/88	SPE 14338, L.H. Reiss 1985	600 % a 900 %
Prudoe Bay Alaska	STANDARD ALASKA PRODUCTION CO	De 997 a 1,600 pies aliviando los problemas de conificación (1)	El índice de la productividad inicial para los pozos horizontales es de 3.5 veces la de los pozos convencionales. Producción inicial de 9,015 a 10,000 BPD para los pozos horizontales comparado a 3,000/4,000 BPD.	The Technical Review Schlumberger, Vol. N? Enero 1988  SPE 15372, Wilkinson Smith, Stagg, Walters	250 %  200 % a 150 %

**EJEMPLOS MUNDIALES DE INCREMENTO DE PRODUCCION**

**OBTENIDOS POR POZOS HORIZONTALES**

Continuación...

World Oil, marzo 1989

UBICACION	OPERADOR	LONGITUD HORIZONTAL	INCREMENTO DE LA PRODUCCION	FUENTE DE INFORMACION	INCREMENTO PORCENTUAL(2)
Offshore Holanda Helder	UNOCAL	De 440 a 1,350 pies aliviando problemas de conificación.(1)	Redujo el % de agua, aumentó la producción de fluidos y logró una menor declinación en la presión del reservorio	Offshore Engineer 11/88	
Mar de Java Indonesia	ARCO	De 1,000 a 2,500 pies produce de reservorios delgados. (1)	El índice de productividad promedio de nueve pozos horizontales fue 5.4 veces más grande que tres pozos verticales en el mismo reservorio.	Offshore 2/88	440 %
Canada Norman Wells	ESSO RESOURCES CANADA	Hasta 4,000 pies petróleo pesado con inyección de agua.	La perforación horizontal aumentó la producción del yacimiento de 3,000 BPD a 28,300 BPD. Un pozo horizontal tuvo una producción inicial de 1,250 BPD y estabilizado en 800 BPD.	Petroleum Engineer International 9/87	843 %
Brazil Hazenda Belen Pozo 9-E7B-446 D.CE	DATADRILL	De 1,840 pies.	De 9 BPD a 340 BPD.	Petrobras - 1988 CAPER' 89	3,566 %

Nota: (1) La longitud horizontal de los diferentes pozos varian entre estos dos valores.

(2) No incluida en el World Oil.

(3) Para poder obtener el incremento porcentual se consideró un pozo estéril como productivo de 6.3 barriles/ día.

Fuente : Cuadro tomado del Boletín Informaciones Petroleras editado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Empresa estatal argentina, marzo 1990.

### **RECOMENDACIONES**

La perforación de pozos horizontales en nuestras Operaciones, debe tomar en consideración los siguientes aspectos:

- (1) Revisar el actual estado de nuestros equipos de perforar con el apoyo de un experto en perforación horizontal, para determinar su factibilidad de utilizarlos en la perforación de pozos horizontales.
- (2) Constituir un Grupo de Trabajo para que en el corto tiempo recomiende la perforación de pozos horizontales. Es conveniente por razones económicas, disponer de un paquete de pozos, con el objeto de reducir los costos tales como la de contratación de servicios direccionales.

**FACTIBILIDAD TECNICA-ECONOMICA DE EMPLEAR EL METODO DE PERFORACION HORIZONTAL EN LOS CAMPOS DEL PERU**

**PERFORACION DE UN POZO HORIZONTAL EN OPERACIONES NOROESTE**

**CONSIDERACIONES TECNICAS - NOROESTE**

No todas las áreas del Noroeste presentan las condiciones apropiadas para ser desarrolladas mediante la perforación de pozos horizontales.

Existen Yacimientos con formaciones productivas de gran espesor y más de una arena reservorio, razón por el cual éstos no son buenos candidatos para pozos horizontales. Sin embargo, consideramos que las Fms. Paleozoico-Amotape en Portachuelo y Pariñas en La Brea y Pariñas poseen los requerimientos necesarios para una perforación horizontal.

La técnica de fracturamiento hidráulico en pozos de petróleo y gas, es el método de completación, hasta la fecha más generalizada dadas las características de las Formaciones productivas de Operaciones Noroeste; sin embargo, y a pesar de la cantidad de trabajos efectuados, hasta el momento no ha sido posible precisar las arenas productivas que han sido estimuladas y mucho menos la geometría de las fracturas; tan sólo se ha podido estimar ésta por los volúmenes de fluido y la cantidad de arena inyectada.

**Aspectos geológicos de la Fm. Paleozoico - Amotape**

Según W. Ballon (Ref.20) "Las secciones del paleozoico encontradas en el área de Portachuelo están constituidas por una alternancia de cuarcitas y argillitas y ocasionalmente de algunos horizontes de calizas cristalinas".

La secuencia del Paleozoico tiene buzamiento de 45 a 50 grados al Noroeste. La determinación de esta posición surgió inicialmente de la comparación litológica de 3 pozos vecinos: 5201, 5366 y 5367 y finalmente de la recomputación de un antiguo registro de buzamiento del Pozo 5201.

Las rocas del Paleozoico no son excelentes rocas reservorio de petróleo por no tener casi porosidad intergranular; sin embargo, las secuencias de éstas en Portachuelo son de valor comercial. La cualidad de roca reservorio adquirida por esta secuencia se debe a la presencia en conjunto a los siguientes puntos que controlan la porosidad y permeabilidad del reservorio.

Fracturas semi-abiertas  
Intervalos brechados  
Espejos de fallas  
Porosidad secundaria  
contactos litológicos

## Discordancias

La frecuencia de estos elementos está en proporción directa con la mayor o menor capacidad de producción de los intervalos atravesados del Paleozoico, no importando cual fuera su litología. Sin embargo, el factor de fragilidad hace que las cuarcitas posean siempre una mayor frecuencia de fracturas que las argillitas, adquiriendo de esta manera un mayor interés comercial.

Precisamente, una de las principales y exitosas aplicaciones de la técnica de perforación horizontal es poder acceder a zonas que comprende varios estratos de arenas productoras con ángulos de declinación extremadamente altos, donde un pozo convencional sólo podría interceptar verticalmente pocos (2 ó 3) estratos mientras que con un pozo horizontal sería posible atravesar muchos más dependiendo el alcance lateral que se logre.

La Fm. Paleozoico (Amotape) de Portachuelo reúne muchas de las características antes mencionadas que lo hacen un interesante candidato para efectuar una perforación horizontal o de alta desviación.

## **CONSIDERACIONES ECONOMICAS**

### **A. POZO HORIZONTAL EN FORMACIONES AMOTAPE YACIMIENTO PORTACHUELO**

Para la evaluación económica de las alternativas de perforar un pozo horizontal en Operaciones Noroeste, se ha considerado que un pozo horizontal al menos, aceleraría la producción de aproximadamente las mismas reservas que se produciría con un pozo vertical, mediante el incremento en 3 a 5 veces la producción inicial de un pozo vertical.

Para el desarrollo del presente análisis no se ha considerado que, en algunas experiencias a nivel mundial, la producción de un pozo horizontal se mantiene en forma sostenida y en ciertos casos, se incrementa con el tiempo; ésto último sucedió en el primer pozo horizontal perforado en Argentina, el YPF-Nq CHSN 50 Po Hor del Yacimiento de Chiburdo de la Sierra Negra, pozo antiguo que fue reperforado en forma horizontal en la zona de interés cuando su producción era de 177 BOPD (con P.U.). Este pozo luego de la intervención tuvo una producción inicial con P.U. de 310 BOPD (medida tomada el 04.04.88). Posteriormente, sin haberle efectuado ningún trabajo adicional, alcanzò una producción de 408 BOPD (medida tomada el 08.02.89). El personal de la empresa Estatal Argentina YPF estimó (marzo 1990) que este pozo estaría en condiciones de alcanzar una producción de 640 BOPD mediante el cambio de sistema de bombeo artificial. El reservorio intervenido corresponde al Mbo. Avilé y es una arenisca de grano fino, semi-compacto, con una porosidad de 19 a 21% y una permeabilidad al aire de 86 a 164 milidarcies.

## **A.1 ALTERNATIVAS DE INVERSION**

Se evaluaron las siguientes alternativas de inversión:

### **Alternativa 1**

Considera los costos de inversión para la perforación y completación de un pozo vertical.

### **Alternativa 2**

Comprende los costos necesarios para perforar un pozo horizontal a partir del pozo 4911-Portachuelo (Pozo viejo no productivo), efectuando previamente trabajos de acondicionamiento de pozo (tapón de cemento y corte de casing).

La Alternativa 2 comprende a su vez, dos posibilidades:

- (2A) Considera que la producción inicial del pozo sería el doble la de un pozo vertical y,
- (2B) La producción inicial se incrementa 5 veces.

### **Alternativa 3**

Toma en cuenta los costos de una perforación horizontal a partir de un pozo nuevo; igualmente evalúa dos posibilidades:

- (3A) Que duplique la producción inicial, y,
- (3B) Que la producción inicial se incremente 5 veces.

## **A.2 DISCUSION DE RESULTADOS**

Los resultados se muestran en el Cuadro 6.1, donde es importante señalar lo siguiente:

- (.) La perforación y completación de un pozo convencional (vertical) por la Fm. Amotape en el área de Portachuelo, a 5900' de profundidad, representa una inversión de US\$ 647,132 (alternativa 1). La profundización de un pozo existente que logre alcanzar 1000' de sección horizontal (efectuando previamente un workover side track) nos costaría US\$ 580,431 (alternativa 2).
- (.) La perforación y completación de un pozo horizontal en el mismo Yacimiento a partir de un pozo nuevo, significaría para la Empresa una inversión de US\$ 1'254,260 (alternativa 3). La inversión diferencial entre las dos últimas alternativas se explica por el aprovechamiento de las facilidades existentes en un pozo viejo.



- (.) La rentabilidad de un proyecto de perforación vertical (alternativa 1) se logra a partir de los 57,100 Bbls. de petróleo de reservas mínimas. Las reservas mínimas de petróleo de elegirse la alternativa 2, disminuirán, por cuanto mediante la técnica de perforación horizontal se lograría acelerar la producción.

<u>Incremento de producción inicial</u> <u>Pozo Horizontal/Pozo Convencional</u>	<u>Reservas Mínimas</u> <u>_____ (Bbls.)</u>
2 veces	45,600
3 veces	41,700
4 veces	39,800
5 veces	38,800

- (.) La inversión necesaria para perforar y completar un pozo nuevo en Operaciones Noroeste en forma horizontal es de US\$ 1'254,260. La magnitud de este monto hace necesario que la reservas mínimas que rentabilice este tipo de proyecto sean mayores en comparación con la alternativa 2.

<u>Incremento de Producción Inicial</u> <u>Pozo Horizontal/Pozo convencional</u>	<u>Reservas Mínimas</u> <u>_____ (Bbls.)</u>
2 veces	100,300
3 veces	91,800
4 veces	87,600
5 veces	85,400

## **PERFORACION DE UN POZO HORIZONTAL EN OPERACIONES SELVA**

### **CONSIDERACIONES TECNICAS**

- (.) La perforación de un pozo horizontal mejorará la explotación de reservorios que producen por empuje de agua de fondo y su recuperación final (23).
- (.) Los reservorios en los campos de la Selva presentan buenas características de porosidad, permeabilidad y productividad, los espesores productivos son pequeños y uniformes (19).
- (.) El diámetro de casing ( 9 5/8" y 7") que se emplean en la completación de pozos en Operaciones Selva da mayor flexibilidad para la elección de los diámetros de las herramientas necesarias para la perforación de un pozo horizontal desde un pozo viejo (abandonado o de baja producción).
- (.) El método de radio de curvatura largo es ideal para la explotación de los horizontes productivos de Operaciones Selva (con un pozo con sección horizontal), pues utiliza sistemas direccionales y conjuntos rotarios estándares (convencionales) que corrientemente se emplean para generar la curva durante la perforación de la sección lateral del pozo.



Se elige esta técnica igualmente, cuando se quiere aprovechar facilidades existentes en superficie. El desplazamiento lateral (distancia horizontal entre la plataforma y la entrada al reservorio) y la longitud de la sección horizontal del pozo están generalmente limitadas sólo al torque resultante y al arrastre registrado por los componentes de la sarta de perforar, así como a la capacidad del equipo de perforar.

- (.) Se puede emplear sistema de lodo de base polímero o lodo inverso (base aceite). El primero se adapta mejor al equipo de control de sólido instalado en el equipo principal (de Cía. Parker). Antes será necesario hacer ciertas modificaciones al mismo (cambio de mallas, etc.).

### **Aspectos geológicos de la Fm Chonta - Cetico :**

Las Formaciones de interés en el Yacimiento Pavayacu son Vivian (areniscas de tope) y Chonta (Mbos. Lupuna y Cetico Inferior ) (22).

La formación Chonta es una secuencia de 273 mts. de areniscas cuarzosas intercaladas con lutitas grises depositadas predominantemente en ambiente marino somero y deltaico y está compuesta desde la base al tope de tres Mbos. Cetico, Lupuna y Pona.

El Mbo. Cetico ha sido sub-dividido a su vez en dos unidades: Cetico Inferior y Cetico Superior, que tienen como nivel de separación una delgada capa de caliza micrítica.

El reservorio Cetico Inferior está constituido por areniscas cuarzosas algo arcillosas en la base y glauconíticas al tope. Estas areniscas corresponden a secuencias deltaicas en la base del reservorio.

En la base y en el tope del reservorio existen desarrollos de lutitas que sellan completamente el reservorio aislándolo de las areniscas infra y suprayacentes.

El reservorio Cetico Inferior tiene dos capas:

- (.) Capa C-1, es la capa del tope del reservorio, constituida por areniscas cuarzosas y glauconíticas depositadas en ambiente marino litoral.
- (.) Capa C-2, es la capa de la base del reservorio constituida por areniscas, cuarzosas algo arcillosas con estratificación cruzada de alto ángulo depositadas en ambiente deltaico.

La ausencia de la lutita-que se intercala entre estas dos diferentes facies en el flanco Noroeste del Yacimiento-, no ha sido obstáculo para diferenciarlas.

El espesor de la Capa C-2 disminuye notoriamente desde el NE hacia el SO, mientras que las tendencias se desarrollan aproximadamente en sentido NO-SE.

El espesor de las areniscas netas permeables presentan las mismas tendencias de espesor y direcciones de adelgazamiento que el espesor total.

El contacto petróleo-agua en la parte Norte del Yacimiento (-2656.3 m.) está controlado por el pozo vertical 29XC y el pozo desviado 48XCD.

El espesor total de la Capa C-1 en la zona propuesta es de 5 a 6 mts. y la lutita que normalmente separa ambas capas (C-1 y C-2) desaparece hacia ese sector, la capa C-2 tiene casi el mismo espesor que la Capa C-1.

El pozo horizontal podría reemplazar las posibles ubicaciones 135D y 136D (aún no aprobadas hasta mayo 1991) que el personal encargado del "Proyecto de Incremento de la Producción en el Yacimiento Pavayacu" propone perforar en el área del Pozo 65XCD para producir 3.00 MMBls. de reservas (21).

## **CONSIDERACIONES ECONOMICAS**

### **B. POZO HORIZONTAL EN FORMACION CHONTA CETICO - SELVA NORTE**

#### **B.1 ALTERNATIVAS DE INVERSION**

Se evaluaron las siguientes alternativas de inversión:

##### **ALTERNATIVA 1**

Considera la inversión necesaria para perforar un pozo dirigido (convencional) en la zona de Pavayacu.

##### **ALTERNATIVA 2**

Considera la inversión necesaria para perforar 2 pozos dirigidos en la misma zona de Pavayacu.

##### **ALTERNATIVA 3**

Evalúa la rentabilidad de la perforación de un pozo horizontal desde un pozo existente que permita recuperar las reservas de dos pozos dirigidos.

En esta Alternativa, a su vez, se estudian dos posibilidades, que todos los trabajos (tapón de cemento, side track y perforación lateral) se realice con un equipo de perforar o con un equipo de workover (preparación del pozo) y un equipo de perforación (perforación en la sección horizontal).

## **B.2 DISCUSION DE RESULTADOS**

El resumen de los resultados obtenidos se muestran en el Cuadro 6.2, donde es importante indicar lo siguiente:

- (.) La Alternativa 3A, que consiste en perforar y completar un pozo horizontal en Pavayacu-Selva Norte, utilizando el Pozo 29 XC y efectuando todas las operaciones (preparación del pozo, side track, tapón de cemento, perforación de sección curva y del tramo horizontal) con el equipo de perforación, resulta ser lo más rentable con un VAN igual a 15.8 MMUS\$. La perforación y completación de dos pozos convencionales que permitan recuperar (en conjunto) las mismas reservas que el pozo horizontal, alternativa 2, da un VAN de 12.0 MMUS\$. La alternativa 3A es 25% más rentable que la alternativa 2.
- (.) Las reservas mínimas necesarias para hacer rentable la alternativa 3A es de 338.7 MBs., en cambio la ejecución del proyecto mediante la alternativa 2 es rentable sólo a partir de 529.7 MBls. de reservas mínimas por pozo.
- (.) Si no es posible aprovechar las facilidades de un pozo existente de baja producción (terraplén, forros intermedios, cabezal, etc.) como es la propuesta de la alternativa 3A, la perforación y completación de un pozo horizontal nuevo y que recuperen las mismas reservas 3 MMBls. (alternativa 4), da un VAN de 13.1 MMUS\$ y es rentable a partir de 815.7 MBls. de reservas mínimas.
- (.) La alternativa 3B que considera la posibilidad de alternar el uso de un equipo de workover con un equipo de perforar para perforar un pozo horizontal (en similares condiciones que la alternativa 3A) da un VAN de 15.3 MMUS\$, ésto significa que, a pesar de ser menor el costo por el uso de un equipo de workover en comparación con un equipo de perforar, el mayor gasto por transporte hace que esta alternativa sea menos rentable que aquella que utiliza el equipo de perforación para el desarrollo de todo el proyecto.

#### **IV. LIMITACIONES DEL ESTUDIO**

El presente Estudio no pretende definir una determinada área donde perforar un pozo horizontal, tan sólo presenta las posibilidades técnicas de aplicar este nuevo método de explotación de reservorios y los parámetros que hacen rentable este proyecto (monto de inversión, reservas mínimas).

El logro de este trabajo será interesar a los niveles de decisión para implementar en forma coordinada y organizada, las diferentes etapas que permitan el desarrollo de esta técnica en nuestras Operaciones.

## **V. ANTECEDENTES HISTORICOS**

### **V.1 A NIVEL MUNDIAL**

La idea de perforar pozos horizontales, data de los años veinte. En 1929 en Texas, se perforó el primer pozo de drenaje horizontal, con una técnica diseñada por Robert E. Lee para la Cia. Big Lake Oil Co. Desde 1929 a 1939 se perforaron 120 pozos de drenaje horizontal en la región de la Mid-Continent, usando la técnica desarrollada por Lee para yacimientos depletados (formaciones blandas y semiduras) con distancias horizontales entre 20 y 25 metros.(1)

Este concepto fue investigado posteriormente por Cross y Zublin en los años 1930 y la investigación continuó hasta la década de los 50 por L.Ranney (1941), J.J.Eastman (1954), así como por otros investigadores. El desarrollo de la fracturación hidráulica en los años 50 puso fin a la perforación de pozos con drenaje horizontal y el interés en perforar pozos de mayor ángulo quedó limitada a la entrante, en ese entonces, industria de perforación costafuera. Recientemente, pozos de drenaje horizontal perforados en forma convencional, han producido éxitos económicos y está creciendo el interés en este tipo de tecnología.(2)

En los años 50's la USSR perforó 43 pozos horizontales demostrando la factibilidad de esta técnica aunque antieconómica (no rentable), dando como resultado su abandono temporal; es probable que la razón de este desinterés no fuese por la técnica en sí, sino por que las áreas elegidas para llevarlas a la práctica, fueron aparentemente seleccionadas solo por sus facilidades para la perforación, sin realizar un estudio previo que determinase el método más adecuado de producción de estos reservorios.

Posteriormente, a mediados de los 60's los soviéticos continuaron haciendo otras perforaciones de pozos experimentales; los chinos dicen igualmente, haber perforado dos pozos, el primero de 500 mts. de sección lateral (a lo largo del reservorio) el cual no fue protegido con casing y colapsó luego de una semana de producción, y el segundo, interrumpido por la "Revolución Cultural". Nuevamente los chinos concluyeron que tal técnica era posible, pero igualmente antieconómica. Finalmente, este sistema fue abandonado por los siguientes 20 años.

A finales de los años 70's y comienzos de los 80's, muchos intentos se hicieron en Canadá Cias. tales como, Imperial Oil Ltd. y Texaco Canada Inc. En un caso (Norman Wells) se atravesó por debajo del Río Mackenzie. En otro, la intención fue poner en producción, en forma experimental, las arenas bituminosas de Cold Lake.

A partir de 1979, la utilidad de este concepto fue objeto de demostración en Europa Occidental y en América del Norte.

Como parte de un intenso programa de investigación, parcialmente financiado por las autoridades francesas y europeas, la Asociación Francesa I.F.P. (Instituto Francés de Petróleo) y la Cía Elf-Equitania perforó (realizando la toma de registros y trabajos de terminación a cada pozo) cuatro pozos horizontales en Europa Occidental, tales como:

- (.) El Pozo LA90 del campo Upper Lacq ubicado al suroeste de Francia fue el primero que perforó la ~~fr~~ equitania, desde el 14 de Mayo al 30 de Junio de 1980, con la finalidad de:

- Confirmar la factibilidad integral de perforar horizontalmente en un yacimiento superficial.
  - Analizar y resolver los nuevos problemas encontrados durante las operaciones de perforación y la posibilidad de definir los límites de este método.
  - Para tener una idea de los costos de la perforación horizontal.(3)

- (.) El segundo pozo confirmatorio, el LACQ91, tuvo un determinado número de objetivos adicionales, tales como:

- Incrementar la longitud de drenaje.
  - Ejecutar un programa reducido de registros de perforación en la sección productiva horizontal.
  - Cementación de la lina de producción bajo condiciones favorables de reservorio
  - Pruebas para optimizar los conjuntos (ensambles) de fondo de pozo, así como de sus parámetros.

El programa de perforación y de registro de este segundo pozo fue similar al primero, se perforó hasta 1,250 mts. (4100 pies) de los cuales 370 mts. fueron perforados horizontalmente.

Es importante notar que en vez de construir el ángulo de la perforación direccional a 0° a 90° a una relación constante como fuera previamente planeado, el perfil real del pozo anterior, LACQ90, pareció más fácil de seguir y fue elegido para la perforación del Pozo LACQ91. Este tipo de perfil, con dos secciones rectas a ángulos de inclinación de 30 a 70 se llevó en forma muy exacta en la perforación del LACQ91. Permitió limitar la fricción que normalmente se tiene en las secciones curvas.



- (.) El tercer pozo perforado por la ELF a inicios de 1982, el RSM6D de Rospo Mare en Italia, ubicado costafuera del Mar Adriático, terminó a mayor profundidad vertical que los anteriores (a 1370 mts. ó 4500 pies), tuvo un perfil de perforación ajustado y adaptado a la configuración esperada de las formaciones atravezadas.
- (.) El cuarto pozo, Casteralou 110, de 2900 mts. (9600 pies) brindó a la Cía. Elf Equitania la oportunidad de entender y resolver mejor los problemas y procedimientos de perforación (4)

En Enero de 1984, la Cía. Standard Oil Production perforó un pozo de prueba, el Braune-Wieding # 1, ubicado al sur de Texas, como parte de un proyecto para desarrollar una tecnología que le permitiera perforar y posteriormente completar, pozos horizontales en Prudhoe Bay, campo petrolero de Alaska. La perforación del Braune-Wieding #1 sirvió para establecer y verificar varios planes y técnicas operativas que fueron esenciales en la perforación horizontal, tales como:

- (.) El uso del sistema "Top Drive" (herramienta que probó ser esencial).
- (.) El MWD ("Measurement While Drilling") fue usado intensamente y probó ser indispensable para el registro direccional y la identificación de las formaciones, mediante el uso de sensores de resistividad y gamma ray.

Con la experiencia ganada en la perforación del Braune-Wieding # 1, la misma Cía. Standard Oil (Sohio Petroleum Co.) perforó otros 3 pozos horizontales en la Bahía de Prudhoe: el JX-2, el B-30 y el Y-20, teniendo como objetivo las areniscas de Sadlerochit (5)

Desde 1979, la Cía. Atlantic Richfield Company (ARCO) ya había estado activamente involucrada en la perforación de pozos de alto ángulo y horizontales. En años recientes, ARCO perforó pozos horizontales en New México, Texas, Oklahoma, Alaska y en Indonesia, usando una variedad de técnicas.

A mediados de ese año, ARCO intentó perforar huecos horizontales en doce pozos usando la técnica de alta curvatura (Radio Corto). Diez de los cuales fueron perforados en la formación Empire Abo, reservorio de carbón, localizado en el Condado de Eddy, New México. Se perforó otro pozo en el campo South Douglas, en el Condado de Garfield, Oklahoma y se intentó perforar otro más, en el campo Grassy Trails, en Utah. De todos ellos, solo nueve resultaron exitosos.

La formación Empire Abo es un reservorio descubierto en 1957 que produce principalmente por expansión de su capa gasífera y por drenaje gravitacional. La producción de petróleo de este campo se había reducido sensiblemente por problemas de

conificación por gas.

La perforación horizontal se realizó desde pozos existentes y en pozos nuevos, ocho de ellos fueron considerados mecánicamente exitosos (longitudes horizontales de 106 a 310 pies), los otros dos fracasaron ante la dificultad de controlar la dirección del ángulo y del KOP. Mediante esta técnica, la conificación por gas se redujo significativamente.

El campo de South Douglas (formación Mississippian) consiste de lentes de calizas naturalmente fracturadas y dispersas.

En mayo de 1985, se probó la técnica de curvatura media por primera vez en el pozo de prueba John A. Hubbard N° 1, ubicado en el Condado de Rockwall - Texas, en este pozo se perforó horizontalmente y en forma exitosa (hueco de 6" de diámetro) la formación Austin Chalk.

En diciembre de 1985 se realizó la primera aplicación comercial de esta técnica en el área de Spraberry-Trend del Condado de Midland, Texas, con el pozo WM Schrock 38 N° 7, el cual alcanzó un desplazamiento horizontal de 1180 pies. Las formaciones productivas de Spraberry-Trend son areniscas laminadas, las cuales han sido fracturadas debido a movimientos tectónicos menores, estas fracturas son verticales y la producción de hidrocarburos es a través y principalmente de estas fracturas.

La Cía. ARCO ha usado herramientas convencionales de perforación direccional para perforar pozos horizontales de alto ángulo en dos áreas, un total de 15 pozos en el campo BIMA, localizado en el Noroeste del Mar de Java y 3 pozos en el campo de Prudhoe Bay en Alaska.

Los 15 pozos del campo de BIMA (en 1986) fueron exitosamente perforados usando técnicas convencionales de perforación direccional, con un promedio de exposición horizontal de 341 mts. (1110 pies), en la formación BATU RAJA. El costo promedio por pozo fue menos del 15% más caro que cualquier pozo direccional perforado convencionalmente en este campo.

En Setiembre de 1984, ARCO perforó y completó exitosamente 3 pozos de alto ángulo (Radio Largo) en la Bahía de Prudhoe Bay.

El costo de estos pozos de alto ángulo (Radio Largo) fueron aproximadamente 25-40% más alto que los pozos perforados convencionalmente en la misma área (Prudhoe Bay).

Las comparaciones de las producciones iniciales nos indican que los pozos de alto ángulo tienen un P.I. (índice de productividad) de 3 a 5 veces más altos que cualquier otro perforado y completado de manera convencional, con producciones que no presentan problemas



de conificación por gas o agua que en ese entonces ocurrían en otros pozos de la misma área (8).

En 1989, la Cía. Esso de Australia anunciase la perforación de un pozo en el Estrecho de Buss a 2430 mts (8000 pies) de profundidad vertical que alcanzó un desarrollo lateral (desplazamiento horizontal) de 4597 mts. bajo ángulos de 69 a 72°. Por esa misma fecha, la Conoco Oil Co. planeaba la perforación de otro pozo en el sector Centro-Sur del Mar del Norte que tendría un desplazamiento horizontal de 9,600 mts., con un costo estimado de US\$ 30 MM, que permitiría desarrollar muchos yacimientos costafuera (pequeños y medianos), con muy pocos pozos y por ende, con plataformas muchas más pequeñas y económicas que las convencionales (9).

## **V.2 AVANCES EN SUDAMERICA**

En junio 12, 1984 la Cía. Petrolera Estatal del Brasil, Petrobras perforó su primer pozo horizontal en el campo de "Hacienda Belen", ubicado en la playa del Estado de Ceara (NE del Brasil). Este pozo experimental, el 9-FZB-308D fue perforado con un equipo de perforación convencional (Rig N° 97, sin ninguna adaptación), iniciando a la profundidad de 40 mts, la construcción de la curvatura (con un ángulo de desviación de 1°/7 mts.) y alcanzando finalmente la profundidad de 363 mts., con 166 mts. a lo largo del reservorio productivo (un pozo vertical sería capaz de atravesar sólo 32 mts, de formación productiva) en 22 días de operación.

Con este pozo, Petrobras comprobó la factibilidad técnica-económica de utilizar esta técnica en sus operaciones, llegando a la conclusión que mediante la perforación horizontal le sería posible incrementar la producción de sus pozos en 3 ó 4 veces, pero con un costo por pozo de 5 a 1 con relación a los pozos convencionales (en esa oportunidad, 1984, se consideraba que este costo podría reducirse a sólo 3 veces). Petrobras deseaba igualmente evaluar el uso de esta técnica para la perforación de pozos inyectores de vapor de agua.

En febrero de 1988, la Empresa Estatal Argentina "Yacimientos Petrolíferos Fiscales" perforó su primer pozo horizontal, el CH5N51 (Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen) de 1476 mts. (4643 pies) de profundidad vertical, a través de un horizonte productor relativamente delgado, de apenas 23 mts. (75 pie). Ver Figura N° 1. Hasta diciembre 1990, esta empresa y otras Cias. privadas habían perforado un total de 20 pozos en los diferentes campos de la República Argentina.

Según se indica en el Gráfico N° 3.1, este pozo se había perforado previamente en forma convencional (verticalmente). La reperforación de este pozo (para probar la tecnología de penetración horizontal) se inició a partir de los 1335 mts (4380'). de profundidad, con el corte de

una ventana de 19 mts. (62') en el casing, lograndose un avance lateral de 138 mts (450'). en la formación Miembro Valle, que luego se completó con tubería ranurada de 3 1/2" de OD (9).

La perforación del CH5N51 fue el primero de un total de 4 inicialmente programados para ese entonces (Febrero 1988), como parte del desarrollo experimental de la empresa YPF en búsqueda de lograr conocimiento y experiencia en esta técnica, en sus diferentes etapas de perforación y completación (9). Los resultados de la perforación de estos cuatro pozos se muestran en el cuadro 1 "Datos Estadísticos Comparativos de los pozos realizados por YPF" (14).

## **VI. MARCO TEORICO**

### **VI.1 CLASIFICACION DE POZOS HORIZONTALES (6)**

Se usa el término "Horizontal" para identificar a un pozo que permanece dentro de un reservorio (durante la perforación) maximizando el intervalo productivo, a este intervalo se le conoce como "Sección Lateral" y puede tener una inclinación de  $90^{\circ} \pm 20^{\circ}$ .

Con un pozo horizontal, el desplazamiento total del pozo al T.D. desde el KOP (Kick Off Point) no será significativamente más grande que la longitud lateral, así por ejemplo: los pozos de radio largo perforados por el Grupo Montedison (SELM) en costa fuera de Italia, especialmente el pozo Vega 18, tuvo un desplazamiento total del KOP de 1191' (363 mts) vs. unos 1053' (321 mts.) de sección lateral.

Usamos el término "Extend Reach" en aquellos pozos perforados para maximizar el desplazamiento del KOP. Los pozos de alcance extendido tienen un desplazamiento total significativamente más grande que la longitud de la sección lateral, por ejemplo los pozos de radio largo perforados por UNOCAL en la Plataforma Gilda, costafuera de California (Punta Pedernales A-16) tuvo un desplazamiento de 12,740' (3,883 mts.) con una sección horizontal de 5,743' (1750 mts.) dentro del reservorio.

#### **VI.1.1 CLASIFICACION SEGUN EL RADIO DE CURVATURA**

Los pozos horizontales se clasifican sobre la base de la longitud de su radio (ver gráfico 4.1) como sigue:

**RADIO CORTO** : 20 A 40FT. (6 a 12 mts.)  
**Tasa de Construcción:**  $1.5^{\circ}$  a  $3^{\circ}/ft.$  ( $5^{\circ}$ - $10^{\circ}/m.$ )

La tecnología del Radio Corto fue desarrollada en los años 1930 y fue la primera técnica de generación de curvatura usada para perforar secciones laterales. La gente pensó en esos días que incrementando la exposición del reservorio productivo obtendrían un efecto positivo en la productividad.

Se desarrolló equipo especializado para perforar este tipo pozo de rápida construcción de la sección lateral. La más larga sección lateral perforada hasta la fecha (octubre 1990) ha sido 1221 pies (372 mts.).

**RADIO LARGO** 1000 a 3000 ft. (300-1000 mts.)  
**Tasa de Construcción:** 2° a 6°/100 pies (2°-6°/30 mts.)

La tecnología del Radio Largo tiene también una herencia establecida, la empleó en los años 50 los chinos y los soviéticos.

A finales de los años 70 y tempranos de los 80, las Cías. Esso, Canadá; Elf y B.P., alaska, impulsaron nuevamente el uso de este método.

La perforación horizontal de Radio Largo es una adaptación de la técnica de alcance extendido ("extend Reach") usado para perforar pozos a 84° a más, utiliza sistemas direccionales y conjuntos rotarios estándares (convencionales) que corrientemente se emplean para generar la curva durante la perforación de la parte lateral del pozo. La sección horizontal es de 1000 a 4000 pies.

La técnica de radio Largo se usa generalmente debido al desplazamiento lateral que se logra alcanzar desde el equipo, antes de penetrar el reservorio productivo.

Generalmente, se elige esta técnica cuando se quiere aprovechar facilidades de superficie existentes que en caso contrario, harían más costoso la perforación de un pozo.

El desplazamiento lateral y la longitud de la sección lateral (horizontal) del pozo están generalmente limitados sólo al torque resultante y al arrastre registrado por los componentes de la sarta de perforar, así como a la capacidad del equipo de perforación.

**RADIO MEDIO** 300 -700 ft. (90 -215 mts.)  
**Tasa de Construcción:** 8°/100 ft. -20°/100 ft  
(8°/30m. -20°/30 m.)

Las técnicas de Radio Medio fueron desarrolladas en los últimos años de los 70 ante la necesidad de construir los 90° más rápidamente que la alcanzada con la técnica de Radio Largo. Las formas de contratación de lotes y las restricciones naturales de los reservorios, así como el deseo de reperforar horizontalmente intervalos desde pozos existentes (viejos) fueron las principales condiciones que impulsaron el desarrollo de esta técnica. La técnica de Radio Corto no fue la más apropiada debido a las limitaciones del tamaño del hueco y limitaciones en la técnica de completación deseada.

Aún cuando las tasas de curvatura son establecidas para determinar los límites de las diferentes categorías, se debe evaluar el equipo usado en generar la curva para distinguir entre las técnicas de Radio

### CUADRO 4.1

#### CUADRO COMPARATIVO DE METODOS DE RADIO DE CURVATURA

RADIO CORTO	RADIO MEDIO	RADIO LARGO
- Operaciones de Completación limitadas	- Disponible para toda técnica de completación	- Disponible para toda técnica de completación
- Longitud lateral limitada	- No existen limitaciones en la longitud lateral	- No existen limitaciones en la longitud lateral
- Falta de Control Azimutal con sistema mecánico de entrada al reservorio	- Buen control direccional (Azimut)	- Buen control direccional (Azimut)
- Excelente control vertical	- Buen control vertical de entrada de reservorio	- Se obtiene la más grande extensión lateral antes de entrar al reservorio.
- Posibilidad de perforar múltiples secciones laterales desde un mismo pozo	- Posibilidad de perforar múltiples secciones laterales desde un mismo pozo	
- Requiere de Equipo Especializado	- Requiere de Equipo Semi-conventional	- Equipo convencional
- Limitaciones de diámetro de hueco		- Alto torque y arrastre
- Requiere múltiples "viajes" para cambiar el BHA (conjunto de Fondo)		- Altos costos

Largo y Medio (6).

Este sistema puede brindar hasta 3000 pies de hueco horizontal. Es posible atravesar formaciones inestables, verticalmente, protegiéndolas mediante revestimientos antes de perforar la sección horizontal. Con el punto de desvío más cercano al área de interés, la perforación de Radio Medio es de mayor precisión que el de Radio Largo (7).

**RADIO DE CURVATURA ULTRA CORTO: 30°-10°/FT. (90°-30°/m)**

El equipo y la técnica fueron desarrolladas por la Cía BECTEL y posteriormente adquiridos por la Cía. Petro Physics, Ltd., requiere de un sistema de jet de alta presión de agua para generar la curva rápidamente, pudiendo obtenerse regímenes de penetración extremadamente altos en ciertas circunstancias (6)

## **VI.2 TECNOLOGIA DE PERFORACION DE UN POZO HORIZONTAL DE RADIO MEDIO DESDE UN POZO EXISTENTE**

El proceso para la perforación de un pozo horizontal puede dividirse fácilmente en tres etapas: la salida del pozo vertical la perforación de su sección curva y la perforación del pozo horizontal.

### **Salir del pozo vertical**

Uno de los métodos para desviar el pozo a partir de un pozo existente se logra fresando una sección de la tubería de revestimiento (aprox. 70 pies de tubería de revestimiento). La fresadora usualmente opera a un rate de dos a cuatro pies por hora, y se puede cortar una sección utilizando una o dos fresadoras. Se debe tener cuidado en asegurar que se retiren las virutas metálicas del pozo conjuntamente con el lodo de perforación. Hay que aumentar la viscosidad del lodo y utilizar imanes de zanja para evitar problemas de taponamiento.

Luego de haber labrado la tubería de revestimiento, se coloca un tapón de cemento através de la sección labrada y se deja que frague. Se utiliza una mezcla de cemento especialmente dura, para ayudar a que la perforación tome impulso desde el tapón. El tapón se rebaja a aproximadamente 10 pies por debajo de la parte superior de la sección fresada, y se pasa el conjunto de desvío hasta el fondo.

El punto de inicio de desvío del pozo siempre es un punto crítico. A fin de evitar interferencias que pueda ocasionar la masa de la tubería de revestimiento, es necesario orientar el pase inicial con un giroscopio. Si bien es sencillo inicialmente cambiar el azimut, el cambio de ángulo del pozo es tan corto (con relación a los equipos convencionales)



que cambios abruptos del azimut pueden originar dobleces "pata de perro" que representarán posteriormente problemas para el equipo de producción. Hay que establecer el azimut y ángulos correctos.

Otro método para salir de la tubería de revestimiento en un pozo existente es cortar fresando una ventana en la tubería. Se fija un desviador de tubería de revestimiento en el punto previsto para el arranque del desvío y una fresadora de apertura en la parte superior del desviador para empezar la ventana. La tubería de perforación -en compresión- es lo suficientemente flexible para pasar a través de la ventana, pero al tratar de enderezarse bajo tensión a su regreso -al sacar la sarta del pozo-, se puede atascar en los bordes, en lugares como por ejemplo, la parte superior de la ventana, en la tubería de revestimiento. El empleo de tubería "resbalosa" de perforación reduce la probabilidad de que ocurra un atasco, al jalar la tubería de revestimiento en ese punto. Este procedimiento requiere también de un giroscopio para colocar el obturador del desviador, y para orientar el conjunto de fondo del pozo (en el primer paso de perforación).

### **Perforando la sección curva**

El conjunto de fondo inicial perfora un pozo de radio fijo. El diseño inicial del conjunto de fondo se basa parcialmente en la geometría del hueco y en la geología. El primer pozo de un área puede requerir algunos ajustes del conjunto de fondo ya que las condiciones del pozo pueden ser distintas de las esperadas.

El conjunto del fondo opera con un motor de desplazamiento positivo (PDM) y en general, suple el peso sobre la broca con las revoluciones del motor. El caballaje o torque disponible en los pequeños motores PDM está limitado por el diámetro pequeño de los mismos. Esto exige, a su vez, que el control del ángulo de desarrollo sea independiente de la potencia o peso sobre la broca.

La sección curva del pozo se examina continuamente mientras se perfora mediante información sobre la orientación (faz) de la herramienta, dirección del pozo y el azimut. El conjunto de fondo permite algunos cambios en la formación, pero se requieren efectuar algunas modificaciones cuando la litología de la formación cambia a medida que se incrementa el ángulo de la perforación.

La capacidad de curvar el pozo depende de la configuración del motor de fondo del pozo: casco curvo/amortiguador curvo y portabroca. Este sistema, en combinación con los equipos y técnicas direccionales, permite perforar curvas uniformes de

radio medio con muy bajos pesos sobre la broca.

### **Perforando la sección horizontal**

Cuando el radio de curvatura dé la vuelta y el pozo se acerca a su posición horizontal, será necesario salir del pozo para modificar el conjunto de fondo. Este conjunto se cambia por uno que mantenga el ángulo, para así perforar la sección horizontal.

El motor de desplazamiento positivo (PDM) produce la fuerza rotativa directamente a la broca en vez que la energía sea transferida por rotación de la sarta de perforación desde la superficie. Cuando la broca hace contacto con el fondo y comienza a perforar la demanda de torque del motor se incrementa. Esto produce una diferencia de presión en los dos lados del motor, este incremento de presión indicará en el manómetro de superficie. Debido a que se utilizan muy bajos pesos y a que el rozamiento en el pozo se incrementa mientras mayor es el ángulo, se puede utilizar el manómetro del standpipe como indicador del peso y del torque. La fricción de la tubería de perforación no distorsiona las lecturas.

Existe un límite en la distancia horizontal que se puede perforar utilizando la técnica en pozos de diámetro pequeño. El rozamiento de la tubería y el pandeo de la misma limitan la longitud de la sección del pozo que no tiene tubería de revestimiento. Se han logrado distancias horizontales de más de 2,000 pies en formaciones de roca dura. Se puede requerir curvas de mayor radio para diámetros mayores de pozo en largos tramos horizontales de formaciones muy inestables.

### **Herramientas y equipo**

#### **Conjunto de fondo**

Los conjuntos de fondo deben ser diseñados para perforar pozos de diámetro pequeño cuando se perfora a partir de pozos existentes. También se pueden perforar pozos nuevos desde la superficie utilizando diámetros mayores. El conjunto consta de la broca, el motor PDM de lodo, el amortiguador orientador, collares no magnéticos, tubería delgada de perforación para la porción abierta del pozo, y herramientas direccionales de control durante la perforación (monitor While drilling -MWD) por impulso de lodo o por cable.

#### **Broca**

Los motores PDM de lodo giran a altas velocidades (850-1500 RPM). El pequeño tamaño de la broca, combinado con estas velocidades, no permiten el uso de brocas de rodillos, ya que los rodamientos son demasiados pequeños para semejantes velocidades de



rotación. Por lo tanto, las brocas que normalmente se utilizan son: de diamante natural, de diamante térmicamente estable (TSD) o de diamante policristalino compactado (PDC). Estas brocas están diseñadas especialmente para poder curvar con radio pequeño y para perforar con la mayor agresividad que permita la capacidad del motor. Estas brocas de diamante que trabajan a altas velocidades generan polvo de virutas finas, lo que ayuda a reducir los problemas de limpieza del pozo.

### **Amortiguador orientador**

El amortiguador orientador tiene varias funciones. Esta constituido por varios pórticos de desvío hacia el espacio anular. Durante las operaciones normales de perforación, estos pórticos permanecen sellados y todo el fluido pasa hacia el motor. Si la circulación debe desviarse del motor y pasar al espacio anular, se deja caer una bola desde la superficie, y ésta al asentarse corta un pasador, permitiendo que se deslice una camisa hacia abajo, abriendo los pórticos para circulación hacia el espacio anular. Algunas razones para hacer esto, podrían ser: que se necesite bombear grandes cantidades de material de pérdida de circulación, y que se requiera abrir el desvío para permitir, al momento de salir del pozo, que el fluido drene de la tubería de perforación, y se pueda retirar la sarta seca.

El amortiguador también incluye una válvula flotadora que previene el contrasentido del flujo, impidiendo que el fluido retorne por la tubería de perforación. Esto es importante cuando se atraviesa una formación con tendencia a fluir durante la perforación (mas aun si se perfora con densidades de lodo menores a la de las formaciones atravezadas, en sistemas sub-balanceados)

El amortiguador orientador también contiene una camisa con llave de "herradura de mula" que puede orientarse alineandose con el motor de fondo y fijarse en esa posición. Cuando la herramienta direccional -con su "jota" (aguijón de herradura) correctamente alineado- llega hasta el fondo, girará automáticamente hasta su posición correcta, alineándose con el motor de fondo.

### **Botellas no magnéticas**

Los collares o botellas de perforación no-magnéticas, se ubican inmediatamente encima del amortiguador orientador y del motor, y contienen a las herramientas direccionales. La tecnología asociada a las mediciones magnéticas nos muestra que el número de botellas requeridas se incrementa a medida que se aumenta el ángulo del pozo y su latitud. En algunos casos se utilizan tres botellas de perforación no

magnéticas de treinta pies cada una.

### **Herramientas direccionales**

Las herramientas direccionales por cable o las de control durante la perforación (monitor while drilling MWD) proporcionan constantemente información sobre el azimut del pozo, su ángulo, y la orientación de la herramienta. Se utilizan herramientas direccionales bajadas por cable, para controlar la dirección en los pozos de diámetro menor. En los pozos de diámetro mayor, se puede utilizar cualquiera de los dos tipos (el sistema MWD por impulso de lodo a el convencional por cable).

### **Tubería de perforación**

Aunque la tubería de perforación no es parte del conjunto de fondo del pozo, sí es una parte importante del sistema. Normalmente, se utiliza tubería de 2 7/8" o 3 1/2". En algunos casos, se utiliza tubería convencional con uniones reducidas que permiten obtener una sarta de perforación casi "resbalosa", especialmente para las zonas de mayor ángulo y sección horizontal del pozo. Con la tubería de perforación "resbalosa", se supera el problema que algunas de las uniones de las herramientas se atasque en los bordes, dentro del pozo, que podría originar dificultades cuando se quiera aplicar peso sobre la broca y por el pandeo de la tubería de perforación. La tubería de perforación normalmente no se rota excepto en la perforación de pozos horizontales de radio largo, donde se requiere rotar la sarta para superar su rozamiento con las paredes del pozo.

### **Amortiguador de ingreso lateral**

Este amortiguador no es parte del conjunto de fondo, sino que se coloca en la sarta de perforación tan cerca de la superficie como sea posible, para permitir que el cable de la herramienta direccional pase (al momento de sacar la herramienta) desde el interior de la tubería de perforación hasta el exterior, y finalmente a la Unidad de registro. El amortiguador debe tener un empaque alrededor del cable que impida que el lodo de perforación escape con el cable de acero, así como de una abrazadera que sostenga el peso del cable dentro de la tubería de perforación.

### **Tubería de revestimiento**

Cuando se diseña la tubería de revestimiento para pozos horizontales, es importante considerar la relación del doblado en la tubería de completación. La tubería de revestimiento es más flexible bajo compresión que bajo tensión, de modo que pasará fácilmente por las curvas de radio intermedio, siempre que el uso de demasiados centralizadores no lo haga

más rígido.

El programa de cementación de la tubería de revestimiento en un pozo con grandes ángulos de desviación, requiere una apropiada definición de los propósitos, si es para:

Unir el forro y la tubería de revestimiento.

Impedir la caída del extremo inferior de la tubería de revestimiento.

Sellar contra la intrusión de agua o lodo.

Proporcionar un sello completo contra las formaciones de alta presión.

Pueden existir otras consideraciones, tales como baja presión de formación y pérdida del retorno de fluido durante la cementación. Estos requisitos pueden definir el costo de un exitoso trabajo de cementación y esbozar alguna idea sobre su dificultad.

### **Completación**

Las técnicas de completaciones para un pozo horizontal son incontables.

Empacar el pozo horizontal con grava es un método ultramoderno que solamente puede ofrecerse en casos específicos. Las principales empresas de servicios están realizando extensa actividad en investigación y desarrollo sobre las técnicas de cementar y empacar con grava las secciones laterales de los pozos horizontales, y éstas técnicas se están haciendo cada vez más rutinarias. En los pozos de diámetro pequeño, es más difícil empacar con grava de modo convencional, y por lo tanto es preferible utilizar forros previamente empacados, aunque tales forros sean costosos y susceptibles de romperse con el manipuleo brusco. Por otro lado, se pueden introducir en el pozo con amplio margen de seguridad de éxito y resulta ser una solución razonable para el difícil problema de empacar el pozo horizontal con grava.

Los obturadores, bombas y válvulas de levantamiento artificial se colocan muchas veces en la posición casi vertical de los pozos horizontales. Trabajos recientes de varias empresas de servicios permiten ahora el uso de este tipo de equipos en posición horizontal.

### Descripción de un proceso de perforación de radio medio

A continuación se describe, paso a paso, una típica operación. En este caso, el pozo horizontal se perforará desde un pozo existente, utilizando un desviador de la tubería de revestimiento.

- (1) Se cubren las perforaciones antiguas con un tapón de cemento y se prepara el pozo para la apertura lateral.
- (2) Se examinan los registros de uniones del cemento y de perforación del pozo para ubicar el mejor punto de arranque del desvío.
- (3) Se coloca un obturador modificado permanente con el cable (línea de alambre) y se determina la orientación de la llave guía.
- (4) Se orienta el desviador con la llave guía para el azimut deseado, y se ancla el desviador en el obturador.
- (5) Se inicia el corte de la ventana con la fresadora inicial fijada en la parte superior del desviador.
- (6) Se corre una fresa de diamante o ahusado y otra de sarta para cortar la ventana.
- (7) Se corren fresas tipo sandía y de sarta para alargar la ventana.
- (8) Correr el conjunto de fondo para corte de ángulo con: su broca, motor subterráneo, collares de perforación no metálicos y tubería angosta.
- (9) Se controla y se dirige continuamente el pozo, durante la perforación del arco, desde la vertical hasta una inclinación horizontal.
- (10) A medida que se perfora el pozo, se pueden requerir algunos ajustes en el conjunto de fondo, para hacer las correcciones correspondientes con los cambios en la perforabilidad de las formaciones.
- (11) El pozo llega a un plano horizontal y el conjunto de fondo de curvatura se cambia por un conjunto para perforación recta.
- (12) Al final de la sección recta, se circula y acondiciona el pozo y se retiran las herramientas direccionales.

### **Distribución de las responsabilidades de los equipos**

Los contratos y las responsabilidades de los equipos variarán. A continuación se da una relación general de los equipos que serían proporcionados por la empresa operadora y por la compañía de control direccional, para las operaciones de perforación horizontal.

### **Equipos típicamente proporcionados por la Cia. de control direccional**

- Brocas (2) para perforar el pozo direccional.
- Motores de fondo.
- Collares no magnéticos de perforación.
- Tubería de perforación angosta para la sección horizontal
- Amortiguadores de orientación y cruce.
- Herramientas para el control direccional (MWD o con cable).
- Supervisión del servicio direccional.
- Remolque para oficina y equipos de oficina.

### **Equipos típicamente proporcionados por la Cia. operadora**

- Torre y cuadrillas de perforación.
- Kelly de tamaño idóneo.
- Tubería de perforación para el pozo revestido.
- Mesa rotaria de trabajo.
- Equipo de prevención de reventones con preventor anular para sellar alrededor del cable de la herramienta direccional.
- Bombas de lodo capaces de bombear volúmenes recomendados para varios tamaños de pozo y motores de fondo.
- Lodo de perforación.
- Fresadoras.
- Herramientas de cementación.

### **VI.3 TECNICAS COMERCIALES DE PERFORACION HORIZONTAL**

Existen en la actualidad, siete sistemas de perforación horizontal comercialmente disponibles:

- (1) El sistema de Radio Ultra Corto de la BEC WELL (9 pies).
- (2) El sistema de Radio Corto de la EASTMAN-CHRISTENSEN (De 20 a 40 pies).
- (3) El sistema de Radio Corto de la PRE USSAG (De 30 a 150 pies).
- (4) El sistema de Radio Medio de la EASTMAN-CHRISTENSEN (De 250 a 1000 pies).
- (5) El sistema de Radio Medio de la GHD y BECFIELD (De 250 a 1300 pies).
- (6) El sistema de Radio Medio de la Cía. SMITH (De 250 a 1000 pies).
- (7) El sistema de Radio Largo de la Cía. ELF (De 2000 a 9000 pies).

### **SISTEMAS DE PERFORACION DE RADIO CORTO**

#### **Sistema BEC WELL**

BECHTEL Inversiones ha desarrollado un sistema de perforación horizontal que utiliza jets de agua a alta presión (10,000 psi) y tubería enrollada de alta presión, para perforar huecos de 2" de diámetro y 1 pies de radio, tal como se muestra en la Figura N°4.2. Este sistema es comercializado por la BEC WELL, una subsidiaria de BECHTEL.

Este sistema es capaz de perforar de 100 a 200 pies, en forma lateral en zonas compuestas por materiales no-consolidados y en roca suave.

BECHTEL ha desarrollado un herramienta especial, flexible para registrar (Figura N° 4.3) y un perforador electroquímico especial (Figura N° 4.4) para usarse en estos pozos de Radio Ultra Corto.

Después de la perforación, se cubre la sección horizontal con una tubería flexible, perforada y empaquetada con grava como se muestra en la Figura N° 4.5.

#### **Sistema de la EASTMAN-CHRISTENSEN**

El sistema de la Cía. Eastman-Christense (EC) para pozos de Radio Corto fue desarrollada en los años 70's a 80's por la Texas Eastern. Este sistema utiliza una



serie de uniones flexibles ("culebras"), que permite al conjunto de fondo curvarse hacia un radio fijo (de 20 a 40 pies) como se muestra en la Figura N° 4.6.

El conjunto de perforación curva consistente de un casco flexible y curvado no rotatorio, un eje motriz interno que rota la broca; y dos grupos de cojinetes que conectan el casco no-rotatorio y el eje motor interno.

Los paquetes de cojinetes permiten al casco flexible no rotatorio aplicar peso sobre la broca y a la tubería interna transmitir el torque rotatorio a la broca.

El diseño adecuado del casco no rotable le permite poseer la flexibilidad necesaria para atravesar el hueco vertical encima del KOP. Este casco actúa como resorte y su perfil natural hace un arco de 20 a 40 pies.

Cuando se aplica una fuerza vertical, el casco aplica una fuerza lateral de aproximadamente 1000 libras sobre la broca.

Esta fuerza lateral permite que la broca perfora a lo largo de la trayectoria curva deseada durante la construcción del ángulo (Kick off), los estabilizadores controlan la tasa de construcción del ángulo durante el kick off. Una lana flexible permite la circulación del fluido.

La secuencia para la construcción del ángulo es mostrada en la Figura N° 4.7.

Esta secuencia consiste en:

- (1) Fresado de una sección del casing.
- (2) Rimado de la sección fresada.
- (3) Fijación de un tapón de cemento.
- (4) Perforación del cemento (a determinado diámetro) y fijado de un ensamble WHIPSTOCK.
- (5) Perforación lateral.

La Eastman-Christensen utiliza el conjunto de fondo mostrado en la Figura N°4.8 para la porción horizontal de los huecos de radio corto.

El sistema de radio corto de la Eastman-Christense se usa para perforar 200 a 300 pies en forma lateral, como se observa en la Figura N° 4.9.

### **Sistema Preussag**

La Cía. Preussag ha desarrollado un sistema de radio corto que utiliza motores de fondo de pozo (PDM), para rotar un eje flexible entre puntas articuladas como se muestra en las Figuras N° 4.10 y N° 4.11.

El motor de fondo se ubica en la porción vertical del pozo, justo encima del punto de curvatura (KOP).

Cada articulación tiene un grado de libertad que se desvía tres grados. La longitud de las puntas de extensión que separan las articulaciones pueden ser cambiadas para producir radios de 30 a 100 pies. Las puntas articuladas y el eje flexible están conectados por un sistema de dientes que están sellados por empaques (O-rings).

Un rodamiento localizado directamente encima de la conexión de la broca permite que el peso sobre la broca exceda hasta 27,000 libras.

Se puede aplicar un exceso de tensión de 130,000 libras a la tubería articulada.

Un eje motriz, que puede transmitir hasta 6000 lbs.-pie de torque, rota por dentro de la tubería articulada. Las bolas del rodamiento están montadas entre el eje rotatorio y la tubería articulada estacionaria (Figura N° 4.12). Una manguera con alma metálica dentro del eje, permite la circulación del lodo.

Se usan las medidas del Giroscopio para orientar la sarta de perforar articulada. Se usan herramientas direccionales convencionales (por cable) para medir la inclinación del hueco hasta que alcance un ángulo de 30°.

Otras herramientas especiales son empleadas para mayores ángulos.

En la Figura N° 4.13 se muestra huecos de 6" de diámetro que han sido completados con lanas perforadas de 3 1/2". Las lanas son empujadas dentro de la sección horizontal con fuerzas hasta 60,000 libras.

### **Otras:**

- Cia. NL Sperry Sun.



## **SISTEMAS DE PERFORACION DE RADIO MEDIO**

### **Sistema de la Eastman - Christensen**

El sistema de perforación de radio medio fue desarrollado por la Cía. Eastman-Christensen conjuntamente con la Cía. Christensen y la Cía. ARCO. Este sistema utiliza motores de fondo y tubería de perforar flexible (Figura N° 4.14).

Las uniones especiales permiten a la tubería rotar en compresión en porciones de alta curvatura del hueco (Figura N°4.15).

Motores especiales que contienen codos cerca del tope y del fondo, son usados para construir el ángulo a regímenes encima de los 20 grados por cada 100 pies en los puntos de curvatura (secciones del Kick off) del pozo (Figura N° 4.16).

Las porciones horizontales de los pozos son perforados usando un ensamble del motor doblemente inclinado como se muestra en la Figura N° 4.17. Este sistema se empleó en forma exitosa en el campo de Austin Chalk (Fig. 4.18).

### **Sistema de la Cia. CHD Y BECFIELD**

Maurer Ingenieros y BECHTEL han desarrollado en conjunto un sistema de perforación de radio medio que utiliza motores de fondo de alta performance con tubería de perforar convencional, tal como se muestra en la Figura N° 4.19. Este sistema está siendo comercializado por Maurer Ingenieros a través de su subsidiaria "Guided Horizontal Drilling" y por Bechtel a través de us subsidiaria "BECHFIELD".

Actualmente, para medición direccional con cable se usan para perforaciones con brocas de 6" o menores mientras que el MWD es usado para brocas de mayor diámetro.

En la Figura N° 4.20 se muestra el perfil de un hueco horizontal de 4 1/2" perforado en Austin Chalk usando este sistema.

Este pozo fue perforado luego de fresar el casing de 5 1/2" y de curvar un tapón de cemento.

El sistema GHD/Becfield fue usado recientemente para re-perforar un pozo antiguo en Austin Chalk y perforar un pozo horizontal en un sistema de fractura mayor con presión de reservorio virgen. La producción inicial excedió los 300 barriles de petróleo por día comparado con sólo unos pocos barriles por día de pozos convencionales antes de perforar el pozo horizontal.

**Otras:**

- ANADRILL.
- BAKER HUGHES.
- BOLLAND & CIA.
- GEARHART.
- DRILEX.
- ENSCO.
- GREAT LAND DIRECTIONAL.
- GUIDED HORIZONTAL DRILING.
- NL SPERRY SUN.
- SMITH INTERNACIONAL.

**SISTEMAS DE PERFORACION DE RADIO LARGO**

**Sistema de Perforación de la Cia. Elf Equitania**

La Cía. Elf-Equitania ha desarrollado un sistema de perforación horizontal de radio largo (de 2000 a 9000 pies) que utiliza tecnología de perforación direccional standard (Figura N° 4.21).

La Elf ha hecho intensa investigación y desarrollado técnicas de perforación, registro y completación de estos pozos. El desarrollo ha sido tal que, a la fecha un pozo horizontal cuesta sólo ligeramente más que un pozo vertical (costo referido a dólares/pie perforado)

La Cía. Elf-Equitania comercializa esta tecnología a través de su subsidiaria Horwell.

**Otras Cias:**

- HORWELL.
- GREAT LAND DIRECTIONAL.

#### **VI.4 ¿ POR QUE PERFORAR UN POZO HORIZONTAL ? (6)**

##### **VI.4.1 VENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES SOBRE LOS CONVENCIONALES**

La mayoría de los pozos horizontales son perforados en búsqueda de una mayor productividad (hasta incluso, 20 veces más productivos) en comparación con aquellos perforados verticalmente o dirigidos convencionalmente (con ángulos de desviación cercanos a 45°).

La razón principal para lograr esta mejora en la productividad, es por la mayor exposición de la zona (o zonas) productiva que se puede alcanzar mediante la perforación horizontal.

Un pozo horizontal puede además afreecer otras ventajas

- (.) La caída de presión y velocidades de fluidos son menores alrededor de la boca del pozo.
- (.) Se minimiza la conificación por agua y/o gas.
- (.) Su producción puede ser generalmente acelerada.
- (.) La recuperación final de fluidos es frecuentemente más alta.

El incremento productivo puede minimizar el número de pozos requeridos, para producir determinada zona, así como el número y tamaño de plataformas y otras infraestructuras.

El flujo de fluidos y los patrones de drenaje, los cuales son diferentes en un pozo horizontal que en uno convencional, se logran con menores caídas de presión alrededor de la boca del pozo. Las caídas de presión más bajas resultan con menores velocidades de fluido y por consiguiente habrá menor migración de sólidos y finos e incluso se minimizarían los problemas de conificación por agua y gas (menores caídas de presión y velocidades).

##### **VI.4.2 QUE FACTORES INFLUENCIAN LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES? (6)**

Los principales factores que afectan la productividad de pozos horizontales incluyen:

- (.) Espesor del reservorio.
- (.) Longitud lateral alcanzada (sector lateral del pozo).
- (.) Heterogeneidades de reservorios tales como fallas, camas de arcillas, variaciones de

permeabilidades, etc.

- (.) Razón de permeabilidad vertical a horizontal.

Adicionalmente a lo indicado, existen otras aplicaciones exitosas:

- (.) Acceso a varios estratos de arenas productivas con ángulos de inclinación extremadamente altos (Ej: Alrededores de domos de sal).
- (.) Acceso a varios estratos de arenas productivas que pueden ser difícil de localizar con pozos verticales (Ej.: Canales de arena).
- (.) Restricciones topográficas, tales como la perforación en áreas urbanas, zonas de tránsito de barcos y aguas profundas costafuera.
- (.) Producción de yacimientos de carbón.
- (.) Provee un incremento en la eficiencia de barrido.

Se han evaluado y desarrollado otras aplicaciones, incluyendo formas de usar pozos horizontales para un mejor manejo de los reservorios, vía un ajustado espaciamiento y mejor control de fluidos inyectados en proyectos de EOR. Es, por supuesto, probable que esta emergente tecnología pueda también abrir nuevas posibilidades a recuperaciones de hidrocarburos a bajo costo por métodos aún no reconocidos por la industria de la energía. Muchos observadores piensan que por lo menos el 30% de las perforaciones en el mundo serán horizontales a mediados de los 90's. Expertos más optimistas predicen que este porcentaje puede ser tan alto como el 70% (6).

El índice de recuperación aumenta tanto, que ya muchos expertos consideran la perforación como un método de recuperación secundaria horizontal denominada "Geométrico" (9).

El incremento en la utilización de la sísmica tridimensional ha brindado una mejor idea de la extensión espacial de los intervalos productivos, incrementando más aún el desarrollo de esta técnica.

Además:

- (.) Los proyectos de recuperación secundaria y terciaria se podrán realizar con una inyección lineal, en lugar de una radial, acompañado por los beneficios obvios de este logro.

- (.) Aplicando técnicas horizontales, la recuperación de 50%-70% del petróleo de los reservorios puede convertirse en una norma.
- (.) La aplicación de esta técnica en reservorios de arenas de elevada permeabilidad, y conteniendo petróleos de alta viscosidad, elevará la cantidad recuperable de hidrocarburos en una forma dramática.

## **VI.5 CONSIDERACIONES NECESARIAS PARA PLANEAR LA PERFORACION DE UN POZO HORIZONTAL**

### **VI.5.1 CARACTERISTICAS IDEALES DE UN RESERVORIO CANDIDATO**

Un pozo horizontal se comporta en forma similar a uno vertical que posee una conductividad de fractura infinita, con la misma longitud y espesor que un hueco horizontal. Si el canal de una fractura hidráulica inducida en un pozo vertical es la misma que la sección lateral de un pozo horizontal, los pozos se comportarán (producirán) de manera similar.

#### **Sistemas naturalmente fracturados**

Los principales candidatos para proyectos de perforación de pozos horizontales son aquellas zonas con formaciones productivas naturalmente fracturadas. Un buen ejemplo de este tipo de formaciones es la de Austin Chalk, al sur de Texas. Las Compañías operadoras que han perforado este tipo de formaciones, mediante esta técnica, reportan que algunos pozos fluyen inicialmente varios cientos de veces más que pozos vecinos perforados verticalmente y que la recuperación a partir de pozos horizontales está en el rango de 200,000 STB en comparación a cerca de 40,000 STB de los convencionales.

El enorme incremento que se puede esperar de este tipo de formaciones se ilustra en la Fig.4.22.

#### **Formaciones de baja permeabilidad**

Una pregunta que usualmente se hacen las Compañías operadoras es: Cuán bajo debe ser la permeabilidad de una formación homogénea antes de considerar la perforación de un pozo horizontal?, M.Chang ("Simulation of production From Wells with Horizontal/Slated Laterals" - Doe Report No Niper 326-Feb. 1988) determinó la cantidad de petróleo que se podía producir bajo las mismas condiciones de flujo en un pozo horizontal y otro vertical, usando el mismo reservorio homogéneo, para varias permeabilidades de reservorio. Los resultados de este estudio son presentados en la Fig. 4.23.

En la Fig. 4.23 se puede observar que es obvio pensar que formaciones homogéneas con permeabilidades de reservorio menores a 10 md. deberían ser considerados como serios candidatos para la completación de un pozo horizontal. Para reservorios con permeabilidades de 100 md. el mismo volumen de petróleo se produciría luego de aprox. 200 días. Aún durante los primeros 200 días, existe poca diferencia entre la cantidad producida por un pozo horizontal vs. uno vertical.

La permeabilidad vertical afecta la productividad debido a que las formaciones no son homogéneas, Joshi ("A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology" -Paper SPE 16868 presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de SPE, Dallas - Set. 1987) estudió estos efectos. El tomó 100 pies de formación con 30 acres de área de drenaje y calculó que la razón entre el índice de productividad para un pozo horizontal y uno vertical ( $J_h/J_v$ ) vs. la longitud de un pozo horizontal ( $2L$ ) para varias relaciones de permeabilidad vertical a horizontal ( $K_v/K_h$ ). Los resultados se muestran en la Fig. 4.24.

Estos resultados ilustran claramente que sin una relación  $K_v/K_h$  mayor que 0.25, un pozo horizontal no mejora significativamente su producción. Una permeabilidad vertical ( $K_v$ ) mayor que  $1/4$  la permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) debe estar presente para considerar la perforación de un pozo horizontal en este tipo de formaciones.

### **Formaciones estratificadas**

Como ya se mencionó previamente, una formación de gran espesor, alta permeabilidad y sin permeabilidad vertical pueden ser handicaps para la perforación de pozos horizontales. Esta regla general debe ser interpretada con sumo cuidado. En la Figura 4.25 se muestra una sección de registro de rayos gamma y las permeabilidades de Testigos (cores) para varios estratos correlacionados a una sección transversal interpretada de un reservorio gasífero.

Este reservorio de gas tiene una permeabilidad promedio de 10 md. y la formación no es naturalmente fracturada.

La columna de gas se ubica cerca de 360 pies encima del nivel de contacto de agua. La permeabilidad está concentrada en casi 180 pies. En el tope de la zona hay dos zonas permeables de gas separadas por una cama de lutita. Del perfil de pozo indicado en la Figura 4.25 es obvio observar que el pozo no es horizontal. El perfil atravieza todas las zonas productoras y ayudará a asegurar la mayor dispersión del gas desde la parte superior de ambas zonas. La porción más inferior del pozo puede ser cementada si ocurriera una excesiva producción de agua.



Las camas de lutita sirven como marcadores geológicos, mientras se perfora el pozo usando la técnica del MWD. El pozo horizontal producirá de todos los niveles que serían perforados en un pozo vertical.

Simulaciones efectuadas por cerca de 15 años mostraron que el pozo horizontal reemplaza dos pozos verticales y que es cerca de 1.3 veces el estimado de costos de un pozo vertical.

Así pues, la reducción de un 35% en los costos necesitan ser sopesados contra los riesgos involucrados en la perforación de las dos clases de pozos. En tanto los costos y los riesgos de la perforación de pozos horizontales continuen mejorando, los pozos horizontales será aún más atractivos.

Formaciones estratificadas y con cierto buzamiento pueden ser eficientemente producidas mediante un pozo horizontal (de Montigay D. and Ambe, J. "Hole benefits Reservoir Types Key to Profit" Oil and Gas Journal, Abril 11, 1985). Las Figuras 4.26 y 4.27 son resultados del estudio de casos reales. El buzamiento es 7.5 grados. Estas figuras ilustran la diferencia de perforar varios pozos verticales vs. uno horizontal cuando se espera drenar eficientemente este tipo de reservorios estratificados (que tienen cierto grado de buzamiento con una potencia productiva de 100 pies) en forma de "Sandwich" entre zonas de gas (en el tope) y de agua (en el fondo).

Un típico pozo vertical intersecta 3 camas de arenas limpia. Los intervalos productivos de petróleo están generalmente separados por camas de lutitas. Las restricciones operativas y las estrategias de producción requieren de un buen empuje del petróleo por el agua, mientras se evita la conificación por gas. Considerando esta restricción, solo se deberían producir la zona central en los pozos verticales puesto que la producción de las porciones ubicadas en el tope y en el fondo de estas zonas resultarían finalmente en conificación por gas o agua.

Puesto que el buzamiento de la formación es de 7.5 grados (para el caso mostrado en las Figuras 4.26 y 4.27) una línea de pozos verticales diseñados para producir cada estrato petrolífero requiere de un espaciamiento de 377 pies (115 mts.)

Una sola sección horizontal de 1886 pies (575 mts.) perforada a través de la misma línea que los pozos verticales pueden ser más eficiente que cinco pozos verticales.



Adicionalmente, con un pozo horizontal se reduce apreciablemente la posibilidad de conificación por gas y por agua, y está en mejor posición para drenar todos los estratos sucesivos. Este tipo de sistema de drenaje es muy eficiente si no varía mucho la permeabilidad de cada estrato y si la movilidad del petróleo es mayor que la movilidad del agua. Por otro lado, un riesgo de producción prematura de agua o gas crea la necesidad de taponar selectivamente algunas zonas.

Los pozos horizontales pueden ser ventajosos para producir reservorios heterogéneos. Se han obtenido resultados exitosos de pozos horizontales que han penetrado formaciones fracturadas y estratificadas con cierto buzamiento.

Ciertos espesores y características de reservorios son aún buenos candidatos para pozos horizontales. Pero en todos los casos, el éxito depende de:

Una definición apropiada a la heterogeneidad.

Un perfil de pozo diseñado para manipular la heterogeneidad.

Una trayectoria de pozo que pueda ser orientada a partir de la información geológica reunida durante el progreso de la perforación del pozo.

#### **Formaciones con una capa gasífera y/o agua en el fondo**

La producción de pozos horizontales provee una nueva técnica para la conificación por agua o por gas, mientras se produce a altos regímenes (Fig. 4.31).

El flujo crítico de producción de petróleo antes que se produzca agua o gas ha sido de tres a seis veces más alto en pozos horizontales que en los verticales (Sherrald, D. W., Brice, B.W. y Mac Donald, D.G.: "Application of horizontal wells al Prodhoe Bay" JPT-nov. 1987-14187-25).

La reducción de la presión debido al flujo dinámico de petróleo hacia el sistema de drenaje (o el pozo) causa una deformación del contacto gas/petróleo o petróleo/agua. El flujo en un pozo vertical es circular, esto da origen a penetrantes gradientes de presión en la vecindad del pozo, que induce al agua a fluir más rápidamente que el petróleo en un pozo vertical que en uno horizontal y cuando se excede el régimen crítico de conificación se produce gas o agua en el pozo vertical (Figura 4.32).

Para un pozo horizontal, la gradiente de presión se esparce en una área medio mayor que en un pozo vertical por lo que mejora su rendimiento. El régimen crítico es mucho mayor para un pozo horizontal antes

que se produzca gas/agua que el régimen crítico de conificación en uno vertical.

Algunos casos históricos nos muestran que un pozo horizontal puede producir a regimenes de 3 a 6 veces más altos que en uno vertical antes de exceder la cresta crítica o régimen de conificación y la producción de gas/agua empiece. Esto aumenta sustancialmente las reservas en un pozo horizontal en comparación con aquellas que se encuentran disponibles en uno vertical (Reiss, L.H.: "Horizontal wells production after five years" paper SPE 14338 presentado en la reunion anual del SPE, Las Vegas Set. 22-25 y "Rospo Mare - Elf Deeps Faith with horizontal wells" Offshore Engineer, Set. 1986 57-58.).).

### **Formaciones parcialmente depletadas**

Formaciones petrolíferas parcialmente depletadas que tienen cierta permeabilidad vertical son candidatos potenciales para un perforación horizontal. Ubicando la sección horizontal tan cerca al fondo de la formación é incrementando el contacto del pozo con la formación, se mejorará ampliamente la producción de una formación petrolífera parcialmente depletada debido al drenaje gravitacional del petrólero (Figura 4.28). En campos petrolíferos con espaciamiento de los pozos muy cercanos, la perforación de un pozo horizontal puede reemplazar muchos pozos verticales.

Un pozo horizontal presenta muchas ventajas cuando se emplean como pozos de drenaje por inyección de vapor, debido a su mayor área de contacto con la formación. En la Figura 4.29 se muestra el proceso usando pozos horizontales para proyectos de drenaje por inyección de vapor.

La Figura 4.29 ilustra la sección transversal de dos pozos horizontales paralelos en una formación petrolífera.

El Pozo horizontal ubicado en la parte superior es un inyector de vapor y el que está ubicado en la parte inferior es el productor de petróleo. El vapor inyectado calienta el petróleo, reduciendo su viscosidad, mejorando su movilidad y permite que el petróleo fluya hacia el pozo productor en forma de un anillo externo. Esta técnica de recuperación es superior a la mayoría de las técnicas actuales, sin embargo, la formación petrolífera debe tener una permeabilidad vertical suficiente, que permita que el petróleo fluya.

Se pueden mejorar eficiencias de "Barrido" usando pozos horizontales en proyectos de recuperación mejorada que usen inyección de fluidos. La Figura 4.30 ilustra este concepto en forma simplificada, usando cinco patrones de pozos bajo condiciones ideales.

### **VI.5.2 GENERACION DE LA PROPUESTA DE PERFORACION**

Por lo general quienes piensan perforar un pozo horizontal por primera vez, caen en el error de considerar éste proyecto como "la perforación de un pozo direccional de alto ángulo". Existen muchas consideraciones que se debe tener presente, que particulariza el planeamiento de este tipo de proyecto y tiene influencia directa en la selección de los equipos requeridos.

El objetivo que se debe lograr mediante una perforación horizontal debe ser tridimensional, esto exige el uso de herramientas más precisas, que en alguno casos difieren de las convencionales. Incluso se hace necesario modificar procedimientos habituales de trabajo, tales como, el uso de sarta de perforación invertida (sin drill collar), tubería de perforación que es corrida en compresion, el empleo de tubería pesada en la mayor parte de la sección vertical (que a falta de drill collar, provea del peso necesario a la sarta de perforar.

Las etapas más importantes para la perforación exitosa de un pozo horizontal comprende un detallado y efectivo planeamiento y coordinación de todos los aspectos del plan y del grupo de trabajo involucrado. Se debe iniciar la planeación teniendo en cuenta las consideraciones necesarias del reservorio y los requerimientos de registro, necesidades de completación. Se atribuye el éxito de la perforación de un pozo horizontal a la coordinación interna entre el personal de producción, completación, reservorios y perforación que maximicen la interacción entre las entidades para crear los resultados esperados.

### **VI.5.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO**

#### **Determinación de la completación requerida**

Luego de elegir el área en que se perforará un pozo horizontal, por las apropiadas condiciones del reservorio, se debe determinar qué técnicas de completación será necesaria para optimizar los resultados de productividad y necesidades de aislamiento. Para hacer esto, se debe estimar y evaluar una historia productiva del pozo a fin de determinar que trabajo de reparación o técnica de estimulación se efectuará durante su ciclo de vida, lo cual también influirá en la complejidad del diseño de

completación. Todas las decisiones siguientes se basarán en la economía y la competencia tecnológica disponible así como del valor agregado de las técnicas en consideración.

Las Cías. de Servicio están activamente probando técnicas de completación para ser usadas en secciones de radio corto, perforadas lateralmente. Hasta la fecha sólo se han utilizado en forma exitosa en pozos completados a hueco abierto, lana ranurada y malla preempaquetada con grava.

La determinación del mejor rate de curvatura se basa en muchos factores relacionados.

Se debe considerar las restricciones existentes para construcción de la curvatura en base a la elección entre las alternativas de reperforar un pozo existente o la de perforar un nuevo pozo. Luego de elegir una técnica de completación, se debe definir la severidad límite de "pata de perro" y diámetro del hueco.

La selección del radio de curvatura debe hacerse luego de una apropiada evaluación de la formación productiva y la litología de las formaciones encima del reservorio donde se iniciará la construcción del ángulo (KOP). El desconocimiento de la profundidad vertical (tope) del reservorio y la ausencia de marcadores geológicos como puntos referenciales, influyen fuertemente la curvatura o la necesidad de alcanzar el reservorio para la fijación del tapón de cemento y su reperforación (con la curvatura apropiada).

El requerimiento de un previo conocimiento del tope formacional se incrementa con el tamaño (espesor) del reservorio. La severidad de la "Pata de Perro" podría incrementarse debido a problemas en algunas formaciones al inicio de la curvatura (KOP), por lo que, la sección vertical podría extenderse y el KOP ocurriría a mayor profundidad.

La selección de la curvatura presenta una serie de situaciones que se interrelacionan; por ejemplo: uno no puede, por ahora, perforar 2000 pies de sección lateral usando una curvatura de tipo radio corto, aunque la perforación se minimice y el punto de contacto con el reservorio sea más exacto.

Existen sólo algunas técnicas de completación disponibles para pozos con radio corto aunque la ventaja de poder ubicar una bomba de producción (de subsuelo) más cerca al reservorio pueda superar estas desventajas.

### **Longitud de la sección lateral**

En pocos casos la longitud de la sección lateral (horizontal) se ha seleccionado en base a razones ingenieriles. Frecuentemente se selecciona una longitud (pies) anteriormente alcanzada. Por ello, se sabe que algunas Compañías han sido capaces de perforar tan lejos como han podido.

En algunos casos la longitud horizontal se ha manejado más por el deseo de fijar un nuevo record.

Así por ejemplo, en los cinco pozos perforados en ROSPO MARE la longitud horizontal (sección lateral) alcanzada fué de 500 metros y se basó en lo siguiente:

- (.) Se conocía que la perforación, registro y operaciones de coreo no presentarían realmente problemas técnicos.
- (.) La experiencia productiva en este campo mostró que para 500 metros de sección lateral, se podría producir 500 metros cúbicos/día.

Los problemas que se deben considerar previamente para determinar que longitud lateral debe alcanzar el pozo, son entre otros los siguientes:

- (.) Costo y riesgo.
- (.) Incremento de pérdida de presión en la longitud.
- (.) Estabilidad del hueco durante la perforación.
- (.) Heterogeneidad e irregularidades del reservorio.

### **Diámetro del hueco**

El diámetro del hueco se determinará luego de evaluar las necesidades de completación, ya sea el caso de decidir entre una reperforación o un pozo nuevo. Los diámetros de hueco en programas de reperforación estarán ya casi predeterminados aún antes que cualquier evaluación previa.

La economía puede jugar un papel importante en esta decisión, pero no siempre puede ser el factor determinante.

La determinación del diseño del casing a utilizarse se verá influenciado por el programa previo del hueco, sea este recto o direccional, teniendo en cuenta el equipo direccional a usarse en el pozo para perforar la sección curva y la sección lateral y la ventaja de



cubrir (con el casing) el hueco expuesto y de asegurar que todos los parámetros de la perforación se maximicen sólo para el intervalo productivo. Esto podría significar el uso de una sarta extra de casing para hacerlo apropiadamente.

### **Plan del Ciclo de Vida del pozo**

La selección de la completación será determinada considerando la vida estimada del pozo y qué podría necesitarse en el futuro para lograr buenos resultados de producción por un tiempo prolongado con un mínimo de trabajos de reparación previamente planificados.

Puesto que la industria no cuenta con mucha información en términos de producción de pozos horizontales, existe todavía mucha incertidumbre por resolver alrededor de estas condiciones. Poco se ha hecho a la fecha para determinar si los pozos horizontales pueden ser "sidetraqueados" en el intervalo horizontal para prolongar la vida del pozo.

Algunos trabajos de reparación se han efectuado exitosamente, pero existe aún mucho trabajo por hacer en esta área que influenciará la construcción de pozos horizontales en el futuro.

### **Profundidad - Tubulares - Tipos y Tamaños**

La planeación de un pozo horizontal frecuentemente envuelve una decisión sobre el tamaño del hueco a perforarse. No existe reglas claras a seguir en la decisión del diametro del hueco.

Un buen punto para iniciar el proceso de selección será: la completación deseada y la producción esperada, así como el perfil de retrabajos en el pozo. Los requerimientos de evaluación pueden influenciar esta decisión.

La litología y el perfil de presiones esperadas determinarán la necesidad de utilizar sargas de casing para la protección de zonas, ello unido al análisis económico del costo de perforar un pozo versus otros puede reducir las alternativas a evaluar.

Finalmente, las prácticas habituales de la zona pueden ser un factor de importancia adicional, en situaciones tales como:

- (.) Zonas inestables que pueden requerir una consideración extra.
- (.) La disponibilidad de herramientas pueden también determinar el tamaño del casing.

### **Selección del Kick Off Point**

Una vez que se ha seleccionado el tipo de radio de curvatura en bases a las consideraciones previamente enunciadas, se debe determinar el KOP. Muchos factores influenciarán esta decisión, no sólo las consideraciones litológicas, sino también las económicas, restricciones a la entrada del reservorio y la experiencia previa en la zona.

### **Consideraciones litológicas**

Se debe evitar iniciar el Kick-off en formaciones con problemas. La herramienta direccional usada para iniciar la curva en muchos casos se ve influenciada por la formación.

Si el equipo no construye el ángulo a la tasa requerida o lo hace muy rápido, se debe retirar la sarta de perforar para cambiar un nuevo conjunto de fondo lo más pronto posible.

### **Selección del desplazamiento horizontal**

Cuanto más corta sea la curva, se logrará mejorar la entrada al reservorio y generalmente resultará más económica.

De manera similar, cuando más corto sea el radio de curvatura, más cercana la locación (plataforma de perforación) se ubicará el punto de entrada a la formación productiva. Algunos operadores, tales como B.P. y Elf-Equitania optan por largas extensiones antes de penetrar el reservorio, a fin de ahorrar costos excesivos en facilidades de superficie y/o porque no tienen restricciones contractuales, otros tales como UNOCAL, gustan alcanzar el reservorio muy rápidamente debido a limitaciones contractuales de la extensión del reservorio.

### **Mediciones durante la perforación (MWD)**

En combinación con el registro de superficie, el MWD provee una ayuda adicional mediante el suministro de información de reservorio mientras se perfora.

El MWD es de uso frecuente y de utilidad esencial en la perforación de pozos horizontales y de pozos altamente desviados, está provisto de sensores para evaluar formaciones, brindando al geólogo de una herramienta poderosa para el efectivo control stratigráfico y para la toma de decisiones en el mismo lugar donde se realiza la perforación del pozo.



Los sensores disponibles más comunes son el de Rayos Gamma y el de Resistividad.

El sensor de Rayos gamma enfocado es una herramienta muy útil cuando los Rayos Gamma detectados son direccionalmente enfocados, puesto que, es posible comparar la radioactividad de los lados superior e inferior del hueco horizontal. Sus aplicaciones son principalmente para reservorios delgados, así por ejemplo cuando el hueco (wellbore) está ubicado directamente debajo de unas lentes de arcilla o horizontes de arcillas, la cuenta de Rayos Gamma de la parte superior del hueco excederá a aquella proveniente de su parte inferior.

Las ventajas de medir con el MWD son las siguientes:

- (.) Asegurar la toma de registro para cualquier pozo.
- (.) No es necesario emplear tiempo extra de equipo de perforación para efectuar corridas con estos registros.
- (.) Los registros se toman antes de la invasión del lodo y de la formación de cavernas.
- (.) Se puede identificar fácilmente los riesgos por gas en zonas someras.
- (.) El registro MWD puede ser el único método para evaluar las formaciones en el momento en que se perforan. Así por ejemplo, para pozos con pérdida de circulación (con formaciones fracturadas) en los que no es posible analizar los cortes de perforación (y por tanto no saber qué zona estamos perforando).
- (.) Posibilidad de perforar en forma eficiente y exitosa, pozos con objetivos muy delgados.
- (.) La información que provee el MWD no se ve afectada por problemas de por ejemplo, la necesidad de establecer tiempos exactos de retraso (como sucede con registros convencionales), ni del análisis detallado de las cavernas que se pudieran formar en el pozo. Esta información nos da un claro panorama de la formación perforada.

Es importante usar ambos sensores (tanto el de resistividad como el de Rayos Gamma) a la vez, pues tienen usos complementarios para la evaluación del reservorio y la trayectoria de la broca.

Las limitaciones de las medidas tomadas con el MWD son:

- (.) El tamaño más pequeño de la mayoría de los sistemas multisensores MWD es de 8 1/2", por lo que no es posible utilizar esta tecnología en secciones laterales cuando se han perforado huecos de diámetros menores.
- (.) cuando se usan herramientas direccionales el MWD se ubica a 60 pies (ó más) encima de la broca.

Luego, dependiendo del régimen de penetración, la información proveniente del MWD no estará disponible sino luego de más 6 horas, cuando ya la broca haya penetrado un cambio litológico o en casos extremos, cuando haya salido del reservorio objetivo. En el peor de los casos, esta información podría estar disponible muy tarde para reorientar la broca.

En estos casos las técnicas básicas de evaluación de información estarían disponibles mucho antes siendo por ello el método primario para identificar cambios sutiles antes que los datos del MWD confirmen dicha información.

El control de costo es un criterio importante cuando se planea un pozo horizontal y las ventajas o potenciales ahorros de costos necesitan ser considerados cuando evaluamos el uso de sistemas multisensores MWD.

El costo por el uso de estos sistemas son ( en promedio) de 3500 a 5000 dólares/día y por un sistema completo de triple "Combo" el costo estaría por encima de los 10,000 dólares/día (en U.S.A.)

### **Predictibilidad y restricciones de la entrada al reservorio**

El aspecto singular más crítico de la perforación horizontal es la elección de un apropiado régimen de construcción del ángulo que facilite la entrada al reservorio a un punto deseado. La tabla siguiente muestra las ventajas relativas y las desventajas de las tres principales técnicas de perforación horizontal, con respecto al punto de entrada (objetivo) en el reservorio.

Las técnicas de Radio Corto producen alta predictibilidad en la construcción del ángulo y un buen control de entrada en reservorios muy delgados.

Las limitaciones de este método incluyen un pobre control direccional (Azimut), pobre capacidad para la corrección de parámetros (de perforación), y limitada extensión lateral.

La técnica de Radio medio produce una alta

predictibilidad de la construcción del ángulo, un control claro de entrada al reservorio en aquellos que son moderadamente delgados. Por consiguiente, la perforación de Radio Medio provee un buen control direccional (Azimut), posibilidad de corrección y buena extensión lateral. La técnica es aplicable a más amplios rangos de condiciones.

Las técnicas de Radio Largo ofrecen una clara predictibilidad en la razón de construcción del ángulo y pobre exactitud en la entrada al reservorio.

Las ventajas incluyen buen control direccional (Azimut), buena capacidad de corrección, y una gran extensión lateral.

En resumen, reservorios delgados que requieren extensiones pequeñas serían perforados usando técnicas de Radio Corto. Lo contrario, para reservorios amplios, que requieren grandes extensiones laterales utilizarían técnicas de Radio Largo. La técnica de perforación de Radio Medio puede ser aplicada a un rango más amplio de situaciones, por esta razón la mayoría de los pozos comunes emplean este sistema.

### **Requerimientos de un SOFTWARE para predecir el TORQUE y el DRAG**

La capacidad de predecir las cargas de fricción en la tubería de perforar tiene numerosos beneficios.

Se pueden planear trayectorias del hueco que minimicen el torque y los requerimientos de tensión (drag). El conocimiento de las cargas en la sarta de perforar permitirá usar técnicas mejoradas de diseño de la sarta de perforación. La selección del equipo de perforación para pozos direccionales de alto ángulo y horizontales se puede hacer en forma racional, con un alto margen de seguridad que el equipo seleccionado no sea ni muy grande ni muy pequeño para el trabajo. Los problemas se pueden diagnosticar y corregir durante la perforación antes que ellos se hagan severos y causen pérdida de tiempo o pérdida del pozo. Luego que se perfora el pozo, una evaluación posterior es beneficiosa pues permite comparar las predicciones hechas con observaciones reales de campo.

Conocer de cuanto será posible desviarse las operaciones del plan original sin tener mayores problemas que impidan la continuidad de la perforación, representa un ahorro que paga adecuadamente el tiempo empleado en definirlo. Algunas veces es mejor colocar un tapón de cemento y re-perforar el pozo, que continuar con la perforación del hueco con los problemas que tienden a empeorar.

Un apropiado uso del Modelo Simulador del Torque y del

## PREDICTIBILIDAD Y RESTRICCIONES DE LA ENTRADA AL RESERVORIO

Potencia del Objetivo	RADIO CORTO	
	Régimen de Construcción del Angulo	KOP Encima del T.D.
5 a 20 pies	1 a 3°/pie	+ 25 pies

Potencia del Objetivo	RADIO MEDIO	
	Régimen de Construcción del Angulo	KOP Encima del T.D.
15 a 100 pies	6 a 20°/100 pies	+ 300 pies

Potencia del Objetivo	RADIO LARGO	
	Régimen de Construcción del Angulo	KOP Encima del T.D.
Mayores de 15'	1 a 6°/100 pies	1000 a 2000 pies

Drag servirá de guía al operador cuando se perfora el pozo.

### **Diseño de la sarta**

El diseño de la sarta de perforar en perforación horizontal es una ciencia actualmente en evolución. Sin ningún método conveniente para analizar las cargas en cada punto de la sarta, varios diseños de trabajos se basaron en el método de prueba y error, con frecuentes fallas en la sarta de perforar y trabajos de pesca que brindaron las mejores experiencias.

Es mejor (y más económico) ser capaz de diseñar la sarta de perforar en base a principios ingenieriles, acompañado de experiencias obtenidas en trabajos de campo. La aplicación de modelos para el pronóstico de torque y drag permite hacer esto precisamente.

Las sarta de perforar para pozos horizontales involucran el uso de intervalos inferiores sometidos a cargas de compresión, a fin de transmitir el peso sobre la broca a través de la sección horizontal. Para ello se hace necesario el uso de tubería pesada (heavy pipe) en el pozo para producir la carga de compresión axial requerida.

En un pozo horizontal de Radio Medio se tiene seis segmentos en la sarta claramente diferenciados (Figura 4.33)

### **Segmento I**

Conjunto de fondo, broca, motor, botellas no-magnéticas, MWD. Este segmento se usa para controlar la trayectoria del pozo.

### **Segmento II**

Segmento de transmisión de carga horizontal; este segmento transmite las cargas axial y torsional durante las operaciones de perforación y "viajes". La tubería debe ser capaz de transmitir estas cargas sin presentar fallas, pero debe proveer, además un mínimo arrastre y torque. El pandeo (formación de "bucles") puede convertirse en un serio problema en este intervalo y debería evitarse. La alta desviación provee ligera resistencia a la formación de "bucles". Esta tubería generalmente es aquella que se usa convencionalmente, de mayor diámetro externo, que puede ser convenientemente manipulada por el equipo.

### **Segmento III**

Porción de curvatura (de 60° a 90°) más profundos, aquí la tubería debe también ser capaz de transmitir las mismas cargas axiales y torsionales que la

tubería ubicada en el Segmento II, pero además debe ser capaz de manipular los esfuerzos de curvatura causados por la construcción de la misma curvatura del pozo. Debido al alto ángulo de inclinación, el peso de la tubería en este intervalo se moverá desde la parte más baja dentro de la sección horizontal. Este segmento esta generalmente conformado por tubería pesada "Heavy Weight".

#### **Segmento IV**

Porción superior de curvatura, (de 0° a 60°). La tubería aquí debe ser capaz de resistir los esfuerzos de curvatura y de resistir igualmente el pandeo sin contar con el beneficio de la estabilidad impartida por los altos ángulos de inclinación.

El peso de la tubería usada en esta sección puede contribuir significativamente al peso disponible sobre la broca. Este segmento está igualmente conformada por Drill Pipe Heavy Weight.

#### **Segmento V**

Segmento de concentración del peso, esta sección es necesaria para producir los pesos requeridos sobre la broca.

Este segmento está conformado usualmente de botellas o tubería (Heavy Weight) pesada y se encuentra ubicado en la parte vertical del pozo encima del punto inicial de curvatura (KOP). Si se usan botellas, no es práctica recomendada permitir que ingrese (sobre todo las botellas) en el intervalo curvo del pozo durante los viajes.

Muy poco torque y arrastre resulta de este intervalo para pozos de Radio Medio.

#### **Segmento VI**

Porción vertical del pozo, la tubería que se usa aquí, se corre en tensión y debe ser capaz de soportar las cargas de tensión y de torsión, producto de las operaciones de perforación y viajes, con cierto margen de seguridad. La tubería usada aquí generalmente no es crítica, excepto por conveniencia operativa del equipo o hidráulica.

Como se puede apreciar de las observaciones antes mencionadas, el diseño de la sarta de perforar para pozos horizontales generalmente involucra un número de compromisos, que en muchos de los casos es un proceso de selección de alternativas.

La sarta debería ser diseñada para proveer los pesos sobre la broca que sean requeridos, con un mínimo arrastre y torque, fijándolos dentro de las



capacidades hidráulicas del equipo. Se debería también diseñar la sarta para que sea capaz de transmitir pesos (razonables) sobre la broca de un modo orientado (no-rotado) sin pandeo.

Debido a las consideraciones que se deben tomar con respecto a la longitud de las corridas de las brocas, y dado que la tubería se moverá de un intervalo (segmento) de hueco al próximo, durante una corrida de la broca (viaje), es indeseable un diseño convencional de la sarta de perforación (en tensión, donde la tubería se adiciona simplemente desde la superficie a medida, que avanza la broca y la corrida de la broca se limita solamente al tiempo de vida misma de la broca).

En un pozo horizontal se determina previamente la máxima duración de la corrida de una broca debido a la necesidad de reponer tubería a la sarta de perforar cuando ésta corre en el pozo, para continuar con la operación.

Estos requerimientos de ajustar las longitudes de algunos de los segmentos de la sarta (generalmente del Segmento II) durante los viajes, presenta algunas restricciones operacionales en el diseño de la sarta, en función al diseño particular del equipo. Así por ejemplo mientras que teóricamente podría ser mejor, usar tubería de 5" en el Segmento II y Tubería de 4 1/2" en el Segmento VI, en la mayoría de equipos, esto no sería práctico debido al excesivo tiempo de manipuleo o por limitaciones de área disponible.

El proceso de seleccionar un diseño apropiado de la sarta de perforar se inicia con la decisión del tamaño de la tubería de perforar a utilizar para un diámetro de hueco previamente determinado. Esto frecuentemente ya está dado por la tubería que usualmente se encuentra disponible en el equipo.

Un buen punto de inicio para el diseño de la sarta de perforar en pozos de Radio Medio, es usar tubería pesada (Heavy Weight) para los Segmentos III y IV, adicionando suficientes botellas encima del Segmento V, y luego revisar las pérdidas de presión a la profundidad total, dejando suficiente margen para las pérdidas de presión en la broca, motor y en el MWD. si la hidráulica es correcta a los regímenes de circulación planeadas, pasamos a efectuar un análisis del torque y del posible arrastre de la tubería de perforar en ambas situaciones: Rotada y Orientada. Generalmente es necesario operar en situación de orientada a reducidos pesos sobre la broca.

Si todo lo anterior es correcto, chequeamos el diseño de la sarta al inicio de la corrida de la última broca. Si ha de usarse algún revestimiento intermedio entre el inicio de construcción de la



curvatura y la profundidad total, se debe hacer todo el proceso para cada diámetro del pozo. Finalmente, el diseño de la sarta para cada corrida debe ser evaluado al inicio y al final de cada corrida programada.

Durante el proceso de diseño, si alguna fase prueba ser insatisfactoria, se debe cambiar uno de los parámetros de operación que sean relevantes o segmentos de la sarta y se debe repetir el proceso. Algunas veces, será necesario replantear el diámetro del hueco o el tamaño de la tubería de perforar o la técnica de perforación (por ejemplo un motor de fondo vs. rotación convencional, PDC vs. brocas tricónicas), antes que un plan viable surja.

### **Selección del equipo de perforar**

Frecuentemente, se selecciona el equipo de perforar sin tener idea de que es lo que realmente se necesita en cuanto a: capacidad del mástil, capacidad del malacate, capacidad de torque y rotación, potencia y capacidad de presión de la bomba y sistemas de control.

Frecuentemente, todo ello resulta en una selección muy conservadora del equipo, mucho más grande a lo requerido, con pobres resultados económicos. En otro caso, el equipo elegido es tan pequeño que el proyecto termina en desastre.

El uso de un modelo de simulación de torque y arrastre, y el cálculo de los requerimientos hidráulicos, pueden rápida y eficientemente guiarnos a especificaciones mínimas del equipo requerido.

Este proceso es similar al empleado para el diseño de la sarta de perforación antes descrita, y frecuentemente se efectúa en conjunto con este diseño. Una vez que se ha decidido el diámetro de hueco de la porción horizontal del pozo (en base a los requerimientos para la completación y/o reacondicionamientos), se continúa con el programa del perfil del pozo y el programa de casing.

Se hace un diseño preliminar de la sarta de perforar, para la parte final de cada intervalo de diámetro de hueco diferente y se calcula la hidráulica y regímenes de circulación deseados, así como un análisis del torque y del arrastre requerido para este rango, de todos estos cálculos se obtiene la presión y potencia de bombeo, el máximo torque en superficie y otras consideraciones técnicas que finalmente provee las especificaciones necesarias del equipo.

Un apropiado planeamiento y el uso de software para el cálculo del arrastre y del torque durante la

perforación del pozo, eliminará los problemas que frecuentemente dan lugar a la necesidad de un detallado análisis posterior a la perforación del pozo.

#### **V.I.5.4 SELECCION DEL FLUIDO DE PERFORAR**

##### **Consideraciones generales**

Uno de los aspectos más críticos de la perforación horizontal es la selección del fluido de perforar. La mayoría de los problemas asociados con huecos horizontales ó altamente desviados pueden estar relacionados con problemas de lodo. Entre los problemas que se pueden presentar a causa de una mala selección y aplicación, podemos citar:

- Mala limpieza del hueco.
- Torque excesivo.
- Arrastre durante los viajes.
- Tubería aprisionada.
- Inestabilidad del hueco.
- Daño de perforación.
- Cementación deficiente.

Para poder seleccionar el sistema de fluido de perforación que más se adecúe a cada perforación, es importante y necesario identificar con claridad y precisión, los objetivos principales que se desean lograr. Entre éstos objetivos se deben mencionar:

- Estabilidad del hueco.
- Limpieza del hueco
- Lubricidad del fluido.
- Evitar la sedimentación de la baritina ó la formación de "camas de recortes".
- Control de sólidos.
- Restricciones ambientales.
- Protección de la formación.

Parámetros tales como viscosidad, gelificación (tixotropía) regimenes de flujo, velocidades anulares, densidades, dimensiones, excentricidad del sondeo, (B.H.A.), coeficiente de fricción y tamaños de cortes, juegan un rol preponderante en pozos de grandes inclinaciones.

Luego de analizar cada uno de éstos objetivos se deberá efectuar la selección del sistema.

##### **Estabilidad del hueco**

La estabilidad y la integridad del hueco es el factor de mayor importancia. La relación entre la densidad del lodo y la estabilidad del hueco es indudable. Estudios y análisis de campo indicaron que los huecos son más inestables a mayores profundidades y a

inclinaciones más elevadas. Asimismo la gradiente de fractura disminuye con el aumento de la inclinación del hueco. "Este comportamiento fue percibido en distintos campos y evidenciados a través de pérdidas de circulación, aprisionamiento, pozos fuera de calibre, cementaciones pobres y caídas abruptas de producción" (10)

La inestabilidad del hueco puede estar asociada a muchas causas. Entre las más predominantes se pueden mencionar:

a) **Formaciones sensibles al agua**

Formaciones lutíticas con contenido de arcillas hidratables reaccionan con el filtrado del fluido de perforación, hinchándose. Como consecuencia las lutitas se derrumban. El tipo de y cantidad de minerales de arcilla presentes en la formación es uno de los factores más importantes que contribuyen a las propiedades mecánicas y química de la roca. La selección del fluido de perforación debe estar relacionada a las posibles reacciones entre el fluido y la formación. Un buen entendimiento de la química de las arcillas es importante para seleccionar el fluido de perforación.

b) **Formaciones con presiones anormales**

Al igual que en la perforación vertical, es importante conocer las presiones de formación a encontrarse de importancia. Se debe mantener la densidad del lodo lo suficientemente alta como para asegurar la estabilidad del hueco, pero al mismo tiempo no debe comprometer la integridad mecánica de la formación fracturando a la misma.

c) **Perforación en zonas fracturadas**

En zonas de actividad tectónica, es frecuente hallar formaciones que han sido sometidas a esfuerzos estructurales de elevada magnitud. Las formaciones plásticas como las lutitas, absorben parte de éstas fuerzas acumuladas como "esfuerzo residual". Al perforar estas formaciones las fuerzas se activan traduciéndose en problemas de estabilidad de hueco.

"Está comprobado por estudios de laboratorio y de campo que existe una súbita reducción del gradiente de fractura al cambiar de un pozo vertical a otro horizontal, obteniéndose diferencias de presión equivalente por encima de 2 lb/gal".(10)

## Limpieza del hueco

Uno de los aspectos más importantes de una perforación horizontal, es una buena limpieza del hueco. Una limpieza inadecuada resulta en una acumulación de los sólidos en la parte inferior del hueco, sobre todo si la inclinación es más de  $45^\circ$ . La formación de éstas "camas de recorte" es crítica en huecos que poseen una inclinación entre  $45$  y  $60^\circ$ . La acumulación de los recortes se produce debajo del arreglo de fondo y restringe severamente el movimiento de la sarta de perforación en el hueco. Esto causa un severo torque y arrastre al mover la sarta. Además esta masa de recortes se desplaza hacia el fondo del hueco tan pronto se interrumpe la circulación. Esto con frecuencia resulta en empaquetamiento del espacio anular, además de un incremento en la caída de la presión, resultando finalmente en una pérdida de circulación ó tubería aprisionada.

La causa primaria de éste problema es la disminución de la capacidad de arrastre del fluido de perforación y la pérdida de la fuerza de elevación vertical, que se produce a consecuencia de la menor inclinación del hueco.

Los factores que disminuyen la capacidad de limpieza, causando el depósito de los recortes son:

- a) Disminución de la fuerza vertical de levante con un incremento de la inclinación del pozo.
- b) El aumento del vector de la velocidad de caída de los recortes a medida que el ángulo se incrementa.
- c) Una mayor influencia de la fuerza de gravedad a medida que la inclinación se incrementa.
- d) Velocidades anulares insuficientes.
- e) Cantidades excesivas de recortes debido a las altas penetraciones y grandes diámetros.
- f) Excentricidad de la sarta en el hueco.

En estas condiciones la capacidad de arrastre disminuye y se produce la deposición de la "cama de recortes".

Desde el punto de vista de la limpieza de hueco, el problema se puede dividir en tres categorías, basados en la inclinación:  $40^\circ$ -  $45^\circ$ ;  $45^\circ$ - $60^\circ$  y  $60^\circ$ - $90^\circ$ . Toda

experiencia de campo y de laboratorio indica que la limpieza de huecos con una inclinación entre  $50^{\circ}$  a  $60^{\circ}$  es la más difícil (aún cuando algunos investigadores amplían este rango a  $45^{\circ}$ - $60^{\circ}$ ). La influencia de la inclinación del hueco se hace evidente a los  $10^{\circ}$ . En huecos cercanos a la vertical generalmente el flujo anular es laminar y la capacidad de limpieza del sistema se mejora ajustando el punto cedente. En la perforación de huecos de alta inclinación y verticales esto es así. En estos casos la viscosidad, fuerza de geles y el régimen de flujo juegan un papel muy importante. Se sabe sin lugar a dudas que el tipo de fluido posee un efecto dominante en la limpieza del hueco. También el incremento de la densidad del lodo tienen un efecto positivo para lograr un arrastre y por consiguiente una limpieza más efectiva. De acuerdo a experiencias prácticas obtenidas en el Mar del Norte y a extensas investigaciones de laboratorio se pueden hacer las siguientes generalizaciones:

Todos los datos obtenidos indican que, para lograr una máxima limpieza de hueco, lo más efectivo es agua en flujo turbulento. Esto es válido para todos los casos excepto para huecos cercanos a la vertical. Obviamente en muchos casos no es posible obtener el flujo turbulento debido al gran diámetro del hueco o por que no es recomendable, debido al alto poder de erosión que éste flujo presenta. Una vez logrado el flujo turbulento, la capacidad de transporte del fluido no se alterará por ajustes o cambios en la reología: la eficiencia de transporte del sistema se mejora con un incremento de la densidad del lodo. Obviamente no es recomendable hacer esto, ya que producirá una disminución de la penetración, además de un incremento las presiones de circulación, arriesgándose a una posible pérdida de circulación.

Es muy difícil determinar cuál es la reología óptima por cada situación.

#### Análisis de la limpieza de hueco por secciones

J. Blanco considera también, que las dificultades para lograr una limpieza adecuada del hueco es función de la inclinación de los pozos, y las divide en las siguientes secciones: (10),

##### **Angulos de inclinación desde $0^{\circ}$ a $40^{\circ}$**

Se debe buscar la mínima concentración anular de los cortes para relaciones de transporte óptimas.

En flujo laminar la premisa es:

- a) Altos valores de consistencia "K"
- b) Reducido índice de comportamiento de flujo

- "n", para la ley exponencial modificada (Metaner-Reed), calculado para 100 y 3 RPM.
- c) Para fluido de Bingham usar la relación  $Y_P/V_P = 1.5-1.8$  Generalmente el  $Y_P$  debe estar entre 7,185-9,580 Pa (15-20 lb/100 scf).

**Angulos de inclinación : desde 40° a 55°**

Esta region es particularmente problemática. es de manifiesta peligrosidad la formación de "racimos" de recortes en la parte inferior de la sonda y del B.H.A. que se desliza hacia abajo al detenerse el bombeo.

Para perforaciones de pozos con más de 40 grados de inclinación se descarta la simple medición de la velocidad de sedimentación para obtener la limpieza del pozo, por la concentración anular de los recortes, medida con medios y métodos apropiados.

En la región intermedia se alcanzan los peores niveles de limpieza (mayor concentración anular de recortes) pudiendo usarse: flujo laminar o turbulento, de acuerdo a las posibilidades del pozo.

Para ángulos de 45° la concentración de recortes en el espacio anular (CCA) es independiente del  $Y_P$  a velocidades anulares reducidas. Tampoco existe apreciable diferencia con relación al flujo laminar y turbulento para esta sección del pozo.

Para ángulos de inclinación superiores a 40°, mayores concentraciones de recortes se depositan por debajo de sartas apoyadas de manera excéntrica, donde prevalece el flujo laminar, como resultado de: menores perfiles de velocidad en la proximidad de la pared del pozo a raíz de la excentricidad.

El coeficiente de fricción contra la pared del pozo y el tamaño de los recortes tiene fuerte influencia en la formación de "cama de recortes".

Se ha probado que la rotación del sondeo en ángulos superiores a 40°, acrecienta la limpieza debido a la destrucción de los "racimos" siendo ello deseable pero no siempre factible.

Para el rango intermedio de inclinación el caudal tiene especial importancia en la CCA y es a la vez parámetro condicionante para la reología y los costos.

En pozos susceptibles a ser erosionados por el



flujo turbulento puede recurrirse a fluidos de alta viscosidad y "Gel cero" que elevan la velocidad crítica posibilitando el aumento del caudal de trabajo, limpiando con flujo laminar que aún siendo antieconómico es aconsejable para formaciones sensibles.

Relación YP/VP=1.8-2: Velocidad Anular=0.54 a 0.65 m/min (0.03 a 0.04 ft/seg).

Atendiendo a razones económicas el flujo turbulento es preferible en virtud a que el transporte de los recortes no está enteramente gobernado por las propiedades reológicas. No obstante es impredecible en el diseño y los controles contemplar la conducta del fluido a reducidas velocidades de corte +/- 3 RPM y Gel cero. De acuerdo a estudios con simuladores y prácticas de campo estas deberían ser numéricamente próximos al diámetro del pozo en pulgadas.

#### **Angulo de inclinación 55° a 90°**

Es conveniente el empleo de altas velocidades y reducida viscosidad en flujo turbulento, no obstante su aplicación queda limitada al fenómeno de la erosión, en tales circunstancias se requiere incrementar la consistencia para conseguir aumentar las velocidades anulares 0.56-0.67 m/min. (0.04 ft/seg.), sin rebasar el número de Reynolds crítico, permaneciendo con un sistema en flujo laminar.

En esta sección del pozo el transporte de los recortes está poco influenciado por el esfuerzo de corte (de lecturas del dial) a 600-300 RPM equivalente (YP), en consecuencia es razonable y menos costoso subir la consistencia entre 100 y 3 RPM con  $n < \sigma = a 0.3$  y Gel cero de acuerdo al diámetro y generación de recorte en el pozo, previniendo la formación de "camas de recortes".

En el mundo real donde se presentan secciones del hueco lavadas, patas de perro, secciones verticales y horizontales muchas veces la solución consiste en un compromiso que minimize los problemas existentes.

Se sabe que hay una velocidad crítica, por encima de la cual no se observa la formación de "camas de recortes". Esta velocidad es siempre en régimen turbulento y depende de la excentricidad de la sarta, diámetro del hueco y la tubería de perforación y del tamaño de los recortes.

En resumen, para optimizar la limpieza del hueco y maximizar la remoción de los recortes, se



recomienda lo siguiente:

- Usar flujo laminar con un punto cedente alto en huecos de hasta 45°
- Usar flujo turbulento con punto cedente bajo en huecos de más de 45°.
- Utilizar el máximo control de bombeo posible en cada situación.
- Maximizar el espacio anular eligiendo la tubería de perforación de menor diámetro.
- Rotar la sarta de perforación para favorecer la remoción de los recortes.
- Cumplir un ciclo completo de circulación antes de cada maniobra.
- Hacer frecuentes viajes cortos rotando la sarta.
- Utilizar una combinación de píldoras de baja viscosidad seguida por otra de alta viscosidad para obtener una limpieza efectiva.

### **Lubricidad**

El torque y el arrastre severo son uno de los problemas más comunes en huecos desviados ó horizontales. Esto no es consecuencia de la inadecuada lubricidad del fluido de perforación sino consecuencia de una ó varias de las siguientes causas:

- Extensas áreas de contacto entre la sarta, conjunto de fondo y el hueco.
- Formación de "camas de recortes".
- Deficiente limpieza del hueco.
- Inestabilidad de la formación que se perfora.
- Patas de perro.
- Tendencias de aprisionamiento diferencial de la sarta de perforación.

La lubricidad se convierte en un elemento clave si uno ó varios de éstos problemas se presentan. Todos los fluidos de perforación imparten algún grado de lubricidad, pero los datos de campo y de laboratorio indican que los fluidos de perforación de base aceite poseen las mejores características. Los fluidos base agua requieren la presencia de algún

lubricante, con el agravante que la mayoría de éstos productos son tóxicos y no cumplen con las regulaciones de protección del medio ambiente. Hay nuevos lubricantes manufacturados con productos no tóxicos en el mercado, que minimizan el impacto medio ambiental del fluido de perforación. Los fluidos de perforación utilizados para la perforación de huecos altamente desviados deben cumplir con las mismas funciones básicas que cualquier otro fluido. Pero dependiendo del medio ambiente que va encontrar, el sistema debe poseer la habilidad de ser modificado con rapidez para prevenir ó superar los problemas que se produce al perforar huecos desviados.

### **Densidad del lodo**

La selección de una densidad adecuada es una de las decisiones claves que se debe tomar. Si la densidad es insuficiente, se sufrirá inestabilidad del hueco, con todos los problemas que éste hecho trae aparejado. Si la densidad es demasiado elevada, la integridad de la formación estará en peligro y la penetración se verá afectada. Hay dos tendencias opuestas que se observan al perforar huecos altamente desviados. Se determinó que se necesitan densidades de lodo cada vez mayores para estabilizar la formación a medida que la inclinación de la perforación aumenta. Pero al mismo tiempo se sabe que la misma formación se fractura con mayor facilidad a medida que la inclinación se incrementa. Evidentemente, la densidad se debe mantener entre estrechos límites impuestos por la estabilidad del hueco y la posibilidad de fracturar la formación.

El estudio de perforaciones de alta desviación en el Mar del Norte y en el Golfo de México confirma plenamente este análisis.

La determinación teórica y matemática de densidades mínimas y máximas es difícil y compleja, e involucra el conocimiento y datos de mecánica de rocas.

### **Flotación y escurrimiento de hidrocarburos y gas**

Se ha podido comprobar en trabajos de campo y de laboratorio, el ingreso de fluidos de formación en pozos donde la presión hidrostática y/o la BHPC fue superior a la formación (10). Este efecto se origina por la menor densidad del gas o petróleo que se halla por debajo del pozo horizontal a la del respecto lodo de perforación, por lo que, tiende a flotar.

Las fuerzas capilares que resisten al flujo no son suficientes para evitarlo. Este problema se puede observar en reservorios naturalmente fracturados donde el petróleo flota a través de las fracturas.

El inconveniente es más nítido en pozos horizontales, ya que en los verticales solamente se puede presentar en una pequeña área circular en tanto en los primeros ocurre a lo largo de un segmento horizontal.

Hay que extremar precauciones para reconocer el fenómeno en razón a que, incrementos en la densidad del lodo agravan el problema aumentando el escurrimiento por diferencia de densidades.

Si se comprueba la existencia de este problema (migración de fluidos), se recomienda procurar formar revoques impermeables y/o tapar las fracturas

### **Control de sólidos**

A un nivel deseable y óptimo el control de sólidos es de gran importancia en los huecos de alta desviación. Al igual que en la perforación vertical se debe hacer todo esfuerzo razonable para mantener bajo el contenido de sólidos perforados en éstos huecos, donde el problema es considerablemente mayor que en una perforación vertical debido a las siguientes razones:

- (.) Un efecto de mortero de la sarta de perforación sobre los recortes acumulados sobre el lado inferior del hueco (debajo de la sarta).
- (.) El tiempo de transporte de los recortes hacia la superficie es considerablemente mayor que en los pozos verticales.
- (.) La erosión de las formaciones menos consolidadas es considerable mayor debido al flujo turbulento requerido para la limpieza eficiente del hueco.
- (.) El uso de brocas de diamante combinado con motores de altas revoluciones genera sólidos perforados de tamaño muy reducido
- (.) Los altos caudales de bombeo requeridos dan como resultado elevadas fuerzas de impactos en las boquillas.
- (.) La combinación de todos estos factores hacen del control de sólidos un elemento clave para lograr una perforación libre de problemas.

### **Sedimentación de la baritina**

Este es un fenómeno que se produce en huecos de alto ángulo. Aquí la baritina tiene una tendencia a sedimentarse en la parte inferior del hueco, creando de esta manera un estratificación del lodo. Se forma un extracto de lodo más denso por debajo de una capa más liviana. En estas condiciones y en especial luego de largos períodos estáticos, el lodo pesado fluye hacia el fondo del hueco desplazando al lodo más

liviano. Esta tendencia se agudiza con un incremento en el ángulo de la inclinación, y es más serio a elevadas densidades de lodo. El movimiento continuo de fluido que se genera de esta manera impide el desarrollo de fuerza de gel de algún significado, agravando aún más el problema de asentamiento.

Al romper circulación se detectan en la superficie baches de lodo denso y liviano. Estas variaciones de la presión hidrostática pueden causar bajo ciertas condiciones la fractura de la formación y pérdida de circulación.

La Cía. BAROID desarrolló el sistema HAST (High Angle Settling Test) para determinar la tendencia de la Baritina a decantar en diferentes fluidos de perforación.

El aparato tiene la capacidad de estudiar la tendencia de la Baritina a decantarse bajo diferentes condiciones de temperatura, inclinación y en diferentes sistemas de fluidos de perforación.

Para controlar y disminuir el problema de la decantación de la Baritina, BAROID desarrolló un nuevo producto. La adición de este producto a un sistema activo incrementa la habilidad de suspensión del fluido manteniendo al mismo tiempo una viscosidad baja, necesaria para una adecuada limpieza del hueco. Las lecturas del reometro a 3 y 6 rpm dan una indicación de la habilidad de suspensión del fluido. Los siguientes resultados de pruebas pilotos indican con claridad el efecto del producto en mención sobre las características de un fluido de perforación.

	<u>A</u>	<u>B</u>	<u>C</u>
Lodo base, bbl.	1.0	1.0	1.0
Aditivo mejorador de Suspens., lb.		1.5	3.0
Viscosidad Plástica, cp	41	40	40
Punto Cedente, lb/100 pies <sup>2</sup>	20	21	21
Gel 10 segundos, lb/100 pies <sup>2</sup>	11	19	31
Gel 10 minutos, lb/100 pies <sup>2</sup>	22	36	45
Coefficiente de Decantación	12	3	1.5

### **Filtración del fluido**

El control efectivo de la filtración está regido por la permeabilidad, mineralogía y presión diferencial, y su control es necesario para alcanzar la estabilidad del pozo abierto, preservar contra pegamientos diferenciales y minimizar el daño a la formación, siendo estos problemas críticos en pozos horizontales y/o desviados con elevado ángulo.

Los aprisionamientos por presión diferencial se agravan por: la existencia de grandes áreas de

contacto entre la sarta y el revoque de mala contextura, tendencia del sondeo (sarta de perforar) y del BHA (conjunto de fondo) de apoyarse sobre la superficie inferior del pozo (excentricidad), altas densidades para mantener estables las paredes y reservorios "depletados".

Es deseable para corroborar las características del revoque formado, efectuar un análisis comparativo del filtrado HT-HP con el de temperatura ambiente, en virtud a claras evidencias que donde la mejor calidad de los mismos aumenta el gradiente de fracturas en zonas permeables.

Si consideramos que las metas de las mayoría de los pozos de estas características es alcanzar mayor producción, evitar el daño a la formación, es de trascendental importancia la formación de reboques de calidad, particularmente en los reservorios sensibles, sus permeabilidades se construyen rápidamente cuando existen excesos a las incompatibilidades.

#### **Formación de escalones y cambios súbitos de rumbo**

El inadecuado acarreo de los recortes de perforación (cutting) causa la formación de escalones. Estos son creados por la proximidad de estabilizadores y a la rotación de la tubería (especialmente el B.H.A) encima de "dunas".

Los dos mecanismos que se detallan trabajan en combinación:

**I) Riding-over** : Se origina cuando se monta una pila de cuttings en la unión o estabilizador, el desplazamiento provocado cambia las propiedades de control direccional del B.H.A. El cambio genera un mayor diámetro hasta pasar la "duna", provocando a su vez un desplazamiento de su curso original que genera una perforación en escalones. Estos, así formados complican los futuros controles direccionales causando arrastre y torque, haciendo dificultosa las maniobras.

El peso aplicado al trépano se concentra en los escalones, lo que ocasiona una drástica caída de la tasa de penetración.

**II) "Twisting-up" "Torcer hacia arriba"** : El torque reactivo puede comenzar en un escalón. Con el motor enganchado, el torque se transmite a la columna provocando una leve elevación sobre el frente de corte.

Si se formó una duna, ésta será trepada por el conjunto y a su vez los estabilizadores y la sarta crecerán hacia arriba sobre la parte sin escalón, debido al cambio de fuerza sobre las

caras del trépano que perfora en direcciones levemente diferentes hasta sobrepasar la duna. Mientras el trépano perfora descentrado, se forman gargantas en la parte inferior del hueco, donde se depositan los cuttings.

Cuando se detiene el bombeo se libera el torque de la herramienta hacia el lado inferior del pozo, atrapando por debajo el nuevo cutting; este fenómeno se agrava en los ciclos subsiguientes.

**III Frictional jumps Picos de fricción:** Los "Escalones" pueden resultar en súbitos cambios de posición del trépano. En secciones horizontales, el trépano no logra avanzar a la misma velocidad que el brusco movimiento observado por el sondeo en superficie.

Los experimentos en los pozos atribuyen la aparición de saltos súbitos de fricción-estático-dinámica, a la formación de "dunas" y a "escalones" provocados por limpiezas inapropiadas del pozo.

### **Restricciones del medio ambiente**

La creencia tradicional que el medio ambiente absorberá todas las descargas en ella efectuadas son desmentidos con hechos, casi diariamente.

Nuestra sociedad aumenta su preocupación cada vez más hacia el medio ambiente y al daño que se está causando.

Diferentes organismos y entes gubernamentales han reaccionado para crear una legislación que controle estrictamente la descarga de toda sustancia sean tóxicas o no.

Los fluídos de perforación no son considerados tóxicos en la mayoría de los casos. Con excepción a aquellos que contienen metales pesados o aceites. El resto se puede descartar sin mayores consecuencias al medio ambiente. Sin embargo hay regulaciones restrictivas para el descarte de recortes en el Océano.

Para responder ante esta nueva conciencia, se han desarrollado nuevas generaciones de fluídos de perforación base agua, que tienen un impacto mínimo sobre el ambiente. Asimismo el uso de nuevos aceites minerales de baja toxicidad hacen posibles el uso de emulsiones inversas en operaciones costa afuera.

La toxicidad de cada producto y sistema se determina mediante el ensayo LC50 96Hr. Esta prueba determina cuál es la concentración en mg/L., de un producto en agua que mata al 50% de las especies expuestas en 96



Horas.

La escala de toxicidad establecida por el EPA es:

No tóxico	: LC50 es de menos de 50.000 mg/L.
Baja toxicidad	: LC50 entre 1000 - 10.000 mg/L.
Moderada toxicidad	: LC50 entre 100 - 1.000 mg/L.
Alta toxicidad	: LC50 menos de 100 mg/L.

Los objetivos operacionales y el de protección del medio ambiente normalmente se hallan en conflicto, por lo que generalmente se debe buscar un compromiso para satisfacer ambas necesidades.

### **Protección a la formación**

Producir un daño mínimo a la formación debe ser uno de los objetivos principales de toda operación de perforación ya sea, de alto ángulo o horizontal. Se debe efectuar una cuidadosa selección del fluido y se deben hacer estudios de compatibilidad entre el fluido de perforación y el agua de formación.

Las precauciones que se deben tomar para minimizar el daño a la formación son los mismos que se deben aplicar para una perforación normal:

- \*. Minimizar la densidad del lodo perforando con un mínimo sobre balance.
- \*. Controlar la pérdida de filtrado.
- \*. Maximizar el uso del equipo de control de sólidos.
- \*. Hacer estudios de compatibilidad entre el filtrado y agua de formación.
- \*. Utilizar productos de calidad comprobada.

Una cuidadosa revisión de los 8 objetivos analizados determina sin lugar a duda que los lodos base aceite son los más favorables para ser aplicados en perforación horizontal.

Desde el punto de vista puramente técnico, los lodos base aceite son prácticamente el fluido ideal para ser utilizados en perforar huecos desviados. Los lodos base aceite fueron utilizados en el 70% de todos los pozos perforados en el Mar del Norte. Sin embargo estos fluidos de perforación poseen una serie desventaja, la contaminación del medio ambiente.

### **Selección y optimización del fluido de perforación**

Tal como se indicó, los lodos base aceite son los fluidos de perforación ideales para estos pozos. Sin embargo muchos huecos de alto ángulo y horizontales

han sido perforados con lodos polímeros, de bajo cal, salados, etc. Generalmente el fluido seleccionado es una variación de los que se utilizan (o es igual) en una operación convencional. Los factores que se deben tener en cuenta, entre otros son:

- (.) Formaciones reactivas.
- (.) Regulaciones ambientales
- (.) Costo.
- (.) temperatura.
- (.) Presiones anormales
- (.) Contaminantes.
- (.) Protección del reservorio.
- (.) Problemas asociados con perforación direccional.

Se recomienda el uso de lodos base aceites en los casos en que:

- (.) Son aceptables desde el punto de vista medio ambiental.
- (.) Sea logísticamente posible.

Si la decisión fuera la de utilizar fluidos de perforación base agua, se debe seleccionar un sistema que tenga los siguientes componentes:

- (.) Contenga polímeros. Estos productos brindan a sistema:
  - Mayor lubricidad
  - Menor contenido de sólidos
  - Mejores características de limpieza.
  - Mejor protección de reservorio.
  - Son aceptables desde el punto de vista ambiental.
- (.) Un ion de inhibición que puede ser potasio o Calcio. Ambos son eficientes para el control de lutitas hidratables sensibles al agua.
- (.) Un lubricante que sea seguro en no afectar el medio ambiental.

Se ha utilizado varios sistemas de polímeros base agua con éxito en perforación horizontal.

El sistema de la Cía. BAROID, es un lodo de bajo contenido de cal que provee una inhibición óptima mediante iones de calcio. Los componentes del sistema son:

- (.) Un copolímero de lignita cuya función primaria es la de control reológico del sistema, con un efecto secundario de estabilización de lutitas.
- (.) Cal. Actúa como fuente de iones de calcio, para

la inhibición de lutitas sensibles.

- (.) Un polímero de lignito modificado que actúa como agente de control de filtrado.
- (.) Arcilla Montmorillonita de alta calidad, que actúa como viscosificante primario.

Este sistema se ha utilizado con éxito en la costa del Golfo de México en numerosas ocasiones para la perforación de pozos de elevada inclinación.

El sistema de lodo inverso también se ha utilizado para perforación horizontal con óptimos resultados. Los principales componentes del sistema son:

- (.) Una poliacrilamida parcialmente hidrolizado (PHPA). Este producto es un polímero aniónico que provee viscosidad al sistema, actuando al mismo tiempo como encapsulador de los sólidos.
- (.) Arcilla Montmorillonita de alta calidad, utilizada como viscosificante primario.
- (.) Un poliacrilato de bajo peso molecular, utilizado como defloculante del sistema.
- (.) Una celulosa polianiónica. Se utiliza para controlar el filtrado del sistema.
- (.) KCL. 1.5% empleado para proveer inhibición al lodo.

El sistema inverso fue utilizado con pleno éxito en numerosas ocasiones para perforación horizontal con pleno éxito.

Una vez que se ha seleccionado el fluido de perforación para cada operación, se deben seguir con una serie de guías o recomendaciones para la optimización del sistema.

En caso de perforar formaciones fracturadas o de alta permeabilidad se debe minimizar la pérdida del fluido a la formación. Se recomienda el uso de agentes bloqueadores tales como:

- (.) Carbonato de Calcio de diferente granulometría
- (.) Sales de tamaño seleccionado.

Determinar la mínima densidad del lodo que se requerirá para completar la operación de una manera segura, teniendo en cuenta:

- (.) Experiencia local en pozos verticales.

(.) Perfiles eléctricos.

Condiciones del hueco mientras se perfora. No se debe reducir la densidad del sistema, una vez que el hueco se ha expuesto a densidades más elevadas.

Controlar estrictamente el filtrado del sistema. Se debe minimizar la hidratación de lutitas sensibles al agua, al mismo tiempo que se reducirá la tendencia de aprisionamiento diferencial.

En caso de una limpieza inadecuada del hueco, se deben desplazar píldoras limpiadoras empleando el siguiente criterio:

- (.) Para inclinaciones menores de  $45^\circ$ , desplazar píldoras de alto punto cedente, en flujo laminar.
- (.) En huecos con inclinación mayor de  $45^\circ$ , producen un mejor resultado usar píldora de baja viscosidad (punto cedente 10-15 lb/100 pies<sup>2</sup>) en flujo turbulento.
- (.) En casos extremos, una píldora de baja viscosidad en flujo turbulento, seguido por otra de alta viscosidad y alta densidad en flujo laminar, proveerá la mejor limpieza. Se puede tratar la píldora de alta viscosidad con material de pérdida de circulación fibrosa para incrementar su capacidad de arrastre.
- (.) No se debe comprometer la estabilidad del hueco utilizando una reología demasiado baja, o desplazando píldoras con mucha frecuencia.

Determinar la reología del sistema a las condiciones de las temperatura de fondo para poder determinar los valores que se van a utilizar durante la perforación.

Utilizar productos que eviten la decantación de la Baritina, en especial bajo condiciones estadísticas. Determinar viscosidad y las características de suspensión del fluido, utilizando el viscosímetro FANN R 70 y el sistema HAST TM.

Optimizar el uso de control de sólidos. Se deben hacer todos los esfuerzos posibles para mantener el contenido de sólidos perforados a un nivel mínimo.

Se recomienda utilizar de la siguiente combinación de equipos:

- (.) Tres zarandas de movimiento linear de alto impacto.
- (.) Dos centrífugas de alto volúmen.

Para minimizar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación de un pozo horizontal (o de la elevada desviación), es necesario que se aplique técnicas de perforación especiales.

### **Técnicas Operativas recomendadas**

La aplicación de las siguientes recomendaciones aseguran una operación eficiente, eficaz y de mínimo costo:

- \*. Minimizar el uso del sistema de perforación automatizado (Top Drive). Se recomienda repasar cada vez que la tensión de la sarta sea mayor que la normal.
- \*. Controlar con cuidado el arrastre, presión de bomba, torque y peso de la sarta. Valores mayores que los normales son la primera señal de problemas potenciales.
- \*. Si se paran las bombas, la "cama de recortes" comenzará a deslizarse sin tener en cuenta las propiedades reológicas o tixotrópicas del lodo. En este caso bajo ninguna circunstancia se debe dejar la sarta de perforación estacionaria. Se debe rotar y reciprocarse la tubería en todo momento.
- \*. Utilizar herramientas MWD que ofrezcan la menor caída de presión y permita la circulación del mayor volumen posible de lodo.
- \*. Es muy importante la selección de un apropiado arreglo de fondo. Se debe seleccionar en cada caso el arreglo y la sarta que permita las mayores velocidades anulares. Se recomienda la utilización de tuberías de perforación 6 5/8" en huecos de 12 1/4".
- \*. El arreglo seleccionado debe permitir una circulación de 850-950 galones por minuto en el hueco de 12 1/4" y de 450-500 galones en el hueco de 8 1/2".
- \*. Se recomienda velocidades anulares de 150 pies por minuto opuesto a las tuberías de perforación en el hueco de 12 1/4".
- \*. Para minimizar la formación de las "camas de recorte" se deben hacer viajes cortos cada 500-600 pies.
- \*. Si se perforan huecos con una inclinación de 45-60°, se recomienda circular el lodo por 10-15 minutos antes de hacer las conexiones, y circular 2 vueltas completas antes de la maniobras.

- \* La rotación de la sarta a altas revoluciones y la circulación de altos volúmenes, permite una limpieza máxima del hueco.
- \* La rotación de la tubería permite desalojar los recortes del lodo de la parte inferior del hueco, introduciéndolos al flujo del lodo.
- \* Se debe controlar el rate de penetración a aquel que permita evitar la formación de una cantidad excesiva de recortes, y que recargue el espacio anular. Se recomienda penetraciones de 100-120 pies por hora para huecos de 12 1/4".

#### **VI.5.5 TECNICAS DE REGISTROS (11).**

Los instrumentos de perfilaje que, tradicionalmente se utilizan en pozos verticales y/o ligeramente desviados, se bajan por gravedad a través de un cable conductor. Con el desarrollo de pozos horizontales, donde la gravedad no apoya al movimiento de las herramientas de perfilaje y donde las longitudes de drenaje horizontal (en el reservorio) que han de registrarse, no son de diez sino de cientos de metros, se han encontrado nuevas formas de conducir los instrumentos hacia el fondo del pozo.

Existen actualmente en operación, cuatro principios dirigidos a resolver esta necesidad. El primero de ellos utiliza la sarta de perforar como un rígido nexa entre las herramientas y la superficie (Método Simphor), el segundo se basa en el principio del tubo telescópico (Sistema de bomba ó Pumpdown stinger), el tercero usa una tubería enrollada (Coiled tubing). Estos tres métodos emplean el cable para conducir la información a superficie. Finalmente el cuarto método emplea para la toma de información en pozos altamente desviados y horizontales, el método del MWD, donde la sarta de perforación es usada como un medio para conducir los instrumentos al fondo, pero es el lodo y no el cable el medio trasmisor de la información del reservorio en estudio.

Todos estos métodos han sido exitosamente probados en pozos a hueco abierto y en pozos entubados, naturalmente ellos no emplean las mismas herramientas de registro. La siguiente descripción de estos métodos tratará de explicar la forma de como cada uno de ellos permiten conducir las herramientas de perfilaje hasta una profundidad determinada del pozo (fondo) sin considerar la calidad de resolución de las mismas, es ampliamente conocido que las



condiciones de trabajo y de respuesta de ciertas herramientas estan fuertemente influenciada por la posición relativa de las camas de drenaje que incrementan las dificultades de interpretación.

### **Técnicas que Emplean la Sarta de Perforar**

#### **SISTEMA SIMPHOR**

Esta técnica fue la primera en utilizarse en pozos horizontales ( pozo LA91 del campo LACQ, Francia en 1981). El principio ha sido igualmente desarrollado por otras Cias. de servicio bajo diferentes nombres (p.ej. Tough Logging Conditions, Tool Pusher, Drillpipe-Conveyed Logging) Figura 4.34

#### **Principio:**

Este principio utiliza la sarta de perforar para desplazar las herramientas, el registro se hace a través de un cable y la herramienta se desplaza adicionando o retirando tubería. El sistema consiste de las siguientes partes principales:

- (.) Herramientas de registro y algun equipo protector.
- (.) Una coneccion eléctrica en la interface entre las herramientas y la tubería.
- (.) Un sustituto con ventana lateral (side entry-sub) que permite salir al cable del espacio anular comprendido entre el drillpipe y el casing.

Las herramientas pueden ser protegidas por protectores apropiados, ensamblados a las mismas herramientas o mediante el control de los impactos y la compresión por otras herramientas que acompañan a éstas durante los registros.

En el último arreglo la ausencia de una manga protectora permite todo tipo de combinación de herramientas, así por ejemplo, el ensamble más largo corrido en Rospo Mare, estuvo conformado por ocho herramientas.

#### **Procedimiento de Operación:**

Se baja la tubería con la herramienta de registro y el cable conector acoplados al final de la sarta, se ubica el sistema frente al punto inicial de registro en la zona de interés. Se conecta el side entry sub a la tubería para permitir el ingreso del cable a la sarta de

perforar, se bombea el cable por dentro de la tubería hasta que conecte al pin ("macho") del conector, permitiendo al sistema estar listo para el registro. El desplazamiento de las herramientas se realiza adicionando o retirando la tubería (fig.28).

Se recomienda bajar el side entry sub a una cierta inclinación del pozo, fijando el cable a la tubería mediante grapas, a fin de evitar cualquier daño del cable en el espacio anular (entre la tubería y el casing). Cualquier pozo horizontal perforado convencionalmente se puede registrar de esta manera sin importar cual sea su profundidad.

### **SISTEMA DE BOMBA (Pumpdown stinger technique)**

Mediante este sistema se conduce las herramientas de perfilaje por medio de un stinger previamente cableado y conectado al cable, el cual se bombea a través de la sarta de perforar (o tubing). Se han estudiado diferentes opciones utilizando el mismo principio, pero hasta octubre 1988, sólo se tenía en operación las herramientas de diámetro pequeño.

#### **Principio:**

Debido a su diseño, este método (fig.4.35) sólo es aplicable con herramientas de producción de diámetro pequeño. Se montan las herramientas en la parte final de una extensión, que consiste de elementos de ensamble que aseguran la continuidad mecánica y eléctrica del sistema. Un mandril con copas de suabeo (conocido como "la locomotora"), une al stinger con el cable.

Se bombea la herramienta a través de la tubería, empujando el pistón que forma la locomotora hasta ubicarlo a la profundidad deseada (similar a una cervatana con su proyectil unido a un cable), luego se recupera la herramienta, recogiendo el cable a superficie.

Al igual que el método anterior (el drillpipe conveyed), no se puede usar este sistema en pozos fluyentes y necesariamente requiere el empleo de la sarta de perforar, asimismo tiene muchas desventajas similares a la anterior sin tener la ventaja de su simplicidad. El registro de producción compete con el coiled tubing.

#### **Procedimiento de Operación:**

Luego de bajar la sarta de perforar hasta el

punto de inicio de la zona a registrar, se acoplan y bajan las herramientas; stinger, locomotora y cable. Una combinación de BOP (preventor de reventones) y lubricador, permite correr el registro de producción bajo presión en la cabeza del pozo. Un "stuffing box" (caja protectora) provee el sello con el cable.

Se coloca la locomotora dentro de la tubería y luego se bombea fluido por los tubos, hasta impulsar las herramientas fuera de la tubería a una distancia igual a la longitud del stinger, se mide la profundidad por medio del cable. Un niple No-Go o una junta perforadora impide que la locomotora salga de la tubería de perforar (actúa como tope).

La experiencia nos ha demostrado que con los "sub-cup locomotive", diseñadas con las aletas orientadas hacia arriba, no es posible accionar con facilidad (cuando se recupera la herramienta jalando el cable) lo que obliga a efectuar el registro a velocidad constante.

Este efecto se reduce invirtiendo las copas, aun cuando se pierde fluido cuando se bombea por los tubos al momento de bajar las herramientas (por el menor sello con las paredes debido al diseño de las copas).

**SISTEMA DE REGISTRO POR CONDUCCION MEDIANTE TUBERIA ENROLLADA (coiled tubing-conveyed logging system)**

Esta técnica es la más usada, debido a que emplea equipo estandarizado que solo requiere ligeras adaptaciones específicas.

**Principio:**

El principio de este sistema (Fig. 4.36.) es particularmente simple, las herramientas se montan directamente al final de la tubería flexible, enrolladas en un carrete, en el cual se ha insertado un cable eléctrico.

La conexión entre la herramienta y la tubería asegura la unión mecánica y eléctrica del sistema, mientras que en superficie el cable pasa a través del eje del cilindro.

Los movimientos de bajada e izaje son provistos por el "coiled tubing injector head" (inyector), y la medición de las profundidades se realizan cerca al inyector.

Mediante esta técnica es posible conducir herramientas de diámetro pequeño y de producción, pero su capacidad se ve afectada por

el peso de estas herramientas. Es posible circular a través de la tubería flexible, aunque la sección transversal se vea reducida debido al cable.

Comparado con las otras técnicas el "coiled tubing" es de las más fáciles y rápidas, pero tiene limitaciones de distancia, no puede conducir herramientas muy pesadas a más de 600 pies a través del tramo horizontal.

### **Procedimiento de Operación**

El procedimiento de registro empleando esta técnica es la misma que normalmente se emplea cuando se trabaja con coiled tubing (tubería enrollada y flexible). Si se requiere operar bajo presión se debe añadir un lubricador adaptado a la herramienta.

Los registros se realizan bajando y subiendo la tubería, el inyector provee el rango de velocidades de registro, que cubre las necesidades requeridas por las diferentes herramientas.

La fragilidad de este sistema se concentra en la unión débil que no le permite jalar herramientas pesadas a grandes distancias.

### **SISTEMA MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING)**

Este sistema permite efectuar las mediciones direccionales necesarias mientras se perfora el pozo (a tiempo real), asimismo mediante esta herramienta se puede tomar registro de evaluación de formaciones, por medio de los sensores acoplados a la misma. La descripción de la herramienta y la forma como opera fue explicado anteriormente, por lo que no ahondaremos en el tema, Fig. 4.37.

### **SISTEMA A UTILIZARSE EN EL FUTURO (12)**

Para tratar de determinar lo que nos trae el futuro, hemos separado las operaciones de registro de formación y de producción. Para registros de formación, las técnicas antes descritas están probablemente en transición, ellas serán gradualmente reemplazadas por el registro MWD. Comúnmente el MWD provee registros de Gamma Ray, Resistividad y Densidad Neutron y en el futuro se podrán adaptar más sensores. La calidad de registro es excelente y a veces mejor que los tradicionales. Estos sensores son capaces de captar pequeños cambios geológicos, debido a la baja velocidad a la cual ingresa la herramienta durante la perforación. Existe

cierta certeza para asegurar que en el futuro, para pozos en desarrollo, la tendencia será de reemplazar los tradicionales registros de formación por el MWD.

Los registros de producción son mucho más complejos en pozos horizontales pero mucho más precisos para analizar la calidad de las zonas productivas. El problema principal es el método usado para conducir las herramientas en pozos de producción. El coiled tubing parece ser el más eficiente, pero tiene serias limitaciones tales como, limitado desplazamiento horizontal.

En el cuadro 4.2 se compara las diferentes técnicas de registro antes mencionadas.

#### **VI.5.6 CEMENTACION DE POZOS HORIZONTALES (13)**

La perforación de pozos horizontales parece ser una de las áreas de investigación de mayor significancia en la industria del petróleo en los próximos años. A pesar que se han perforado pocos pozos, a la fecha (13) y aún muy pocos han sido cementados de manera exitosa, las Compañías petroleras anticipan usar esta técnica aún en desarrollo para un futuro no muy lejano.

Los beneficios potenciales que se pueden lograr al penetrar largas secciones horizontales, de una formación productiva puede muy bien justificar los gastos de investigación necesarios para desarrollar esta técnica.

La obtención de un exitoso trabajo de cementación siempre será uno de los factores de mayor importancia para la vida productiva de cualquier pozo y será especialmente crítico en completación de pozos horizontales.

Lograr una alta eficiencia en el desplazamiento del lodo bajo condiciones de pozos altamente desviados y horizontales requiere especial atención en varios aspectos de las prácticas y completación/perforación (Ej. sistema y propiedades del lodo y tamaño de hueco y el casing) para obtener óptimos resultados en desplazar el lodo y cemento.

En esta sección se enfocará los métodos a tener presente en los trabajos de cementación de pozos horizontales, sin embargo muchas de estas técnicas y métodos son aplicables para pozos verticales y dirigidos.

En cementación de pozos horizontales 3 áreas son principalmente consideradas como de importancia

crítica: el desplazamiento mecánico, el diseño de la mezcla de cemento y simulación de los trabajos de cementación.

### **Desplazamiento mecánico**

- (1) Uno de los panoramas más críticos que afecta el proceso de desplazamiento en todos los pozos, es el sistema de lodo. Se han realizado investigaciones a gran escala en condiciones simuladas de pozos verticales y dirigidos, evidenciando la influencia de varios factores en la eficiencia del desplazamiento. En condiciones de pozos verticales o moderadamente dirigidos, las propiedades de lodo recomendadas serían como sigue:

<b><u>Propiedad</u></b>	<b><u>Valor</u></b>
Yield Point (Punto cedente)	Máximo de 10
Viscosidad plástica	Máximo de 20
Pérdida de fluido	Máximo de 15
Fuerza del Gel	(10seg/10min)
Perfil plano	(2/3 no 2/10).

En pozos con ángulo desde 45° a 90° (horizontales), las propiedades recomendadas enumeradas en la tabla anterior deben ser modificadas. Debido a la naturaleza de los fluidos de perforación y su habilidad a suspender sólidos, el punto cedente (YP) del fluido de perforación debería tener los valores siguientes:

<b><u>Angulo</u></b>	<b><u>Punto Cedente (72°F)</u></b>
45	15
60	20
85	28
90	30

Los valores de punto cedente de, por lo menos los arriba indicados, preverán la sedimentación de los sólidos del fluido de perforación, recortes y/o materiales pesados, durante el bombeo, particularmente con el régimen de flujo laminar. Si se forman canales de lodos con sólidos sedimentados, estos pueden ser extremadamente difícil de remover. Todos estos valores corresponden a sistemas de lodo base aceite y base agua.

Se deben tener consideraciones adicionales para lodos base aceites.

Otros parámetros que se deben tener igualmente en cuenta son los siguientes:



- (2) El tiempo de circulación de un pozo horizontal previo a la cementación debe ser por lo menos 3 volúmenes de fluido del pozo o hasta que se alcance el equilibrio. El lodo debe ser bombeado si es posible en flujo turbulento para ayudar a la limpieza de los cortes y de los canales de sólidos sedimentados, se deben eliminar los tiempos estáticos antes y durante el trabajo de cementación para mantener el porcentaje máximo del pozo circulando.
- (3) El movimiento de la tubería, ya sea reciprocando o rotando, es la mejor fuerza de impulso para la remoción del lodo. El movimiento de la tubería ayuda a romper los bolsones de lodo gelificados y recortes que podrían acumularse en esos bolsones. Los limpiadores de pared tipo cable adheridos al casing pueden mejorar los beneficios de mover la tubería.

Si el casing está apropiadamente centrado, el movimiento del tubo se puede realizar aún en pozos horizontales. Adicionalmente, si el lodo no está acarreado los sólidos (Ver pto.1), se ha probado que el movimiento de la tubería (casing) puede eliminar los canales de sólido sedimentados.

- (4) La centralización de un pozo horizontal es mucho más crítico que en un pozo vertical. Desde que las fuerzas hidrostáticas no contribuyen al proceso de desplazamiento en la sección horizontal, es muy difícil desplazar el lodo gelificado en secciones anchas de espacio anular. Se recomienda un excentricidad de por lo menos 10%, aunque se prefiere operar con por lo menos una excentricidad de 70%. Los centralizadores pueden igualmente tener un efecto positivo en el proceso de desplazamiento.
- (5) El uso de espaciadores y lavadores son especialmente importantes en pozos horizontales, a fin de alcanzar el máximo desplazamiento del lodo y de proveer un fluido separador compatible.

Para obtener un máximo desplazamiento, el uso de espaciadores "delgados" en flujo turbulento ayudan a remover el lodo gelificado y los canales de sólidos sedimentados mejor que otros fluidos. Cuando se utilizan lodos pesados base agua, se pueden usar lavadores reactivos y espaciadores para ayudar a controlar el gas y los problemas de pérdida de circulación.

Cuando consideramos emplear espaciadores y lavadores para desplazar un lodo base aceite, muchos otros parámetros toman importancia.

- (a) La compatibilidad es esencial para un buen desplazamiento (además del régimen de flujo), el máximo volumen de lodo es removido cuando se consigue la compatibilidad de la interface, fluido de perforación/espaciador/cemento.
  - (b) Los surfactantes proveen compatibilidad y superficies mojadas al agua (deben estar limpios de petróleo, de manera de proveer una película de cemento en la superficie de la tubería y la formación).
- (6) La velocidad de flujo es la última fuerza impulsora para el desplazamiento de lodo en pozos horizontales que se discutirá. Varios estudios han mostrado que a pesar del régimen de flujo, cuanto mayor sea la velocidad anular mejor será el desplazamiento. Idealmente se deberían si fuera posible, bombear los espaciadores y las mezclas de cemento en flujo turbulento, pero normalmente las propiedades de la mezcla de cemento son tales que, los regímenes de flujo turbulento son inalcanzables. Es importante bombear a altas velocidades anulares, aunque, la presión de circulación en la sección horizontal no debe exceder la presión de ruptura de la formación, para prevenir la invasión de cemento en la formación, productiva. Para lograr esto, se debe hacer un pre-trabajo de simulación en computadora que calcule la presión de circulación del fondo de pozo durante la cementación.
- (7) El diámetro de hueco y de la tubería influenciará ampliamente la eficiencia del desplazamiento. Para pozos verticales, el espacio anular óptimo recomendado es de 3/4 de pulgada; para pozos horizontales es de por lo menos de 1 1/2". Esto provee un espacio amplio para mantener la función de desplazamiento al mínimo.

### **Diseño de la mezcla de cemento**

- (1) Para asegurar un apropiado diseño de mezcla de cemento en aplicaciones horizontales, es esencial considerar dos siguientes pruebas

especiales.

- (1.1) Una prueba modificada de agua-libre.
- (1.2) Prueba de asentamiento de la mezcla.

La separación de agua libre en pozos horizontales provee un patrón de flujo que podría permitir comunicación interzonal. A fin de determinar si el problema de agua libre existe, la mezcla de cemento en prueba estaría condicionada al BHCT y BHP, luego se procede a enfriar a menos de 190°F y a 45° (de inclinación) para efectuar una prueba API para agua libre.

El resultado de las pruebas muestran que mezclas diseñadas con 0% de agua libre (a 45°), no muestra agua libre en condiciones horizontales a gran escala. El siguiente es un ejemplo del efecto del ángulo de desviación sobre el contenido del agua libre.

(Cemento clase "G" mezclado con 5.0 gal/saco del agua).

<u>Prueba de cilindro</u> <u>ángulo de desviación</u>	<u>Agua libre</u> <u>(%)</u>
0	1
45	7

- (2) Aún cuando se diseña una mezcla de cemento sin agua libre (0%), la sedimentación de los sólidos de la mezcla podría todavía ser un problema. Se recomienda efectuar una prueba de sedimentación similar a una prueba API de agua libre descrita líneas arriba, conducida bajo condiciones de verticalidad y midiendo las densidades en el tope, parte media y fondo del cilindro.
- (3) Dependiendo de las propiedades de la formación, serían satisfactorio emplear mezclas de cemento a densidades normales, sin exceder las presiones de ruptura de formación.

Existen muchos métodos disponibles para reducir la densidad de mezcla si fuese necesario. Se puede considerar el empleo de mezcla especiales, tales como: cementos espumados o cementos expandidos.

Las mezclas de cemento espumados permiten

utilizar densidades ligeras que alivie potenciales problemas de ruptura de formación. Esto permite efectuar la operación de cementación en una etapa en vez de hacerlo en dos etapas (usando equipo de cementación multietapa accionado hidráulicamente). Las mezclas de cemento expandido pueden igualmente ser utilizados cuando no es posible remover los canales de lodo gelificado y sólido sedimentados. Estas mezclas pueden mejorar la película de cemento al casing y restringir la comunicación a través de estos canales.

- (4) A fin de prevenir la de-hidratación del cemento durante la operación de cementación y las pérdidas excesivas de filtrado luego del desplazamiento, se debe utilizar aditivos para pérdida de fluido en la mezcla de cemento que se ubique en la sección horizontal productiva del pozo. Los valores de pérdida de fluido API recomendados para estas mezclas de cemento deben ser menores en 100 cc/30 min. a BHCT.

#### **Simulación de un trabajo de cementación**

Los simuladores tienen la versatilidad de proveer información de utilidad para trabajos de cementación de pozos verticales, desviados y horizontales. El simulador provee presiones de circulación de fondo de pozo en las zonas críticas de interés durante la operación y tiene en cuenta la velocidad de caída de las partículas y predice el rate de salida a un determinado régimen de inyección. Los cambios en los regimenes de flujo o de salida durante la operación pueden indicar, entre otras cosas, pérdida de circulación, invasión de fluido o caída de partículas.

El uso previo de simuladores de la operación de cementación puede determinar los problemas potenciales antes que ellos ocurran y provee la oportunidad de modificar el diseño tal que esos problemas puedan ser evitados.

#### **VI.5.7 METODOS DE COMPLETACION (13)**

El proceso de selección de un pozo que es candidato a ser perforado horizontalmente debe incluir la forma de completación que se va a utilizar. El planificador debe permitir que el tipo de formación dicte el tipo de completación requerida y no forzar un tipo de completación que sea inadecuado al reservorio.

Los tipos de completación para secciones horizontales son los siguientes:

- A hueco abierto.
- Laina ranurada o perforada.
- Empaques externos (al casing) con cementadores FO.
- Laina pre-empacada.
- Empaques de grava.
- Fractura estimulada (ya sea con acid-frac o con fracturamiento con arena).

La mayoría de las completaciones antes indicadas son no cementadas, sólo las completaciones estimuladas por fracturamiento se deberían cementar.

#### **Completaciones a hueco abierto (Fig. 4.38)**

Esta forma de completación es la más económica. Mediante este método, un casing es cementado en el tope de la formación productiva y el segmento horizontal del pozo se completa sin ningún tipo de casing. La remoción de lodo y detritos de la sección horizontal se logra mediante una estimulación primaria.

Si se requiere efectuar otra estimulación, se baja el tubing hasta el fondo del pozo (TD) y se "espotea" el fluido de estimulación a la sección horizontal (un tapón de fluido frente a la zona a estimular) y finalmente se bombea dentro de la formación. Se ha usado material divergente para ayudar a concentrar la inyección del fluido de estimulación.

La formación puede estar compuesta por carbonatos o areniscas.

Un ejemplo del empleo de este método fue en el campo de ROSPO MARE en Italia, Costa fuera del Mar Adriático. La zona productiva es un reservorio de carbonatos naturalmente fracturados con la parte superior erosionado, algunos de estos pozos fueron perforados en 1982. Hasta ahora no se reporta que haya ocurrido colapso de hueco. El mayor problema encontrado es la dificultad de producir, mediante equipos de producción artificial, petróleo de 11.5° API en las cantidades comerciales.

Se puede usar este tipo de completación para pozos horizontales de radio largo, medio y corto.

#### **Completación en Laina Perforada o Ranurada (Fig.4.39)**

Esta forma de completación es esencialmente una

completación a hueco abierto con el empleo adicional de casing en la sección horizontal como un medio que sirva para proteger esta zona ante un eventual colapso del hueco. esta forma de completación es la más usada y puede emplearse en pozos horizontales de radio largo, medio y corto.

Se emplea este método para completar reservorios que fluirán naturalmente y que por lo general no requieren ningún tratamiento de estimulación. Se deberá utilizar tubería lavadora en el lugar donde se ubicará la lana para:

- (1) Circular dentro del hueco, si fuera necesario.
- (2) Remover el lodo y los recortes del espacio anular.
- (3) Tratamiento de ambas mediante una pildora de fluido.

El daño causado por la pérdida de fluido hacia la matriz del pozo (parte cercana la Wellbore) proveniente del lodo de perforación, es debido a que el tiempo de exposición de las paredes del hueco (zona productiva) del fluido de perforar es mayor en pozos horizontales que en pozos verticales (de 2 a 10 veces más). La corrección del daño a la formación es extremadamente difícil en este tipo de completación, se han empleado fluidos gelificados y/o croslinkados (más viscosos de lo normal) y espumados para este efecto. No existe mayor información sobre los resultados de este tipo de completación.

Un ejemplo de este tipo de completación es el de AUSTIN CHALK. Se abrieron ventanas en pozos existentes perforándose luego secciones horizontales. El payout reportado fue de 30 a 60 días y la vida de la completación es de uno a dos años. La sección horizontal del pozo corta varias fracturas naturales y es este el método de completación más beneficioso para este tipo de reservorio en particular.

#### **Packers Externos al Casing (Fig. 4.40)**

Este tipo de completación se usa para controlar una parte del total de la sección horizontal. Los reservorios tiene diferentes zonas productoras de hidrocarburos. A veces estas secciones producen agua. Estas zonas se pueden controlar mediante el uso de empaques externos y cementadores. F.O.

Esta forma de completación que utiliza una combinación particular de herramientas permite



la prueba individual de cada sección, ayuda a remover el lodo y los recortes y da algún control para una estimulación selectiva de la matriz. Se puede utilizar este método sólo en pozos horizontales de radio largo y medio.

El empaque externo al casing puede ser inflado con gas, fluido del pozo o con cemento.

#### **Completación con Laina Pre-Empacada (Fig. 4.41)**

Esta forma de completación fue desarrollada en un campo del mar del Norte. En este campo el reservorio completado fue una arena no-consolidada con contacto agua-petróleo donde los pozos verticales producen petróleo con porcentajes de agua que hacen antieconómica su producción mediante el uso de equipo de bombeo artificial.

Se recuperó pozos verticales existentes cortando una ventana, utilizando el método de radio medio para la perforación de la sección horizontal del pozo. Se ubicó la sección vertical del pozo cerca del tope del reservorio. El fluido de perforación utilizado fue un sistema de lodo inverso, que dió mayor estabilidad al hueco y se bajó la laina pre-empacada con tubería lavadora interna y un empaque de laina con su colgador. Luego de llegar al fondo, se bombeó espaciadores para remover el lodo (inverso base aceite) y los recortes, se emplearon soluciones lavadoras de base acuosa con surfactantes que permitieron hacer las superficies (de la formación) mojables al agua y que ayudó a remover cualquier porción de lodo que hubiera quedado en la laina pre-empacada. Se desplazó esta solución al espacio anular, para permanecer por espacio de 3 horas para luego reemplazarlo por otra solución.

Se fijó el packer y el colgador y se procedió a retirar la tubería lavadora. El pozo fue puesto a producción con éxito y por lo que se planeó 13 pozos más en este campo. Los pozos no están completamente libres de producir agua pero la reducción de producción de agua ha sido significativa con una apreciable mejora con relación a los pozos verticales.

Este tipo de completación es usada en pozos horizontales de radio medio y largo, y se han empleado en otros campos del mar del Norte.

#### **Completaciones con Empaques de Grava**

A pesar que las completaciones empleando

empaques de grava son posibles en nuestros días, este método no ha sido convenientemente documentado. Se sabe que algunas compañías de servicio han completado uno o más pozos usando esta técnica, sin embargo no se tiene información ni el nombre de aquellas que prueben haberlo hecho.

Todas las compañías que dan este servicio (engravando empaques) son muy reservadas con relación a los éxitos logrados en este tipo de completación (ya sea en pozos completados a hueco abierto o entubados). Esta forma de completación está probablemente limitada a pozos horizontales de radio largo y medio.

### **Completación para Estimulación por Fractura**

La tendencia de algunas compañías es a cementar las laines y la tubería de producción ubicadas en la sección horizontal, por las razones siguientes:

- (.) Control del corte agua-petróleo.
- (.) Control del corte gas-petróleo.
- (.) Permite la determinación de las fuentes de entrada de los diferentes fluídos producidos por el pozo.
- (.) Facilita los trabajos de workover (reacondicionamiento).
- (.) Evita el colapso del hueco durante la vida del pozo.
- (.) En procesos de estimulación parece controlar la estimulación de la fractura y la matriz.

Los tratamientos de estimulación pueden ser efectuados y controlados eficientemente. La estimulación de la matriz es fácilmente completada mediante el uso de STRADDLE PACKERS. La estimulación por fracturación hidráulica tiene que ser planeada teniendo en cuenta los siguiente:

- (.) Dirección del hueco
- (.) Distancias entre fracturas hidráulicas.
- (.) Entrada de la fractura.
- (.) Regímenes.

- (.) Tamaño del tratamiento de estimulación.
- (.) Tratamiento de una o múltiples fracturas.
- (.) Pruebas pre-frac.

No todas las formaciones necesitan ser estimuladas mediante fracturamiento. Debemos permitir que sean las formaciones quienes nos indiquen si deben o no ser fracturadas hidráulicamente.

## VII. BIBLIOGRAFIA

- 1) A.García (Bolland & Cia.). "Aspectos operativos de la perforación horizontal". Informe Técnico.
- 2) Mohi y Charlie, "Perforación horizontal de radio medio". 3er Congreso Andino de la Industria del Petróleo, 1990 - Quito Ecuador
- 3) A Jourdan (Cía. Elf Aquitaine), G.A. Baron, F. Giger (Instituto Francés de Petróleo) "Revisión del Progreso de la Perforación Horizontal". Revista Technology del 25.03.1983
- 4) F. Giger, R. Petelle, "El interés potencial de la perforación horizontal para el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos", 1er Congreso Latinoamericano de Hidrocarburos, ARPEL 86 de 04 al 11.05.1986-Buenos Aires-Argentina
- 5) J.F Wilkinson, J.H. Smith, T.O. Stagg, D. A. Walters, "Horizontal Drilling Techniques at prudhoe bay Alaska", presentado en la 6ma. Exhibición y Conferencia Técnica Anual del SPE en New Orleans. U.S.A del 05 al 08 de Octubre de 1986.
- 6) Juan Pablo Lyon, Cía. Eastman Cristensen, "Horizontal Drilling" 7mo. Congreso Latinoamericano de Perforación, Santa Cruz, Bolivia, Octubre 1990
- 7) Geza A. Bethlen. Cía Baroid Corporation, "Selección y Aplicación de Fluídos de Perforación Horizontal y de Angulo Elevado".
- 8) J.A. Dech and L. Wolfon, Arco Internacional Oil & Gas Company. "Advances in Horizontal Drilling". 3er Congreso Andino de la Industria del Petróleo.
- 9) Vicente Andrich, Publicación Petróleo Internacional Enero-Febrero 1989. "YPF Inicia Perforación Horizontal".
- 10) Jorge A. Blanco, " Pozos horizontales Nuevo fluido de perforación" información técnica presentado en el 7mo. Congreso Latinoamericano de Perforación (Bolland & Cía. S.A. -Argentina).
- 11) A. M. Spreux y A. Louis (SPE, Elf Aquitaine) y M.Rocca (Cía. Franlab). "Logging Horizontal Wells : Field Practice for various techniques". JPT, Octubre 1988.
- 12) Jean Fracois Giannesini, President Horwell Rivel Malmuisen France, "Production Tecnology for Horizontal Wells takes near direction". World

Oil, Mayo 1989.

- 13) Halliburton Energy Institute, "Horizontal Completions Symposium". May 9th. through 11th., 1988. Section 5, Pages 5.1-5.3. (Cementación de pozos) y Sección 7, Pages.7.1-7.6 (completación de Pozos), Sección 3, Pág 3.1-3.5 (Técnicas Comerciales).
- 14) M. Chang, "Simulation of production from wells with horizontal/slanted laterals"-Doe Report N° Niper-326, Febrero, 1988.
- 15) Joshi, "A review of horizontal well and downhole technology"-Paper SPE 16838 presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual del SPE, Dallas-Set. 1987.
- 16) Sherrald, D,W,; Brice B.W. y Mac Donald D.Q. "Application of horizontal wells at Prudhoe Bay " JPT- Nov. 1987, 1417-25.
- 17) Reiss L.H. "Horizontal Wells production after five years" Paper SPE 14338 presentado en la Reunion Anual del SPE, Las Vegas Set. 22-25 y "Rospo Mare Elf Keeps fait with horizontal wells" offshore Engineer, Set. 1986, 57-58
- 18) Mont Gay d. y Ambe J. "Hole benefits rservoir types key to profit" Oil and Gas Journal, Abril 11, 1985.
- 19) J. Tavera, "Perforación Horizontal, Generalidades y factibilidad de aplicación en el Perú" Agosto, 1988.
- 20) W. Ballon S. "Análisis de los problemas del paleozoico en el yacimiento de Portachuelos", II Convenio Nacional de la Industris del Petróleo, Colegio de Ingenieros del Perú, Lima, Octubre 1970, 15-00491, II-002268.
- 21) R.Bolaños, "Yacimiento Pavayacu Proyecto de Desarrollo de los Reservorios Vivian y Cetico Inferior", Petróleos del Perú, Dpto. de Geología-Div. Exploración, Lima-Set. 1990
- 22) Luis Tejada, Germán Salas, Efren Tomaylla, "Proyecto de Incremento de la Producción en el Yacimiento Pavayacu", Petróleos del Perú-Dpto. de Geología, Div. Exploración Desarrollo Selva, Lima Abril, 1991.
- 23) G.Alvarez/T.Díaz, Memorandum IDPE-YC-415-90, Asunto: "perforación de Pozos Horizontales", del 14.12.90

## RELACION DE ANEXOS

Cuadro 6.1: Resumen de Evaluación Económica  
Comparación: Perforación Horizontal Vs. Vertical  
Fm. Amotape-Portuachuelo N.O.

Cuadro 6.2: Resumen de Evaluación Económica  
Comparación: Perforación Horizontal Vs. Vertical  
Operaciones Selva

Diagrama del pozo 29XC Pavayacu

Mapa Estructural tope Capa C-1 Pavayacu

Corte Estructural Proyectos 135D y 136D

Mapa ubicación del Yacimiento Pavayacu

Mapa ubicación del pozo 4911 Portachuelo

Diagrama del pozo 4911 Portachuelo

Corte Estructural del pozo 4911 Portachuelo

Curvas de Producción Estimada en un pozo horizontal -  
Area Portachuelo.



## DATOS ESTADÍSTICOS COMPARATIVOS DE LOS POZOS HORIZONTALES REALIZADOS POR YPF

POZO	Hq. Ch.58-51 Cilindro de la S. Negra	Hq. 113-151 Loma La Lata	Hq. 113-164 Loma La Lata	Hq. 113-304 Loma La Lata
Fecha de Terminación	27/3/88	4/11/88	25/2/89	23/1/89
Profundidad vertical de la zona productiva	1.150/73 m	3.105/140 m	2.400 m	2.291 m
Profundidad total en la F	138 m	315 m	200 m	165 m
Profundidad total horizontal o equivalente en el mismo nivel productivo	138 m	225 m	200 m	165 m
Costo total de la perforación	58 días	49 días	42 días	31 días
Costo total de la construcción de la curva y trazo horizontal	295 m	510 m	571 m	615 m
Litología	Arenisca semicompleta	Arenisca completa	Calcareo microfisurado	Calcareo microfisurado
Producción actual del pozo	2/89 - 65 m <sup>3</sup> /d-H. 600	4/89 - 24 m <sup>3</sup> /d cond. 73.000 m <sup>3</sup> /d gas	Sin empujar	Sin empujar
Producción del pozo luego de ser intervenido	49 m <sup>3</sup> /d-H. 600 abril 1988	146.420 m <sup>3</sup> /d C. 19m <sup>3</sup> /d cond. - diciembre/88	Sin entrada	Succión intermitente
Producción del pozo vertical en la zona de la propuesta del pozo horizontal	28 m <sup>3</sup> /d - H. 900 septiembre/87	Abandonado - oct/85 Producción inicial: 76.000 m <sup>3</sup> /d Gas	5 m <sup>3</sup> /d P <sup>o</sup> 6.82 m <sup>3</sup> /d Gas noviembre/87	6 m <sup>3</sup> /d P <sup>o</sup> julio 1988
Acumulada Pozo Horizontal	10.800 m <sup>3</sup> P <sup>o</sup> mayo 1989	2.000 m <sup>3</sup> cond. 6.000.000 m <sup>3</sup> G abril/89	---	---
Costo total del Pozo Horizontal	u\$s. 449.317	u\$s. 647.417	u\$s. 636.642	u\$s. 621.491
Costo total del Pozo Vertical	u\$s. 335.000.-	u\$s. 2.535.000.-	u\$s. 1.500.000.-	u\$s. 1.200.000.-

Acumulada Actual = 121.476 m<sup>3</sup> P<sup>o</sup>  
 Acumulada Anterior = 102.742 m<sup>3</sup> P<sup>o</sup>  
 Diferencia = 21.734 (al cabo de 1 año); de los cuales le corresponden al Pozo Horizontal 10.867 m<sup>3</sup> P<sup>o</sup>

Acumulada Actual = 7.055 m<sup>3</sup> cond. - 30.535.131 m<sup>3</sup> Gas  
 Acumulada Anterior = 4.937 m<sup>3</sup> cond. - 21.671.175 m<sup>3</sup> Gas  
 Diferencia = 2.000 m<sup>3</sup> cond. - 6.000.000 m<sup>3</sup> Gas en 3 meses.

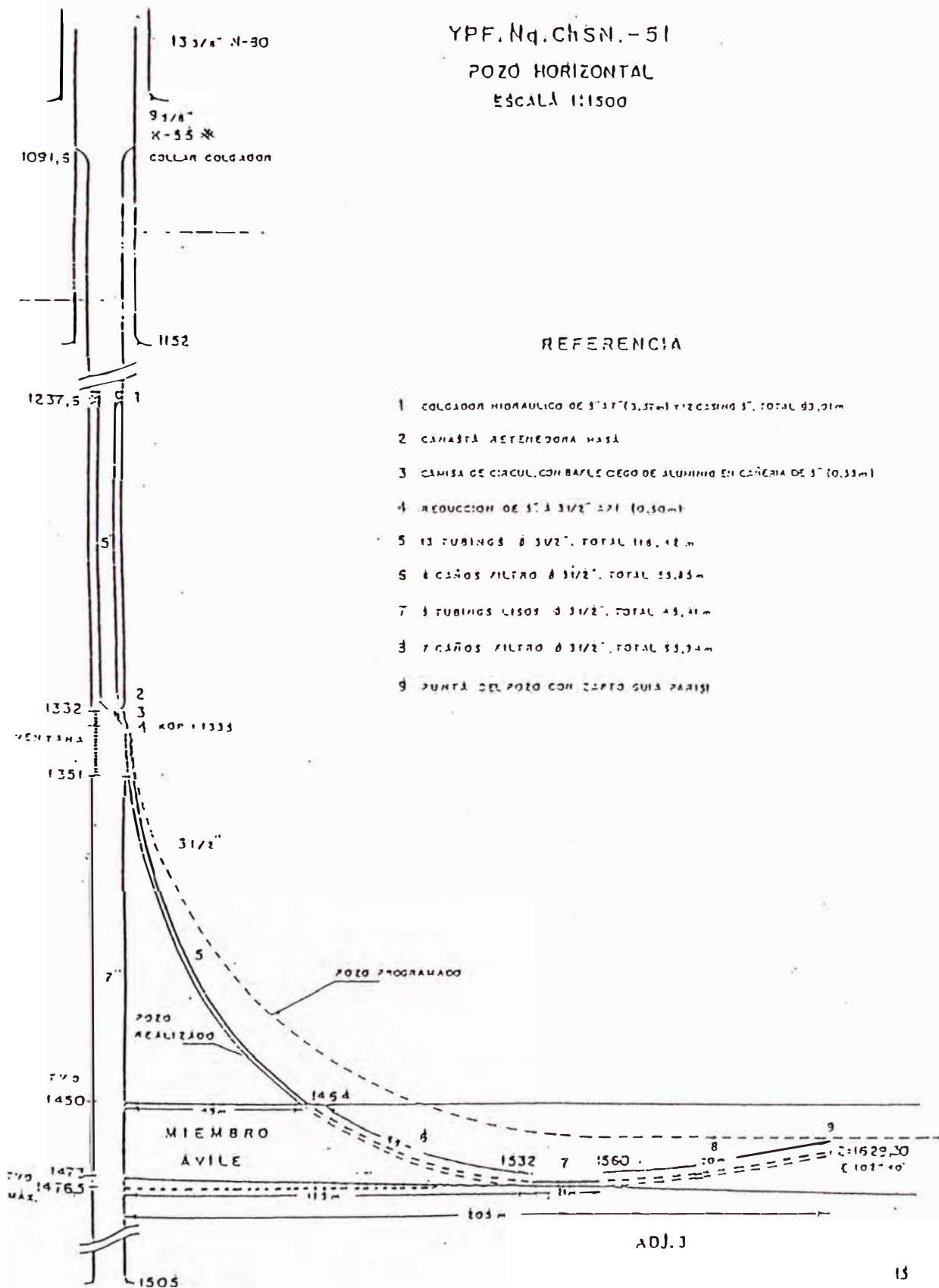
Cotización según coeficiente del mes de mayo de 1990 = u\$s. 1 = 177 A

1. Comunicación Depto. Presupuestos y Costos - Gerencia de Explotación de YPF.

**POZOS HORIZONTALES PERFORADOS POR COMPAÑÍAS PRIVADAS  
EN LA REPUBLICA ARGENTINA (a junio de 1989)**

COMPAÑIA	UBICACION	OBJETIVO	POZO	LONGITUD HORIZONT. m	PROD. FINAL POZO VERT. m <sup>3</sup> /d	PROD. INICIAL POZO VERT. m <sup>3</sup> /d
PEREZ COMPANC	YACIMIENTO PIEDRAS COLORADAS Cuenca Cuyana Pcia. de Mendoza	F. Rio Blanco Nro. Victor Oscuro	Nel. P.C. -49	187	9,1	21,1
			Nel. P.C. -43	70	5,6	19,2
			Nel. P.C. -24	60	3,4	3,4
			Nel. P.C. -45		Abandonado	
			Nel. P.C. -6	264	Abandonado	33,6
			Nel. P.C. -72		0,8	12,9
			Nel. P.C. -70	336	6,7	49,6
			Nel. P.C. -13		5,1	0
PLUSPETROL	YACIMIENTO RANOS Cuenca Moroste Prov. de Salta	F. Santa Rosa	St. R. x-15	70	120.000 Gas	200.000 Gas
PRIDAS	YACIMIENTO TIMBERO ATRAVESADO Cuenca Neuquina Prov. del Neuquen	F. Sierras Blancas	Nel. ANIA. -3011.	200	---	Parado Transitoria- mente.

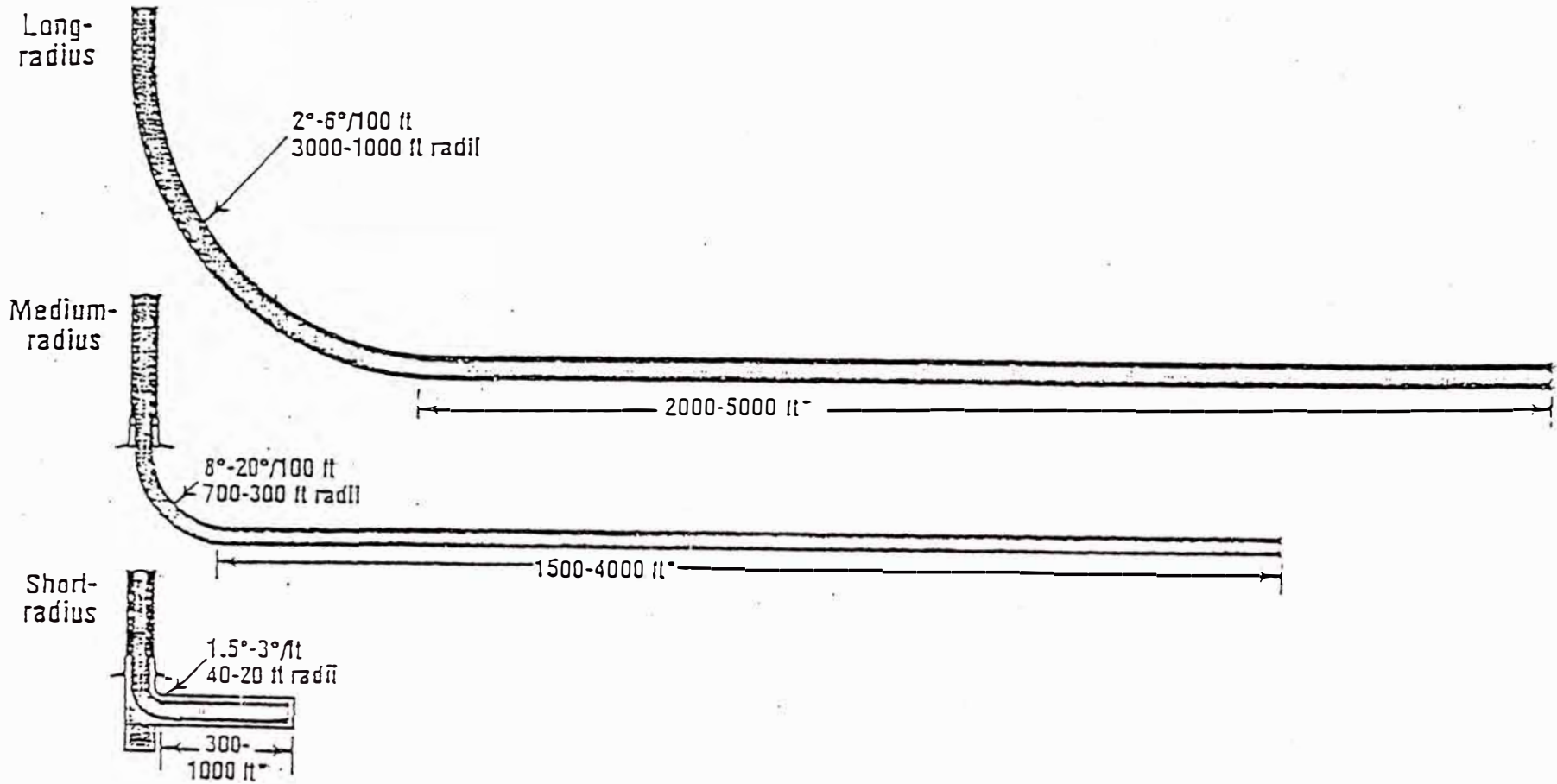
Información suministrada por las respectivas Compañías.



IG. 3.1

Tomado de "YPF inicia Perforación Horizontal" V. Andrich  
Publicación de la revista "Petróleo Internacional"  
Enero/Febrero 1989. Referencia 3

# Horizontal Build Rate Comparison



\*Depends on formation type

FIG. 4.1

Tomado de "Horizontal Drilling" J. P. Lyon, Cia Eastman Christensen. 7mo  
Congreso Latinoamericano de Perforación, Santa Cruz, Bolivia. Ref. 6

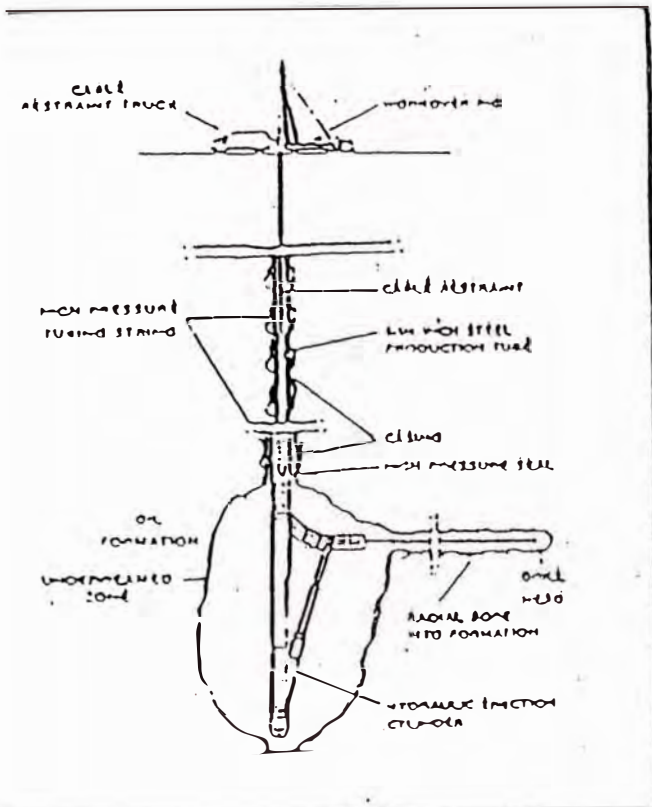


Fig. 4.2 SecWell Horizontal Drilling System. (Dickinson et al., 1966)

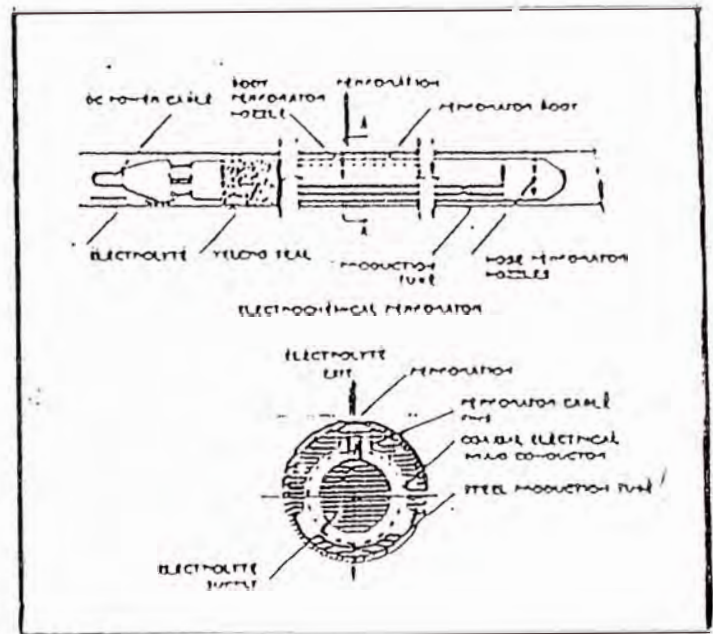


Fig. 4.4 SecWell Electrochemical Perforator (Dickinson et al., 1986)

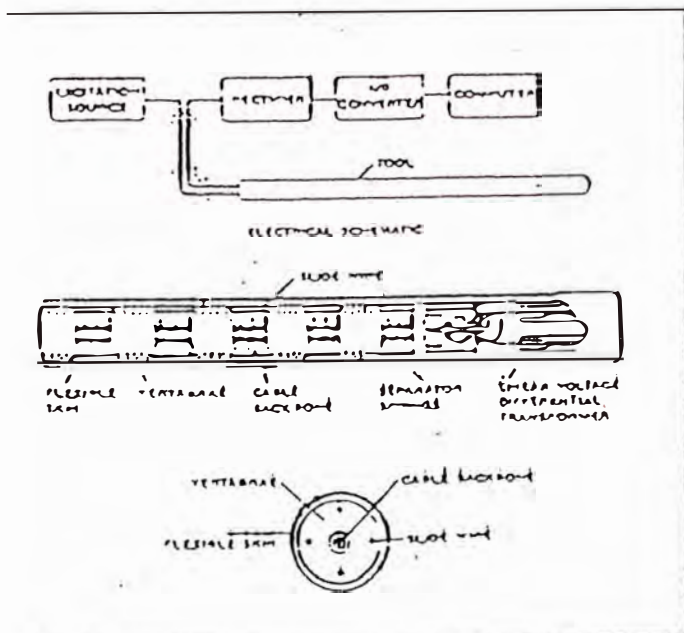


Fig. 4.3 SecWell Flexiote Surveying Tool (Dickinson et al., 1966)

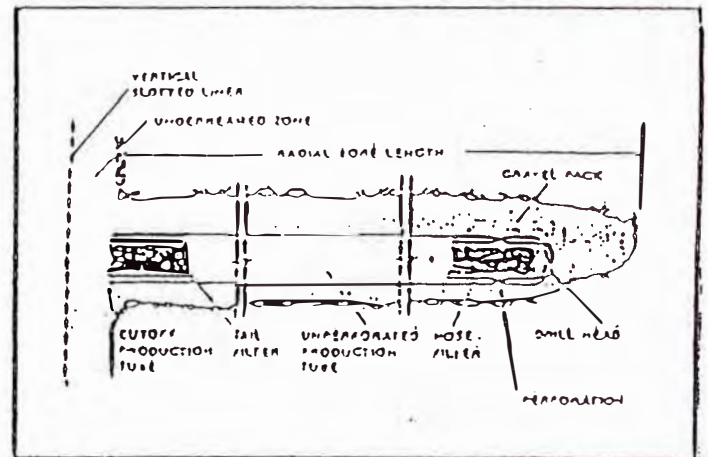


Fig. 4.5 SecWell Well Completion (Dickinson et al., 1986)



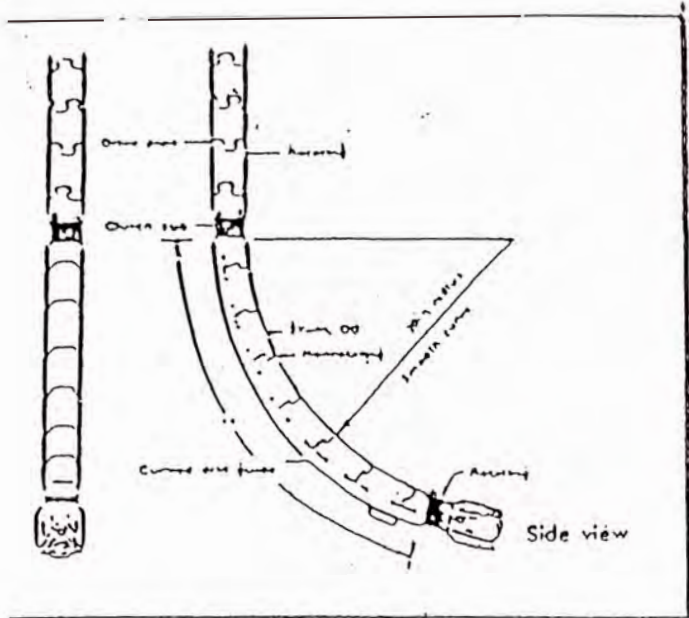


Fig. 4.6 Eastman-Christensen Short-Radius Kickoff Assembly (Hall et al., 1986)

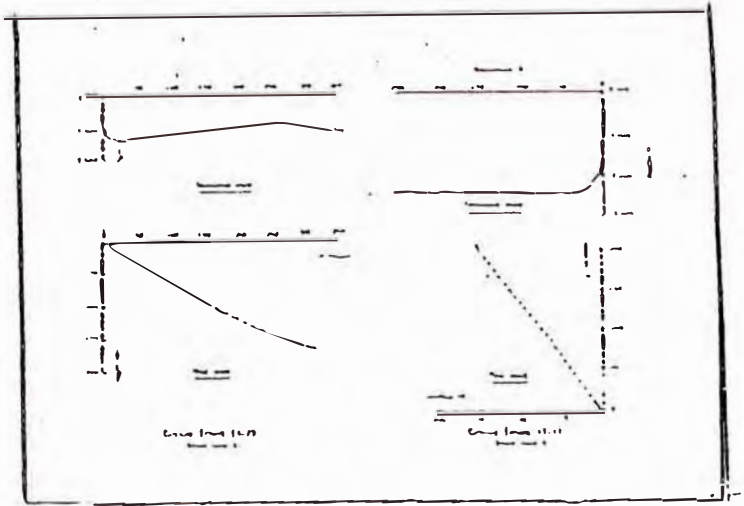


Fig. 4.9 Typical Eastman-Christensen Short-Radius Wells (Gorady, 1984)

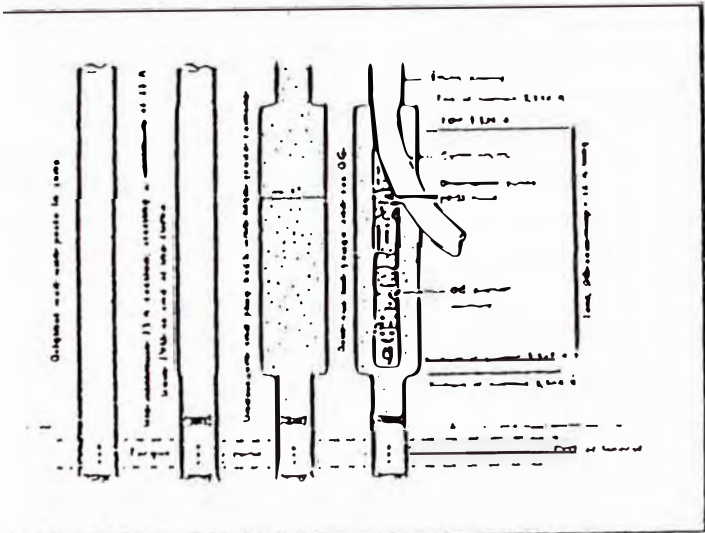


Fig. 4.7 Eastman-Christensen Kickoff Procedure (Hall et al., 1986)

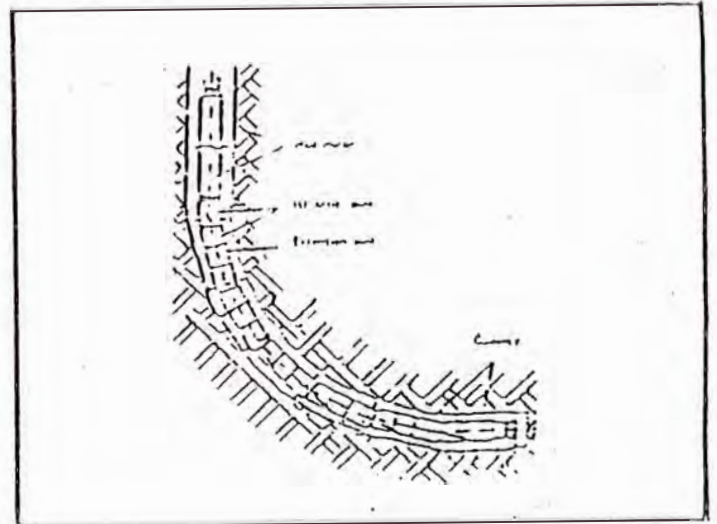


Fig. 4.10 Preussag Short-Radius System (Prevedel, 1987)

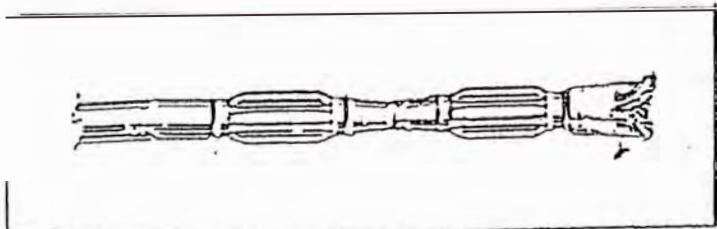


Fig. 4.8 Eastman-Christensen Hold Assemblies (Bosio et al., 1987)

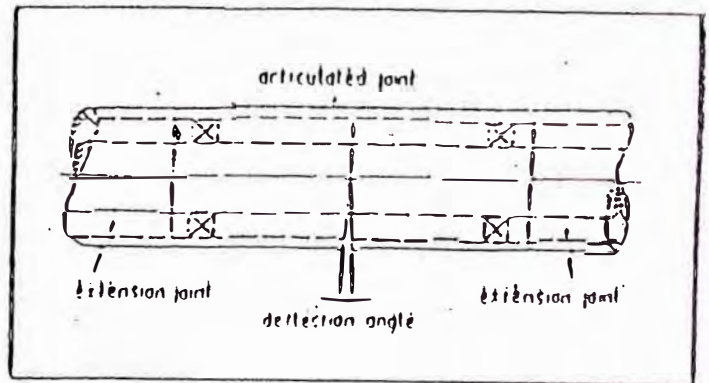


Fig. 4.11 - Preussag Nonrotating Articulated Joint (Prevedel, 1987)



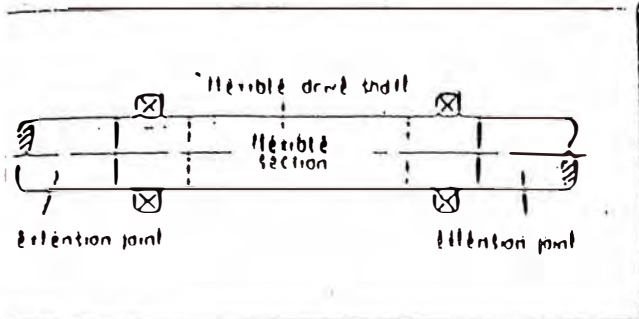


Fig. 12 Preussag Rotating Inner Shaft (Prevedel, 1987)

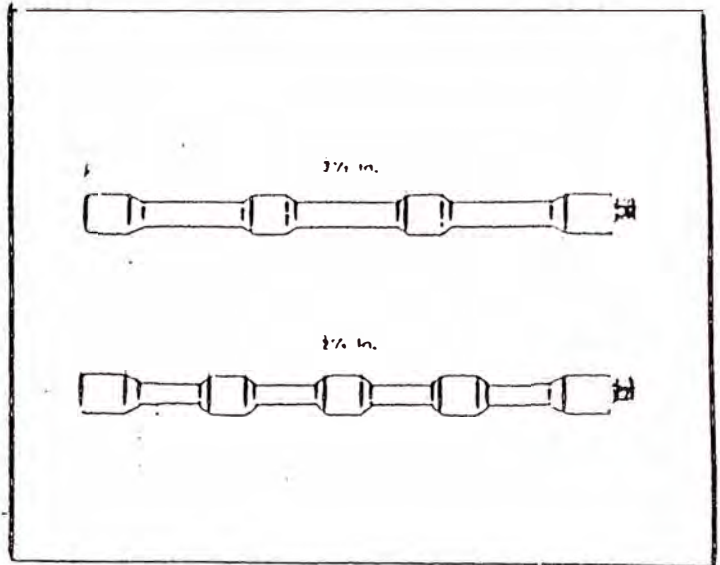


Fig. 4.15 Eastman-Christensen Special Drill Pipe (Debn et al., 1986)

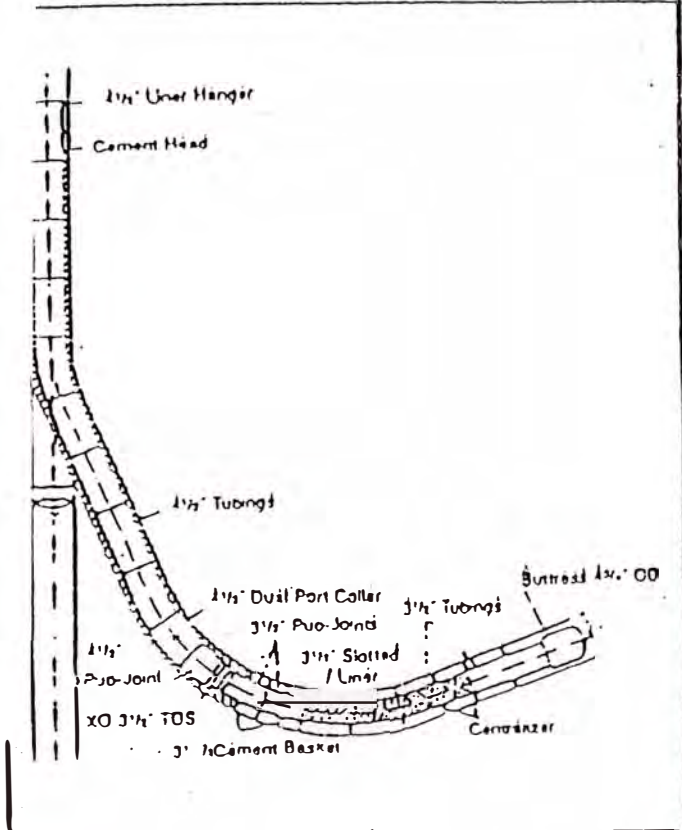


Fig. 13 Preussag Short-Radius Well Casing Program (Prevedel, 1987)

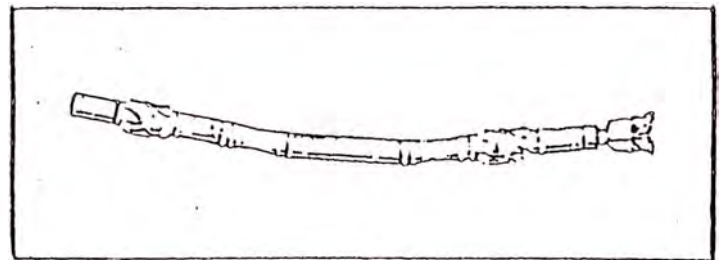


Fig. 4.16 Eastman-Christensen Build Motor (Sosio et al., 1987)

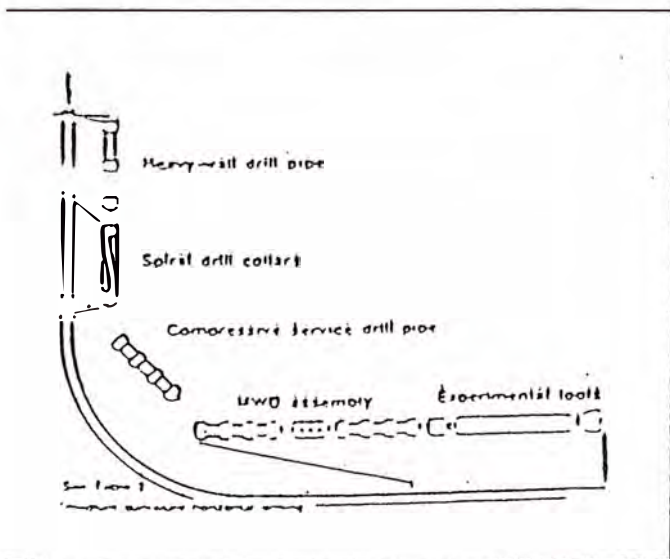


Fig. 4.14 Eastman-Christensen Medium-Radius System (Debn et al., 1986)

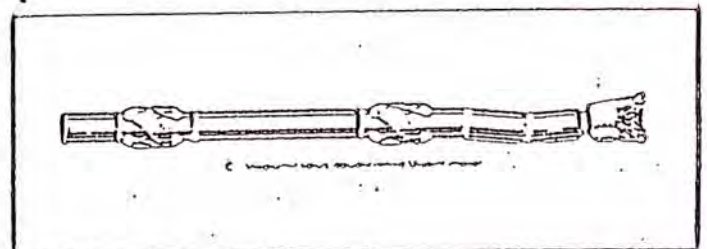


Fig. 4.17 Couple-Tilted Motor Assembly (Sosio et al., 1987)

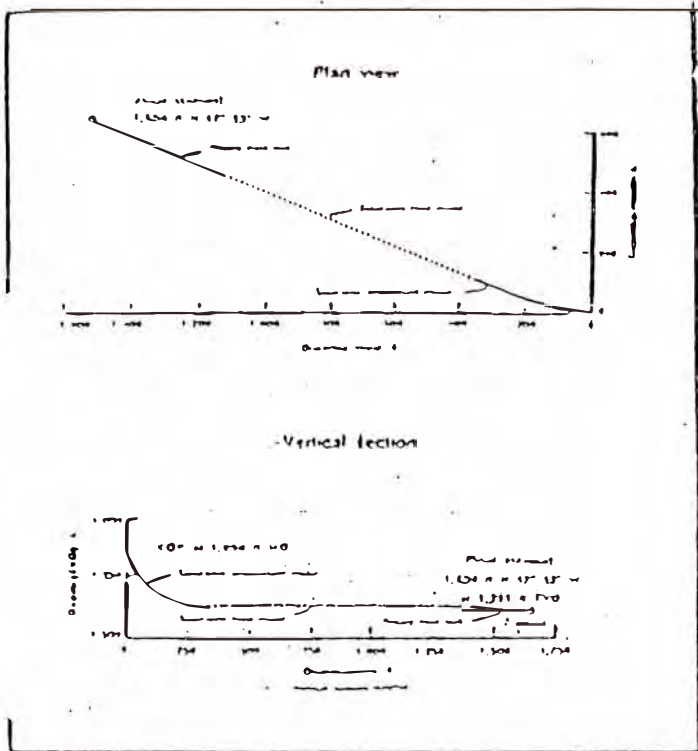


Fig. 4.18 Eastman-Christensen Medium-Radius Well (Deen et al., 1986)

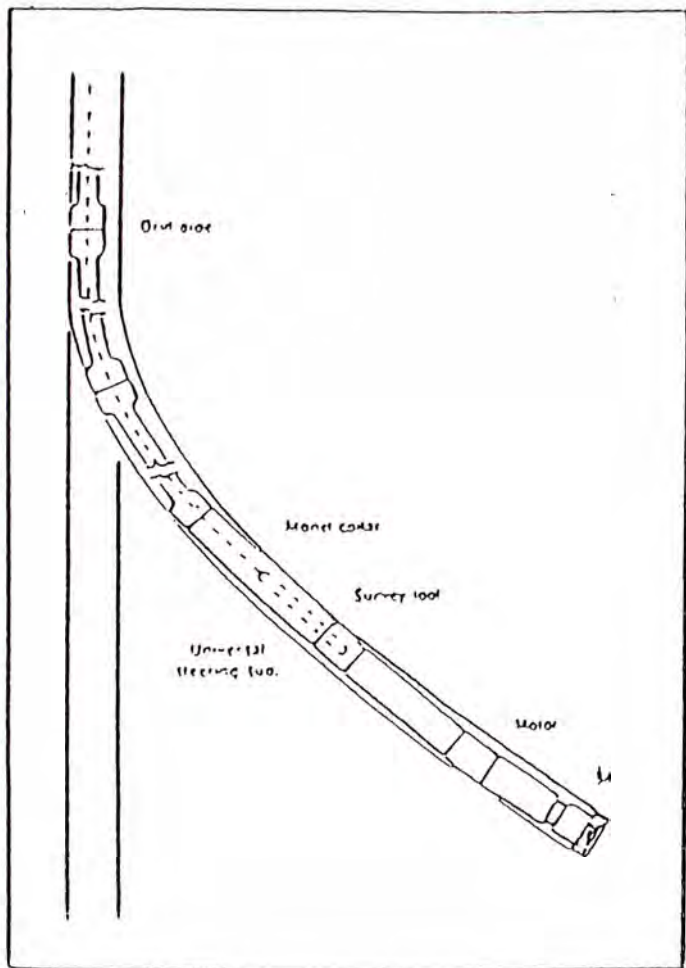


Fig. 4.19 GHOSFIELD Medium-Radius System (Fiernt, 1987)

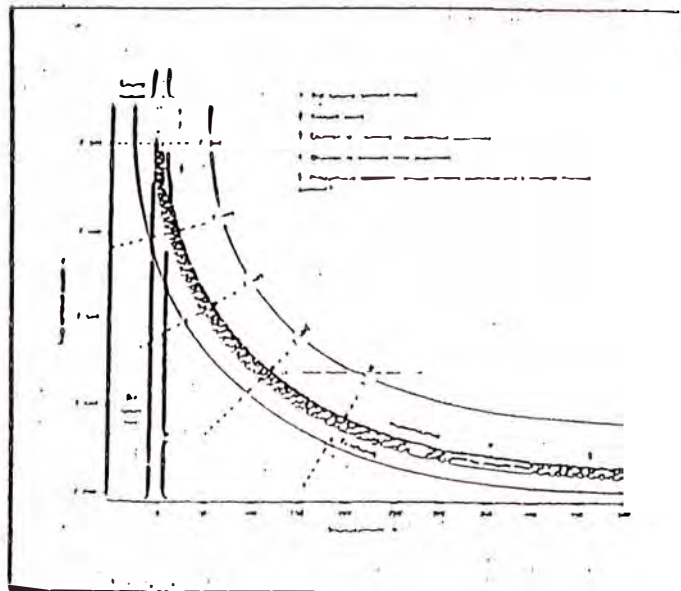


Fig. 4.20 GHOSFIELD Austin Chalk Well (Fiernt, 1987)

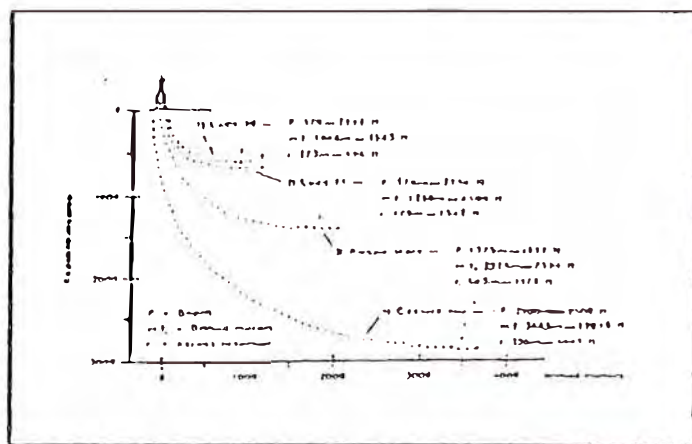


Fig. 4.21 El-Aquitaine Horizontal Wells (Cranfield, 1984)

Fuente: Halliburton Energy Institute "Horizontal Completion Symposium" Referencia 13, 1988.

"Horizontal Completion

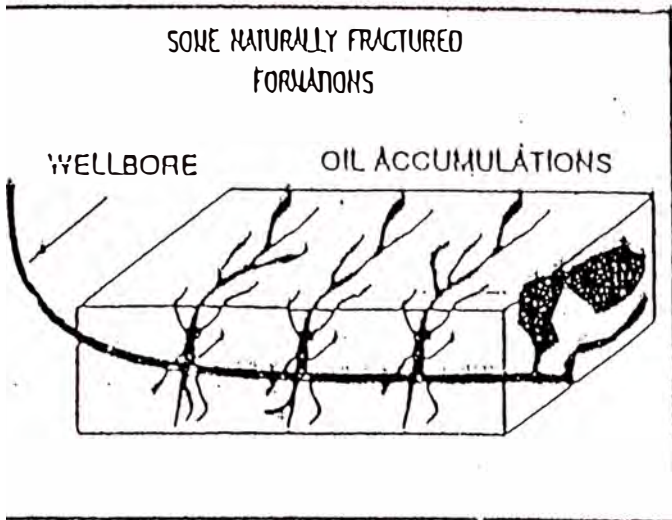


FIG. 4.22

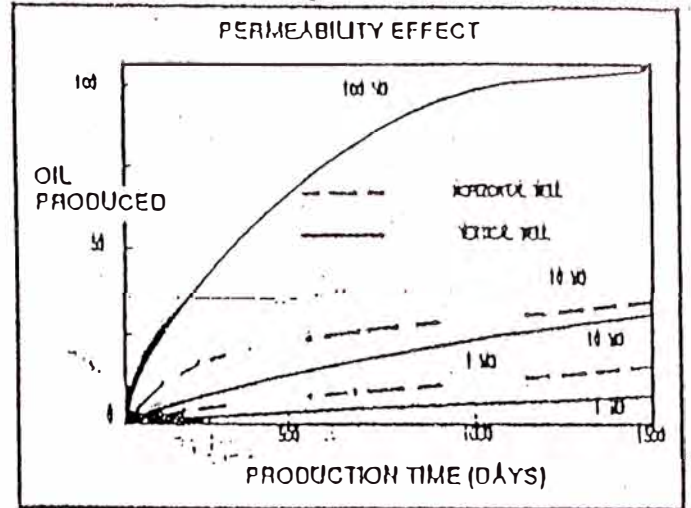


FIG. 4.23

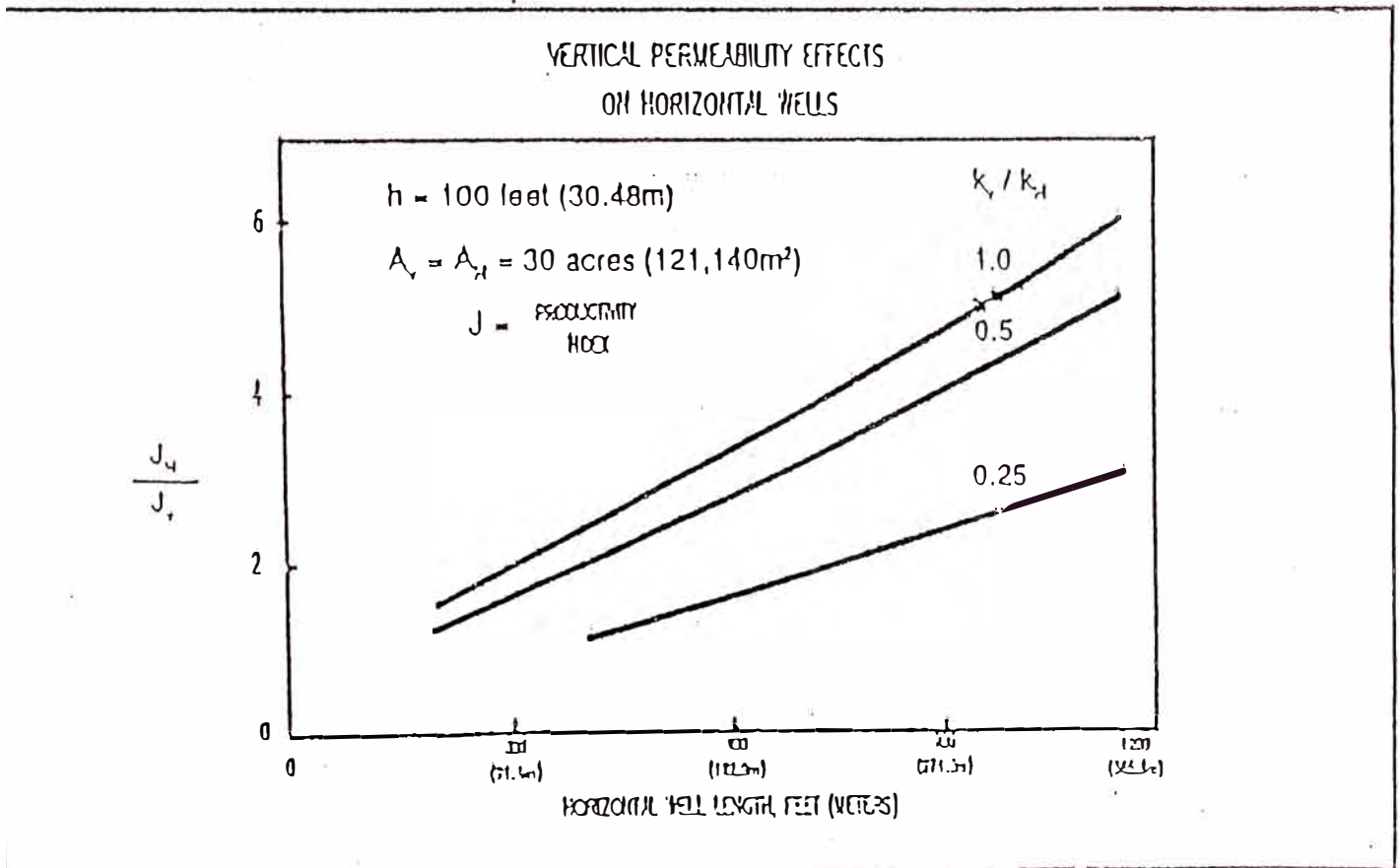


FIG. 4.24

Tomado de "Horizontal Wells", Halliburton Reservoir Services

# LAYERED RESERVOIR WELL PROFILE

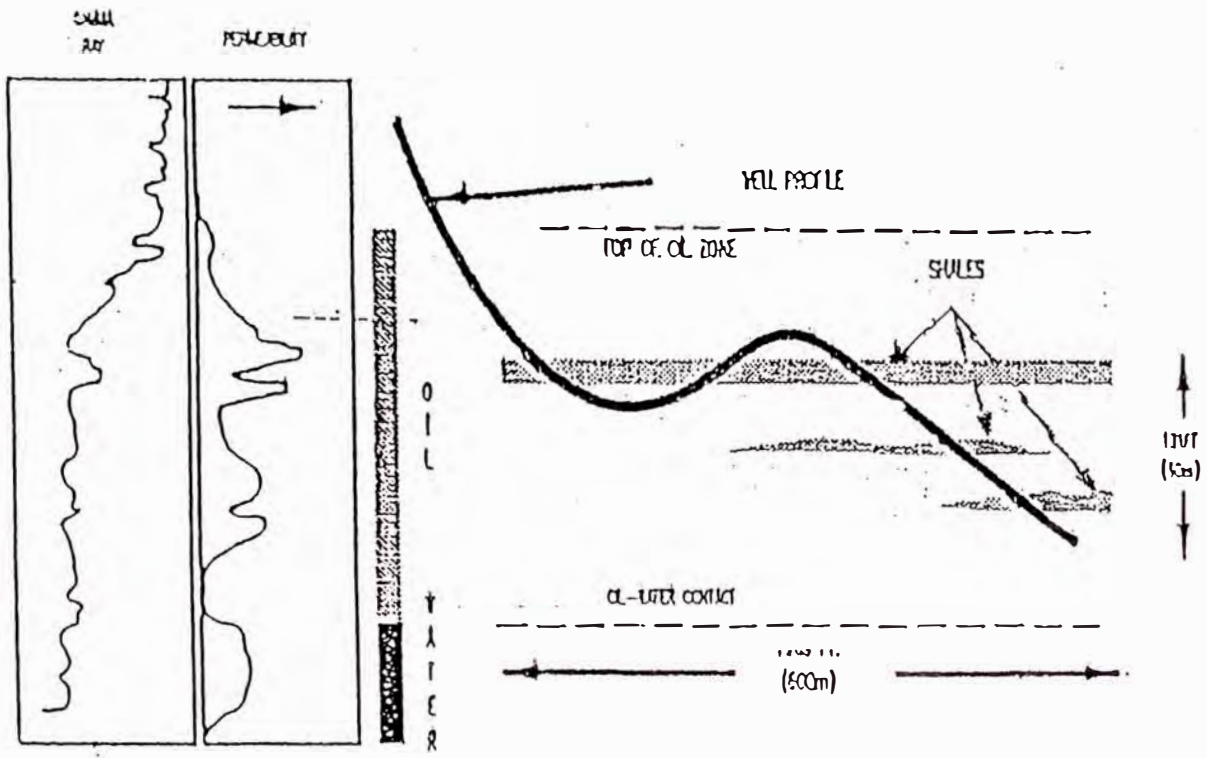


FIG. 4.25

Tomado de "Horizontal Wells", Halliburton Reservoir Services



# LAYERED RESERVOIRS VERTICAL WELLS

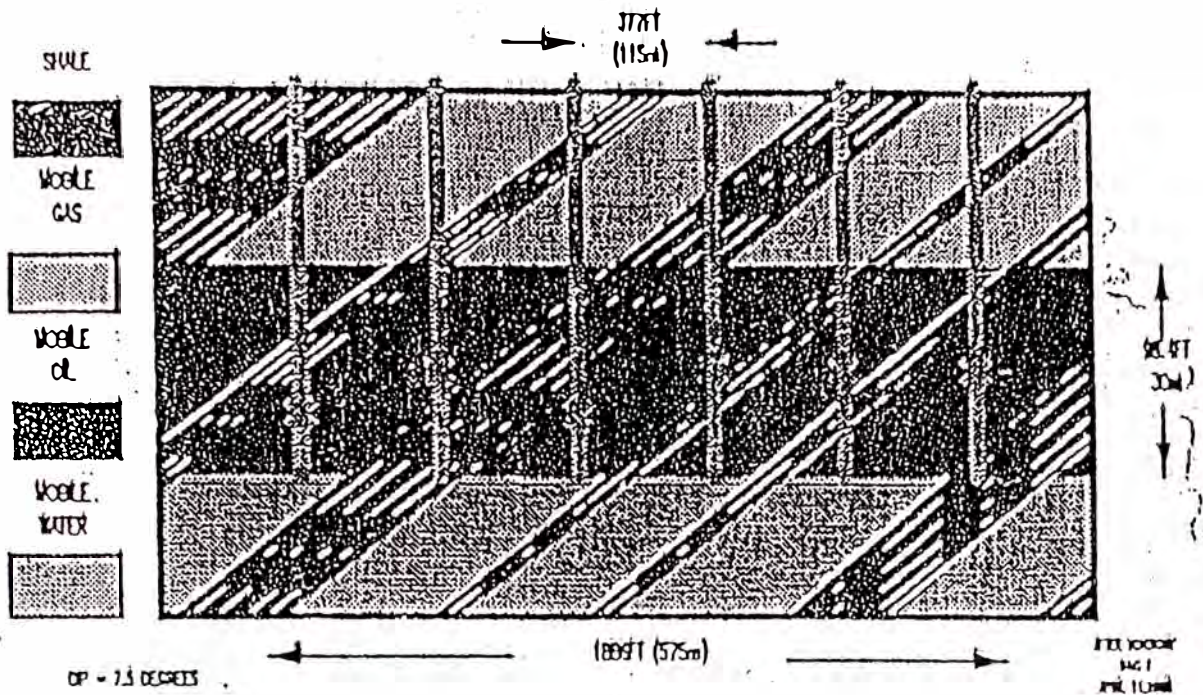


FIG. 4.26

# LAYERED RESERVOIR HORIZONTAL WELL

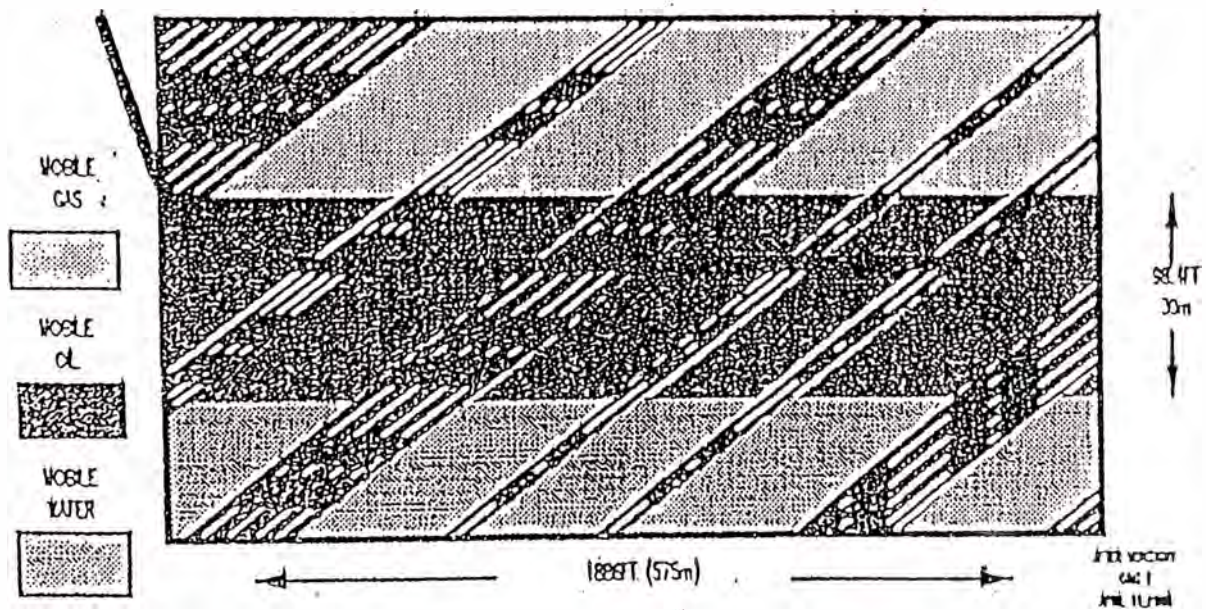


FIG. 4.27

Tomado de "Horizontal Wells", Halliburton Reservoir Services



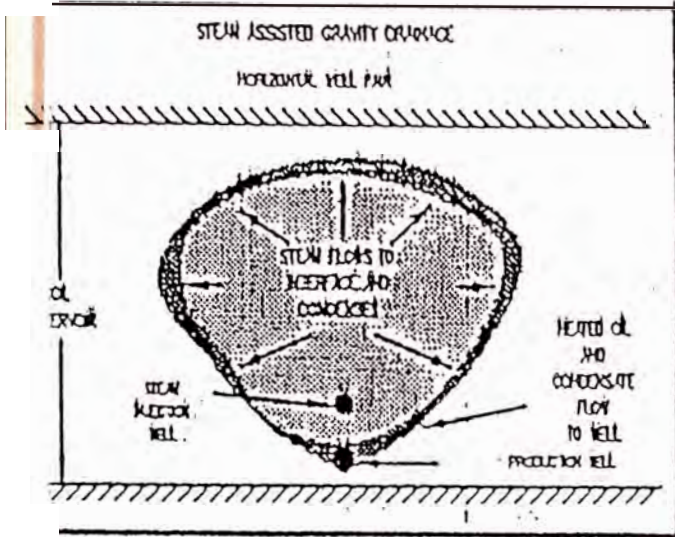


FIG. 4.29

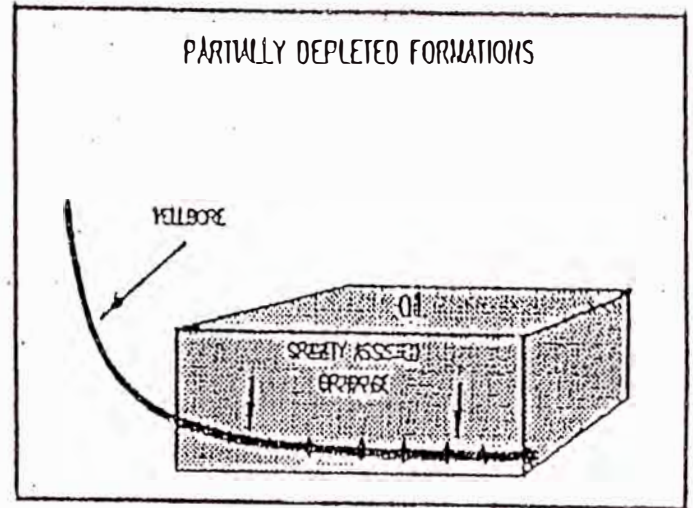


FIG. 4.28

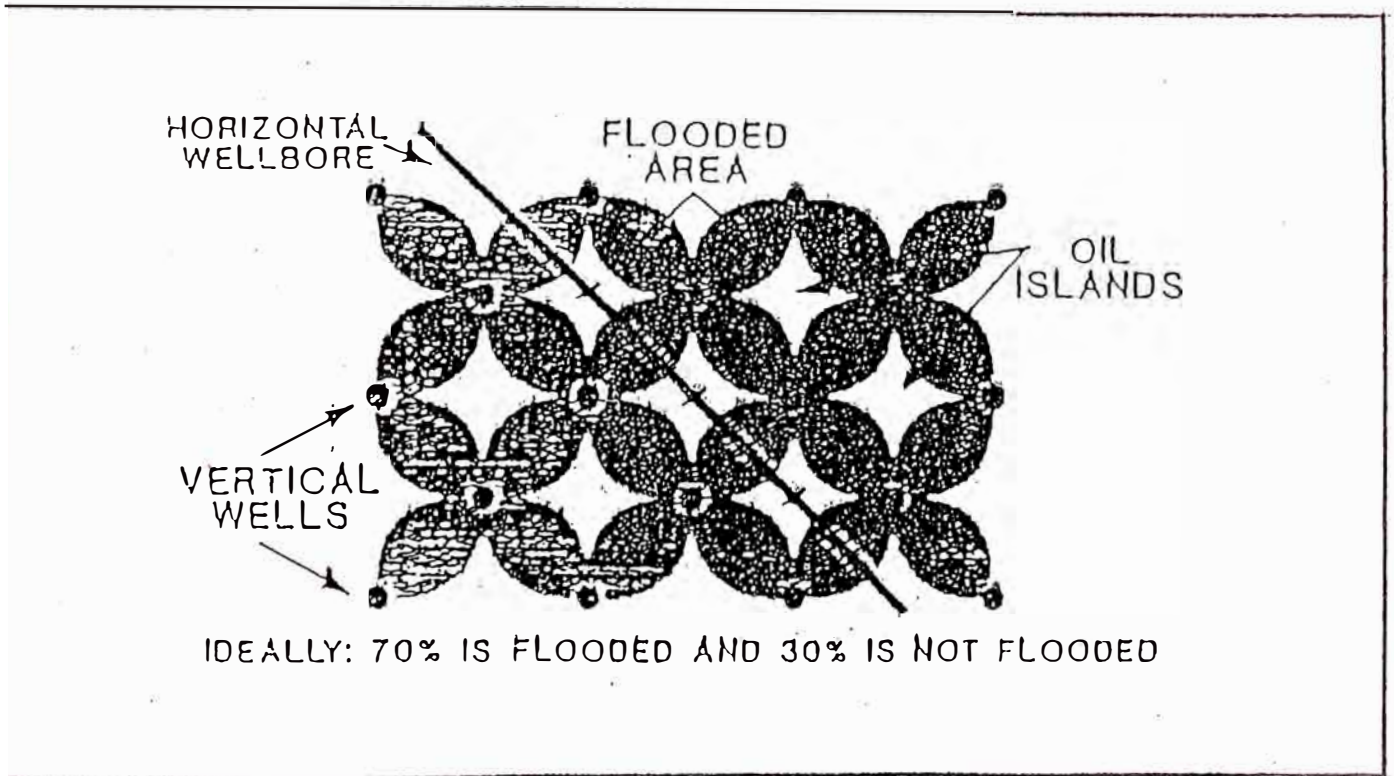


FIG. 4.30

Adapted from "Horizontal Wells", Halliburton Reservoir Services



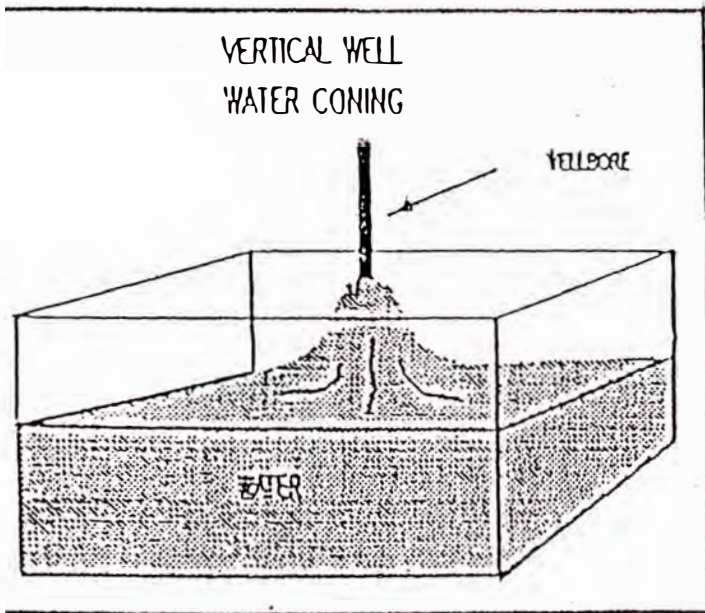


FIG. 4.31

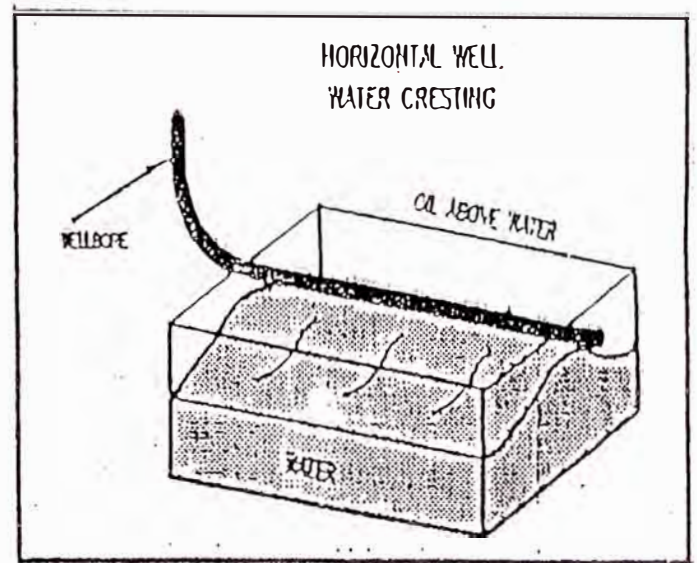


FIG. 4.32

Tomado de "Horizontal Wells", Halliburton Reservoir Services

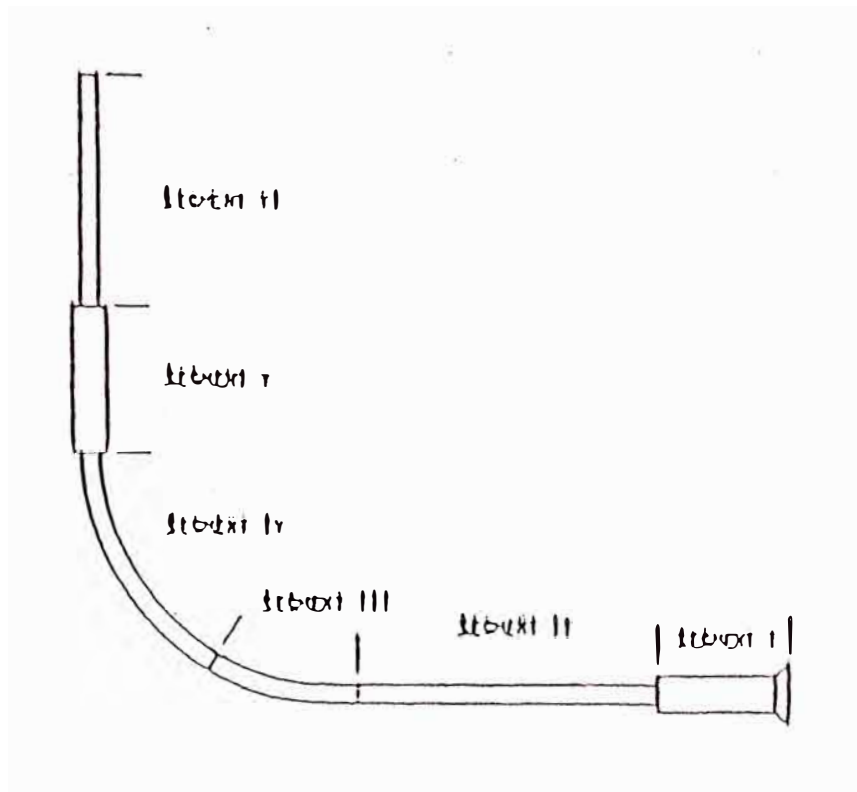
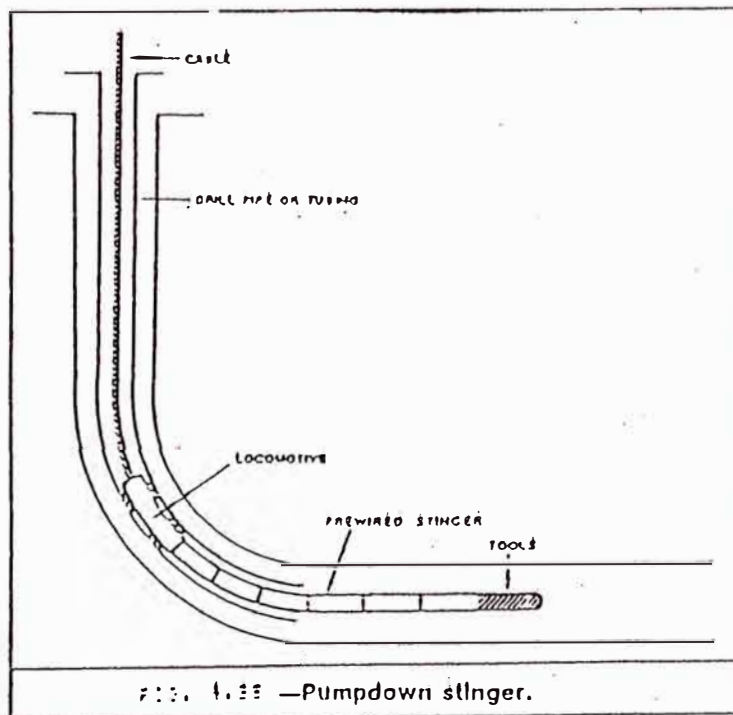
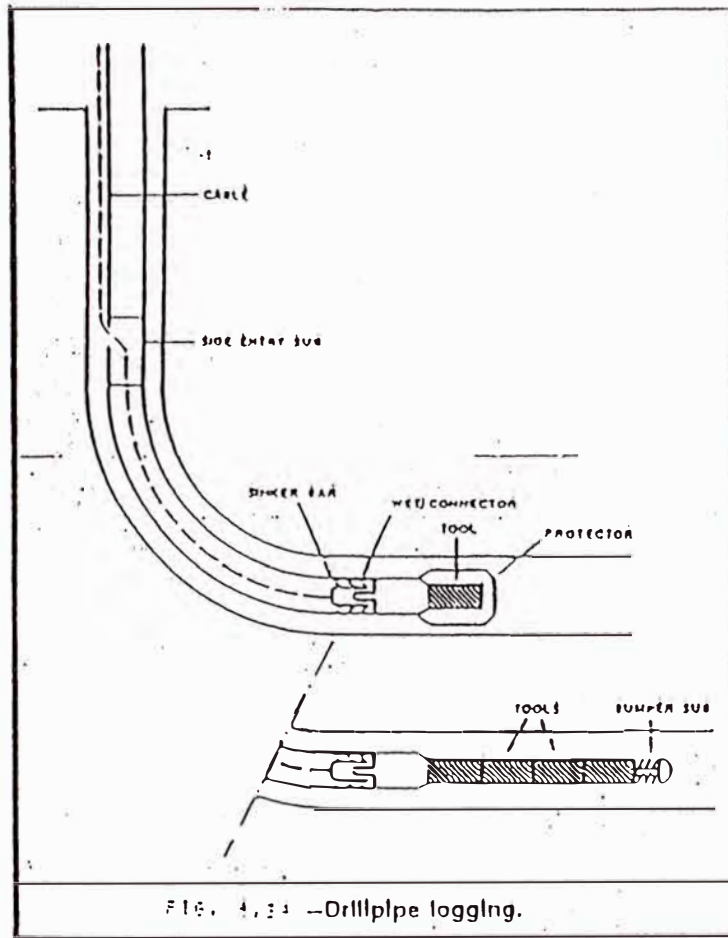


FIG. 4.33 Diseño de la sarta de perforación

Tomado de "Horizontal Drilling" J. P. Lyon, CIA Eastman Christensen. 7mo Congreso Latinoamericano de Perforación, Santa Cruz, Bolivia. Ref. 6



tomado de "Logging Horizontal Wells, FIELD PRACTICES FOR VARIOUS TECHNIQUES", A.M. Spreux y A. Louis Revista JPT Octubre 1988. Ref. 11.

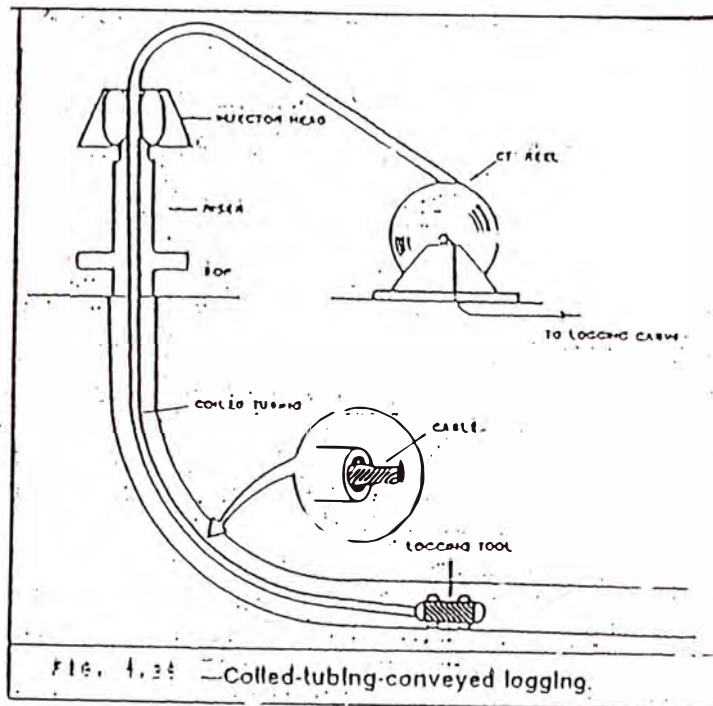


FIG. 4.24 - Coiled-tubing-conveyed logging.

FIG. 4.3 - COMPARISON OF LOGGING TECHNIQUES

Technique	Tool	Lifting Capacity Needed	Production/ Circulation While Logging	Pushing Capability	Constant-Speed Displacement	Hole Deviation Limit (degrees)	Horizontal Length Limit		Comments
							Open Hole (m)	Cased Hole (m)	
Wireline	Standard Slim hole and production	No	Yes	Nil	Yes	65 to 70	—	—	Tool combination within cable limit
		No	Yes	Nil	Yes	65 to 70	—	—	
Simphor	Standard	Heavy	Yes	Very good	No	90	No limit	No limit	All tool combinations available; no weight limit
Pumpdown stinger	Slim hole and production	Light	No	Good	Almost	90	700	700	
Coiled tubing	Standard Slim hole and production	Light	Yes	Weak	Yes	90	0	200	Weight limit
		Light	Yes	Weak	Yes	90	Not advised	600	
MWD	MWD	Heavy	Yes	Very good	No	90	No limit	No limit	Few tools available

\*Except with double tubing.

tomado de "Logging Horizontal Wells, FIELD PRACTICES FOR VARIOUS TECHNIQUES", A.M. Spreux y A. Louis Revista JPT Octubre 1988. Ref. 11.



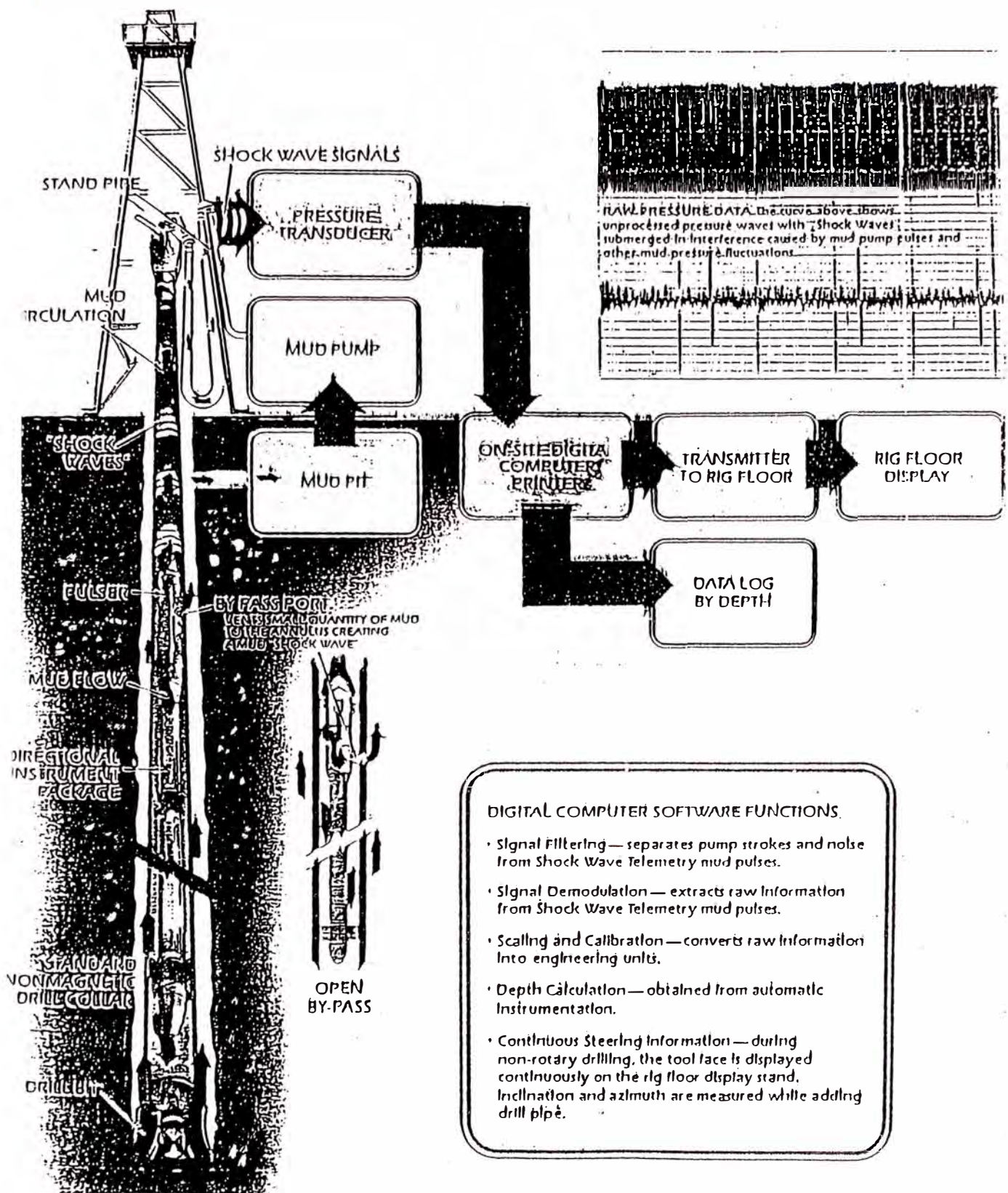


FIG. 4.37 Sistema de registro M.W.D. Measurement While Drilling. Tomado de la CIA, Geothart.

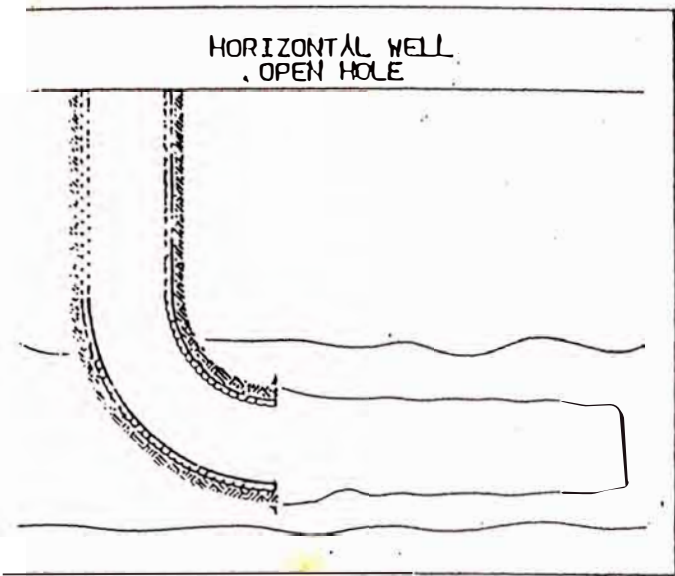


FIG. 4.38

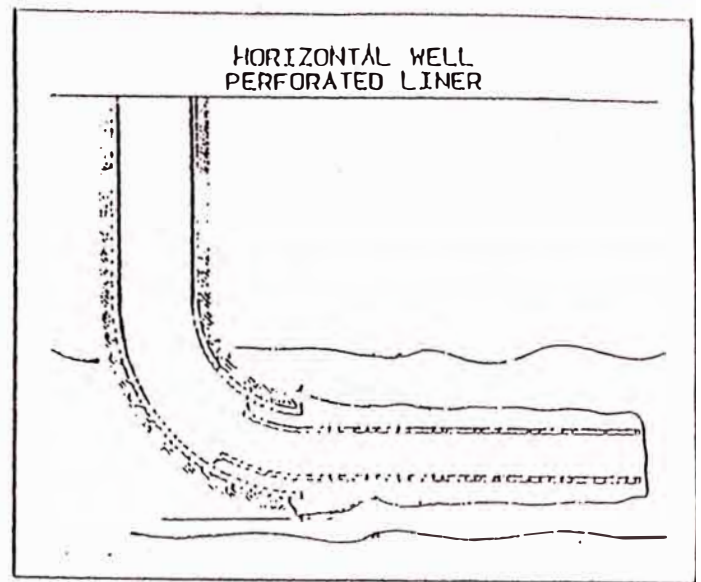


FIG. 4.39

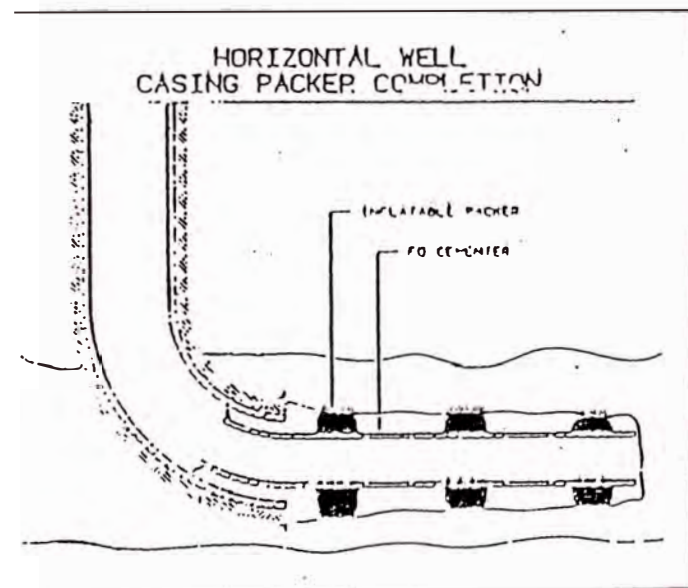


FIG. 4.40

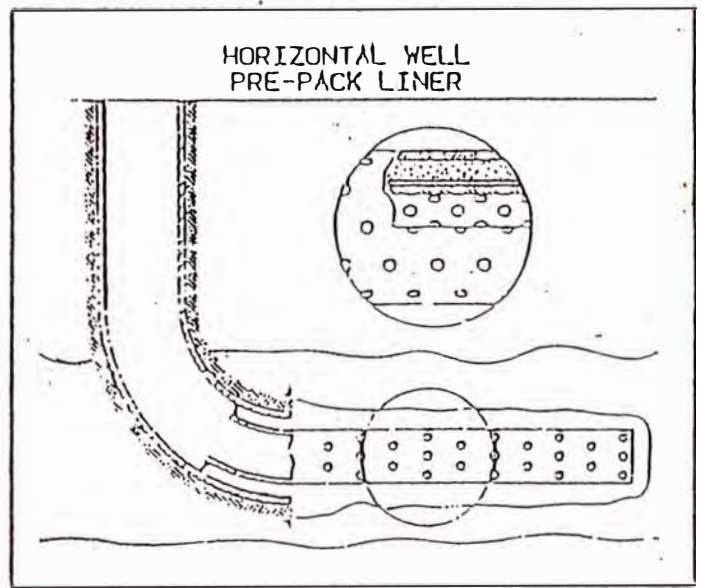


FIG. 4.41

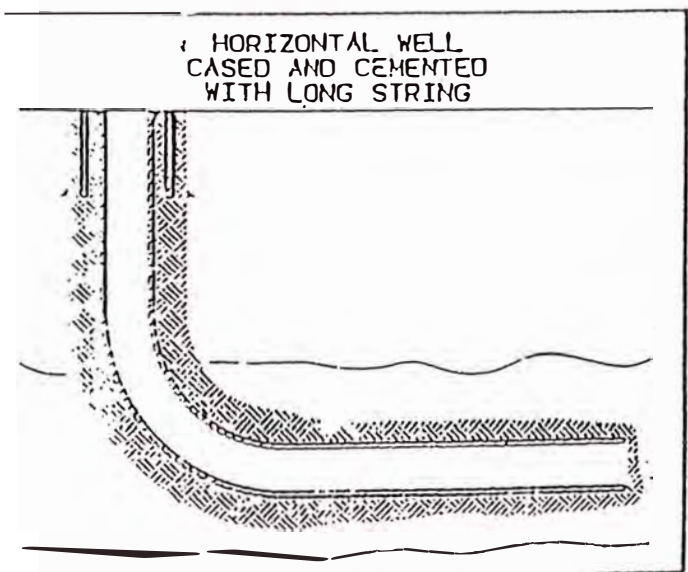


FIG. 4.42

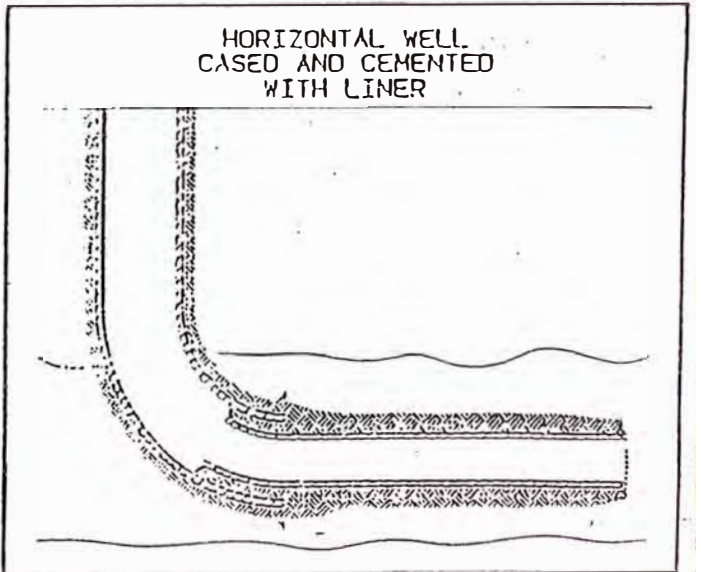
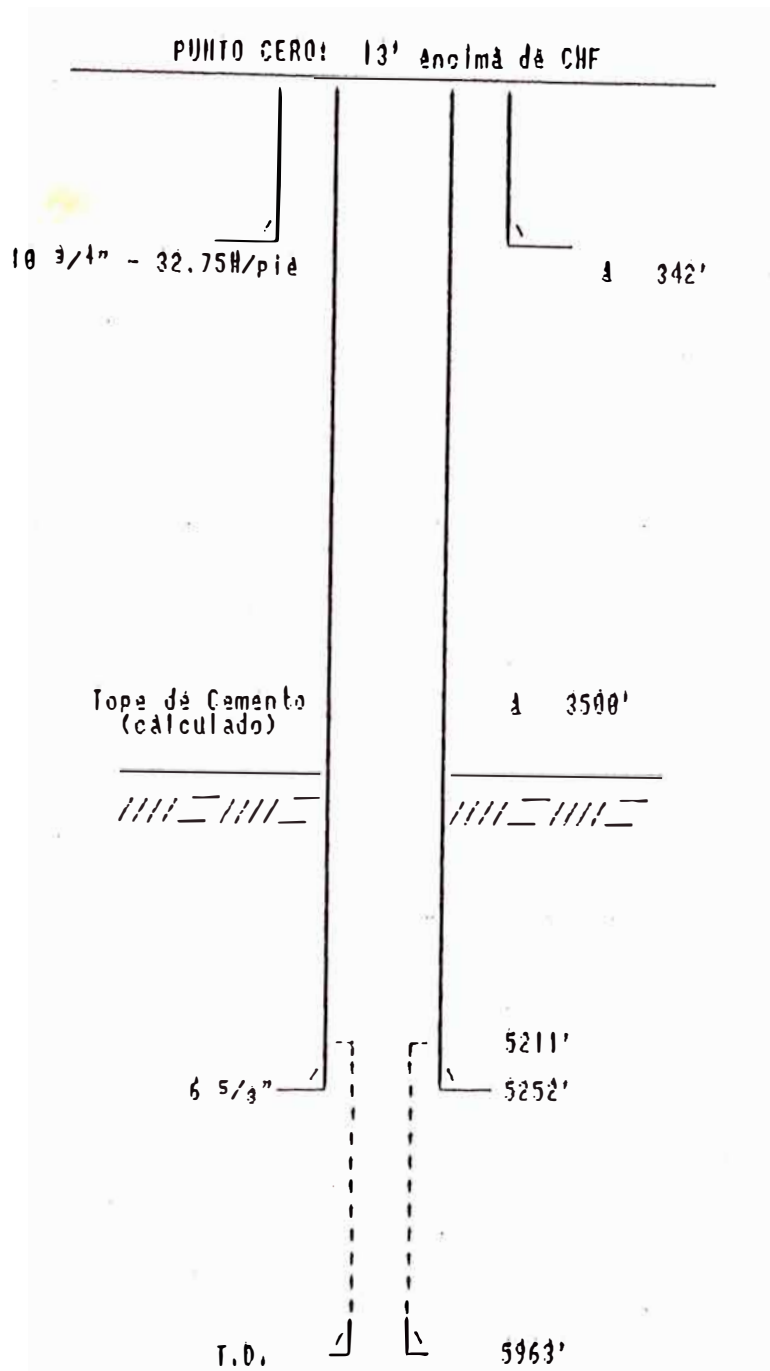


FIG. 4.43



# POZO 4911 PORTACHUELOS



## Casing:

$6 \frac{5}{8}''$	- 24	H/pipe	de	0'	a	1052'	
$6 \frac{5}{8}''$	- 20	H/pipe	de	1052'	a	5252'	
Laina	$5 \frac{1}{2}''$	- 11.5	H/pipe	de	5252'	a	5963'

NOTA: Información hasta el 29 de marzo de 1973.



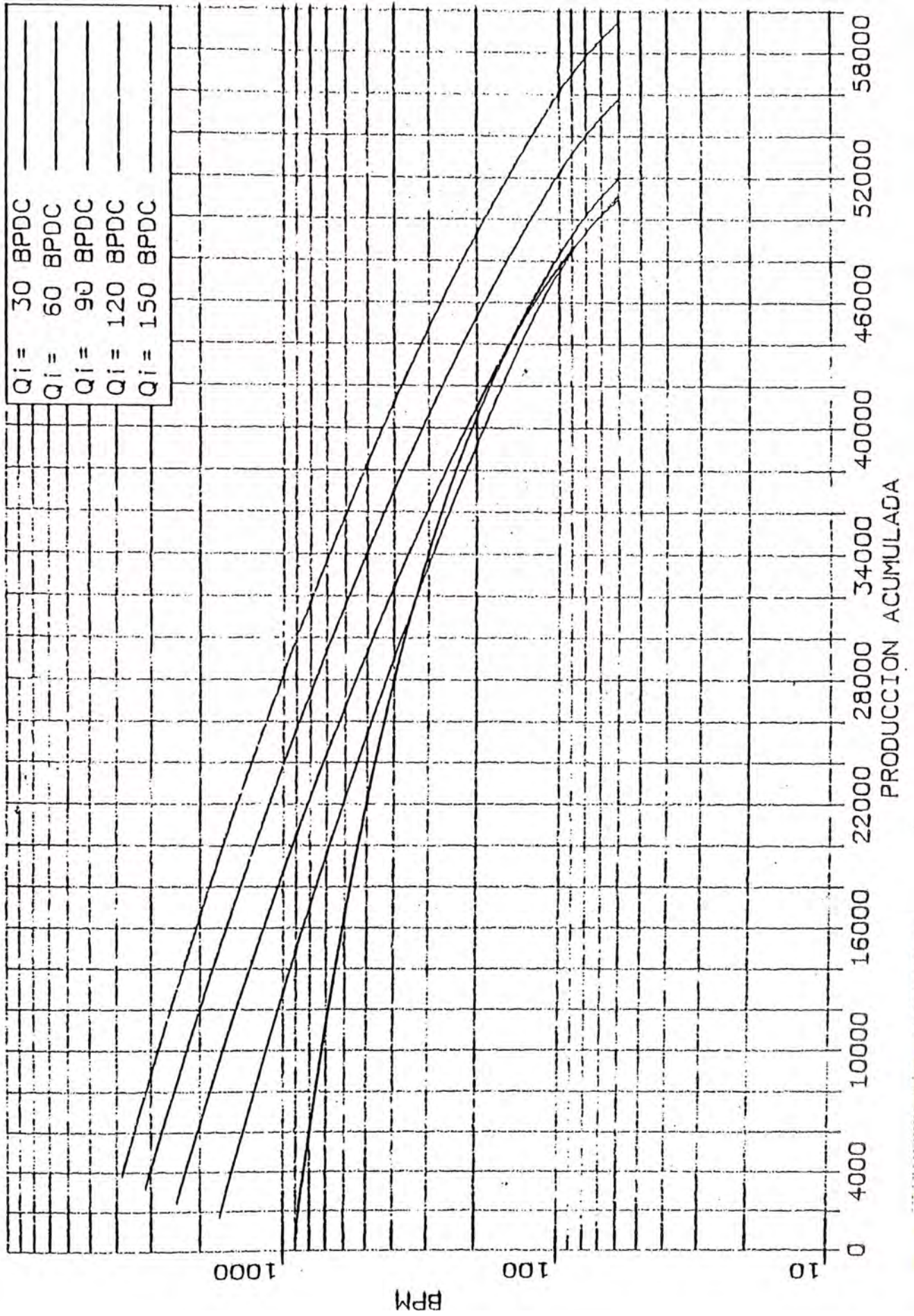






# YACIMIENTO PORTACHUELO

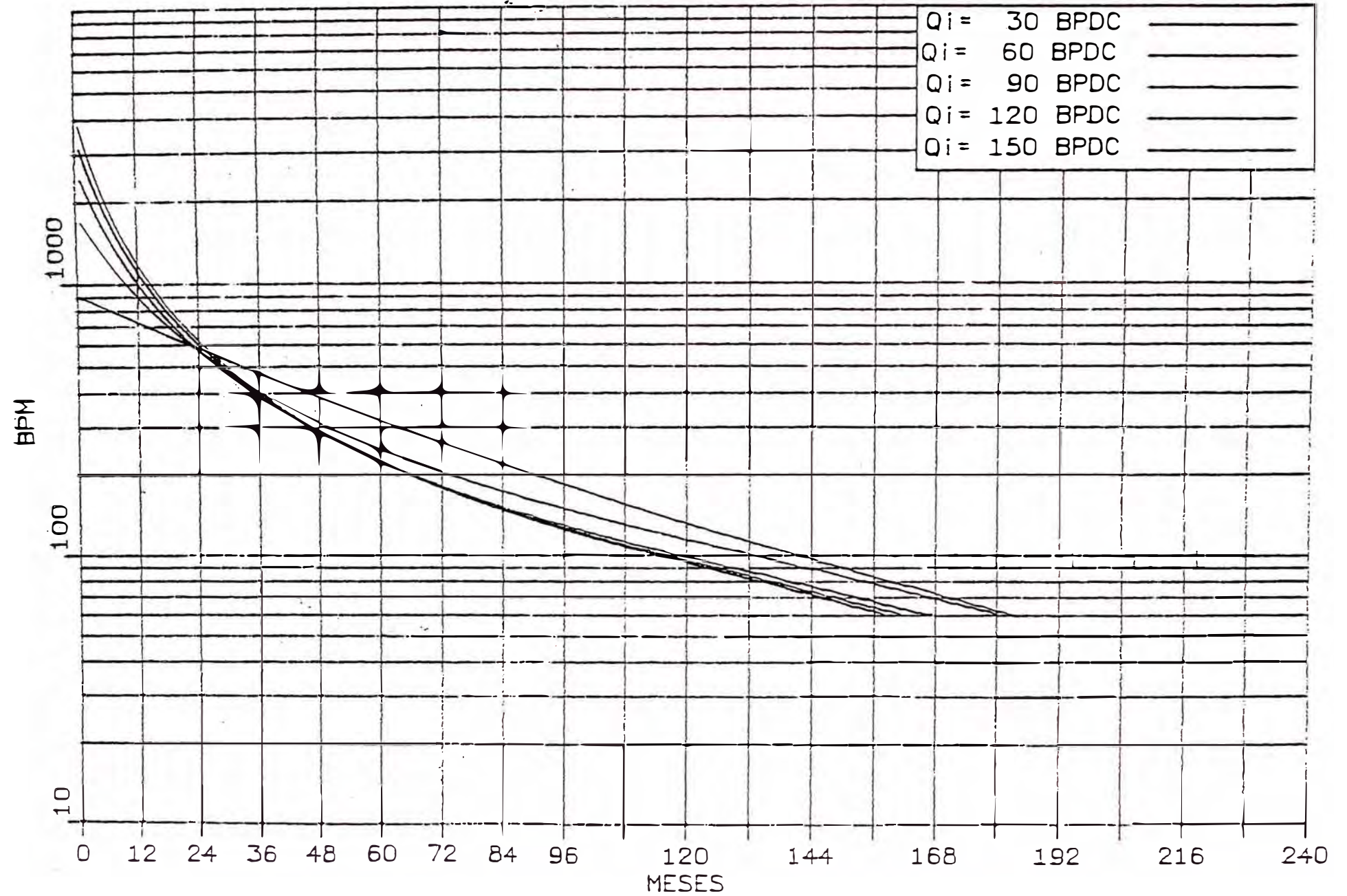
## PRONOSTICOS DE PRODUCCION





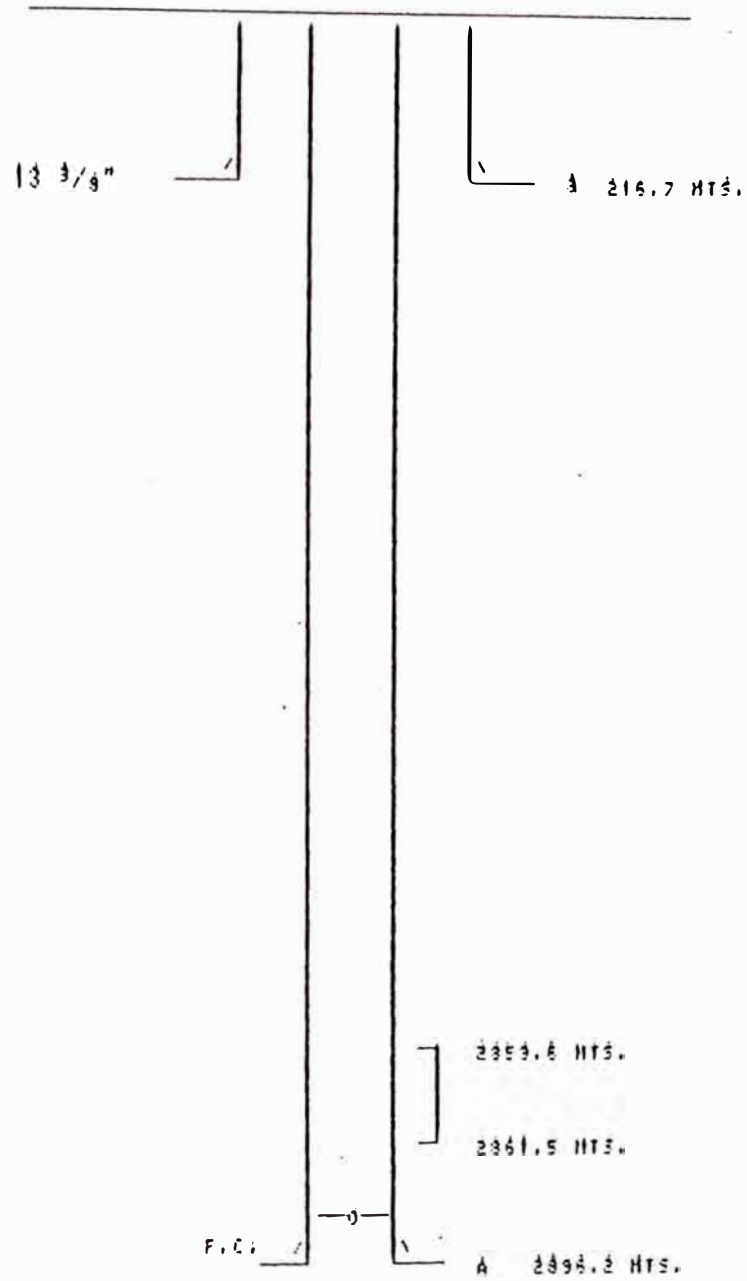
# YACIMIENTO PORTACHUELO

## PRONOSTICOS DE PRODUCCION





# POZO 29XC PAVAYACU



Casing:

7" - 29H/PIA H-80

Produccion al 16.04.91 + 88 x 1456 B/D





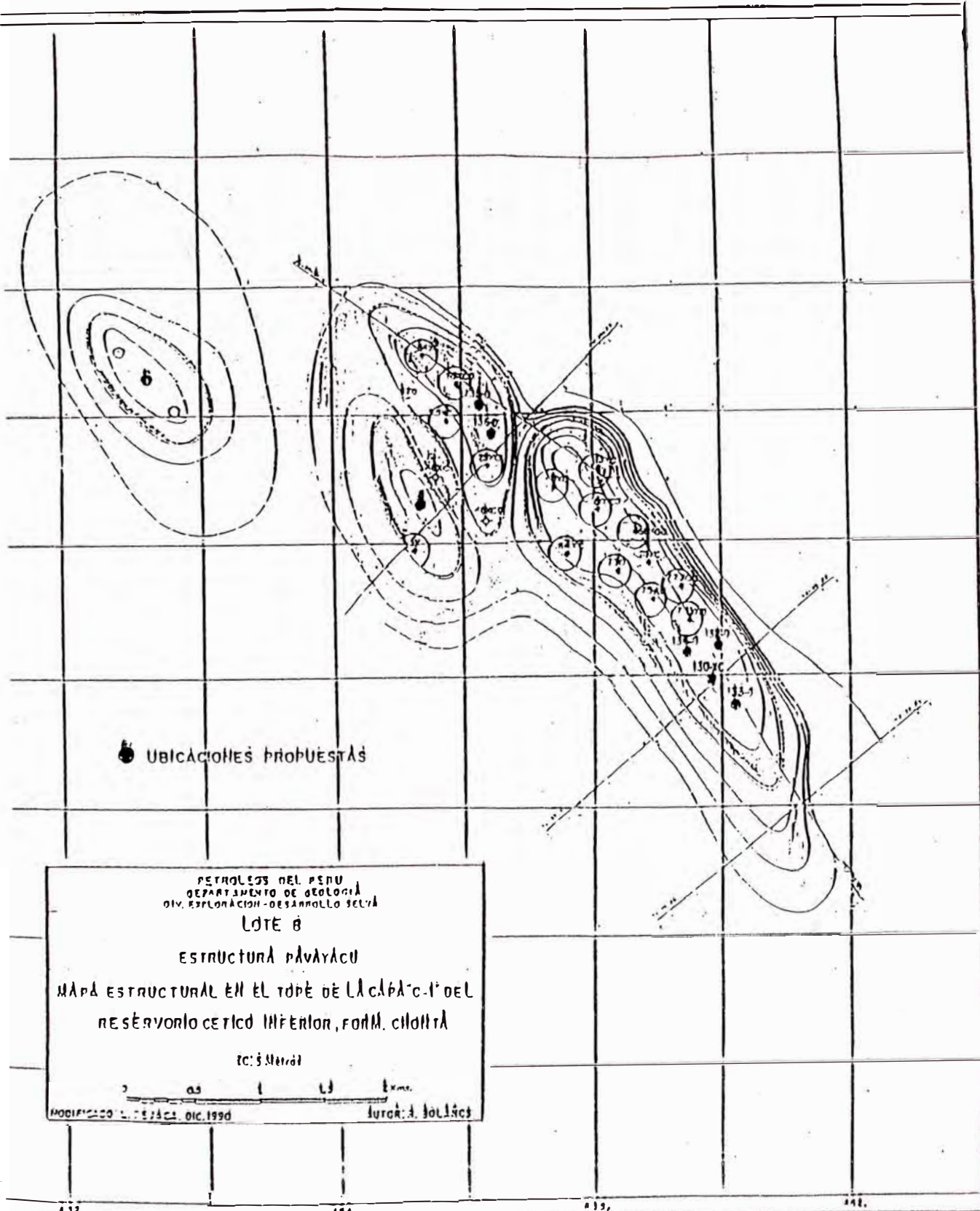


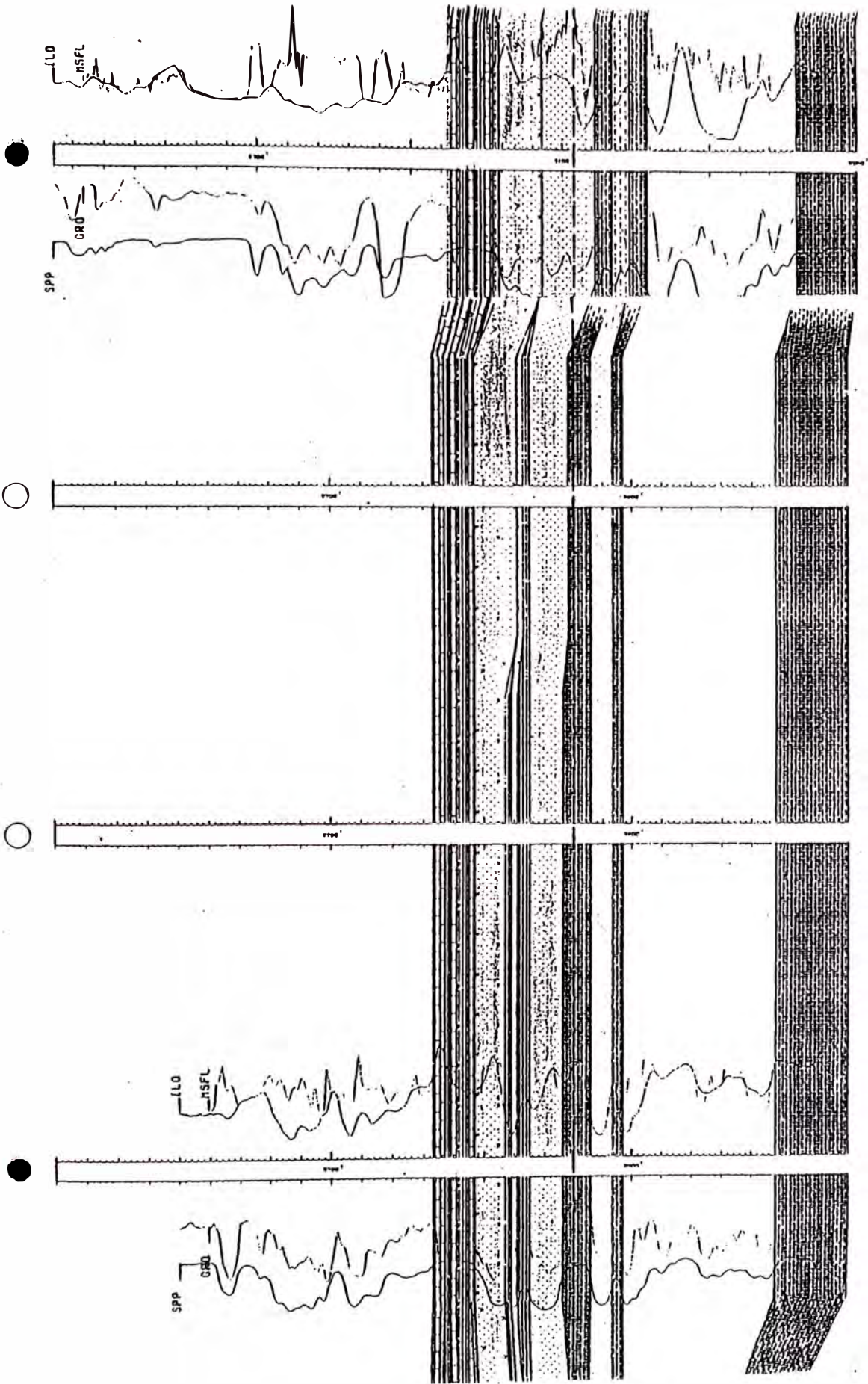
Fig. N° 2

65XC0  
No. 108

A

B

29XC0  
No. 107



CUADRO 6.1

RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

COMPARACION ENTRE PERFORACION HORIZONTAL VS. PERFORACION VERTICAL

FM. AMOTAPE - PORTACHUELO

<u>ALTERNATIVA</u>	<u>N°</u>	<u>PRODUC. INICIAL (BOPD)</u>	<u>VAN AL 20% (MUS\$)</u>	<u>INVERSION (MUS\$)</u>	<u>RESERVAS A RECUPERAR (MBIs.)</u>	<u>COSTO VARIABLE (US\$/Bbl.)</u>
Pozo Vertical (Convencional)	1	30	-60.90	647.73	50.91	0.07
Pozo Horizontal (En pozo exis- tente)	2A	60	56.59	580.43	51.09	1.00
	2B	150	234.44	580.43	59.30	1.00
Pozo Horizontal (Pozo Nuevo)	3A	60	-586.66	1'254.26	51.09	1.00
	3B	150	-351.48	1'254.26	59.30	1.00



CUADRO 6.2

RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

COMPARACION ENTRE PERFORACION HORIZONTAL VS. PERFORACION VERTICAL

OPERACIONES SELVA

<u>ALTERNATIVA</u>	<u>Nº</u>	<u>VAN AL 20%</u> <u>(MUS\$)</u>	<u>INVERSION</u> <u>(MUS\$)</u>	<u>RESERVAS A RECUPERAR</u> <u>(MBls.)</u>	<u>COSTO VARIABLE</u> <u>(\$/Bls.)</u>
Un Pozo Dirigido (Convencional)	1	6'024.49	3'500.00	1'500	2.00
Dos Pozos Dirigidos (Convencionales)	2	12'048.98	7'000.00	3'000	2.00
Pozos Horizontal con Equipo de Perforar sin Equipo W.O.	3A	15'802.52	2'135.71	3'000	2.50
Pozos Horizontal con Equipo de Perforar y Equipo W.O.	3B	15'345.33	2'703.65	3'000	2.50
Pozos Horizontal Nuevo	4	13'126.22	5'500.00	3'000	2.50

NOTAS:

(.) Las alternativas 3A y 3B estiman perforar un pozo horizontal a partir de un pozo existente.

(.) La alternativa 4 considera la perforación de un pozo nuevo horizontal para producir las reservas de 2 pozos convencionales.