

T  
622.25  
M378



**Escuela Superior Politécnica del Litoral**  
FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"PERFORACION HORIZONTAL DE POZOS  
Y SU APLICACION EN EL PAIS"

**TOPICO DE GRADUACION**  
Previa a la obtención del Título de:  
**INGENIERO EN PETROLEO**

Presentado por  
**Gustavo Eduardo Martillo Guffanti**

Guayaquil - Ecuador  
1994



## AGRADECIMIENTO

A todos mis profesores de la Facultad y en particular al **ING. DANIEL TAPIA FALCONI** por la ayuda brindada durante los años de mi carrera y en especial en la elaboración de este material.

A todos mis **HERMANOS, AMIGOS y COMPANEROS** que de una u otra forma creyeron en mí y supieron oportunamente apoyarme en la vida universitaria y fuera de ésta.



\*D-14716\*

## DEDICATORIA

A mis **PADRES** por el esfuerzo dado día tras día para cumplir con el anhelo emprendido desde el inicio de mi carrera hasta el final de la misma, siendo esta ayuda principalmente la espiritual y en segundo plano pero importante lo económico.

## DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en este proyecto, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la **ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la **ESPOL**).

.....  
GUSTAVO EDUARDO MARTILLO GUFFANTTI

.....  
ING. DANIEL TAPTA P.  
DIFECTOR DEL TOPICO

.....  
ING. HEINZ TEPAN  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

.....  
ING. KLEBER MALAVE  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

## RESUMEN

El objetivo principal del t3pico Perforaci3n Horizontal de pozos y su aplicabilidad en el Pa3s es de que sirva como informaci3n b3sica para futuras perforaciones en el Ecuador.

El material presentado involucra una extensa informaci3n, desde consideraciones generales, t3cnicas de perforaci3n, terminaci3n y hasta la perforaci3n horizontal en nuestro Pa3s.

En el primer cap3tulo se trata las consideraciones generales, se dan conceptos b3sicos sobre lo que es en s3 la perforaci3n horizontal, luego indicamos una breve historia, desde cuando se comenz3 a perforar horizontalmente, para posteriormente llegar a las aplicaciones y consideraciones de la formaci3n, cuyo tema es de gran inter3s, ya que antes de querer perforar horizontalmente se debe realizar un estudio minucioso del tipo de formaciones las cuales se va a atravesar, de las caracter3sticas del yacimiento, lo cual nos va a decir qu3 t3cnica aplicar, lo que constituye el cap3tulo II.

En el capítulo III la terminación de un pozo horizontal, esto es las características que debe tener la tubería de asentamiento, los accesorios de la tubería de revestimiento para cementar, los tipos de completaciones horizontales, para posteriormente terminar con la cementación.

En el capítulo IV, el más importante trata sobre la perforación en el País; realizamos un análisis y reporte de la perforación del pozo Gacela II, describiendo detalladamente cada unas de las etapas y para posteriormente terminar con el análisis del costo del pozo.

En la parte final de este material indicamos en las conclusiones y recomendaciones generadas a través del trabajo realizado.

## INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	I
INDICE GENERAL	III
INDICE DE FIGURAS	VI
INTRODUCCION	VII
<b>CAPITULO I</b>	
<b>CONSIDERACIONES GENERALES</b>	
1.1 Conceptos	1
1.1.1 Concepto General	1
1.1.2 ¿Qué es un Pozo horizontal?	1
1.2 Reseña histórica	2
1.3 Aplicación y Consideración de la Formación	3
1.3.1 Conificación de agua	4
1.3.2 Conificación de gas	5
1.3.3 Reservorios fracturados verticalmente	5
1.3.4 Formaciones Irregulares	6
1.3.5 Formaciones de baja permeabilidad	7
1.3.6 Minimizando soluciones	7
1.3.7 Aumento de la recuperación del petróleo	7
1.4 Selección de posibles candidatos a pozos horizontales	



1.5 Ventajas y desventajas en la perforación horizontal	12
1.5.1 Ventajas	12
1.5.2 Desventajas	13
1.6 Características yacimientos vs. características del pozo	14
1.7 Costo de operación del pozo	15

## **CAPITULO II**

### **POZO HORIZONTAL**

2.1 Introducción	18
2.2 Técnicas de perforación horizontal	19
2.2.1 Radio de giro largo	20
2.2.2 Radio de giro medio	24
2.2.3 Radio de giro corto	28
2.2.4 Radio de giro ultracorto	34
2.3 Descripción de la perforación horizontal	34
2.3.1 Desviación del pozo	35
2.3.2 Perforación de la sección horizontal	36
2.4 Equipo de perforación horizontal	37
2.4.1 Equipo de superficie	37
2.4.2 Equipo de subsuelo	38
2.4.3 Otros equipos	38
2.5 Descripción de los principales equipos de subsuelo para un caso particular	39
2.6 Consideraciones en la perforación	43
2.6.1 Perforación y circulación media	45

**CAPITULO III****TERMINACION**

3.1 Tubería de revestimiento en pozos horizontales	48
3.1.1 Selección de la profundidad de asentamiento	49
3.2 Accesorios de la tubería de revestimiento para cementar	52
3.3 Completación horizontal	52
3.3.1 Selección de la mejor completación	53
3.3.2 Tipos de completaciones horizontales	55
3.4 Cementación	56

**CAPITULO IV****PERFORACION HORIZONTAL DE POZOS EN EL ECUADOR**

4.1 Introducción	58
4.2 Análisis y Reporte de perforación	59
4.2.1 Datos Generales	59
4.2.2 Localización del pozo	60
4.2.3 Resumen de las operaciones	60
4.2.3.1 Primera etapa	60
4.2.3.2 Segunda etapa	63
4.2.3.3 Tercera etapa	65
4.2.3.4 Cuarta etapa	68
4.3 Análisis de costo del pozo	70
4.4 Problemas presentados	71
4.5 Conclusiones	71

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES****BIBLIOGRAFIA**

## INDICE DE FIGURAS

Nº

1. CONIFICACION DE AGUA
2. CONIFICACION DE GAS
3. RESERVORIOS FRACTURADOS VERTICALMENTE
4. FORMACIONES IRREGULARES
5. FORMACIONES DE BAJA PERMEABILIDAD
6. MINIMIZANDO SOLUCIONES
7. AUMENTO DE LA RECUPERACION DEL PETROLEO
8. TIPOS DE POZOS HORIZONTALES
9. POZO DE RADIO DE GIRO LARGO
10. POZO DE RADIO DE GIRO MEDIO
11. ENSAMBLAJE TOTAL DE PERFORACION
12. POZO DE RADIO DE GIRO CORTO
13. POZO DE RADIO DE GIRO ULTRACORTO

## INTRODUCCION

Sin exageración, la tecnología de pozo horizontal puede ser clasificado como el tema más importante hoy en día. Casi toda compañía quiere conocer como los pozos horizontales podrían ser usados para incrementar la productividad de los yacimientos. Hay una intuitiva sensación de que las completaciones horizontales podrían sustancialmente incrementar la productividad del pozo. No podría un pozo horizontal reemplazar varios pozos verticales para el mismo nivel de productividad.

El objetivo principal de este trabajo es de servir como material de consulta en forma general. Se han escrito cientos de artículos técnicos en libros, folletos, revistas, además de los numerosos seminarios dictados sobre el tema.

Se deben realizar estudios previos para poder aplicar la técnica de perforación horizontal; realizándose estos estudios en diversas áreas como en el yacimiento, en las formaciones de interés y fluidos encontrados. Haciendo también estos estudios para ver que clase de completación horizontal se debe instalar.

## CAPITULO I

### CONSIDERACIONES GENERALES

#### 1.1 CONCEPTOS

##### 1.1.1 CONCEPTO GENERAL

Pozo horizontal es aquel en el cual puede definirse la técnica de perforación y terminación horizontalmente.

Entendiéndose por perforación desde cuando se comienza un pozo, desde un pozo vertical, su curvatura y posteriormente su perforación en sí, horizontalmente.

##### 1.1.2 QUE ES UN POZO HORIZONTAL

Es aquel pozo en que el contacto pozo formación que penetra el yacimiento es horizontal y no vertical.

## 1.2 RESEÑA HISTORICA

La perforación de pozos horizontales o altamente desviados no es un concepto desarrollado recientemente, el empleo de pozo horizontales data de experimentos realizados por los rusos en la década de los 50, en esa época fueron perforados 43 pozos horizontales, que fue un esfuerzo considerable con respecto al equipo usado, medición y estudios teóricos disponibles en esa época. La conclusión que se llegó por esos tiempos fue de que los pozos horizontales eran técnicamente factibles más no en forma económica eran una solución rentable.

Después de los Rusos, otras pruebas de perforaciones horizontales se realizaron a mediados de los 60, los Chinos perforaron dos pozos. El primero de 500 metros de longitud horizontal en el yacimiento, el cual colapsó después de una semana de producción, mientras que el segundo fue interrumpido por la revolución cultural, lo cual dedujeron los chinos que esta clase de pozo es factible en cuanto a la producción, pero antieconómico.

A finales de los 70 y principio de los 80, en Canadá se realizaron varios intentos de perforar horizontalmente por la Imperial Oil Ltd. y Texaco Canadá Inc. Un caso era el problema de pasar por debajo del río Mac. Kenzie, otro caso fue el de poner en producción las arenas de alquitrán del "Cold Lake", sobre una base experimental. Nuevamente

se demostró la factibilidad técnica, pero no la económica.

Como podemos leer de la literatura anteriormente señalada, muy pocos pozos horizontales habían sido perforados por los países comunistas, hasta antes de 1979, pero hoy ya la practican muchos países, como en América del Norte los E.E.U.U. y Canadá; en Europa como Francia, Costa afuera de Italia y en Sudamérica como Brasil y Argentina. Habiendo sido exitosas las perforaciones en estos países, y perforaciones no exitosas fueron reportadas en Filipinas.

### 1.3 APLICACIONES Y CONSIDERACIONES DE LA FORMACION

La perforación horizontal puede ser utilizada para alcanzar yacimientos irregulares, para limitar invasiones de fluidos de formación no deseado.

Las aplicaciones para la tecnología de pozos horizontales generalmente caen dentro de varias categorías. La primera es en formaciones de permeabilidad alta. En estas formaciones, la caída de presión debido al flujo radial en la formación puede ser baja o más baja que la caída de presión debido al flujo bajo la fractura. Consecuentemente un pozo horizontal produciría unas de las más altas tasas que en una fractura hidráulica de la misma longitud. La segunda categoría en reservorios los cuales tienen una distribución de permeabilidad homogénea. El borde del pozo horizontal puede



contribuir con el aumento para la mejor permeabilidad si es orientada adecuadamente. La tercera categoría es para aumentar la tasa de producción donde la conificación de agua o de gas es un problema. El pozo horizontal en la capa de petróleo puede hacer esto posible para obtener más altas tasas de producción sin conificación. La cuarta es para mejoramiento de la eficacia del área de barrido en operaciones secundarias y terciarias, los pozos horizontales pueden ser orientados en líneas de conducción y cinco puntos modelos para proveer modelos de eficacias de barrido. Los pozos mejoran el total de la recuperación por saturación (inundación) y aumenta la tasa de inyección. Con más altas tasas de inyección las cuales son distribuidas en la formación, altas tasas de producción pueden ser mantenidas. Otras aplicaciones es para aumentar en proyectos de recuperación térmica para petróleo pesado, tales como invasión con vapor e invasiones con combustión. Múltiples pozos horizontales proveen una adicional área de superficie en el yacimiento para la transferencia de calor y, por lo tanto, hace el ciclo de calentamiento más efectivo.

### 1.3.1 CONIFICACION DE AGUA

Cuando las zonas productivas tienen mecanismo de empuje por agua, y particularmente cuando la viscosidad del aceite es significativamente más alta que la del agua, se tendrá un pozo vertical con problemas de conificación, en este

caso el pozo produce agua y aceite, y con el paso del tiempo se incrementará la proporción de agua. Un pozo perforado horizontalmente puede ser iniciado en la arena relacionada al petróleo y perforado a una profundidad suficientemente precisa a través de la formación productiva, así reduciendo las posibilidades de conificación de agua. (Fig.#1).

### 1.3.2 CONIFICACION DE GAS

Debido a que el gas es mucho menos viscoso que el petróleo la conificación de gas es usualmente más severa que la conificación de agua. Si la conificación de gas no puede ser controlada, el gas debe ser reinyectado o la presión del yacimiento sería declinada prematuramente. Un pozo perforado horizontalmente puede ayudar a prevenir problemas de conificación de gas, asegurándose que el pozo es completado en la arena relacionada al petróleo, y permitiendo tasas económicamente productivas sin excesivo gradientes de presión, lo cual induce a la conificación.(Fig. # 2).

### 1.3.3 RESERVORIOS FRACTURADOS VERTICALMENTE

En yacimientos fracturados verticalmente, las zonas productoras orientadas en planos

verticales y típicamente son separadas por 20 pies a 200 pies de la formación no productiva. Un pozo vertical puede impactar una sola zona productiva o puede completamente no impactar una zona productiva. Un hueco horizontal perforado perpendicularmente a los planos de las capas productivas, puede insertar un número de fracturas productivas y mostrar un aumento significativo en su producción, que en un pozo vertical.(Fig. # 3)

#### 1.3.4 FORMACIONES IRREGULARES

Las perforaciones horizontales han sido usadas exitosamente para desarrollar yacimientos irregulares (lenticulares), tales como el arrecife de Niagaran en Michigan. Estas aplicaciones, las formaciones relacionadas al petróleo son localizadas en discretos paquetes y puede ser dificultoso para precisar con mediciones sísmicas. Estas formaciones son fácilmente alcanzadas por pozos direccionales convencionales o bien mediante pozos horizontales.

Las perforaciones laterales de radio corto, inicia la existencia del pozo de un punto muy cerca de la profundidad productiva, mientras previene posibles problemas de conificación de agua o gas.(Fig. # 4).

### 1.3.5 FORMACIONES DE BAJA PERMEABILIDAD

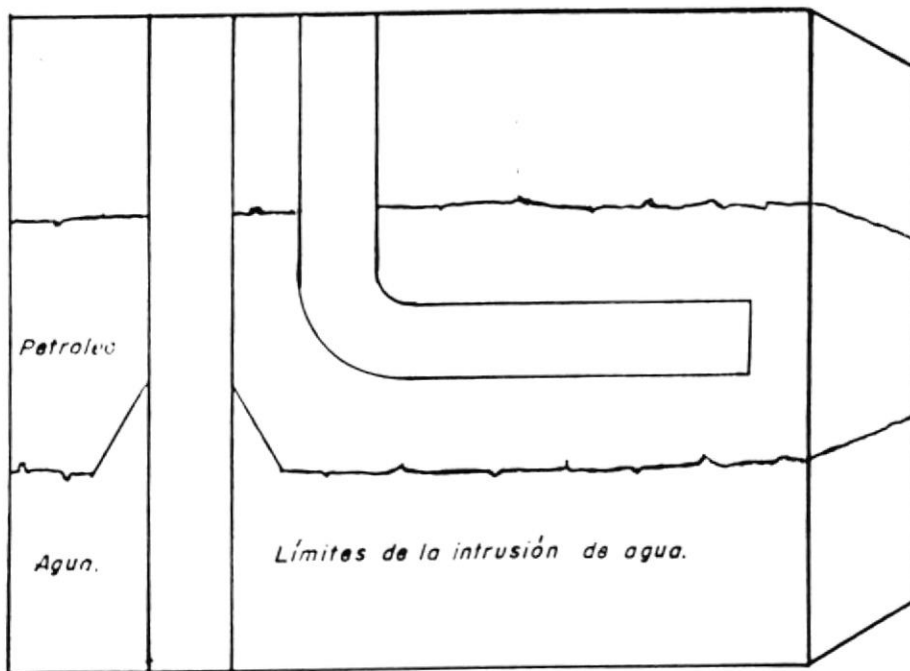
En algunas formaciones con baja permeabilidad, perforar un pozo horizontal a través de la zona de pago puede producir mejores resultados que en una fractura hidráulica. Perforando un pozo horizontal varios cientos de pies a través de la zona de pago, el operador puede incrementar los milidarcy-pies totales del pozo y mejorar la producción. (Fig. # 5)

### 1.3.6 MINIMIZANDO SOLUCIONES

Muchos minerales están actualmente extrayéndose usando soluciones mínimas. La perforación lateral puede ser usada para mejorar la economía, produciendo esos minerales encontrados en esos estratos. (Fig. # 6)

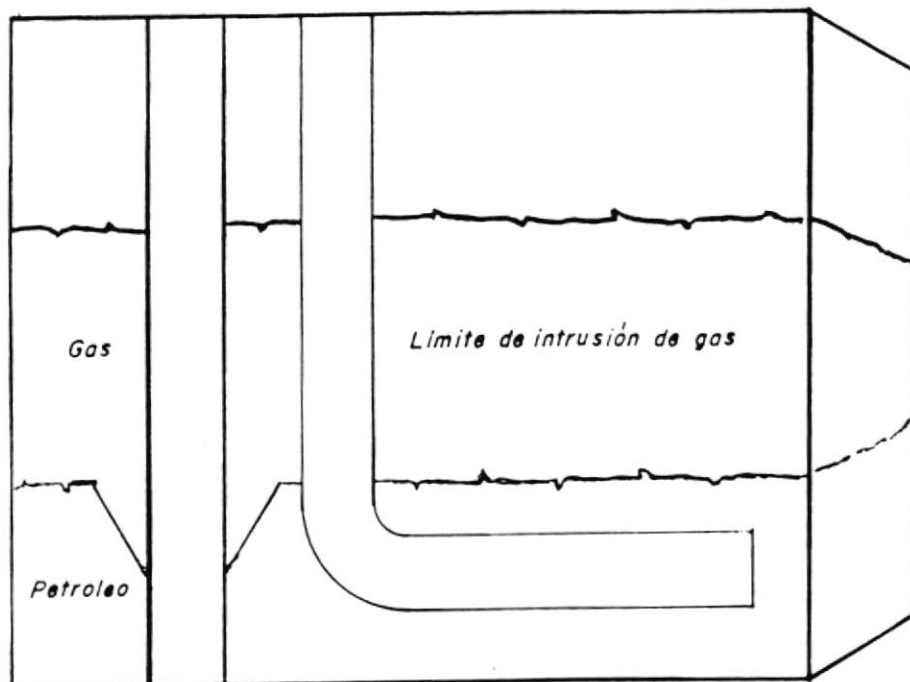
### 1.3.7 AUMENTO DE LA RECUPERACION DEL PETROLEO

Las técnicas de perforación horizontal son herramientas muy útiles en la explotación del yacimiento, pero también es aplicable en el área de la recuperación secundaria, implementando los pozos como inyectores de agua o bien acondicionándolos para el proceso de recuperación mejorada. (Fig. # 7)



## Conificación de agua

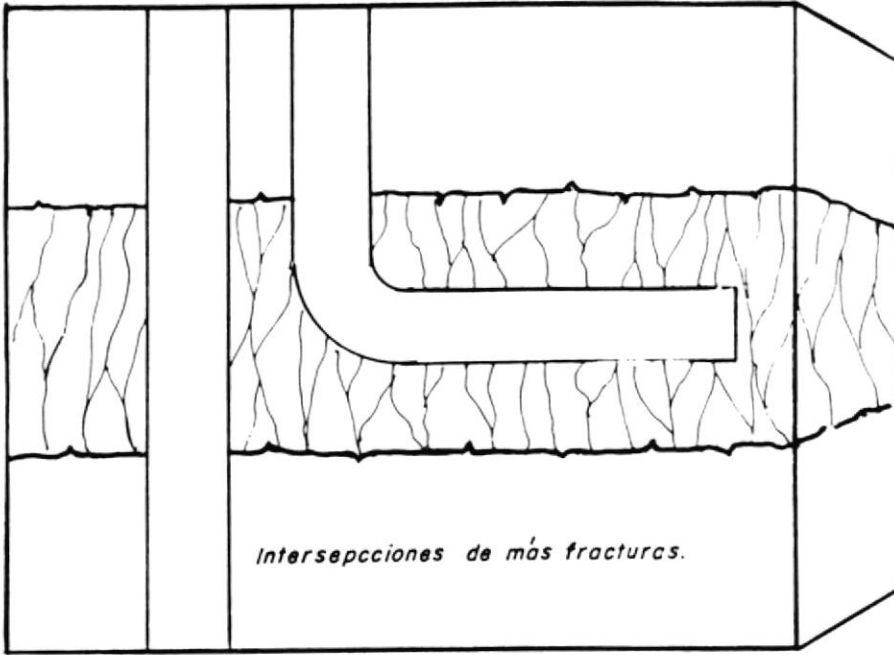
Figura No. 1



## Conificación de gas

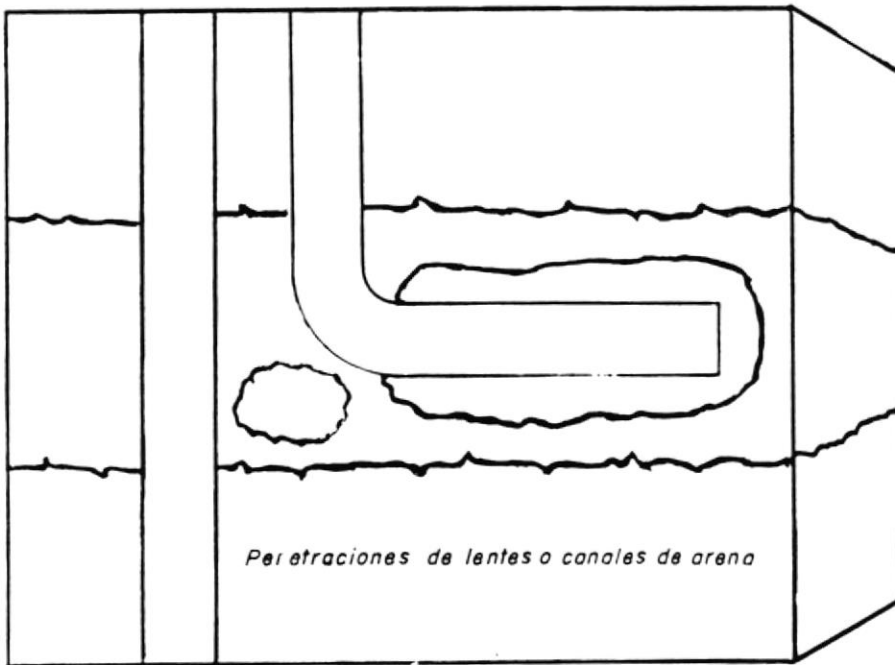
Figura. No. 2





*Yacimientos fracturados verticalmente.*

*Figura No. 3*

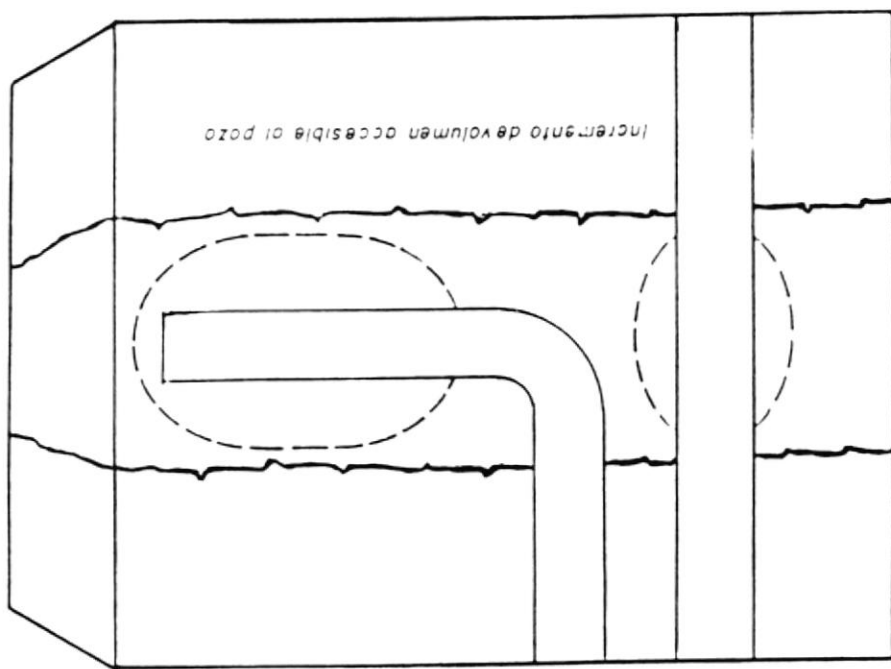


*Formaciones irregulares*

*Figura No. 4*

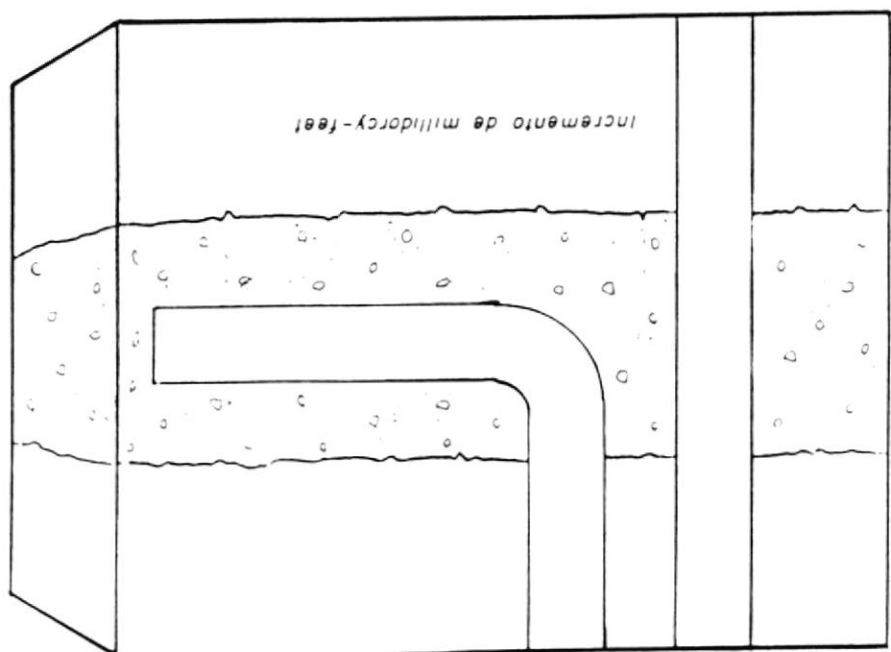
# Minimizando soluciones

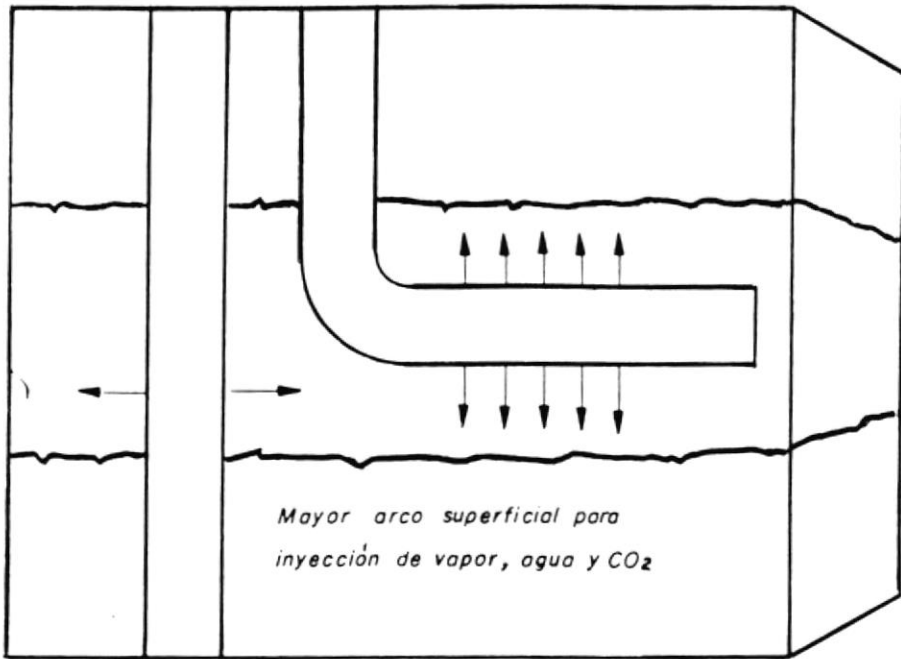
Figura No. 6



# Formaciones de permeabilidad baja

Figura No. 5





## *Aumento de la recuperación del petróleo*

*Figura No. 7.*

#### 1.4 SELECCION DE POSIBLES CANDIDATOS A POZOS HORIZONTALES

Varios factores existen los cuales deben ser considerados antes de una producción horizontal, en las siguientes líneas se realiza una descripción de esos factores más importantes para la perforación de pozos horizontales:

- Espesor de formación pequeño
- Yacimientos irregulares (lenticulares)
- Yacimientos naturalmente fracturados
- Yacimientos en recuperación secundaria (vapor/agua)
- Yacimientos con baja permeabilidad
- Mecanismos de producción por empuje activo de un acuífero y/o por expansión de la capa de gas.

Téngase en cuenta que para usar esta técnica de perforación horizontal en pozos verticales, sus formaciones deben de estar parcialmente depletada, que pueden haber sido producidas usando un aumento en la técnica de recuperación del petróleo.

#### 1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN LA PERFORACION HORIZONTAL

##### 1.5.1 VENTAJAS

- Se tiene una mayor y más rápida recuperación de hidrocarburos. Incremento en sus tasas de recuperación de 2 a 5 veces más que en pozos verticales.

- Una mejor distribución del frente de desplazamiento del fluido empleado en procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.
- Mayor conocimiento de la variabilidad de las facies geológicas.
- Reducción de costos en pozo marinos (offshore).
- Protección del medio ambiente por la limitación de áreas físicas para la perforación.
- Terminación selectiva de los pozos a fin de tomar ventajas de las heterogeneidades, estimulación selectiva, etc.
- Mejor entendimiento de la geología y distribución insitu de los fluidos del yacimiento mediante el empleo de sistemas de navegación y telemetría.
- Puede contactar grandes longitudes de superficie.
- Reduce la conificación de gas y agua.
- La tecnología de perforación es mejorada.
- Mayor volumen de drenaje del pozo.

#### 1.5.2 DESVENTAJAS

- Inefectivo en yacimientos anchos.
- Permeabilidad vertical afecta la productividad.

- Costos de perforación.
- No existen técnicas seguras de completación y estimulación que pueden maximizar la producción.
- Debe de competir con pozos fracturados verticalmente.

#### 1.6 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO VERSUS CARACTERISTICAS DEL POZO.

Las mayores características del yacimiento que afectan la completación del pozo son la permeabilidad de la formación y la presencia de fracturas naturales. Para un yacimiento isotrópico y alta permeabilidad, la dirección de la longitud horizontal sería sin importancia y el casing podría ser un simple hueco abierto o liner ranurado. Si la información procede de fracturas naturales, entonces la orientación de la longitud horizontal haría importante la orientación. La determinación de la orientación de fracturas naturales es requerida si el hueco puede ser dirigido a interceptar el máximo número de fracturas. El núcleo orientado de un pozo vertical en la formación objetivo podría proveer tal información. Alternamente, un borde de pozo el más detectado u otros mecanismos de detección de fracturas puede ser usado.

## 1.7 COSTO DE OPERACION DEL POZO

Obtener los altos beneficios que nos dan la perforación horizontal depende de los altos costos de este tipo de trabajo, ya que las técnicas empleadas y herramientas se deben realizar y utilizar con la mejor Ingeniería posible para que no sea obstáculo, y así abaratar los costos.

Realizar un análisis de diferentes pozos horizontales es muy complejo debido a fallas que ocurren durante la primera etapa de la perforación, esto es la perforación vertical. Podemos ver de datos de costos de cierta compañía, de un pozo vertical comparado con un pozo horizontal, el cual es tres veces mayor.

Generalmente, los pozos horizontales los cuales parten de pozos verticales ya perforados, los costos posterior al realizar la curvatura y la perforación de la longitud horizontal más la completación es sumamente alta y más compleja. Los cuales en la infinidad de los casos están costando el doble de lo que cuesta un pozo vertical.

Debido a que casi todos los pozos costa afuera (offshore) son direccionales, esto es desviados, entonces su costo adicional sería mucho menos que si

fuera totalmente vertical, y este costo adicional sería un 10 a 30 por ciento más.

Pero lo más importante que cabe recalcar es que se debe de justificar la perforación horizontal en cuanto a que se obtenga una mayor productividad, para así devengar en cuanto a la economía. Esto es a mayor costo debe obtenerse una mayor productividad.

**CUADRO COMPARATIVO DE LOS COSTOS Y PRODUCCION DE  
PERFORACION HORIZONTAL VS. CONVENCIONAL**

	Pozo vertical 160 acres	Pozo horizontal 320 acres
Costos de perforación/ completación (\$ en millones)	1.6(dos pozos)	1.2
Reservas de petróleo recuperables (bls)	250,000(125,000/ pozo)	300,000+
Tasa de producción inicial (bbl/d)	75 - 100	250+
Subida de costos (\$/barril) Después-tasa de impuesto de retorno *	2.75 abajo del 10%	0.30 50%
Ingreso neto que cubren los gastos (\$/bbl)	13.00	8.75
Flujo efectivo que cubren los gastos (\$/bbl)	8.50	4.00

\* Basado sobre \$15.00 por barril de petróleo  
Fuente: Petróleo Meridiano.



## CAPITULO II

### POZO HORIZONTAL

#### 2.1 INTRODUCCION

Perforar un pozo horizontal para explotár un yacimiento usualmente involucra varias importantes preguntas:

- 1.- Dónde el pozo sería localizado?
- 2.- En que dirección el pozo sería perforado?
- 3.- Dónde sería el punto inicial (kop = kickoff point) para perforar horizontalmente?
- 4.-Cuál es la elevación deseada con respecto a la zona objetivo?
- 5.- Que longitud sería la sección horizontal?
- 6.- Sería necesario estimular el pozo?

Contestar estas preguntas requiere reunir información acerca del yacimiento y condiciones existente en el área.

Aunque los pozos horizontales pueden tener varias

ventajas sobre los pozos verticales, los pozos horizontales no serían perforados en todos los casos. Cuidadoso estudio de la factibilidad de la técnica y potencial económico de la perforación horizontal es necesario antes de esta aplicación. Para este estudio, precisos datos de yacimiento y pozos adyacentes serían reunidos. Pozos horizontales son considerados factibles primariamente en las siguientes áreas:

- 1.- Baja permeabilidad de las formaciones.
- 2.- Formaciones delgadas.
- 3.- Fracturados verticalmente, formaciones estructuradas.
- 4.- Formaciones con problemas de interfase de fluido (petroleo y agua).
- 5.- Formaciones blandas tales como pizarra.

## 2.2 TECNICAS DE PERFORACION HORIZONTAL

Hay cuatro tipos de borde de pozos horizontales o técnicas de perforación de pozos horizontales. Estos tipos son de radio de giro largo, de radio de giro medio, de radio de giro corto y radio de giro ultra corto. Los pozos de radio largo son construidos en 3 a 6 grados por cada 100 pies (2000 a 9000 pies de curvatura de radio). Los pozos de radio medio construido en 6 a 20 grados por cada 100 pies (250 a

2000 pies de curvatura de radio). Los pozos de radio de giro corto construido con un ángulo de 1.5 a 3 grados por cada pie (20 a 40 pies de curvatura de radio) y pozos de radio de giro ultracorto, construido en unos 90 grados por un pie. Los pozos de radio de giro largo y medio usa equipo convencional o ligeramente modificado con prácticas de perforación direccional standard para construir a tasas moderadas. Los pozos de radio de giro corto o ultracorto usa técnicas de perforación no convencional y equipos, para hacer esto posible para perforar, completar y producir através de un cambio rápido en ángulo. (Fig. # 8)

### 2.2.1 RADIO DE GIRO LARGO

Pozos de radio de giro largo son perforados usando prácticas y equipos de perforación direccional convencional. El perfil del pozo usual consiste de un doble perfil inicial (double kickoff profile) con una sección tangente entre los kickoffs como lo demuestra en la figura #9. La sección del kickoff superior tiene una relativa tasa baja de construcción (1-1/2 a 3 grados por cada 100 pies) sobre un ángulo entre 25 y 45 grados. La sección tangente entonces coge este ángulo en el tope de la sección baja del punto inicial.

# TIPOS DE POZOS HORIZONTALES

A. RADIO DE DRENAJE  
ULTRACORTO  
(1 - 2 PIES)

B. RADIO DE GIRO  
CORTO  
(20 - 30 PIES)

C. RADIO DE GIRO  
MEDIO  
(300 - 400 PIES)

D. RADIO DE GIRO  
LARGO  
(600 - 2000 PIES)

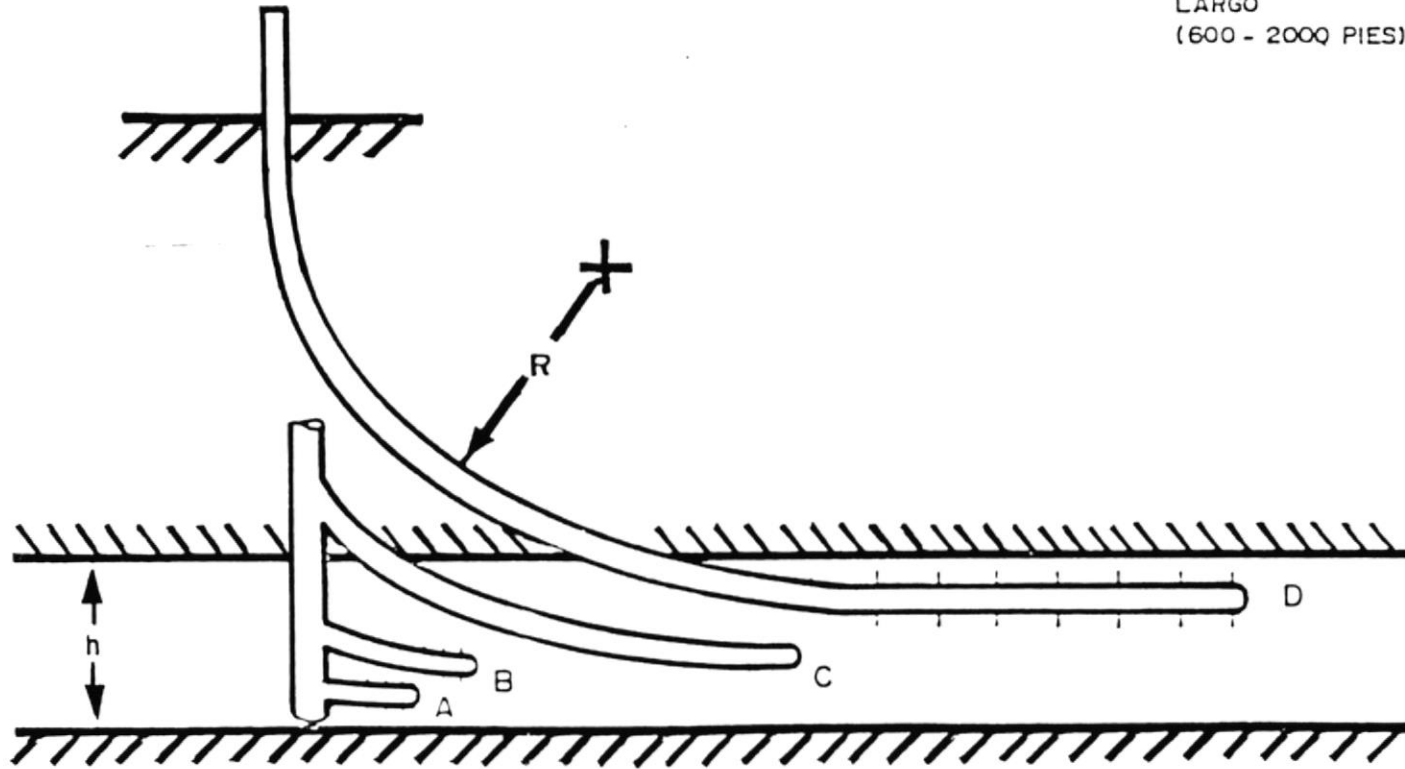
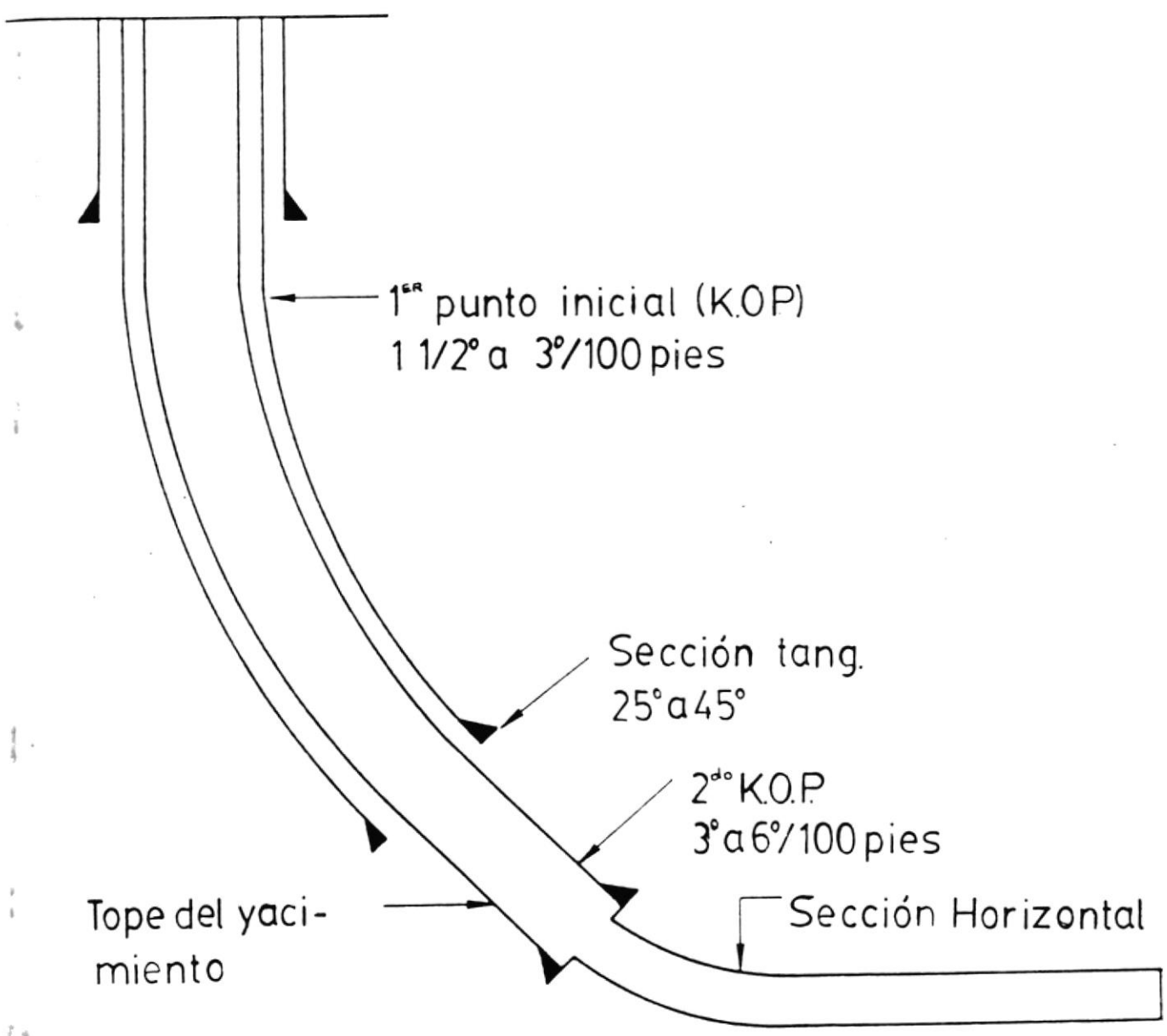


Fig. 8



POZO DE RADIO LARGO  
Fig. 9

El kickoff bajo construye un ángulo más rápidamente (3 - 6 grados por cada 100 pies) hasta justo antes de que la zona de pago es penetrada. En este punto un perforador liner o sarta de protección es corrida. El zapato es perforado y un hueco anguloso es construido hasta que el pozo sea horizontal.

El perfil de radio largo ha sido usado para perforar secciones horizontales sobre los 3400 pies de longitud. Más pozo de radio de giro largo son perforados, los cuales tienen una longitud de sección horizontal de 1800 pies. Este perfil de pozo ha sido basado por otros operadores para minimizar problemas de torque y arrastre y para reducir problemas de completación.

Cerca de reducir la posibilidad de llegar a estancarse, estos perfiles los cuales reducen el torque y el arrastre tomando en consideración las más largas patas horizontales. El torque y el arrastre son incrementados grandemente cuando la actual trayectoria del pozo va haciendo "zig-zags" a través del pozo proyectado. Esto es usualmente lo mejor para rediseñar la trayectoria del pozo, antes que hacer correcciones cuando un pozo es encontrado a ser desviado. En práctica el curso de rediseño es limitado por el tamaño del objetivo y el total de correcciones

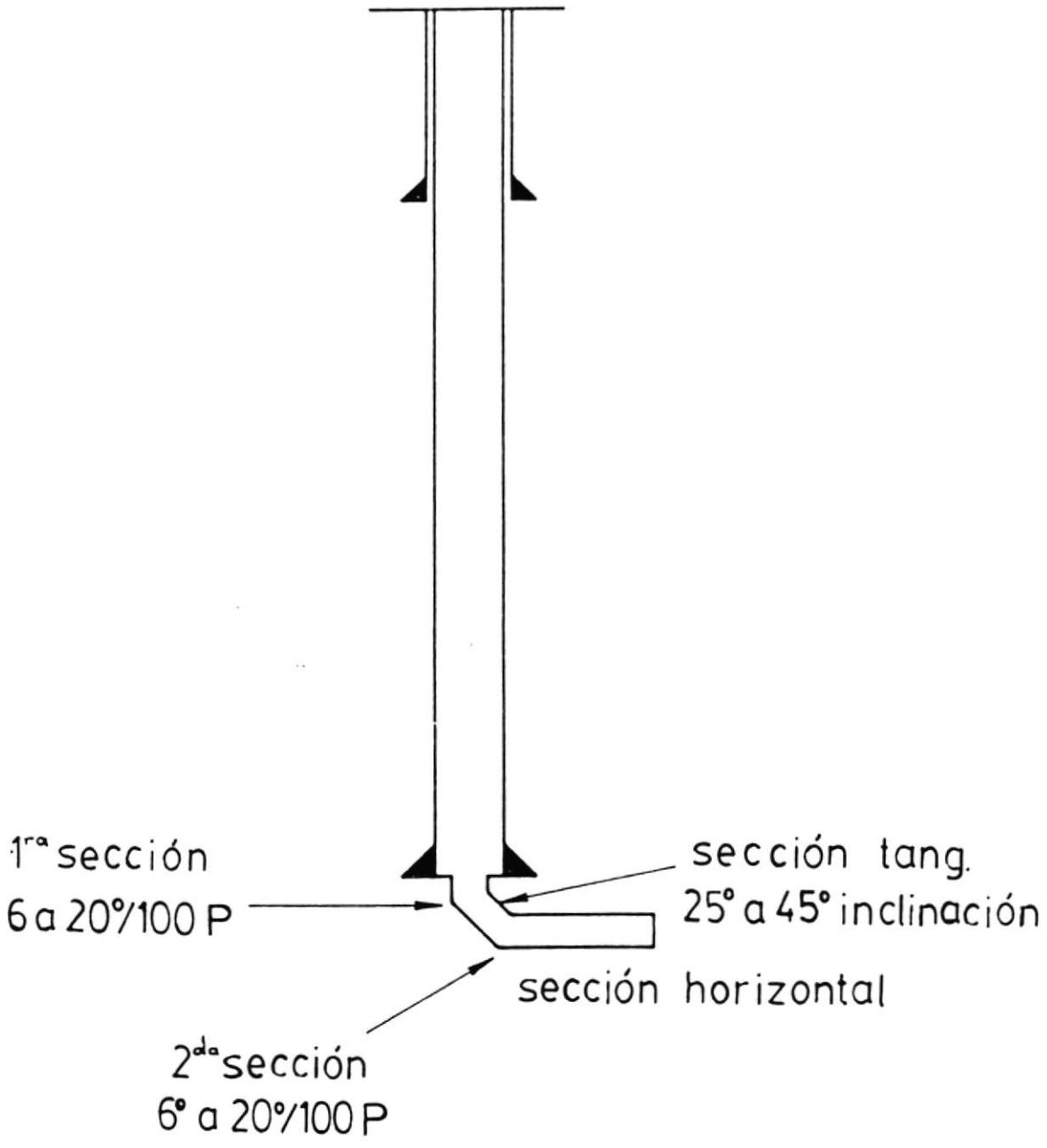
requeridas.

Estudios de costos ha mostrado que los motores de lodo y MWD direccional, información que contribuye fuertemente a reducciones de costos en áreas de costos de operación alto (Golfo Coast, costa afuera, Mar del Norte, Alaska, Indonesia). En áreas de costos de operación bajo (US Costa adentro, parte del Canadá), han sido los costos más efectivos para usar herramientas direccionales y prácticas de perforación standard (cualquier motor de lodo o rotatorio). La larga distancia horizontal entre el objetivo y la localización de la superficie sería considerada cuando es proyectado un pozo de radio largo.

Una combinación de brocas y bent subs y motores para lodo de perforación son usadas en el hueco para perforar longitudes horizontales más allá de los 600 pies.

### 2.2.2 RADIO DE GIRO MEDIO

Los pozos de radio de giro medio usan muchas de las mismas técnicas y equipos que son usados para pozos de radio de giro largo. Un típico perfil de pozo para radio de giro medio es mostrado en la figura #10. Los dos perfiles iniciales (kickoff) también son buenos para el pozo de radio medio.



POZO DE RADIO MEDIO  
Fig. 10

El perfil de radio medio ha sido usado para perforar patas horizontales sobre los 1600 pies de longitud; sin embargo, más están cerca de los 1000 pies de longitud. El equipo direccional es usualmente cualquiera, un motor bent housing, un motor bent housing con bent sub, motor con soporte, motor con una doble unidad de decentrado, el cual es un sub-compuesto de 2 juntas las cuales tienen un grado de libertad. Las juntas son alineadas así que ellas operan en un mismo plano. Usualmente el kickoff superior y las secciones tangentes son perforadas con un motor y ensambleje direccional. La parte más baja del hueco es perforada con un ensablaje de fondo de hueco rotatoria conocido como "Gilligan" o "Rotary Cracker" ensablaje. La reducida área de la sección transversal permite flexibilidad.

Este ensablaje puede ser usado para construir o agarrar ángulos; sin embargo este tiene muy pobre control azimuth. Para perforar la pata horizontal, el peso de la broca es aplicado por los drill collars (collares de perforación) localizado en la sección tangente del hueco. La figura #11 muestra esta distribución del peso de los collares através de la tubería de perforación pesada (HWDP) o la tubería de

perforación de servicio compresivo para el ensamblaje direccional.

Yacimientos delgados son dificultosos objetivos para trabajo direccional. Mínimo objetivo para pozos de radio de giro largo y medio están cerca de 20 a 40 pies de espesor. Veinte pies de veta de carbón han sido afortunadamente perforados en el IDGS (Institution pour le Development de la Gazeification Souterraine) Thulin No. 1 en el sur de Bélgica y el GRI (Gas Research Institute) la profundidad de la beta de carbón No.1 en el área el área de la montaña de Red del Colorado. Ambos de estos pozos fueron perforados cerca de 3000 pies de profundidad (TDV). Sohio perforó una arena de 30 a 40 pies en los Olmos en el sur de Texas. Este pozo de Braune Nieding No.1, tuvo un TDV de 10287 pies. Bristish Petroleum perforó el Beckinghan 36 cerca de Gainsborough Lincolnshire, UK en la arena Eagle de 16 a 50 pies de espesor. El TDV en estos pozos fue de 3390 pies. Esto es por lo tanto recomendado que un yacimiento candidato está en lo menos 20 pies de espesor para un inicial borde de pozo horizontal, usando técnicas de radio de giro largas o mediana. La primordial razón para esta limitación es la exactitud de los equipos de

inspección direccional.

### 2.2.3 RADIO DE GIRO CORTO

El sistema de radio corto usa una especial herramienta, para conseguir a través de un cambio rápido de vertical a horizontal. Las herramientas en uso fueron desarrolladas entre 1979 y 1985 independientemente por Texas Eastern (ahora parte de Eastman Christensen), Preussag y ARCO. Sistemas previos fueron inventados por Zublin (1945, 1950, 1952, 1954), Sanders (1954), Crake (1964), Cullen (1975), y Crase (1978). La Eastman Christensen y Preussag cuyos sistemas de radio corto son comercializado pero el sistema de Arco no han sido ofertado.

El sistema de Eastman Christensen usa conducción rotatoria (usualmente poder giratorio) para girar la broca. La fuerza compresiva de la tubería de perforación con uso de nudos es corrida debajo del drill collars para permitir flexibilidad.

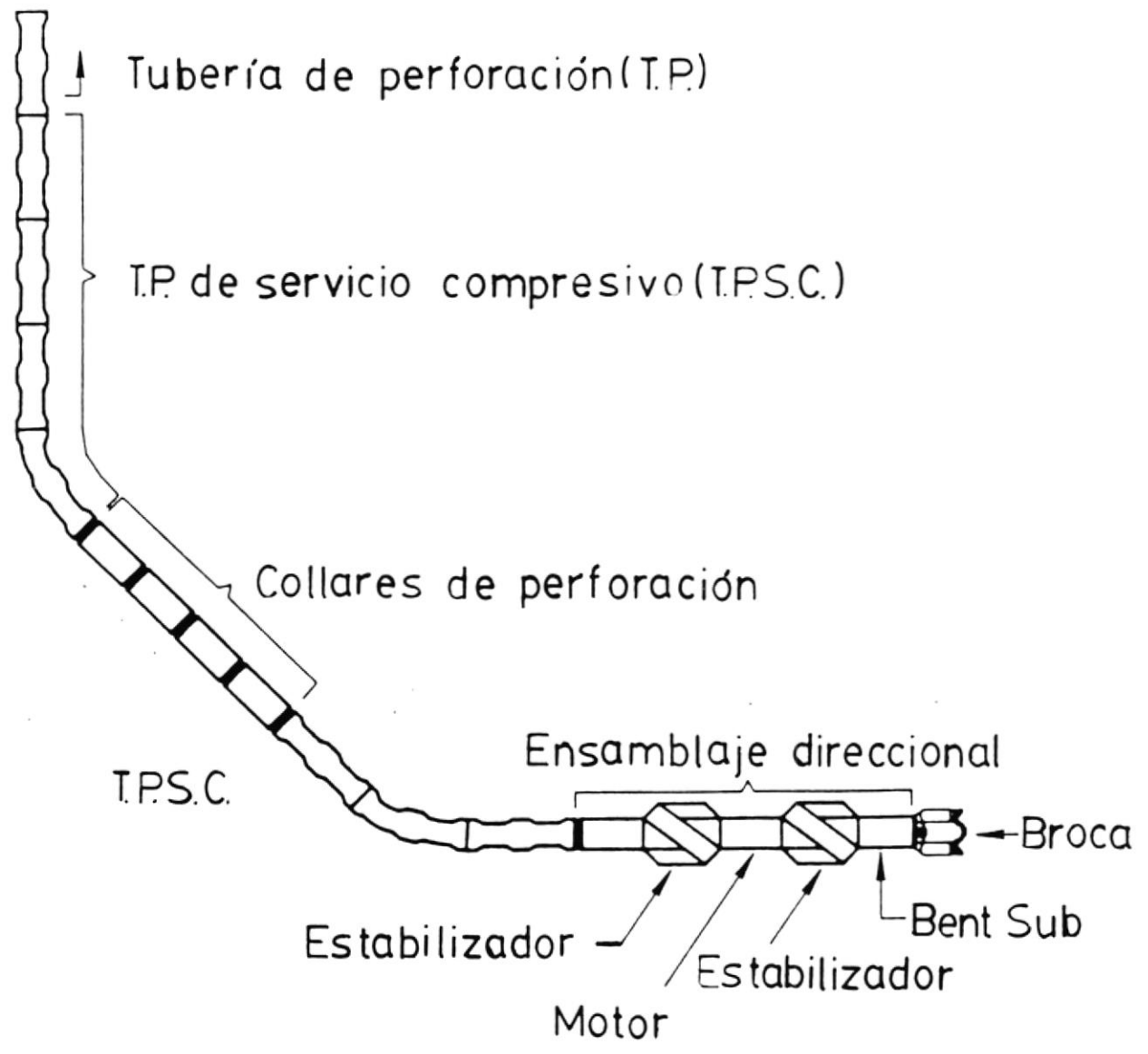
El ángulo es construido por un ensamblaje de curva perforadora hecho de una tubería de conducción flexible, tubería de conducción rotaria, un armazón flexible no rotatorio; y un

eje de conducción interno que imparte rotación a la sarta de la broca. El ensamblaje de la curva perforadora es posecionado durante el kickoff por un whipstock. Este sistema perfora unos 20 a 40 pies de radio de curvatura dependiendo del tamaño del sistema y de las formaciones encontradas durante la construcción de la sección angular. La topografía es realizada usando un especial tubería de perforación de instrumento de transporte. Para obtener un reconocimiento, la perforación es parada y el ensamblaje de perforación es retirado fuera del hueco. El ensamblaje de topografía es entonces hecho y un reconocimiento multishot (multidisparo), multi disparo de reconocimiento es corrido en el viaje al fondo. El ensamblaje de inspección es entonces corrido, por lo tanto es reasumida la perforación. Normalmente, un reconocimiento es corrido después de llegar al tope, 15 a 20 por ciento de el ángulo es construido, otro posteriormente a 85% de el ángulo es construido, y al menos uno más en el total de la profundidad. Adicionalmente inspecciones pueden ser requeridas para agarrar el pozo en la zona. Operadores informa que este sistema requiere de 20 a 35 por ciento de el tiempo de torre para operaciones de topografía.

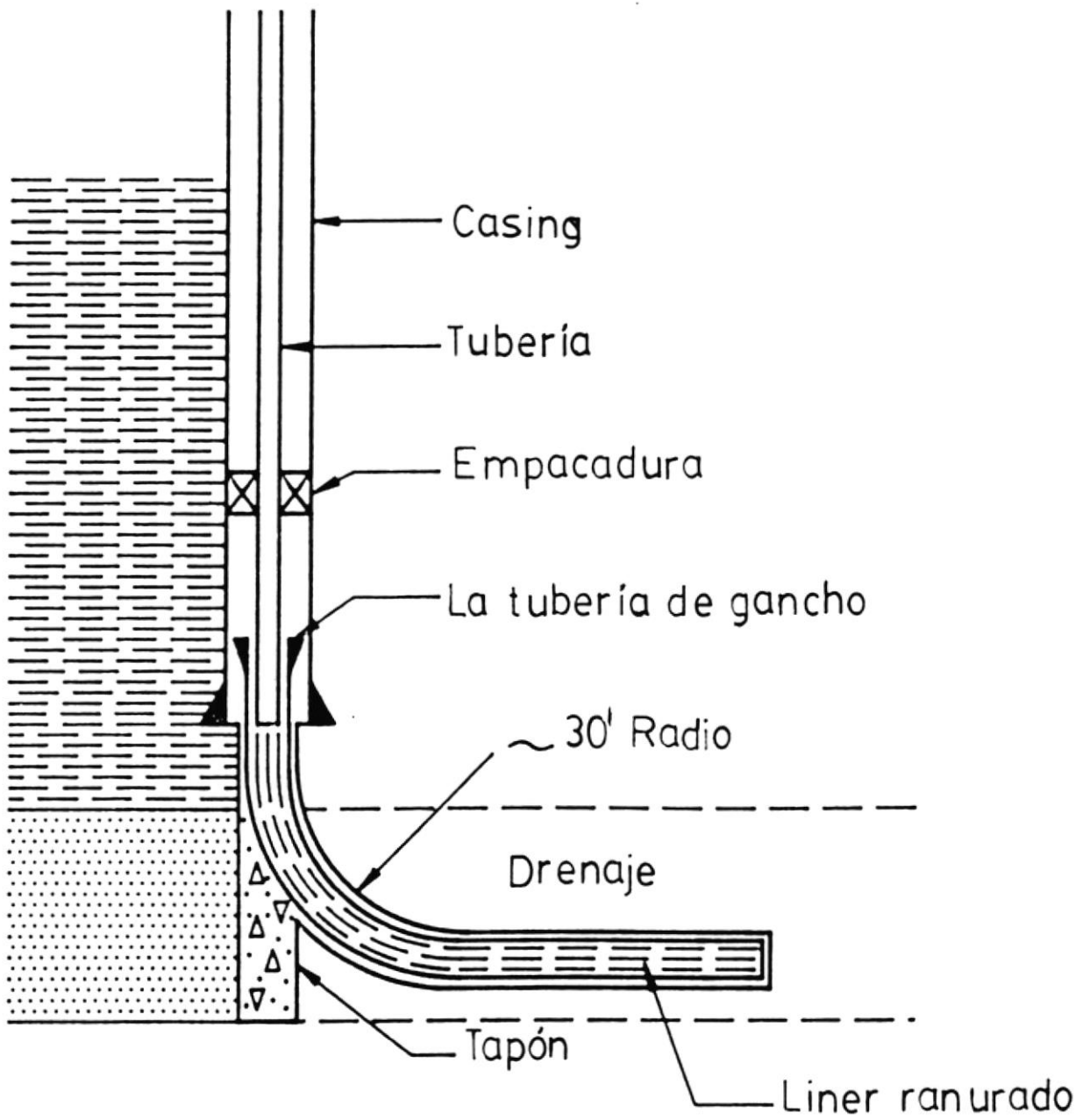
Generalmente la inclinación es controlable dentro de  $\pm$  dos grados y azimuth puede ser controlado a  $\pm$  20 grados. Las secciones horizontales para 877 pies han sido perforadas con este sistema. Más pozos de radio de giro corto tienen secciones horizontales las cuales están entre 200 y 300 pies de longitud.

Los perfiles de radio corto son más fácilmente pronosticados que los pozos de radio medio y largo. Este sistema puede ser usado por lo tanto en zonas más delgadas que los otros sistemas. Los sistemas de radio corto han sido usados exitosamente en zonas perforadas tan delgadas como de 3 pies. El personal de la compañía de servicio indica que el equipo es competente de perforar consistentemente zonas de espesor de 5 a 8 pies.

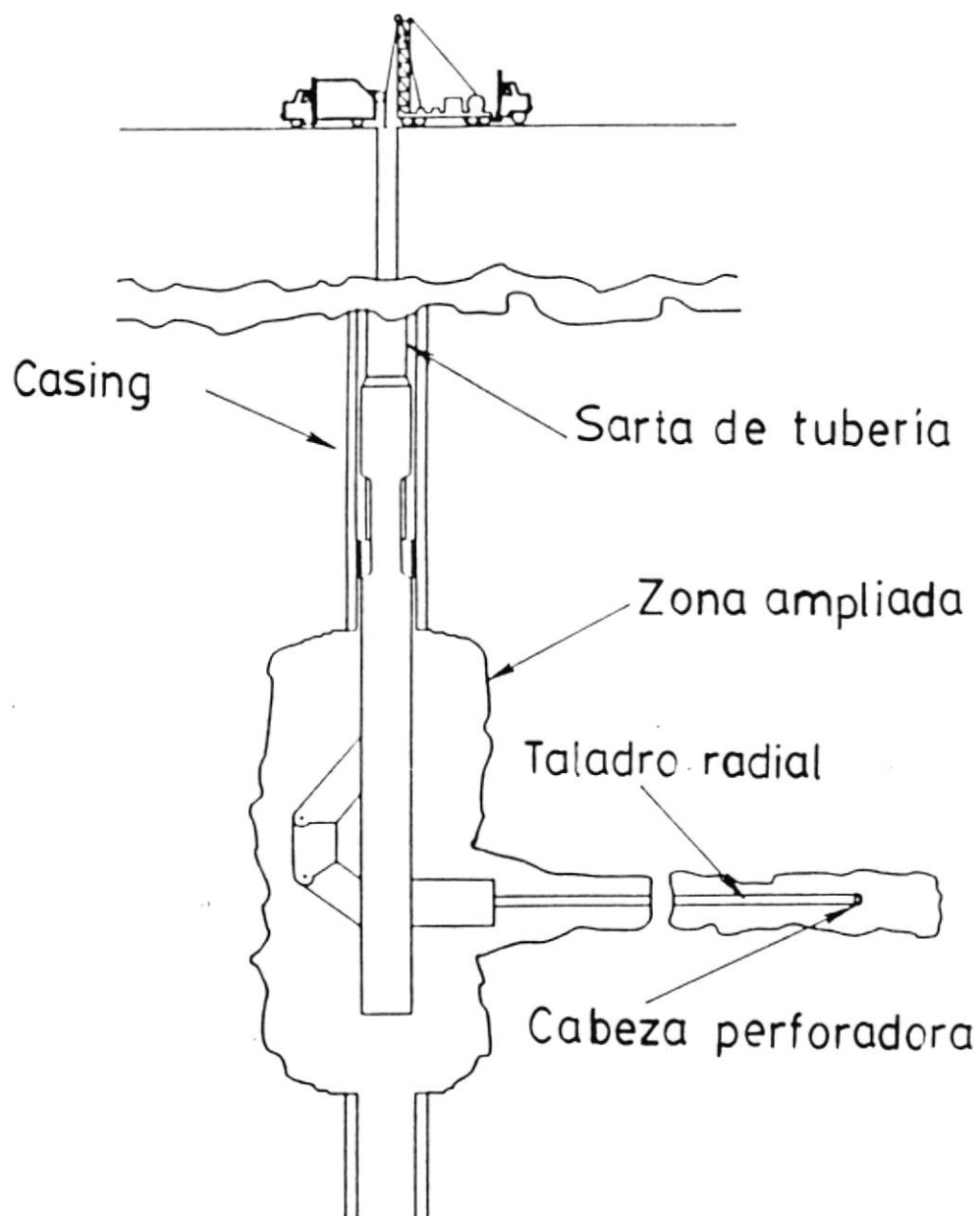
Un típico simple lateral, un pozo de radio de giro corto completado con liner ranurado, es mostrado en la figura # 12. Más completaciones de radio de giro corto son también a hueco abierto o liner ranurados. Múltiples laterales pueden ser perforados del mismo pozo vertical.



ENSAMBLAJE DE PERFORACION TOTAL  
Fig.11



POZO DE RADIO CORTO  
 Fig.12



POZO DE RADIO ULTRACORTO

Fig.13

#### 2.2.4 RADIO DE GIRO ULTRACORTO

El único sistema de perforación de radio ultracorto disponible comercialmente es el sistema Becwell. El conjunto fue conjuntamente diseñado por Ingeniería Bechtel y Petrolphysisc Ltd. para perforar múltiples laterales cortos en formaciones relativamente no consolidadas. Este sistema no es un sistema de perforación rotacional convencional, pero más bien es un sistema a chorro. Alta presión de chorro de agua en el fin de la tubería espiral, perforará de 4 a 6 pulgadas de diámetro del hueco para una longitud máxima de 200 pies.

Un perfil de pozo de radio de giro ultracorto es mostrado en la figura # 13. Este sistema ha sido un paquete de grava. Que el sistema de radio de giro ultracorto ha sido usado solamente para inundación con vapor en California.

#### 2.3 DESCRIPCION DE LA PERFORACION HORIZONTAL

La perforación horizontal es una tecnología la cual parte disponiendo del pozo vertical, de acuerdo a la profundidad programada por el Ingeniero en Perforación, después de lo cual se entrará a la siguiente fase la cual será la desviación del pozo vertical, usando las técnicas de perforación

anteriormente citadas, esto es el radio de giro más adecuado para dicha información y por último se procederá a desarrollar la sección horizontal de acuerdo al programa de perforación especificado por el Ingeniero de Perforación.

### 2.3.1 DESVIACION DEL POZO

El conjunto de fondo de una cierta compañía perfora un pozo de radio fijo. El diseño inicial del conjunto está basado parcialmente en la geometría y en la geología. El primer pozo de una área puede requerir una regulación según el conjunto de fondo ya que las condiciones del pozo pueden ser completamente distintas a las estimadas.

Dicho conjunto de fondo de pozo opera con un motor de desplazamiento positivo (PDM) y por lo general suministra el peso de la broca con las revoluciones del motor. El torque disponible de los pequeños motores de desplazamiento positivo de lodo, está limitado por el pequeño diámetro de los mismos. Esto exige, a su vez, que el control del ángulo de desarrollo sea independiente del peso de la broca. Continuamente se examina la sección curva del pozo mientras se está perforando para obtener información sobre la faz de la herramienta, azimuth y dirección del pozo.

Algunos cambios permite el conjunto de fondo en la formación, pero en lo posterior se requerirán algunas modificaciones ya que la formación cambia cuando el ángulo de perforación se va incrementando.

De acuerdo a la configuración del motor va a estar dependiendo de la capacidad de curvar del pozo, pozo abajo: portabroca y casco curvo/amortiguador curvo. Este sistema, en combinación con los equipos y técnicas de dirección, las curvas uniforme de radio medio con peso de broca muy bajos son permitidas a perforar.

### 2.3.2 PERFORACION DE LA SECCION HORIZONTAL

La fuerza rotativa directamente en la broca es producida por el motor de desplazamiento positivo de lodo, antes de transferir la energía mediante la sarta de perforación desde la superficie. Al comenzar a perforar, cuando la broca hace contacto con el fondo, la demanda del torque del motor se incrementa. Esto va a producir una diferencia de presión en los dos lados del motor, y este incremento de presión se indicará en el manómetro colocado en superficie. El manómetro del tubo bajante puede utilizarse como indicador de peso y torque, cuando se utilizan pesos muy livianos y el

rozamiento del pozo se incrementa mientras mayor sea el ángulo, cuyas lecturas no son distorsionadas por el rozamiento dentro de la tubería.

En cuanto a la sección horizontal que se va a perforar existe un límite usando la técnica de pozo de diámetro pequeño. El rozamiento de la tubería y pandeo de la misma limitan la longitud del pozo que no tiene tubería de revestimiento. Se han logrado distancias horizontales de más de 2000 pies en formaciones de piedra dura. Pueden requerirse curvas de radio mayor a diámetros mayores de pozo para los tramos horizontales largos en formaciones muy inestables.

## 2.4 EQUIPO DE PERFORACION HORIZONTAL

### 2.4.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

- Torre de perforación
- Cuadrilla de perforación
- Kelly (tubería cuadrada o exagonal)
- Mesa rotaria
- Equipo para prevención de reventones
- Bombas reciprocantes para fluido de perforación
- Bentonita
- Lodo de perforación
- Aditivo



- Agua potable
- Equipo para tratar el fluido de perforación.

#### 2.4.2 EQUIPO DEL SUBSUELO

- Casing
- Tubería pasada de perforación
- Collares de perforación (espiral)
- Collares no magnéticos de perforación para los equipos de levantamiento y estudio.
- Servicio de tubería compresiva de perforación
- Ensamblaje direccional
- Ensamblaje de MWD y
- Motores de fondo
- Brocas
- Tubería angosta de perforación para el pozo abierto
- Amortiguadores de orientación y cruce
- Materiales de cementación
- Fresadoras

#### 2.4.3 OTROS EQUIPOS

- Herramienta de control durante la perforación o también llamadas herramientas direccionales
- Supervisión y graficación direccionales
- Campers
- Equipos de oficina, etc.

## 2.5 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS DEL SUBSUELO PARA UN UN CASO EN PARTICULAR.

Estos equipos de fondo están diseñados para perforar pozos de diámetro pequeño, partiendo de pozos existentes. También pueden perforar pozos nuevos desde la superficie utilizando diámetros mayores. Estos equipos constan de broca, de motor de lodo (PDM), de amortiguador orientador, collares no magnéticos, tubería delgada de perforación para la porción abierta del pozo, y herramientas direccionales de control durante la perforación por impulso de lodo o por línea de alambre.

Analizando el tipo de **broca**, como los motores de desplazamiento positivo de lodo giran a grandes velocidades, por ejemplo: 350-1500 rpm. El tamaño específico de la broca, combinado con estas grandes velocidades, no permite la utilización de brocas tricónicas, ya que los rodamientos son muy pequeños para semejantes velocidades de rotación. Entonces los tipos de brocas a utilizarse son:

- . Diamante natural
- . Diamante térmico estable (TSD)
- . Diamante policristalino compactado (PDC)

Los cuales están especialmente diseñados para realizar la curvatura de radio pequeño, si es el caso, y para perforar con la rapidez que permita el motor. Estos tipos de broca reducen los problemas

para la limpieza del pozo ya que al funcionar a grandes velocidades generan, en este caso, virutas finas tales como polvo.

El **amortiguador orientador** consiste de varias funciones. El cual está constituido de varios pórticos de desvío hasta el espacio anular. Durante las operaciones normales de perforación, estos pórticos se sellan y todo el fluido pasa hasta el motor. Si la circulación debe desviarse del motor y pasar hasta el espacio anular, se deja caer una bola desde la superficie, y esta al asentarse corta el pasador, causando que una camisa se deslice hacia abajo, abriendo los pórticos para la circulación hasta el espacio anular.

El amortiguador también incluye una válvula de flotador que impide que pase el fluido de regreso por la tubería de perforación. Esto es importante cuando entra la perforación a una formación que trata de fluir. El flotador permite retirar la herramienta de dirección y la línea de alambre del pozo sin que el fluido pase hacia arriba por la tubería de perforación.

Los **collares de perforación no magnéticos**, los cuales ubicados sobre los amortiguadores y motor, contienen las herramientas de dirección. La tecnología asociada con los levantamientos magnéticos, muestra que el

número de collares de perforación no magnéticos requeridos se incrementa a medida que se aumenta el ángulo del pozo y su latitud. Usualmente estos collares tienen una longitud de aproximadamente 30 pies.

El ensamblaje direccional MWD (Measure While drilling) es una herramienta de dirección o de control cuando se realiza la perforación. La cual proporciona información constante. Sobre el azimuth del pozo, su ángulo y la faz de la herramienta.

Esta técnica para la evaluación de las formaciones mientras se está perforando utiliza la tubería de perforación como elemento de desplazamiento, los datos son obtenidos a través del fluido de perforación y no por cable como en los registros convencionales. El sistema proporciona una medida exacta de los datos tomados al momento de perforar, sensores montados sobre lastrabarreras antimagnéticos colocados directamente arriba de la barrena. Los datos medidos se transmiten directamente a la superficie, utilizando un simple pero efectivo pulso en el lodo al sistema de telemetría. La información del MWD se utiliza especialmente en operaciones de perforación horizontal para una eficiente orientación de los motores de fondo, las oportunas lecturas de condiciones críticas de la formación tal como sobrepresiones, y la información básica de parámetros

del yacimiento que tradicionalmente habían sido obtenidos mediante registros con línea de acero, son de gran beneficio en la toma de decisiones para un mejor control del pozo.

La **tubería de perforación** en si no es parte del conjunto de fondo del pozo, pero es un sistema importante en la perforación horizontal. Usualmente se utilizan tubería de diámetro de 2 7/8 o 3 1/2 de pulgada. En tubería convencional y en algunos casos se reducen los diámetros de uniones de la herramienta para construir una sarta de perforación fácil de deslizarse en las partes de mayor ángulo y longitud horizontal del pozo. Esta característica de la tubería de perforación de deslizarse supera el problema de que las uniones de las herramientas se atasquen en los bordes dentro del pozo, lo que produciría dificultades para aplicar el peso a la broca y por pandeo de la tubería de perforación. La tubería de perforación normalmente no se gira, pero en los pozos horizontales largos donde se requiere rotación para superar el rozamiento de la sarta de perforación.

El **amortiguador de ingreso por puerta lateral**; este amortiguador no forma parte del conjunto del fondo del pozo, el cual se coloca en la sarta de perforación tan cerca a la superficie como sea posible, y permite que la línea de alambre para la

herramienta de dirección pase desde el interior de la tubería de perforación hasta el exterior, y de ahí hasta la unidad de la línea de alambre para impedir que el lodo de perforación escape con el cable de acero, así como una abrazadera para sostener el peso del cable dentro de la tubería de perforación.

## 2.6 CONSIDERACIONES EN LA PERFORACION

Para este método de perforación no es requerido especiales aditivos. Cualquier fluido de perforación convencional medio, incluyendo aire, aire/gas o espuma, puede ser circulado. Aunque la compatibilidad con la formación debe de ser la consideración principal cuando se está eligiendo un fluido de perforación, esto es cumpliendo con algunos parámetros asegurará la compatibilidad del sistema.

La viscosidad de embudo del fluido de perforación deberá mantenerse bajo los 42 segundos para minimizar la caída de presión. Apropriadas medidas deben ser tomadas para impedir un aumento del revoque en la pared del pozo. Las tasas de flujo sobre los más pequeños instrumentos deberían ser mantenidos bajo los 125gpm y la caída de presión a través del BHA deben ser mantenida bajo los 250 Psi a BHTs cerca de los 220°F.(tabla I).

Tabla IFluido de perforación, propiedades hidráulicasPropiedades del fluido de perforación

Viscosidad de embudo, sec/qt	32-49
Densidad	tanto requerida
Pérdida de fluido, cc/30 min	3 - 5
Contenido de sólidos, %	1 - 5
Tipo	no límites
Punto de cedencia, Lb/100 ft <sup>2</sup>	2 - 15

Perforación lateral también puede ser realizada con aire, aire/gas o espuma como fluido de perforación.

<u>Propiedades hidráulicas</u>	<u>Herramienta de</u>	<u>Herramienta de</u>
<u>recomendadas</u>	<u>6 ½</u>	<u>4 ½</u>
Tasa de flujo, gpm	125 - 225	70 - 125
Velocidad anular, conducción por tubería, fpm	160 - 295	300 - 425
Velocidad anular, casing	125 - 230	130 - 180
Máx. caída de presión de la tubería liner de conducción a 220°F	250	250

Las tasas de flujo para el más grande ensamblaje sería mantenido bajo 225gpm. La caída de presión y límites de BHT son los mismos para ambos ensamblajes.

Agua salada fue usada de 11.0 - 12.2 ppg, con una viscosidad de 29 - 30 sec/qt y 1% de contenido de sólidos. La tasa de flujo fue de 2.0 - 2.5 bbl/min. Tabla II.

### **Tabla II**

#### Datos del fluido de perforación

Tipo	Agua salada
Contenido de sólidos, %	1
Viscosidad de embudo, sec/qt	29 - 30
Densidad, ppg	11.0 - 12.2
Cloruro, ppm	220,000
Hidráulicos:	
Tipo de bomba	Triplex
Presión de bombeo, psi	250 - 600
Tasa de bombeo, bbl/min	2.0 - 2.5
Velocidad anular	
Conducción en la tubería, fpm	334 - 417
Velocidad anular	
Directo en el hueco, fpm	145 - 180
Tiempo de ascendencia desde el fondo, min	Aprox. 23

#### **2.6.1 PERFORACION Y CIRCULACION MEDIA**

Otro importante factor en el éxito de la perforación del perfil total del pozo de radio medio es la selección de un buen sistema de

lodo. Los motores Mach I pueden ser exitosamente operados con cualquier tipo de lodos, sean en base de aceite o en base de agua. La Eastman Christensen está actualmente probando los motores hueco abajo en sistemas de lodos en espuma, aire y en sistemas de lodos gasificados u oxigenados.

La limpieza del hueco puede ser solo el factor más importante en una operación de perforación lateral, obteniendo un efectivo desplazamiento del lodo. Las tasas de penetración y tasas de flujo son monitoreadas fijamente durante la perforación. El ensamblaje de perforación puede ser de corrida corta através de la curva si es necesariamente para limpieza del hueco o como ayuda.

El operador es responsable para suministrar el fluido de perforación, bombeo del lodo y manejo del equipo. Si el lodo es usado, bombas triplex son requeridas si un MWD es utilizado. Las tasas de flujo de 185 - 200gpm es requerida con motores hueco abajo de 4 3/4" mientras 370-400 gpm es requerido con motores más grande de 6 3/4".

La presión de la superficie de la tubería

vertical sería aproximadamente de 2000 - 2500 psi (igual a las pérdidas normal del drill string más cualquier caída de presión a través de la broca, más 500 psi del motor y 50 - 200 psi de caída de presión en el MWD). Algunos sistemas MWD pueden requerir aproximadamente 1000 psi de caída de presión a través de la broca en adicción a otras pérdidas de presión.

Un buen bombeo adicional(back-up), es necesario mientras se está perforando la sección horizontal, cualquier pérdida debido al bombeo con cortantes en el hueco podría resultar en stack pipe (reventar la tubería).

Si es un fluido compresible tales como aire, espuma o lodos oxigenados (gasificados) es usado como medio de circulación, técnicas adicionales de trabajo serían requeridas para configurar el programa óptimo.

## CAPITULO III

### TERMINACION

#### 3.1 TUBERIA DE REVESTIMIENTO EN POZOS HORIZONTALES

En la planeación de un pozo es importante la programación de las tuberías de revestimiento, así como las profundidades de asentamiento. Esto cobra principal interés cuando se trata de un pozo horizontal o altamente inclinado, ya que habrá que tomar en cuenta otras consideraciones tales como ademar la sección curva del agujero, antes de perforar la sección horizontal. Esto es debido a las enormes fuerzas laterales de contacto que pueden ser causadas en la parte inferior de la curva por las cargas de tensión en la sección horizontal.

Las cargas a la que está sometida la TR en pozos horizontales o altamente desviados, no son diferentes a las que se presentan en los pozos verticales (convencionales de gas o de aceite). Sin embargo las cargas van a ser diferentes en magnitud.

Debido a que la parte inferior de la tubería de explotación no va a estar colgada, sino que va a estar descansada en la parte inferior de las secciones curvas y sección horizontal del pozo, se debe considerar que el factor de fricción va a jugar un papel muy importante.

El factor de fricción del agujero representa el arrastre entre la tubería y la pared del pozo, este arrastre es función de varios factores, por ejemplo, el tipo de roca de la pared, tipo de lodo de perforación y sus propiedades (contenido de sólidos, contenido de aceite y calidad de filtración en el enjarre), condiciones de agujero y número de centradores instalados sobre la tubería de revestimiento.

Cabe destacar que la tubería de revestimiento es más flexible bajo compresión que bajo tensión, de modo que pasará fácilmente por las curvas de radio de giro intermedio, si no se la hace inflexible con mayor número de centralizadores.

### 3.1.1 SELECCION DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO

La importancia de seleccionar adecuadamente las profundidades para el asentamiento de las TRs no se debe enfatizar. Muchos pozos han tenido falla económicas y de Ingeniería debido a que

las consideraciones en el programa de asentamiento han sido muy someras o muy profundas. Aplicando pocos conceptos básicos de Perforación y combinados con el conocimiento de las condiciones geológicas del área, se pueden determinar las profundidades a las cuales las TRs deben ser asentadas para asegurar que la perforación pueda continuar con menos dificultad.

La profundidad de asentamiento está directamente afectada por las condiciones geológicas; en algunos casos el primer criterio para seleccionar esta profundidad, es el de cubrir las zonas de pérdida de circulación severas, o bien la selección puede basarse en el control de las presiones anormales y prevenir su exposición con zonas débiles más someras.

La selección de asentamiento de las tubería de revestimiento con el propósito de controlar la presión, inicializa con el conocimiento de las condiciones geológicas (presiones de formación y gradiente de fracturas); generalmente dicha información se encuentra disponible con un grado de exactitud aceptable. Algunos cálculos previos, con las actuales condiciones de perforación, determinarán la localización

exacta para cada profundidad de asentamiento.

En el caso de pozos horizontales o altamente inclinados, se pueden tomar como referencia los gradientes de fractura y presiones de formación de pozos verticales vecinos, para la programación de los posibles asentamientos de TRs. Obviamente se tendrá que considerar el asentar una TR en el punto de inicio de la desviación (KOP), se debe ademar la sección de desarrollo de la curva; esto puede ser con una tubería de revestimiento corta o con otra TR. El objeto de tener ademada la sección curva, es con el fin de reducir las fuerzas de arrastre y de fricción que se originan por el contacto de la parte baja de la pared del pozo con la sarta de perforación, y el de disminuir la tendencia de pegadura.

En la sección horizontal se puede colocar una TR corta, la cual dependiendo de las características formacionales, se puede cementar en su totalidad, o bien asentarla mediante empacadores externos inflables.

Un programa tentativo para el asentamiento de las tuberías de revestimiento en un pozo horizontal puede ser correlacionandolo con los pozos vecinos. Se debe considerar que dicho

programa podrá alterarse en función de condiciones de la perforación, las cuales van a indicar las profundidades a las que se deben de asentar las tubería de revestimiento.

### **3.2 ACCESORIOS DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO PARA CEMENTAR**

Los accesorios de la tubería de revestimiento tales como tapones para desplazar, coples para cementación múltiple, raspadores y centradores, son dispositivos mecánicos empleados comunmente en la corrida de las tuberías, y su selección para las cementaciones primarias de pozos horizontales o altamente inclinados es de vital importancia, ya que de tenerse fallas en la cementación, se tendrán trabajos de cementaciones forzadas las cuales podrán ser difíciles de realizar en la sección horizontal. Es por lo anterior que se debe tener un buen diseño de la TR además de la buena selección del equipo que se utilizará en la corrida, para que su funcionamiento sea el adecuado.

### **3.3 COMPLETACION HORIZONTAL**

De la experiencia obtenida con la perforación de pozos horizontales y su terminación (con ángulos mayores a  $85^\circ$ ), se llega a la conclusión que el equipo empleado es considerado como convencional.

Se han realizado estudios experimentales y computacionales para determinar la estabilidad del agujero en sección horizontal, y tales estudios revelan que los pozos desviados en yacimientos de calizas suaves, a profundidades de 2000 m., nunca se colapsarán o fracturarán durante la perforación, esto es sin considerar el ángulo de desviación y utilizando el adecuado peso del lodo.

La mayoría de las características que afectan la terminación de un pozo son la permeabilidad, tipo de formación y la presencia de fracturas naturales. Para un yacimiento isotrópico de alta permeabilidad, la dirección de la sección horizontal podría no tener importancia y la TR pudiese ser reemplazada por el agujero abierto o bien por una TR corta ranurada.

A los pozos horizontales perforados en formaciones compactas (además que el fluido de perforación se encuentra más tiempo controlando las presiones de la formación productora), probablemente será necesario estimularlos mediante una acidificación o un fracturamiento, para eliminar el posible daño a la formación e incrementar su productividad.

### 3.3.1 SELECCION DE LA MEJOR COMPLETACION

La efectividad de la comunicación que existe entre la formación productora y el pozo,

influye en las características de producción del campo, el área de drene del pozo y la economía.

La terminación de un pozo es la fase operativa más importante en la vida del pozo; virtualmente cubre todas las operaciones entre la perforación y la puesta en producción.

Las técnicas de terminación son función de la técnica de producción, las posibilidades de conversiones y reparaciones futuras, la productividad del pozo, el estado mecánico y otros problemas.

Un excelente diseño de Ingeniería en la terminación, minimiza los costos iniciales y de operación al tiempo que provee el conducto más eficiente para los fluidos hasta la superficie.

El mejor diseño proporcionará la operación más rentable de un pozo, a lo largo de su vida productiva. Un diseño pobre elevará los costos de producción y propiciará un abandono anticipado, quedando más aceite sin recuperar.

La selección de la mejor completación involucra el ambiente, recursos, facilidades y restricciones al decidir:



- Intervalo o secciones a explotar
- Método de terminación
- Número de reparaciones mayores en el pozo si es que existen
- Tamaño de las tuberías de revestimiento y tuberías de perforación.

### 3.3.2 TIPOS DE COMPLETACIONES HORIZONTALES

De acuerdo con los diferentes tipos de formación (homogénea, heterogéneo, fractura, estable, inestable), y sus combinaciones es que se han diseñado los siguientes tipos de completación:

- Agujero abierto
- Tubería de revestimiento corta perforada o ranurada
- Tubería de revestimiento con empaque externo con coples de cementación
- Tuberías de revestimiento cortas preempacadas
- Con empaques de grava
- Con fracturamiento (ácido o hidráulico con apuntalantes)

Los tipos de completaciones anteriormente citadas, la mayoría de ellas se realiza sin el empleo de cemento, solo en la completación con fracturamiento es que se emplea la cementación de la tubería de revestimiento, para poder así controlar mejor la inyección de fluido a alta

presión.

### 3.4 CEMENTACION

El éxito del trabajo de cementación involucra uno de los factores más importantes en la vida productiva de un pozo, el cual será especialmente crítico cuando se trate de la completación horizontal.

Se ha obtenido de las investigaciones realizadas las siguientes condiciones óptimas para obtener éxito en los trabajos de cementaciones primarias en pozos verticales, los cuales incluyen centralización y movimientos de la tubería, bajos esfuerzos de gel en el lodo, altos gastos de cemento y el uso de colchones lavadores.

Las técnicas conocidas, aplicarlas resulta un tanto difícil cuando se trata de pozos desviados y más aún cuando se trata de pozos horizontales. Es más difícil la centralización de las tuberías en huecos desviados, debido a que las cargas que actúan sobre la tubería la forzan hacia la parte baja de la pared del pozo; dichas cargas van a producir fricciones, torque y esfuerzos de flexión que limitan el movimiento de la tubería.

Cuando se está perforando en forma horizontal, los recortes tienden a depositarse en la parte baja de hueco, lo cual trae consigo problemas de adherencia,

ya que se forman canales; y estos canales son causas de fallas en los trabajos de cementación primaria. Para prevenir la formación de dichos canales puede hacerse de la siguiente forma:

- El adecuado manejo de los fluidos se enfoca a las propiedades de los fluidos de perforación, diseños de lechadas, baches espaciadores y limpiadores, gastos de bombeo de la lechada y una presimulación del flujo del fluido esperado durante la operación.
- Un plan de acción mecánica que ayude al movimiento de tubería, la correcta relación entre TR y el tamaño del pozo, y el uso de los accesorios de la TR para limpiar las paredes del pozo y la adecuada centralización de la tubería.

## CAPITULO IV

### PERFORACION HORIZONTAL DE POZOS EN EL ECUADOR

#### 4.1 INTRODUCCION

La perforación horizontal de pozos en el Ecuador según estudios se inició hace aproximadamente cuatro años y medio, lo que nos indicaría que en el Ecuador se está desarrollando esta técnica. Existen diversas compañías que han usado esta técnica como es la Oryx Ecuador Energy Company antiguamente la British Petroleum y la Maxus Ecuador Inc. antiguamente Conoco Ecuador Ltda.

En este capítulo vamos a dedicarnos a indicar el análisis y reporte final de perforación del pozo horizontal perforado por la Oryx Ecuador Energy Company, el cual es el Gacela II, ocupando dicha compañía el bloque número 7 del oriente Ecuatoriano, siendo este el segundo pozo perforado horizontalmente.

## 4.2 ANALISIS Y REPORTE DE PERFORACION

Compañía operadora : Oryx Ecuador Energy Company

Compañía contratista : Constructora Selvayacuy Cía.  
ltda.

Helmerich and Payne-Rig-12

M-I overseas Ltda.

Halliburton

Geoservices

Schlumberger

Ensco

Halliburton reservoir Services

### 4.2.1 DATOS GENERALES

Pozo : Gacela II

Campo : Gacela

Clasificación : Avanzada

Profundidad programada vertical : 9621 pies

Profundidad total vertical : 9501 pies

Profundidad medida : 11729 pies

Fecha de inicio de la perforación : Enero 11 de  
1992

Fecha de terminación de la perforación (P.T) :  
Marzo 29 de 1992

#### 4.2.2 LOCALIZACION DEL POZO

Provincia : Napo

Cantón : Francisco de Orellana

Lote : UTM zona 18

##### Superficie

Longitud : 77° 04' 40.19" W

Latitud : 00° 30' 10.48" S

Elevación del terreno : 890 pies

Elevación de la mesa rotaria : 910 pies

Distancia al pozo más cercano : N/D

Espaciamiento entre pozos : N/D

#### 4.2.3 RESUMEN DE LAS OPERACIONES

##### 4.2.3.1 PRIMERA ETAPA

##### Registro de brocas y B.H.A

N° de Broca	Tipo	Diámetro (pulg)	Profundidad (pies)	Piesaje (pies)	P.S.B x1000lb
1	Y-11	17 1/2	2536	2536	10/30
Hrs de rotación		Taza de penetración pies/hr		R.P.M.	
59.5		42.6		150	

**Análisis** La taza de penetración que se obtuvo en esta primera etapa fue buena, en vista que se perforó sin

problemas, teniendo un R.O.P de 42.6 pies/hr. El BHA estuvo compuesto de B/BS/2\*8" DC/STB/1\*8" DC/STB/14\*8" DC/15\*5" HWDP/

### Fluido de perforación

Tipo de fluido = Nativo - Gel / Benex

Prof. (pies)	Peso (lb/gl)	Viscos (seg)	Gels	PV/YP	PH	Filt (cc)	Arena %
2536	9.60	39	16	8/15	8.5	-	-

Aceite %	Sólido %	Ca (ppm)	Cl (ppm)
-	-	-	-

**Análisis** Este fluido fue el adecuado para realizar la perforación de este agujero superficial.

### Tubería de Revestimiento

Datos :

D hueco (pulg) = 17.50	<b>Factores básicos de diseño</b>
D t.r. (pulg) = 13.38	Co. = 1.125
G (lb/gl) = 8.7	Pint = 1.00
P.Z. (pies) = 2216 304	Tc. = 1.25
Profundidad 1+2 pies = 2520	Tu. = 2.00

P1. hidr. = 1002.59                      P2. hidr = 1140.12  
 P1. form. = 966.25                      P2. form = 1098.79  
 Peso 1     = 150699                      Peso 2     = 16568  
 SP1 y SP2 = 167267

Numero de juntas	Grado	Peso (lb/pies)	Pr. colapso (psi)		Tensión Cuerpo /Unión	
54	K-55	68.0	3450	1950	1069000	/ 718000
8	K-55	54.5	2730	1130	853000	/ 547000

F <sub>Co</sub>	F <sub>pint</sub>	F <sub>tc</sub>	F <sub>tu</sub>
1.94	3.57	6.39	4.29
0.99	2.48	51.48	33.02

**Análisis** El diseño de la T.R superficial, cumplió con los parámetros de diseño al colapso, estallido y tensión.

### Cementación

Datos:

D hueco (pulg) = 17.50                      N° Sx req. = 947.93  
 D t.r. (pulg) = 13.38                      % extra utilizado =  
 58.24  
 P.A (pies) = 2520  
 FV = 0.695  
 Va = 1750.44

N° de Sx Cemento	Tipo de cemento	Aditivos	Densidad de lechada (lb/gl)	Rendim. Sx.110lb
1100	A	4% Gel	13.5	2.024
400	A		15.8	1.357

Rendim. Sx.94lb	Vol. lechada cc	Vol. total lechada cc	% Anular cementado
1.73	2227	2770	158
1.16	543		

1500 sacos totales utilizados

**Análisis** Tal como podemos apreciar en el presente cuadro, el exceso de cemento que se empleó en esta operación fue el apropiado.

#### 4.2.3.2 SEGUNDA ETAPA

##### Registro de brocas y BHA

N° de Broca	Prof. (pies)	Piesaje (pies)	Tipo	Diámetro (pulg)
2	5252	2716	S33	12 1/4
3	6489	1237	HP43A	12 1/4
4RR	0	0	533	12 1/4

##### Fluido de perforación

Tipo de Fluido = Base agua y base aceite

Prof. (pies)	Peso (lb/gl)	Viscos. (seg)	Gels	PV/YP	PH	Arena %
2530	8.7	37	5/9	6/11	8.0	TR
5252	9.5	42	12/16	10/23	8.3	1
6491	9.6	40	12/16	6/20	8.0	0
6940	9.6	44	12/16	7/22	8.2	TR
8356	10.1	50	18/19	7/22	8.4	0
8900	10.1	58	20/17	6/16	8.8	TR

**Análisis** Hasta la corrida número 10 se trabajó con lodo

base agua y a partir de este cambió a lodo base aceite, empezándose a perforar con lodo tipo Gel Atarch, Soltex, siendo la característica para lodo aceite (Drispac-soltex). El rendimiento de este fluido de perforación fue bueno.

### Tubería de revestimiento

Datos :

D hueco(pulg) = 12.25

D t.r.(pulg) = 9.63

Prof. zap(pulg) = 8885

G (lb/gl) = 10.0

Número juntas	Grado	Peso (lb/pie)	Colapso (psi)	Presión (psi)	Tensión cuerpo/unión
210	N-80	47	4750	6870	1086000/905000

**Análisis** La tubería de revestimiento que se empleó en esta segunda etapa de la perforación ciple con los factores mínimos de colapso, tensión y estallido.

### Cementación

---



---

N° de Sx. usados	Tipo de cemento	Aditivos	Densidad (lb/gl)
2280	A	6% Gel	13.5
700	G		15.8

2980 Sxs. de cemento empleados

**Análisis** El número de sacos de cemento empleado para la cementación de la tubería de revestimiento de 9 5/8 ", fueron los necesarios para cubrir más del 100% del volumen total del agujero de 12 1/4", llegando a cubrir zonas acuíferas.

#### 4.2.3.3 TERCERA ETAPA

##### Registro de brocas y BHA

N° de brocas	Prof. (pies)	Piesaje (pies)	Tipo	Diámetro (pulg)	Jets (1/32)
13RR	9400	515	R435G	8 1/2	3*15
14RR	9460	60	R476	8 1/2	
15RR	9520	60	R476	8 1/2	
16RR	9580	60	R476	8 1/2	
17RR	9610	30	R435G	8 1/2	4*15
18RR	9610	0	R435G	8 1/2	4*15
19RR	8963	647	R435G	8 1/2	4*15
20	8998	35	J2	8 1/2	3*14
21	9099	101	HP43A	8 1/2	3*13
22	9513	414	HP43A	8 1/2	3*13
23	9651	138	HP43A	8 1/2	2*14, 1*13
24RR	8642		J2	8 1/2	3*14

RPM	P.S.B. *1000 lb	Hrs. de rotación	Tasa de penetración
120/150	5/10	38.5	13.38
85	5/7	6.0	10.00
85	7/9	3.5	17.14
85	7/9	2.5	24.00
140	7/9	1.0	30.00
80	0/3	0.0	0.00
80	0/10	9.0	78.80
MM	0/5	22.0	1.59
MM	3/15	38.5	2.62
MM	40/50	41.0	10.10
MM	30/35	11.5	12.00
40	0/5	0.0	0.00

**Análisis** Se empezó a perforar el agujero vertical de 8½, del mismo que se obtuvieron tres núcleos de 60' cada uno, recuperándose en todos estos el 100%, llegándose a la TD(9651'). Los BHA empleados para perforar este agujero son similares a los empleados en la etapa anterior; los BHA empleados para sacar núcleos están compuestos de las siguientes herramientas: B/Core Barrel/XO/18\*6 1/4" DC/JAR/3\*6 1/4" XO/15\*5" HWDP/. Se taponó este agujero, y se empezó a perforar el agujero direccional a partir de 8963'. El rendimiento obtenido por las brocas es aceptable considerando factor mecánico y características de las formaciones atravesadas, con un promedio de 6.5 pies/hr. Para perforar esta etapa direccional se empleó un motor ajustable de 6 3/4" con un ángulo de 12°/100 pies hasta llegar a obtener un ángulo de 90°, pero en la realidad solo se llegó a obtener un ángulo de 75.74° a la profundidad de 9651'.

#### **Control direccional del agujero**

Los conjuntos de fondo de pozo con motor, no cumplieron en su totalidad con el objetivo de alcanzar una inclinación de 90°, al terminar esta etapa. Empezándose en 8885' con una inclinación de 0.17°, azimuth de 226.97°, TVD de 9462.2' con coordenadas rectangulares 23.35 y 10.9W y sección vertical 9.7 sin existir todavía pata de perro y terminándose esta sección a la

profundidad de 9651 pies, 75.74° de inclinación y un azimuth de 275°, un TVD de 9462.2', coordenadas rectangulares de 9.4S y 406W, sección vertical 405.4 y un pata de perro de 12.

### Fluido de perforación.

Tipo de fluido = Versaport

Prof. (pies)	Peso. (lb/Gl)	Viscos. (seg)	Gels	PV/YP
9400	10.6	50	23/22	12/20
9610	10.6	53	20/26	13/19
8934	10.7	56	22/25	12/23
8963	10.8	65	24/22	16/22
9045	10.5	50	23/24	4/14
9651	10.6	66	31/10	6/18

**Análisis** Este fluido presenta propiedades físico-químicas apropiadas por lo que se obtuvo una estabilidad en las paredes del agujero.

### Tubería de revestimiento (Liner)

N° de Juntas	Grado	peso (lb/pie)	Colapso (psi)	presión (psi)	Tensión cuerpo/unión
23	S-95	23	4150	7530	632000/505000

**Análisis** La tubería de revestimiento que se empleó en esta tercera etapa de perforación cumple con los factores requeridos mínimos al colapso, tensión y estallido.



### Cementación.

N° de Sxs. usados	Tipo de cemento	Aditivos	Densidad (lb/gl)
210	G		15.8

210 sacos totales de cemento empleado

#### 4.2.3.4 CUARTA ETAPA

#### Registro de brocas y BHA

N° de brocas	Prof. (pies)	Piesaje (pies)	Tipo	Diámetro (pulg)
25	9605	45	HP11	6 1/8
26	9654	49	M4NJ	6 1/8
27	9743	89	ATJ22	6 1/8
28	10147	404	S725G	6 1/8
29	10279	132	S725G	6 1/8
30	10682	403	S725G	6 1/8
31	10885	203	S725G	6 1/8
32	11293	408	Z437	6 1/8
33	11342	49	263NDR	6 1/8
34	11729	387	M19B	6 1/8

**Análisis** Partiendo de la profundidad de 9651 pies, y un ángulo de  $74.75^\circ$ , se perforó un agujero de 6 1/8" hasta llegar a obtener una posición horizontal de  $90^\circ (+/-)$ , las brocas empleadas (S725G) proporcionan un buen rendimiento, considerando las condiciones mecánicas y litológicas del agujero.

#### Control direccional del agujero

Se logró llegar a obtener un ángulo de  $90^\circ$  a la

profundidad de 9802 pies, con estos BHA y estas brocas se obtuvo una perforación adecuada de este agujero horizontal con una tasa de penetración promedio de 6.94 pies/hr. Se termina esta operación a la profundidad de 11729 pies con una inclinación de 87.60°, 277.5° de azimuth, una TVD de 9502.2 pies, coordenadas rectangulares de 126.2N y 247.6W y una pata de perro de 4.29.

### Fluido de perforación

Fluido de perforación = Versaport

Prof. (pies)	Peso (lb/gl)	Viscos (seg)	Gels	PV/YP
9654	9.5	73	11/22	22/28
10110	9.5	75	16/22	26/28
10422	9.7	65	13/21	20/22
10885	9.5	57	8/17	18/19
11342	9.7	63	17/22	22/24
11729	9.9	75	18/25	23/20

**Análisis** El fluido de perforación empleado para perforar este agujero, es igual al empleado en la etapa anterior, Versaport (lodo base aceite) se obtuvo mejor limpieza, lubricación y control del agujero.

### Tubería de revestimiento (Liner)

N° de juntas	Grado	Peso (lb/pie)	Colapso	Presión (psi)	Tensión cuerpo/unión
8	N-80	18	10490	10140	422000/396000
52	N-80	18	10490	10140	422000/396000

**Análisis** La tubería de revestimiento que se empleó en esta cuarta etapa de la perforación cumple con los factores, requisitos mínimos al colapso, tensión y estallido.

#### 4.3 ANALISIS DE COSTO DEL POZO

Dentro de los costos de perforación de este pozo, se presentan los siguientes porcentajes del monto total que asciende a US\$: 4450572.

	\$	%
- SERVICIOS BASE	18800.0	0.4
- TRANSPORTE	205500.0	4.6
- LOCACION	470080.0	10.6
- COSTO DE PERFORACION		
. EQUIPO DE PERFORACION	824463.0	18.5
. BROCAS	222608.0	5.0
. LODOS Y QUIMICOS	522750.0	11.7
. CEMENTO Y CEMENTACION	199721.0	4.5
. DIRECCIONAL	450760.0	10.1
- REGISTROS	212299.0	4.8
- COMPLETACION Y PRUEBAS	68000.0	1.5
- TUBERIA	34243.0	0.8
- VARIOS	692688.0	15.6
- SUPERVISION	105600.0	2.4
- OTROS	423060.0	9.5
<b>TOTAL</b>	<b>4450572.0</b>	<b>100.0</b>

**Análisis** El presupuesto realizado para este pozo fue para 70 días de perforación con US \$ 4'460.000, pero fue perforado en 78 días a un costo total de US \$ 4'117.000, a pesar de que se tuvo una demora de 8 días más, el costo total fue menor en un 7.6% (US \$ 343.000) en lo referente al equipo de perforación; justificándose debido a que se tuvo problemas en la corrida número tres, en la que se perdió 103 horas de operación, lo que queda afirmado por lo anteriormente dicho en lo que se refiere al tiempo, también se debe indicar que el proyecto de perforación fue el de realizar 3.000 pies en la horizontal, pero en la ejecución del mismo solamente se perforó 2.000 pies.

#### 4.4 PROBLEMAS PRESENTADOS

El día 24 de enero de 1992 cuando se encontraba perforando a 6489' con la broca número 3, se quedó en el hueco un cono, lo que originó realizar operaciones de pesca y molienda del pescado, originando pérdidas de tiempo de aproximadamente 103 hrs.

#### 4.5 CONCLUSIONES

El pozo Gacela II, empleó un tiempo aproximado de 822.1 horas de rotación, alcanzando una profundidad medida de 11729 pies, que corresponde a una profundidad vertical verdadera de 9501 pies abarcando 78 días; con un promedio diario de penetración de 150.37 pies/día, con lo que indica que la tasa de

penetración fue aceptable considerando que la perforación fue lenta en la etapa direccional y horizontal.

El pozo que es de característica horizontal el cual fue perforado en cuatro etapas que corresponde a los agujeros de:

- 17  $\frac{1}{2}$ " , que llegó a la profundidad de 2536 pies, empleando 42.6 hrs de rotación efectiva con un ROP de 59.5 pies/hr.

- 12  $\frac{1}{4}$ " que llegó hasta la profundidad de 8900 pies empleándose 292 hrs. de rotación, con un ROP de 21.79 pies/hr.

- 8  $\frac{1}{2}$ " que corresponde a la sección curva del pozo, el cual se perforó desde 8900 pies hasta 9651 pies que corresponde a la profundidad medida, empleó 174 horas de rotación con un ROP de 4.32 pies/hr.

- 6  $\frac{1}{8}$ " el cual pertenece a la sección horizontal, el cual se perforó de 9651 pies a 11729 pies medidos (avance 2078 pies), ocupó 340 horas de rotación y un ROP de 6.11 pies/hr.

Para la perforación del referido pozo se emplearon tres tipos de lodo:

Hueco(pulg)	Tipo de lodo
17 $\frac{1}{2}$ "	Gel Nativo
12 $\frac{1}{4}$ "	Gel Drispac-Soltex
8 $\frac{1}{2}$ " y 6 $\frac{1}{8}$ "	Base aceite

En relación a la sección curva esta fue perforada desde 8900 pies hasta 9651 pies avanzando 755 pies, se caracterizó por presentar un radio de curvatura medio, con un incremento de ángulo promedio de  $8^{\circ}$  a  $15^{\circ}$  por cada 100 pies perforados, llegando a alcanzar un ángulo aproximado de  $89^{\circ}$ , coordenadas 19N-714W, a la profundidad medida de 9651 pies y/o profundidad vertical verdadera de 9477 pies.

La sección horizontal que corresponde al agujero de 6 1/8" de diámetro, fue perforado de 9651 pies a 11729 pies medidos, avanzando 2078 pies, llegándose a mantener el ángulo entre  $87^{\circ}$  y  $90^{\circ}$ .

Las tuberías de revestimiento corridas en los agujeros de 17 1/2", 12 1/4", 8 1/2" y 6 1/8", cumplen con los factores de resistencia requeridos al colapso, presión interna y tensión cuerpo unión.

En la tercera etapa, durante la perforación del agujero direccional, el ángulo de avance varía entre 10 y  $12^{\circ}/100$  pies.

De la información obtenida durante la perforación se determinó la existencia de indicios de hidrocarburos en la respectiva área de interés.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

1. Los pozos horizontales pueden proveer las más altas tasas de producción, mejorando las recuperaciones y puede reducir la necesidad para pozos adicionales.
2. Los pozos horizontales pueden aumentar el flujo efectivo y reducir el tiempo de gasto comparado con pozos verticales.
3. Las técnicas de perforación de pozos horizontales, son generalmente de pozos establecidos y no son experimentales.
4. Los yacimientos de alta permeabilidad, tendrían una permeabilidad menor a 10 milidarcies en ambas direcciones verticales y horizontales.
5. Objetivos preferidos son yacimientos angostos, los cuales tienen áreas de drenaje muy largas.

6. Los yacimientos de interés homogéneos exhibirán alta anisotropía en permeabilidad horizontal y buena permeabilidad vertical con estratificación no vertical.

7. La formación tendría buena estabilidad mecánica (esto es no producción de arena o problema de agrietamiento, no problema de sellamiento con arcilla).

8. Pesos de lodo mayor que la presión de poro puede llegar a pegarse, sin embargo, si el peso de lodo más alto pueden ser requerido para el control de la estabilidad del pozo.

9. Los pozos horizontales no serían utilizados como pozos exploratorios, porque la presión de poro y la resistencia de la roca deben ser reconocidos previamente para perforar la sección horizontal.

10. Los fluidos de perforación usados para la sección horizontal, tendrían bajos sólidos, capacidad alta de limpieza y no podrían causar daño a la formación.

11. En sí para perforar horizontalmente se debe partir de un pozo vertical ya perforado porque así ya no desconocemos las características geológicas y petrofísica del yacimiento, haciendo por lo tanto un trabajo más eficiente y productivo, evitando costos altos, dando un pozo económicamente rentable.

## RECOMENDACIONES

1. De este trabajo se puede llegar a realizar un mejor material dando énfasis a la construcción de la curvatura del pozo cuya información se encuentra disponible.
2. Hay que realizar una mejor información sobre las formaciones del Oriente Ecuatoriano para saber a ciencia cierta y aplicar con mayor frecuencia, si se puede decir, donde es necesario perforar horizontalmente; dando resultados favorables.
3. Es necesario incentivar en nuestro País para que las Compañías Multinacionales usen ésta técnica y mejoren la productividad, originando una mayor economía al País.
4. Cuando las Compañías estén usando estas técnicas es necesario que se realice una exhaustiva fiscalización en cuanto a que se den buenos resultados en la perforación y no sea un fracaso, especialmente preservando el medio ambiente cuando utilicen lodos, en base aceite y químicos contaminantes, evitando así daño a la fauna y a la flora del Oriente Ecuatoriano, ya que es un patrimonio de todos los ecuatorianos.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- **DEW E., Some Drilling, Reservory, & Production** Considerations for horizontal Drainholes, PER (Production Engineering & Research), 1988.
- 2.- **DNH, Informe Técnico y Reporte de Perforación del** Pozo Gacela II, Quito Febrero de 1994.
- 3.- **EASTMAN CHRISTENSEN COMPANY, Lateral Drilling from** Eastman Christensen Puts greater production within reach, Proven Drilling Perfomance, 1987.
- 4.- **INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO, Curso de Técnicas de** completación de Pozos Horizontales, Quito Julio de 1992.
- 5.- **HALLIBURTON. SEMINAR HORIZONTAL COMPLETION,** Publicación anual de 1990.
- 6.- **OFFSHORE, Revista de Inspección de Sistemas de** Producción, Noviembre de 1998.
- 7.- **SEGURA, J. Tópico de Perforación Horizontal y sus** Aplicaciones en el Ecuador (Gacela I), Guayaquil 1991.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS  
SOLICITUD DE PERFORACION

COMPANIA OPERADORA      ORYX ECUADOR ENERGY COMPANY

COMPANIAS CONTRATISTAS    CONSTRUCTORA SELVAYACU CIA. LTDA.  
 HELMERICH & PAYNE  
 M-I OVERSEAS LTD.  
 HALLIBURTON  
 GEOSERVICES  
 SCHLUMBERGER  
 ENSCO  
 HALLIBURTON RESERVOIR SERVICES

1.0 DATOS GENERALES

Pozo No.      Gacela No. 2      Campo      Gacela  
 Clasificacion (Lahee)      Avanzada  
 Tipo de Estructura      Anticlinal  
 Profundidad programada 2924 mts 9621 pies  
 Fecha de iniciacion de la perforacion:  
    dia aprox. 6 mes      enero      ano 1992

2.0 LOCALIZACION DEL POZO

Provincia      Napo      Canton      Francisco de Orellana  
 Lote      UTM zona 18  
 Longitud:      77 deg. 04' 40.19" W  
 Latitud:      00 deg. 30' 10.48" S  
 Elevacion del terreno 271      mts 890      pies  
 Elevacion mesa rotatoria 277.4      mts 910      pies  
 Distancia mas corta al limite del area del contrato 7000 mts, 22.967      pies  
 Distancia al pozo mas cercano 4000      mts. 13.124      pies  
 Espaciamiento entre pozos      mts.      acres  
 Posicion geologica o estructural      Parte alta de estructura

3.0 EQUIPO DE PERFORACION

Terrestre si      Marino no      Torre no      Mantil si  
 Marca LEE C. MOORE      Capacidad 16.000      pies  
 Carga critica sobre el gancho  
 No. de lineas al bloque viajero 10      Capacidad nominal 670 bruta, 1000 lbs.  
 Mesa rotatoria: Marca C.EMSCO Modelo T-2750 D.I. 27-1/2 pulgs.  
 Rango de RPM 200 maximo 0      minimo.

Capacidad de carga estatica, 1000 lbs. 1000      Capacidad torque 16.000 lbs.  
 pie.  
 HP rotatorios 1000      transmision a la rotatoria, tipo VARCO

4.0 VALVULAS DE SEGURIDAD

4.1 CABEZAL DE CONTROL

Diametro		Presion de trabajo		Brida
(pulg)	(cm)	(LPE)	(Kgr/cm2)	
13-5/8		5000		

#### 4.2 PREVENTORES DE REVENTONES

Numero	Clase	Marca	Tipo	Tamano (Puig) (cm)
1	esférico	SHAFFER		13-5/8
1	anular	CAMERON	U	13-5/8
1	ciego	CAMERON		13-3/8

Tipo de arreglo Anular-ciego

#### 5.0 TRANSPORTE DEL EQUIPO

Terrestre	54	Kms.		
Aereo		Kms.		
Marítimo		Kms.	Fluvial	Kms.
Distancia total del transporte			54	Kms.

#### 6.0 DIAS ESTIMADOS DE OPERACION

Construcción de localización	60	transporte	6
Armada del equipo	4	Perforación	70
Completación	10	Desarmada	3

#### 7.0 OBJETIVO

Obtener producción comercial de hidrocarburos en: Arenisca de Hollin Superior.

#### 8.0 ESTRATIGRAFIA ESPERADA

Formación	Tope	
	Mts (bmr)	pies (bmr)
ORTEGUAZA		1375
TIYUYACU		6137
TENA		7377
NAPO		8404
HOLLIN		9431

#### 8.1 PROGRAMA DE MUESTREO

Formación	De		A		Muestras cada	
	mts	pies	mts	pies	mts	pies
POST ORTEGUAZA		0		2500		100
ORTEGUAZA		2500		5375		30
TIYUYACU		5375		6137		30
TENA		6137		7377		30
NAPO		7377		8300		15
HOLLIN		8300		9594		10

#### 8.2 TESTIGOS DE CORONA

Formación	De		A	
	mts	pies	mts	pies
NAPO	De acuerdo a requerimientos			

### 8.3 TESTIGOS LATERALES

Formacion	mts	De pies	mts	A pies
NINGUNO				

### 9.0 PROGRAMA DE PERFILAJE DEL POZO

Registro	Escala	De mts	pies	A mts	pies
DIL/MSFL/GR			9000		2500
LSS/GR			9000		2500
DLL/MSFL/GR			9594		9000
LSS/GR			9594		9000
CDI./CNL./SGR			9594		9000
SED			9594		9000

### 9.1 PROGRAMA DE ENSAYOS DURANTE LA PERFORACION

De acuerdo a requerimientos.

### 10.0 PERFORACION

#### 10.1 BROCCAS

No.	Diametro	Marca	Tipo	Boquillas	Intervalo	PSY 1000 lbs	1000 kg.	RPM
1	17-1/2	RTC	111	3x22	0-2500	2/30		100/120
2	12-1/4	RTC	111	3x15	2500-3500	20/30		100/120
3	12-1/4	HYC	DS40HF	TFA.59	3500-5750	25/40		180/150
4	12-1/4	RTC	417	3x15	5750-6500	25/40		100/50
5	12-1/4	RTC	437	3x15	6500-7300	30/40		100/150
6	12-1/4	HYC	DS34HF	TFA.59	7300-9000	20/30		180/150
7	8-1/2	RTC	111	3x14	9000-9050	10/20		50/100
8	8-1/2	RTC	517	3x14	9050-TVD	20/30		100/50
9/11	8-1/2	RTC	517	3x14	9000-9800	20/30		180/150
12	6-1/8	RTC	111	3x14	9800-9850	10/15		100/50
13/15	6-1/8	RTC	S725G	TFA.186	9850-12950	10/20		180/150

### 10.2 HERRAMIENTA DE PERFORACION

#### 10.2.1 TUBERIA DE PERFORACION

Diametro Ext. (Pulg)	Junta	Peso (Lbs/pie)	Grado	Longitud mts	pies
5"	4-1/2 IF	19.5	G		12,000
5"	4-1/2 IF	49.1	HWDP		600

### 10.2.2 TUBERIA PESANTE

No.	Diametro		Peso (lbs/pie)	Tipo	Longitud	
	D.E.	D.I.			mts	pies
5	9-1/2	2-1/2	224	espiral		150
20	7-1/2	2-13/16	129	espiral		600
20	6-1/4	2-1/2	88	espiral		600
15	4-3/4	2-1/2	44	espiral		450

### 10.2.3 ESTABILIZADORES

De acuerdo a requerimientos operacionales.

### 10.2.4 OTRAS HERRAMIENTAS

De acuerdo a requerimientos operacionales.

### 10.3 PROGRAMA DE LODOS

Tipo de lodo	Profundidad mts pies	Peso (lbs/gal)	Visc. seg.	VP/PG	Filtrado c.c.	Solidos %
GEL/BENEX	2500	9.5-10.5	60-80		NC	MIN.
*VERSAMUL	9000	9.3-10.2	-	13-20/13-20	<7	MIN.
*VERSAMUL	9600	9.8-10.3	-	13-20/13-20	<7	MIN.
*VERSAMUL	9800	10.2-10.5	-	15-20/15-20	<7	MIN.
*VERSAMUL	12950	9.2-9.4	-	15-20/15-20	<7	MIN.
*DIESEL INVERT OIL BASE SYSTEM (70/30 O/W RATIO)						

### 10.4 PROGRAMA HIDRAULICO

Bomba		tipo		Camisa		pulg.		
Capacidad de tanques:				bbls	mts3.			
Profundidad mts	Boquillas pies	Caudal GYM	Veloc. boqui. (pies/seg)	Veloc. anular pies/min	Presion superf. LPE	Presion JETS LPE	BHP fondo HHP/IN2	
2500	3x16	810	440	90/70	2500	1900	3.2	
5750	TFA.59	600	406	150/120	2500	1630	4.3	
9600	3x14	428	305	316/222	2500	873	3.8	
9800	3x15	350	217	322/160	2500	1200		
12950	3x12	201	194	312/266	2500	350		

### 10.5 CONTROL DE LA VERTICALIDAD

Tipo de instrumento a utilizar: TOTCO 0-8 grados y/o disparos unitarios y/o gyro en agujero entubado.

Frecuencia de medida:

No. de medidas Profundidad

De acuerdo a requerimientos operacionales.

## 10.6 PROGRAMA DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACION

### 10.6.1 PRIMERA ETAPA

Objetivo Para entubar formaciones no consolidadas/flujo de agua.  
 Diámetro del hueco cm. 17-1/2 pulg.  
 Profundidad mts. 2500 pies.

#### TUBERIA DE REVESTIMIENTO:

Diametro (pulg)	No. Juntas	Grado	Peso lbs/pie	Profundidad mts	pies
13-3/8	62	K-55	54.5		2500

#### CEMENTACION

Metodo a utilizarse: Una etapa convencional

Clase	No. Sacos	lbs/saco	Aditivos	Densidad (lbs/gal)
A	975	110	6% GEL 1% Cl2 Ca	13.4
A	375	110	1% Cl2 Ca	15.6

#### MATERIALES A UTILIZARSE

Zapata: Tipo guía Profundidad mts. 2500 pies.  
 Collarines: Tipo flotación Profundidad mts. 2460 pies.  
 Tapones: Tipo standard  
 Centralizadores: Tipo bowspring Cantidad 15  
 Raspadores: Tipo Cantidad

### 10.6.2 SEGUNDA ETAPA

Objetivo Revestir lutitas reactivas.  
 Diámetro del hueco cm. 12-1/4 pulg.  
 Profundidad mts. 9000 pies.

#### TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Diametro (pulg)	No. Juntas	Grado	Peso lbs/pie	Profundidad mts	pies
9-5/8	225	N-80	47		9000

#### CEMENTACION

Metodo a utilizarse: Una etapa convencional.

Clase	No. Sacos	lbs/saco	Aditivos	Densidad (lbs/gal)
G	1110	110	6% GEL .4% HALAD-322	13.4
G	825	110	1% HALAD-322	15.6

MATERIALES A UTILIZARSE

Zapata: Tipo flotación Profundidad mts 9000 pies.  
 Collarines: Tipo flotación Profundidad mts 8940 pies.  
 Tapones: Tipo standard  
 Centralizadores: Tipo bowspring cantidad 30  
 Raspadores: Tipo cantidad  
 Otros:

10.6.3 TERCERA ETAPA

Objetivo Entubar agujero de 8-1/2" para seguir con perforación horizontal.

Diametro del hueco: cm. 8-1/2 pulg.  
 Profundidad mts. 9800 pies.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO (LINER)

Diametro (pulg)	No. Juntas	Grado	Peso (lbs/pie)	Profundidad mts	pies
7	7/18	N80/S95	26/23		9800

CEMENTACION

Metodo a utilizarse: Una etapa convencional.

Clase	No. Sacos	Lbs/saco	Aditivos	Densidad (lbs/gal)
G	220	110	1% HALAD 322 .4% CFR-3	15.6

MATERIALES A UTILIZARSE

Zapata: Tipo Flotación Profundidad mts. 9800 pies.  
 Collarines: Tipo Flotación Profundidad mts. 9740 pies.  
 Tapones: Tipo Standard  
 Centralizadores: Tipo Turbolator Cantidad 10  
 Raspadores: Tipo Cantidad  
 Otros: Tipo:

11.0 POZO DIRIGIDO HORIZONTAL SI x NO

11.1 OBJETIVO PROGRAMADO  
 11.1.1 PROFUNDIDAD DESVIADA TOTAL mts. pies.  
 11.1.2 Profundidad vertical total mts. pies.  
 11.1.3 Angulo maximo de desviacion grados.  
 11.1.4 Desplazamiento horizontal mts. pies.  
 11.2 Coordenadas del objetivo: Longitud Latitud

11.3 Coordenadas del conductor: Longitud Latitud  
11.4 Justificacion de la perforacion dirigida:

## 12.0 ARREGLO GEOMETRICO DEL ESPACIAMIENTO DE POZO

NOTA: Se adjunta programa detallado de las secciones de curvatura y horizontal por parte de nuestra contratista ENSCO.

## 13.0 COSTOS ESTIMADOS DEL POZO

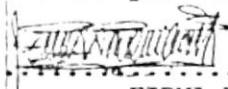
US\$

Vias de acceso	460.000
Localizacion	80.000
Movilizacion del taladro >	
Montaje, desmontaje, movilizacion >	
Equipo de perforacion	674.000
Completacion y pruebas	130.000
Brocas	200.000
Herramientas especiales	240.000
Lodos, aditivos y servicios	410.000
Cementaciones, materiales, servicios	320.000
Combustibles	
Servicios y analisis de nucleos	70.000
Registros electricos >	210.000
Punzonamientos >	525.000
Analisis de ripios	80.000
Alimentacion y alojamiento	
Transporte de materiales y servicios	340.000
Transporte aereo	
Ensamblaje superficial	32.000
Tuberia de revestimiento	375.000
Tuberia de produccion	102.000
Instalaciones auxiliares Campamento	
Comunicaciones	
Otros	1.121.500

GRAN TOTAL US\$ 5,370.000

### NOTAS

1. Se debe incluir un diagrama con ubicacion aproximada del pozo a escala 1:100.000
2. Debera presentarse la Seccion Geologia estructural, incluyendo la localizacion propuesta.
3. Mapas Isopacos
4. Mapas estructurales
5. Diagrama tentativo profundidad vs. tiempo

Presentado por:  Ing. Galo Ronquillo M.  
FIRMA Y NOMBRE

No. 07-P-237 Del registro del Colegio de Ingenieros Geologos, Minas y Petroleos.

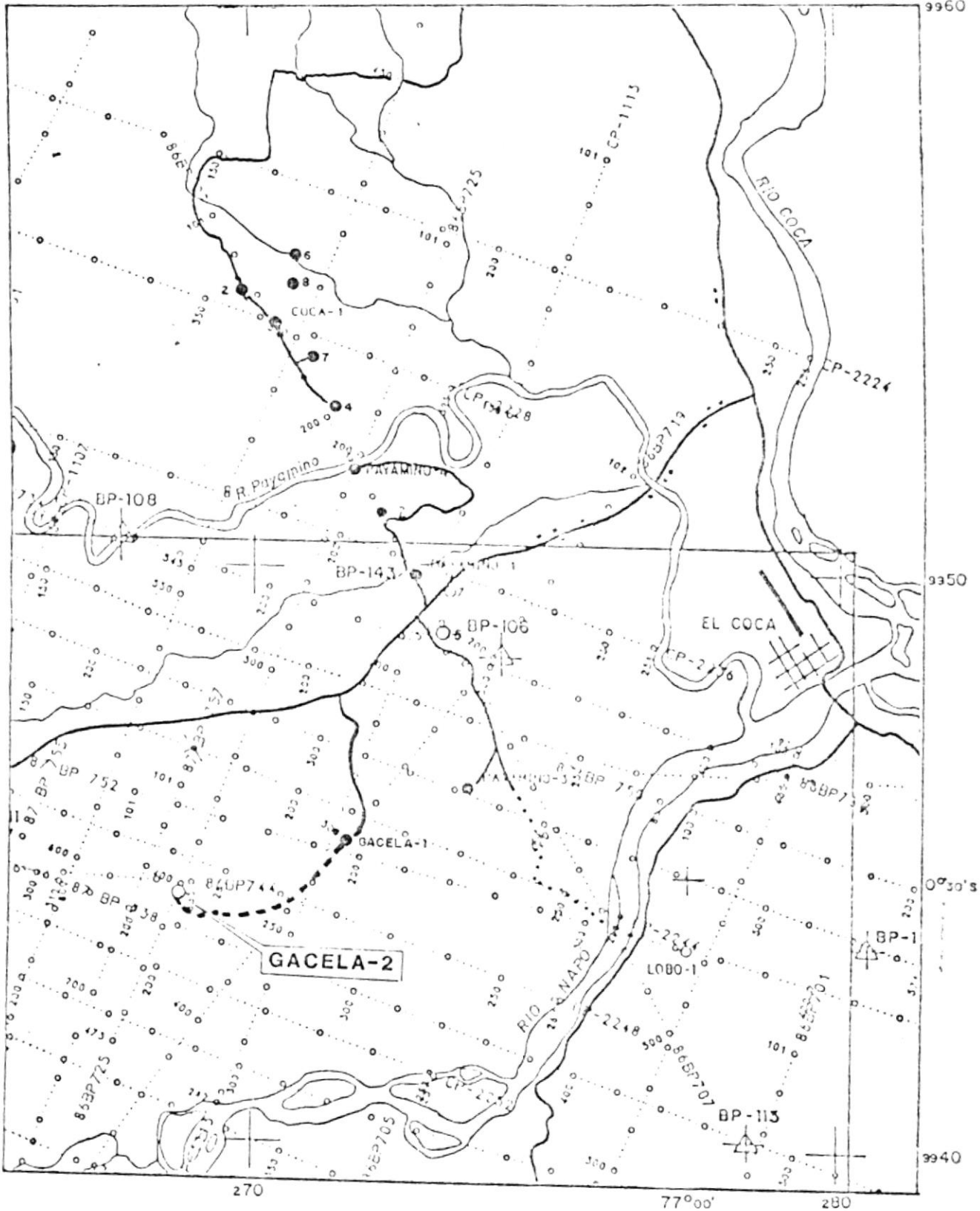
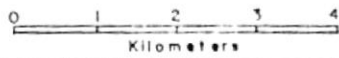
FECHA DE PRESENTACION Diciembre 12, 1991



FIRMA Y NOMBRE

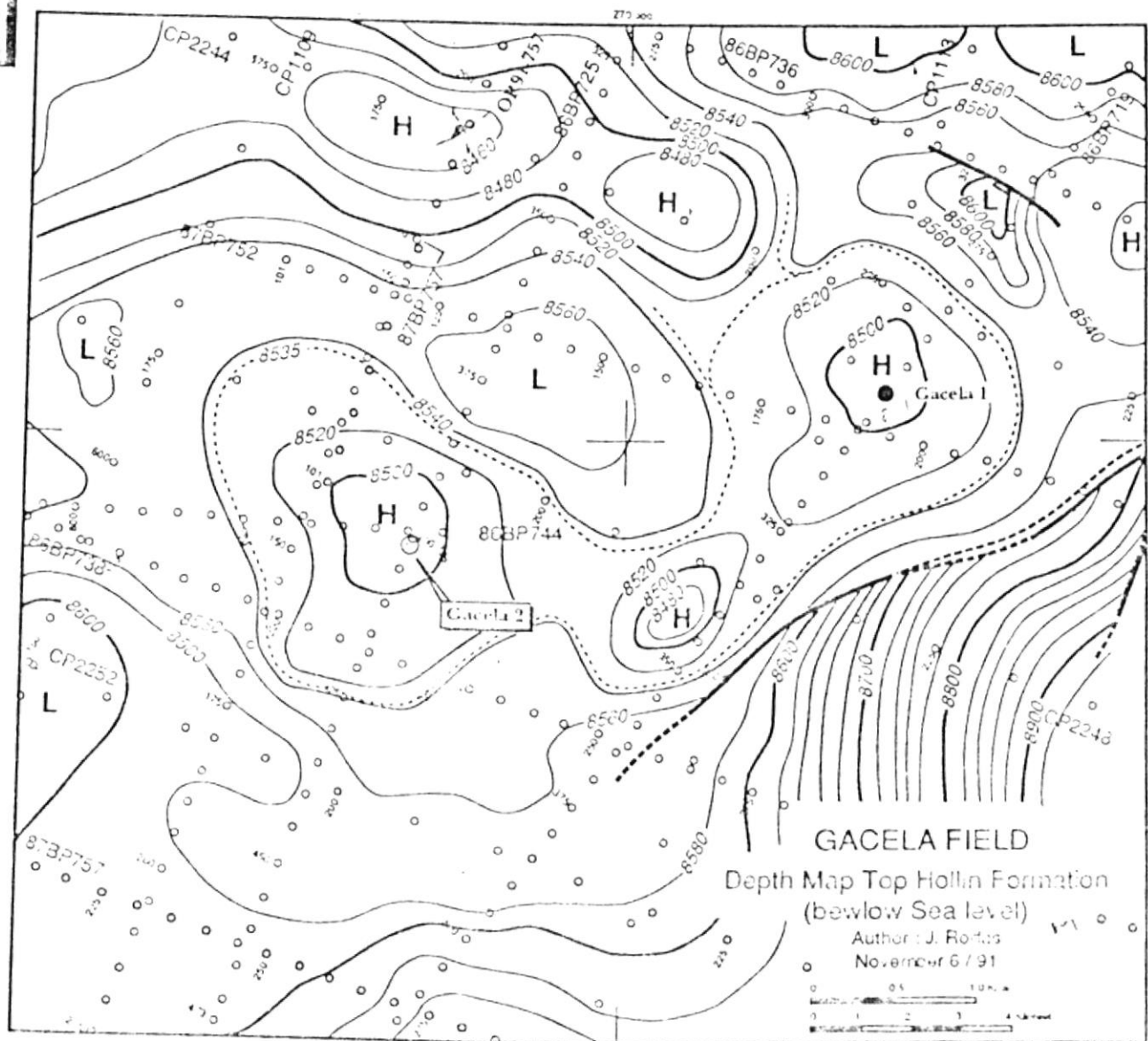


# Oryx Ecuador Energy Company Proposed Location Gacela-2





# Oryx Ecuador Energy Company

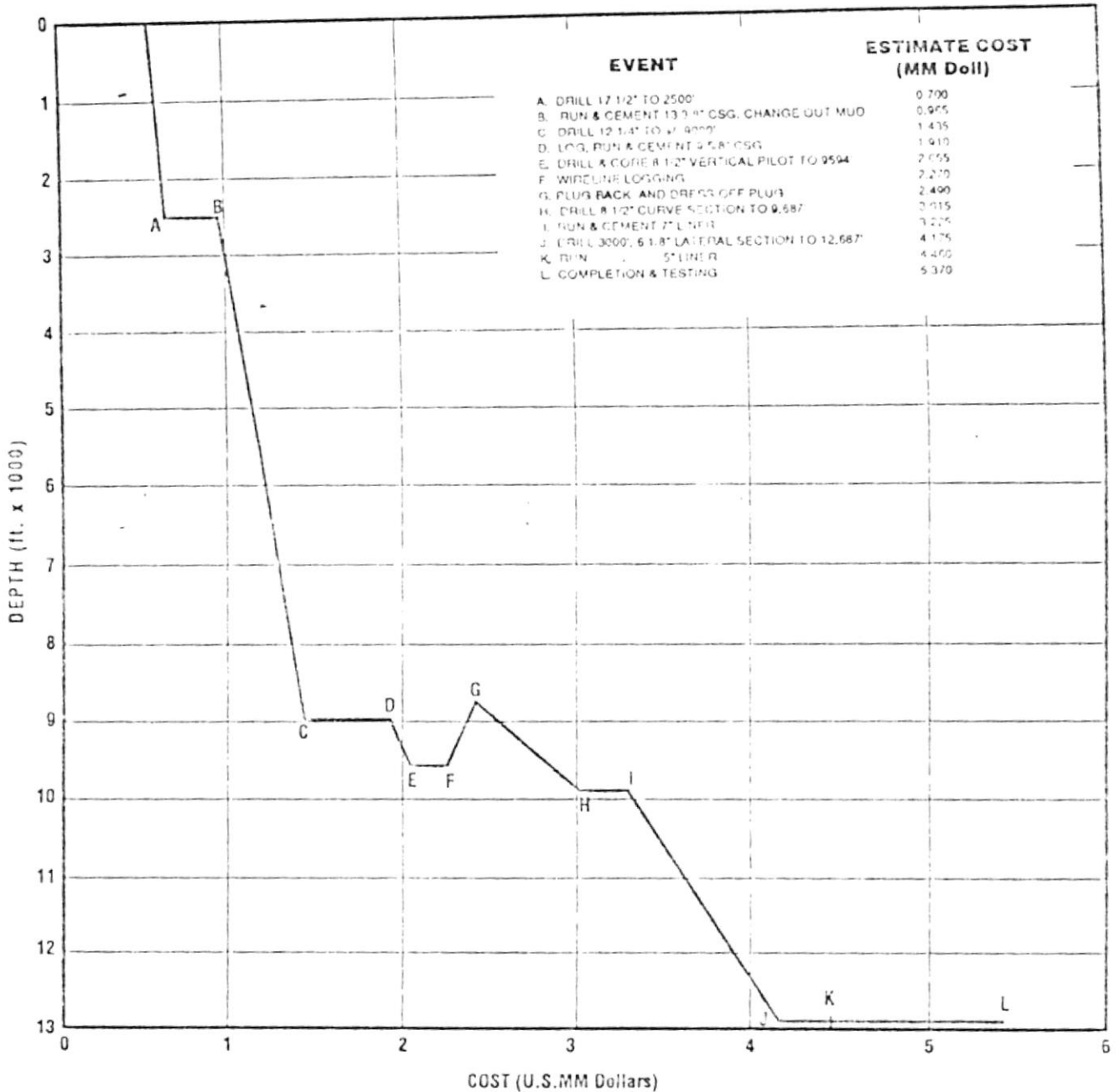




Oryx Ecuador Energy Company

# GACELA-2

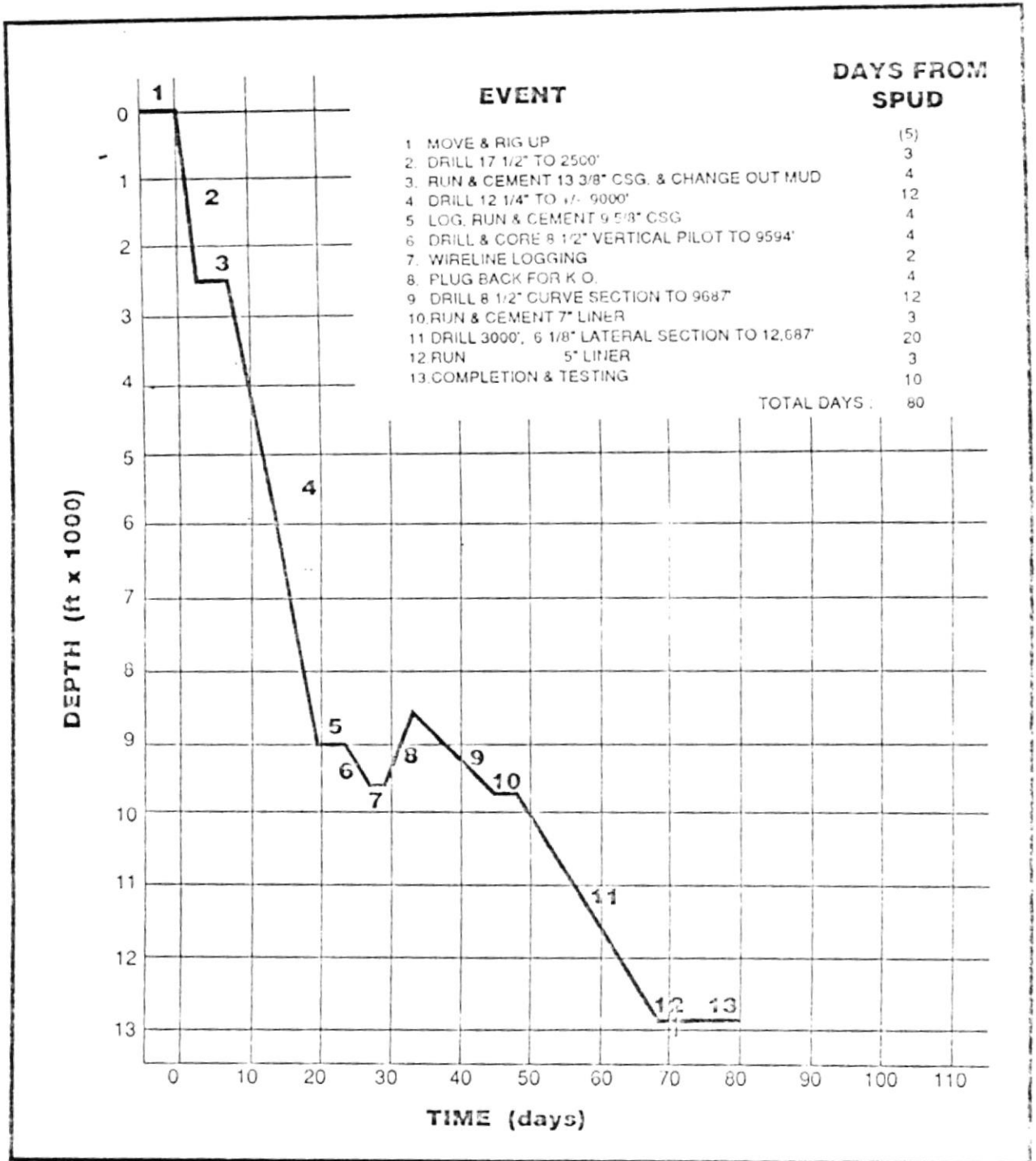
## Cost vs Depth





# Oryx Ecuador Energy Company

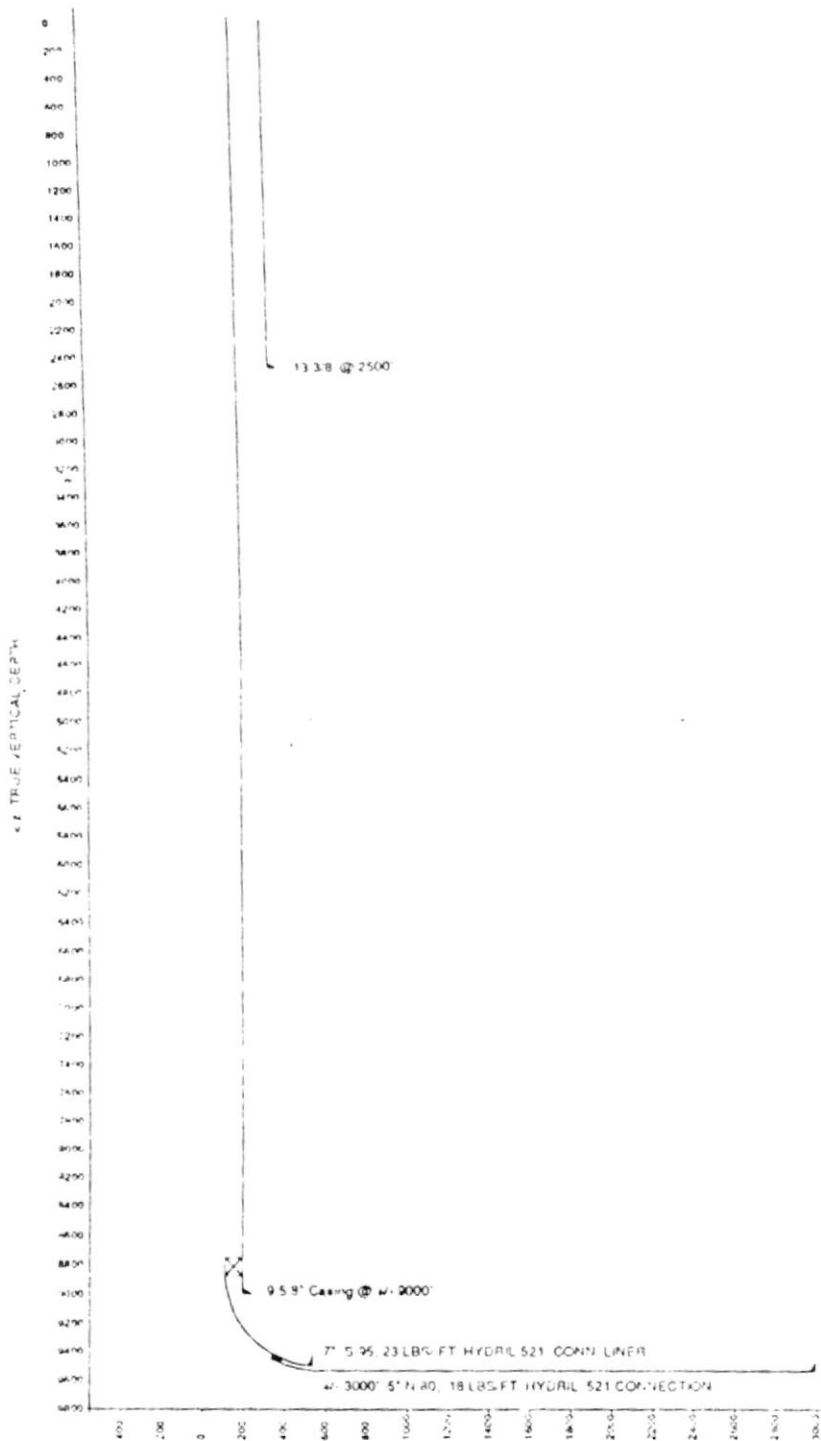
## GACELA-2 TIME vs DEPTH





# Oryx Ecuador Energy Company

## GACELA-2

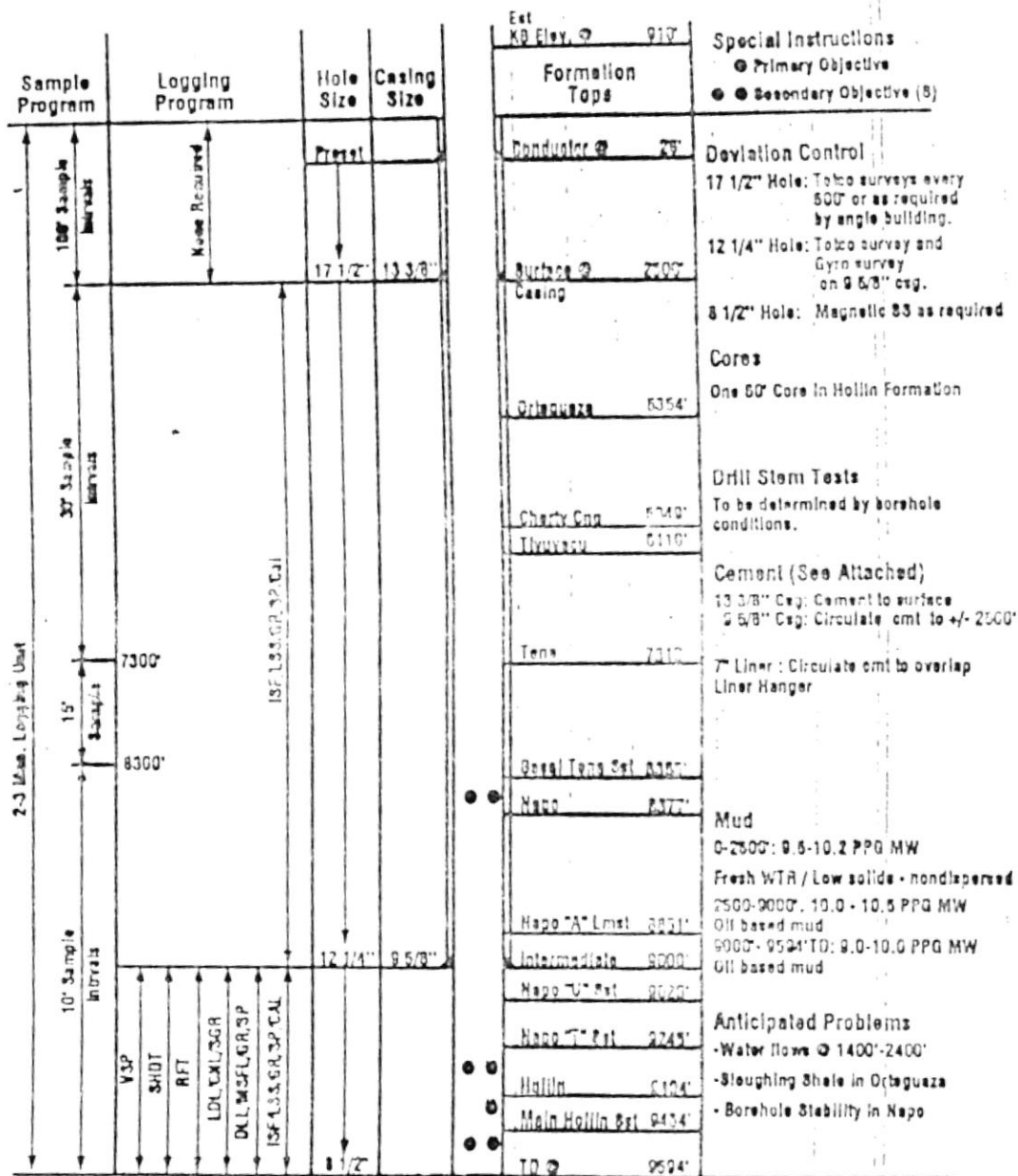






# Oryx Ecuador Energy Company

## GACELA-2 Vertical Pilot



Prepared By: Marcelo Freire C.  
Date: November 12, 1991

Lens: Gacela  
Field/Area:  
Location: Block No. 7  
Country: Ecuador  
Contractor: H & P

Spud:  
Well: 2  
AFE:  
Rig: 12  
Released By: