



T  
622.3382  
M385  
C.2

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**"FLUIDOS DE PERFORACION EN POZOS HORIZONTALES"**

**TOPICO DE GRADUACION**

Previa la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETROLEO**

Presentado por:

**PEDRO EUGENIO MARTINEZ MACIAS**

**EDUARDO LUIS MONCAYO CEDEÑO**

**Guayaquil - Ecuador**

**1995**



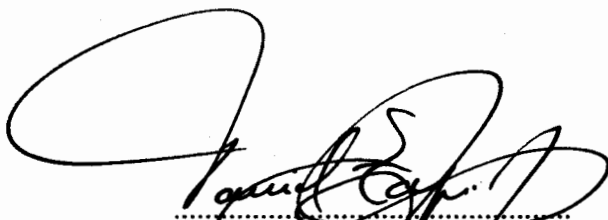
## **AGRADECIMIENTO**

A nuestros profesores en la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra por compartir su experiencia y conocimiento durante estos años de estudio, y en especial al Ing. Daniel Tapia Falconí por el apoyo brindado en la elaboración del presente proyecto.

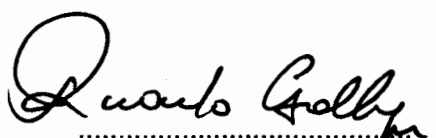
A nuestros padres, compañeros y amigos por la confianza y el apoyo que siempre nos supieron brindar.

## **DEDICATORIA**

**A nuestros padres por la confianza y apoyo que siempre supieron brindarnos durante estos años de formación académica.**



.....  
ING. DANIEL FARÍA FALCONI  
DIRECTOR DEL TÓPICO



.....  
ING. RICARDO GALLEGOS  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



.....  
ING. JOSÉ CABEZAS  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

## **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)**

.....  
**Pedro E. Martínez Macías**

.....  
**Eduardo L. Moncayo Cedeño**

## RESUMEN

La importancia de los fluidos de perforación en el desarrollo de las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos radica fundamentalmente en garantizar el mejor aprovechamiento de los recursos disponibles, preservando las condiciones de permeabilidad en las formaciones productoras de hidrocarburos.

Frente al creciente avance de la tecnología de perforación de pozos horizontales, los requerimientos de fluidos de perforación de alto rendimiento en condiciones de alta presión y temperatura se hacen más exigentes. Por tanto el presente proyecto, está dirigido a profundizar el conocimiento de fluidos de perforación base aceite en la perforación de pozos horizontales.

Se inicia con un recuento histórico de la perforación horizontal en el mundo y las principales funciones de los fluidos de perforación, para a continuación

enfocar los criterios de selección de pozos horizontales y su factibilidad de acuerdo a las técnicas existentes.

Posteriormente se considera una gran variedad de aditivos y sus principales aplicaciones, así como se presentan materiales especiales que cumplen funciones específicas.

Más adelante se hace una revisión de la perforación horizontal en el Ecuador y se trata como ejemplo ilustrativo el pozo Gacela II. Luego se hace un análisis más profundo de los fluidos de perforación utilizados en los pozos horizontales y se discuten los principales sistemas aplicados en la actualidad.

Finalmente se realiza una evaluación de costos entre los pozos Gacela II y Daimi II, planteando conclusiones y recomendaciones a partir del desarrollo del presente trabajo.

## INDICE GENERAL

RESUMEN	I
INDICE GENERAL	III
INDICE DE FIGURAS	VI
INTRODUCCION	VIII
CAPITULO I	
CONSIDERACIONES GENERALES	
1.1 Conceptos	1
1.1.1 Pozos Horizontales	1
1.1.2 Fluidos de Perforación	
1.2 Reseña Histórica	2
1.3 Reseña Técnica	4
1.3.1 Criterios de Selección	4
1.3.1.1 Formaciones Delgadas	5
1.3.1.2 Sistemas Fracturados Naturalmente	6



1.3.1.3 Formaciones de Baja Permeabilidad	7
1.3.1.4 Formaciones con Capa de Gas y/o Agua de Fondo	7
1.3.1.5 Formaciones Falladas	9
1.3.1.6 Formaciones Parcialmente Depletadas	11
1.3.2 Técnicas de Perforación Horizontal	12
1.3.2.1 Radio de Giro Ultracorto	12
1.3.2.2 Radio de Giro Corto	13
1.3.2.3 Radio de Giro Medio	14
1.3.2.4 Radiode Giro largo	14

## **CAPITULO 2**

### **FLUIDOS DE PERFORACION**

2.1 Fluidos de Perforación	16
2.2 Funciones del Fluido de Perforación	16
2.3 Aditivos en Fluidos de Perforación Horizontal	17
2.3.1 Control de Densidad	17
2.3.2 Control de Pérdida de Circulación	19
2.3.3 Materiales Especiales	20
2.4 Productos utilizados en fluidos de perforación	21
2.4.1 Químicos Comerciales	21
2.4.2 Materiales Especiales	22
2.4.3 Sistemas Base Aceite y Aditivos	23

**CAPITULO 3****PERFORACION HORIZONTAL**

<b>3.1 Programa de Perforación Horizontal</b>	<b>24</b>
<b>3.1.1 Datos Generales</b>	<b>24</b>
<b>3.1.2 Ubicación del Pozo</b>	<b>25</b>
<b>3.1.3 Equipo de Perforación</b>	<b>25</b>
<b>3.1.4 Cabezal de Control</b>	<b>26</b>
<b>3.1.5 Preventores de Reventones</b>	<b>26</b>
<b>3.1.6 Transporte de Equipo</b>	<b>27</b>
<b>3.1.7 Días Estimados de Operación</b>	<b>27</b>
<b>3.1.8 Objetivo</b>	<b>27</b>
<b>3.1.9 Programa de Lodos</b>	<b>27</b>
<b>3.1.10 Control de la Verticalidad</b>	<b>28</b>
<b>3.2 Programa de Fluidos de Perforación</b>	<b>28</b>
<b>3.3 Cuadro Comparativo</b>	<b>35</b>

**CAPITULO 4****ANALISIS ECONOMICO**

<b>4.1 Análisis de Costos</b>	<b>38</b>
<b>4.2 Costos de Fluidos de Perforación</b>	<b>40</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>43</b>

**APENDICES****BIBLIOGRAFIA**

## INDICE DE FIGURAS

- | <b>No.</b> | <b>Tema</b>   |
|------------|---|
| 1.         | Formaciones Fracturadas.  |
| 2.         | Conificaciones de Agua en Pozos Verticales.                               |
| 3.         | Conificación en Pozos Horizontales.                                       |
| 4.         | Pozos Verticales en Formaciones Falladas.                                 |
| 5.         | Pozos Horizontales en Formaciones Falladas.                               |
| 6.         | Formaciones Parcialmente Depletadas.                                      |
| 7.         | Tipos de Pozos Horizontales.  |
| 8.         | Guía de Procedimientos para irregularidades en Viscosidad.                |
| 9.         | Guía de Procedimientos para irregularidades en Filtraciones.              |
| 10.        | Guía de Procedimientos para irregularidades en Estabilidad de Emulsiones. |
| 11.        | Rango Aproximado de Propiedades para Fluidos VertOil.                     |
| 12.        | Rango Aproximado de Propiedades para lodos OilFaze.                       |

13. Distribucion de Costos en Pozos Horizontales.
14. Distribución de Costos en Pozos Verticales.

## INTRODUCCION

Los retos que impone el constante avance de la tecnología en nuestros días están ligados a la creciente demanda energética, al mejor aprovechamiento de los recursos disponibles y a un manejo racional de los recursos naturales. Bajo este concepto está inspirado el presente proyecto, que servirá como elemento de consulta para quienes, interesados en el desarrollo de la industria del petróleo en nuestro país, encuentren los principios básicos de los fluidos de perforación aplicados a técnicas de perforación horizontal.

La factibilidad de aplicar correctamente los conceptos desarrollados en el presente trabajo, dependerá en todo caso de las condiciones técnico-económicas de cada formación de interés donde se desee desarrollar pozos horizontales. El enfoque del proyecto, está dirigido a evaluar las bondades de fluidos de perforación base aceite y a los beneficios que se desprenden de su aplicación.

## **CAPITULO 1**

### **CONSIDERACIONES GENERALES**

#### **1.1 CONCEPTOS**

##### **1.1.1 Pozos Horizontales**

Los pozos horizontales son aquellos donde el contacto entre el pozo productor y la formación de interés es horizontal. Las técnicas existentes en la actualidad inician la perforación a partir de un pozo vertical y dependiendo del radio de curvatura aplicado se alcanza la perforación horizontal.

##### **1.1.2 Fluidos de Perforación**

Los fluidos de perforación son mezclas de varios componentes como agua, aceite, arcilla, aditivos químicos, gas natural, aire, neblina, espuma o jabón. Se determina el tipo de componente a utilizar de acuerdo a las características de las formaciones que se perforan.

Existen tres tipos básicos de fluidos de perforación:

- . Fluidos de perforación a base de agua.
- . Fluidos de perforación a base de aceite.
- . Fluidos de perforación a base de aire o gas natural

## 1.2 RESEÑA HISTÓRICA

La producción de yacimientos petrolíferos a través de pozos direccionales y horizontales, ha sido considerada desde la década de 1940. Inicialmente desarrolladas por los países del bloque comunista, los rusos entre 1950 y 1960, perforaron alrededor de 40 pozos horizontales, demostrando la factibilidad técnica de los pozos horizontales, sin embargo debido a los elevados costos de operación el proyecto resultó poco rentable.

A mediados de los años 60, los chinos realizaron dos pruebas de perforación horizontal. La primera alcanzó una extensión de 500 metros de longitud horizontal, con excelentes perspectivas de desarrollo, lamentablemente a la semana de producción el tramo horizontal colapsó.

La segunda prueba se vio interrumpida debido a la inestabilidad

política generada por la Revolución Cultural que conmocionó a China en esta época.

Una vez más se demostró la posibilidad técnica de perforar pozos horizontales, no así la factibilidad económica.

A inicios de los años 80, en Canadá se realizaron intentos de perforación horizontal por la Texaco Canadá Inc. e Imperial Oil, con la finalidad de pasar por debajo del cauce del río Mackenzie. Los altos costos de operación, hicieron poco interesante el desarrollo de pozos horizontales.

En años recientes las fracturas hidráulicas en pozos verticales han sido una dura competencia para los pozos horizontales, sin embargo en países como Canadá, EE.UU., Francia, Italia, Brasil, Argentina, entre otros, se ha demostrado que los pozos horizontales pueden incrementar notablemente las tasas de producción en los yacimientos.

La tecnología de pozos horizontales, es extraordinariamente interesante, puesto que hace necesario obtener el mejor aprovechamiento de los recursos disponibles, utilizando tecnología de



avanzada, tal como realizar mediciones durante la perforación (Measurement While Drilling) con ensamblajes direccionales que proporcionan información permanente sobre el azimuth del pozo, ángulo de desviación y posición exacta de la herramienta.

En la actualidad gracias al avance tecnológico disponible se han logrado reducir considerablemente los costos operacionales, haciendo de la perforación horizontal una alternativa rentable dentro de la industria del petróleo y mejorando las oportunidades de desarrollo de nuevos campos.

### 1.3 RESEÑA TÉCNICA

#### 1.3.1 Criterios de Selección

El costo de perforar un pozo horizontal es mucho mayor que el de perforar un pozo vertical, y los costos de completación son significativamente mayores, por tanto, el volumen de productos negociables debe ser suficiente para garantizar la inversión que implica la perforación de un pozo horizontal.

El rápido retorno sobre la inversión por parte de un pozo horizontal, parecería suficiente para considerar aplicar la tecnología de pozos horizontales, pero es necesario tomar en cuenta otros factores propios del yacimiento.

Teóricamente un pozo horizontal debe desarrollarse como un pozo vertical teniendo una fractura conductiva infinita de igual longitud y altura que el pozo horizontal abierto. Si se puede controlar la trayectoria de una fractura hidráulica inducida en un pozo vertical, tal como se controla la trayectoria de un pozo horizontal, los pozos pueden desarrollarse de igual forma.

De acuerdo con este criterio, ciertos tipos de formaciones resultan interesantes, como es el caso de: Formaciones Delgadas, Formaciones Fracturadas Naturalmente, Formaciones de Baja Permeabilidad, Formaciones con una Capa de Gas o con Agua de fondo, Formaciones Estratificadas y Formaciones Parcialmente Depletadas.

#### **1.3.1.1 Formaciones Delgadas**

Formaciones homogéneas de bajo espesor, alrededor de 200 pies (61 m.) resultan interesantes en la aplicación de pozos horizontales, puesto que al

incrementar el área de drenaje las tasas de producción aumentan en forma considerable. De igual forma, se reducen las posibilidades de conificación de agua o gas.

### 1.3.1.2 Sistemas Fracturados Naturalmente

Formaciones con fracturas naturales son candidatos ideales para perforación de pozos horizontales. Un pozo vertical puede alcanzar una sola zona productiva o simplemente no llegar a la zona de interés, por el contrario, un pozo horizontal que se perfora perpendicular a los planos del estrato productor, incorporará a la producción fracturas que un pozo vertical no alcanzaría, mejorando significativamente la producción.

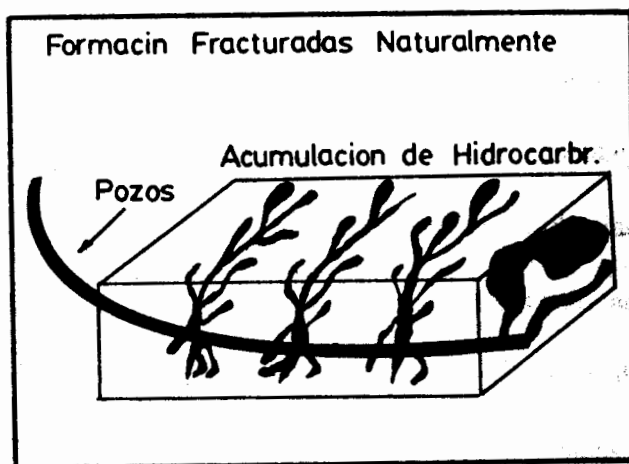


FIG. 1 FORMACIONES FRACTURADAS

Se han obtenido excelentes resultados en las calizas Austin al sur de Texas, donde se ha reportado producciones varias veces mayor a la de pozos verticales cercanos. La recuperación de pozos horizontales está en el rango de 200.000 STB (1.6 M. de M3) en lugar de 40.000 STB (0.25 M. de M3).

#### 1.3.1.3 Formaciones de Baja Permeabilidad

Puesto que la mayoría de formaciones no son homogéneas se requiere que la permeabilidad vertical ( $K_v$ ) sea mayor  $\frac{1}{4}$  de la permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) para considerar la formación de interés en la perforación de un pozo horizontal.



#### 1.3.1.4 Formaciones con Capa de Gas y/o Agua de Fondo

En formaciones productivas con mecanismo de empuje por agua o por capa de gas, si se mantienen elevadas tasas de producción es probable que se desarrollen conificaciones debido a las deformaciones del contacto gas-petróleo o petróleo-agua. Estas deformaciones son causadas por la

caída de presión creada por el flujo dinámico del petróleo a través del sistema de drenaje o pozo.

Los gradientes de presión inducen al agua a subir a través del pozo reduciendo progresivamente la producción de petróleo.

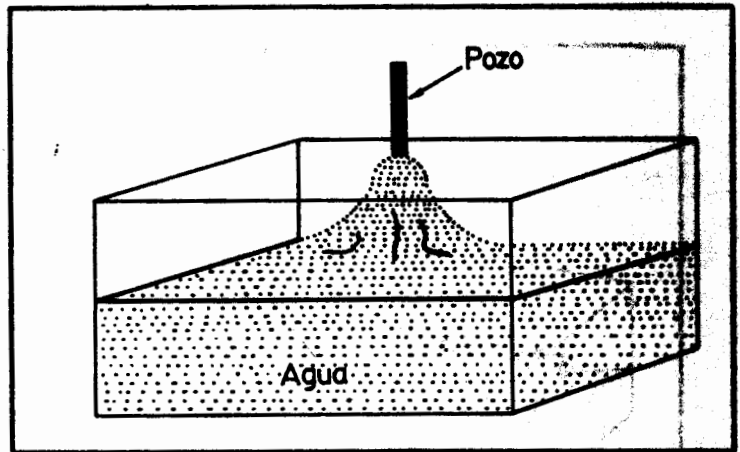
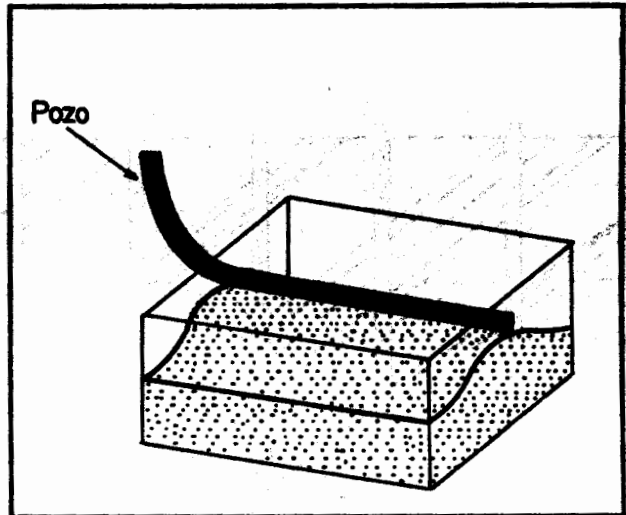


FIG. 2 CONIFICACION DE AGUA EN POZOS VERTICALES

La conificación de gas resulta más severa, y si no es controlada se hace necesaria la reinyección del gas para evitar la declinación prematura del yacimiento.

La aplicación de pozos horizontales es una buena técnica para reducir conificaciones de agua o gas mientras se producen a elevadas tasas, puesto que los gradientes de

presión son expandidos sobre un área mucho mayor que para un pozo vertical. Esto puede incrementar sustancialmente las reservas de un yacimiento antes de alcanzar una tasa crítica en que se empiece a producir agua o gas.

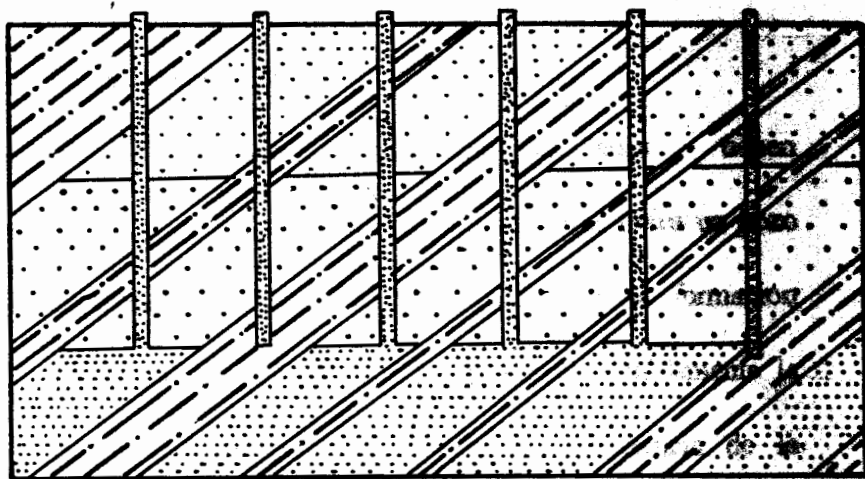


**FIG. 3 CONIFICACION EN POZOS HORIZONTALES**

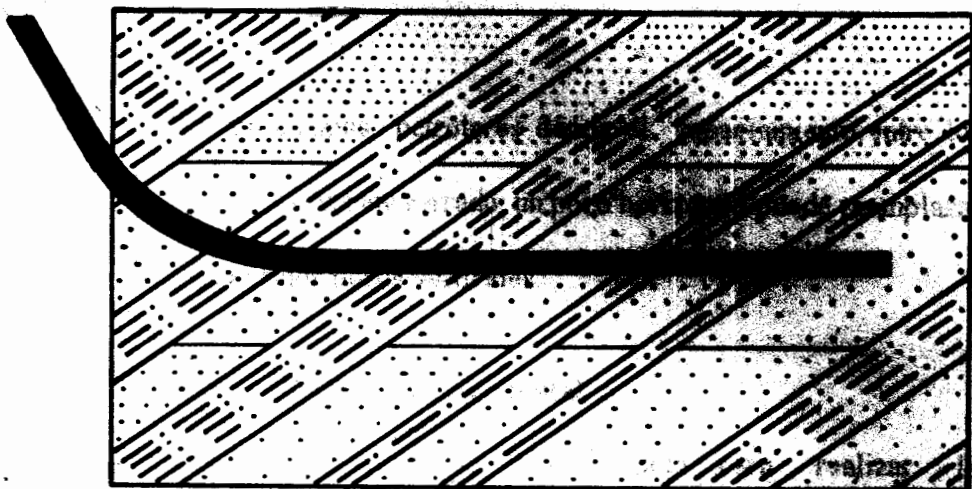
#### **1.3.1.5 Formaciones Falladas**

Factores como gran espesor y baja permeabilidad en formaciones falladas pueden ser determinantes al seleccionar pozos para perforación horizontal. Un pozo

horizontal aplicado en formaciones buzadas puede reemplazar a varios pozos verticales, reduciendo el riesgo de perforación y aumentando considerablemente la producción. Además reduce las posibilidades de conificación de agua o gas y tienen mejor posición en el drenaje de estratos sucesivos.



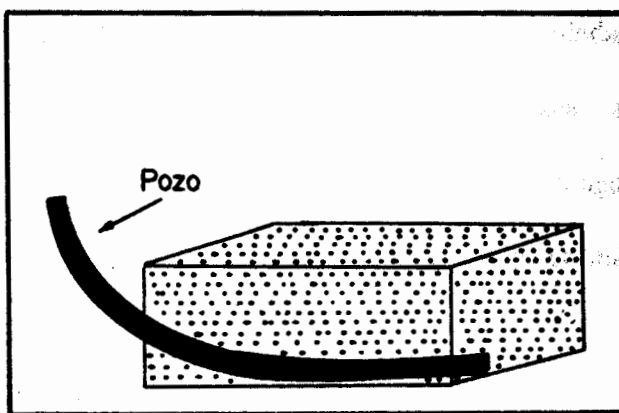
**FIG. 4 POZOS VERTICALES  
EN FORMACIONES FALLADAS**



**FIG. 5 POZOS HORIZONTALES  
EN FORMACIONES FALLADAS**

#### 1.3.1.6 Formaciones Parcialmente Depletadas

Las formaciones parcialmente depletadas tienen desarrollada permeabilidad vertical, si se ubica un pozo horizontal cerca del fondo de la formación parcialmente depletada, se incrementará notablemente la producción de petróleo debido a la asistencia de la gravedad.



**FIG. 6 FORMACIONES PARCIALMENTE DEPLETADAS**



En campos petroleros donde el espaciamiento entre los pozos es muy cerrado, un pozo horizontal puede reemplazar algunos pozos verticales.

### **1.3.2 Técnicas de Perforación Horizontal**

De acuerdo al radio de giro utilizado para realizar la desviación del pozo vertical hasta convertirlo en horizontal, se tiene cuatro tipos de pozos horizontales:

- . Radio de Giro Ultracorto
- . Radio de Giro Corto
- . Radio de Giro Medio
- . Radio de Giro Largo

#### **1.3.2.1 Radio de Giro Ultracorto**

Diseñado por Bechtel Enginery & Petrophysic Ltd. para perforar formaciones relativamente no consolidadas. El sistema Becwell consiste en un chorro de agua a alta presión, que al final de una tubería espiral perfora agujeros de 4 a 6 pulgadas de diámetro, con una extensión máxima de 200 pies.

Debido a sus características de diámetro la completación se realiza con grava, y aprovechando su radio de giro ultra-corto, construido a razón de  $90^\circ$  por pie, tiene especial aplicación en proyectos de recuperación mejorada asistida por vapor.

Requiere técnicas muy especializadas y equipos altamente sofisticados, a fin de perforar, completar y producir el yacimiento mediante la aplicación de cambios rápidos del ángulo de desviación.

#### **1.3.2.2 Radio de Giro Corto**

Los pozos horizontales de radio de giro corto son construidos con un ángulo de  $1.5^\circ$  a  $3^\circ$  por cada pie, y un radio de curvatura entre 20 y 40 pies.

Se requieren herramientas especiales para conseguir una rápida desviación de pozos verticales a horizontales.

La tecnología utilizada en la actualidad se desarrolló a inicios de la década de los 80 y de manera independiente por Texas Eastern, Preussag y ARCO. Los sistemas disponibles en el mercado son Eastman Christensen y

Preussag, mientras que el de ARCO sólo se utiliza en los proyectos de dicha corporación.

### **1.3.2.3 Radio de Giro Medio**

Los pozos horizontales de radio de giro medio son construidos a razón de 6° a 20° en un radio de curvatura de 100 pies. Utilizan equipos de perforación direccional convencional, con dos perfiles iniciales (kickoff). El perfil de radio medio se ha empleado para perforar tramos horizontales sobre los 1.600 pies de longitud.

El espesor adecuado de la formación para aplicar técnicas de perforación horizontal con radio de giro medio es de 20 a 40 pies.

### **1.3.2.4 Radio de Giro Largo**

Se perforan utilizando prácticas y equipos de perforación direccional convencional. Los pozos de radio largo son construidos a razón de 3° a 6° por cada 100 pies y una curvatura de radio de 2.000 a 9.000 pies. El perfil del pozo consiste de un doble perfil inicial (doble kickoff) con una sección tangente entre los perfiles.

Esta técnica se emplea para perforar secciones horizontales sobre los 3.400 pies de longitud.

- A: Radio de giro ultracorto  
B: Radio de giro corto  
C: Radio de giro medio  
D: Radio de giro largo

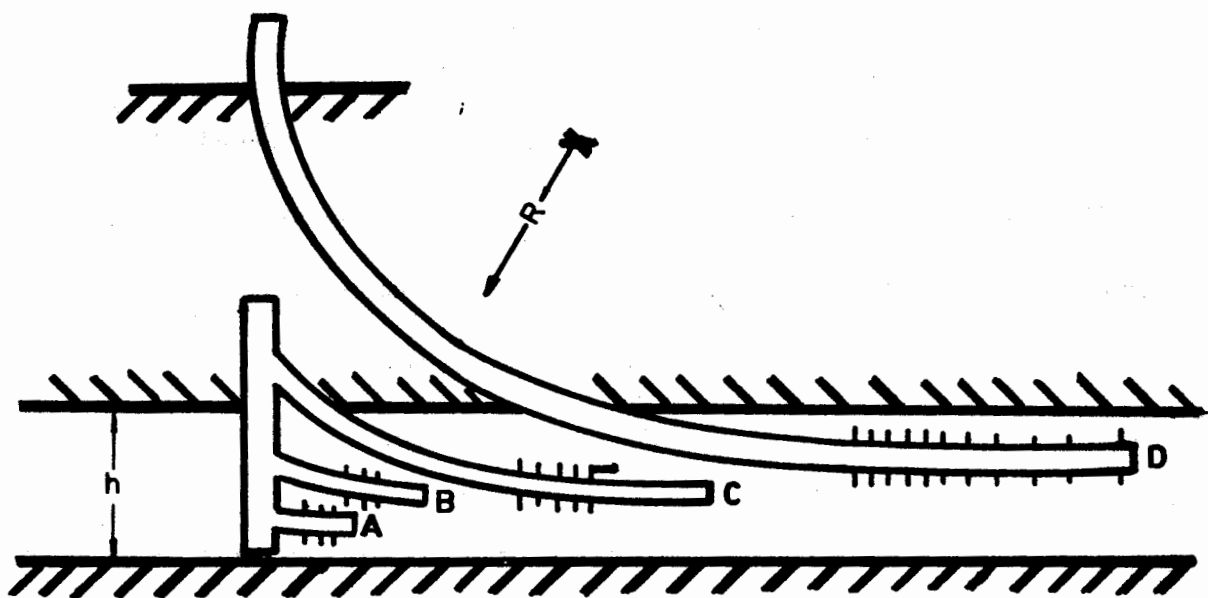


FIG. 7 TIPOS DE POZOS HORIZONTALES

## **CAPITULO 2**

### **FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

#### **2.1 Fluidos de Perforación**

Los fluidos de perforación son mezclas líquidas de varios componentes que pueden incluir agua, aceite, arcilla, aditivos químicos, aire, espuma, gas natural, jabón o neblina. Se determina su composición por las condiciones de la formación perforada.

#### **2.2 Funciones del Fluido de Perforación**

Entre las principales funciones que cumple el fluido de perforación se pueden mencionar las siguientes:

- . Proporcionar caballaje o fuerza hidráulica a la barrena, para poder limpiar el fondo del pozo perforado y acarrearlo a la superficie.
- . Enfriar y lubricar tanto la sarta como la barrena de perforación.
- . Formar una pared impermeable en las paredes del pozo.
- . Controlar presiones sub-superficiales.

- . Mantener ripios y material pesado en suspensión, cuando la circulación es interrumpida.
- . Para soportar el peso de la tubería de perforación y del casing.
- . Para reducir al mínimo efectos adversos sobre las formaciones adyacentes al pozo.

## **2.3 Aditivos en Fluidos de Perforación Horizontal**

Las características del fluido de perforación dependen fundamentalmente de los aditivos agregados. Según los requerimientos de la formación perforada, existen aditivos que permiten controlar parámetros tan importantes como la densidad, la pérdida de circulación, la pérdida de filtrado y el eficiente desempeño de los fluidos de perforación.

### **2.3.1 Control de Densidad**

La densidad de los fluidos de perforación debe ser lo suficientemente elevada para controlar el pozo. Existen varias formas de mantener la densidad de los fluidos de perforación en rangos seguros de operación. Para obtener bajas viscosidades se utilizan materiales que requieren mucho volumen de agua. Para densidades elevadas, se utilizan dispersantes y aditivos densificantes, tales como baritina, hematita, etc.

Existen tres métodos básicos para reducir la densidad:

- . Controlando la cantidad de agua
- . Agregando materiales de bajo peso específico
- . Aplicando las dos técnicas anteriores en conjunto

El material más utilizado en los fluidos de perforación es la bentonita, en sus presentaciones en polvo (con concentraciones del 1 al 16 %) y prehidratada. Su correcta aplicación reduce la densidad del lodo de perforación, aumenta el rendimiento, abarata los costos y disminuye la pérdida de filtrado.

Los aditivos más comunes para reducir la densidad de los fluidos de perforación son los siguientes:

- . Bentonita
- . Atapulgita
- . Tierras de Diatomea
- . Puzolanas artificiales
- . Hidrocarburos naturales
- . Silicato de Sodio
- . Perlita expandida

Al incrementar la densidad se garantiza un control de las presiones de fondo y se mejora el desplazamiento del fluido de perforación. Los principales aditivos que se emplean para aumentar la densidad son los siguientes:

- . Arena
- . Baritina
- . Ilmenita
- . Hematita
- . Sal
- . Reductores de fricción

### **2.3.2 Control de Pérdida de Circulación**

Las pérdidas de circulación constituyen uno de los más importantes problemas durante la perforación. Existen tres tipos generales de pérdida de circulación:

- . **Pérdidas en grietas:** Tiene lugar en grietas y cavernas, es el tipo más severo de pérdida de circulación, puesto que la pérdida de fluido es inmediata y completa.
- . **Pérdidas a través de paredes filtrantes:** Es el tipo de filtración que se presenta en zonas altamente permeables tales como gravas y arrecifes.



### **. Pérdidas en fracturas (naturales o inducidas) en la formación:**

Se producen pérdidas de circulación cuando se ejercen altas presiones sobre formaciones fracturadas. Elevados pesos de lodo, manipulación inapropiada de las herramientas o la combinación de ambos factores pueden causar que la formación se fracture con la consecuente pérdida de fluido de perforación.

### **2.3.3 Materiales Especiales**

**Adelgazantes:** Son químicos que se utilizan para modificar las propiedades de las partículas arcillosas de los fluidos de perforación, para mejorar el control de la viscosidad, rendimiento de gel y pérdida de filtrado. El uso de estos químicos está dirigido a problemas específicos y resulta particularmente efectivo en fluidos de perforación ligeros.

**Surfactantes:** Son agentes tensoactivos que afectan las propiedades superficiales de un líquido o de un sólido por cambios en la concentración de los puntos de interfase entre sólidos y líquidos. Cuando se emplea con otros componentes y emulsificantes, se obtienen excelentes resultados en la penetración de la broca, se alarga la vida útil de la broca, menos esquistos hidratados, mejores cortes, alta tolerancia de sólidos y menos daño a la formación productora.

**Coloides Orgánicos:** La aplicación de coloides orgánicos da como resultado fluidos de perforación con tasas de filtración extremadamente bajas. Puede prevenir filtraciones en formaciones cavernosas y ayuda a sobrellevar condiciones adversas de perforación sobre las zonas productoras.

**Preservantes:** Existen tres métodos que permiten preservar los componentes orgánicos de los fluidos de perforación de la descomposición por fermentación. El primero consiste en el uso de concentraciones salinas no menores al 25 % (Na Cl), el segundo manteniendo un pH por encima de 12 y el tercero, mediante el uso de químicos bactericidas, fungicidas y agentes antifermentación. Estos últimos proporcionan una protección efectiva del fluido de perforación y previenen la degradación bacterial.

## 2.4 Productos utilizados en fluidos de Perforación

### 2.4.1 Químicos Comerciales

**Cromato de Sodio:** Se usa en lodos de perforación base agua para prevenir efectos de gel a elevadas temperaturas.

**Hidróxido de Sodio:** Controla el pH de los fluidos de perforación a base de agua.

**Carbonato de Sodio:** Elimina el Sulfato de Calcio en lodos de bajo pH.

**Bicarbonato de Sodio:** Elimina el Sulfato de Calcio o contaminaciones con cemento en lodos de alto pH.

**Carbonato de Bario:** Elimina el Sulfato de Calcio en lodos de perforación con pH superiores a 10.

**Sulfato de Calcio:** Sirve como fuente de Calcio para lodos con formulaciones de Yeso.

**Hidróxido de Calcio:** Sirve como fuente de Calcio para lodos con formulaciones de Limo.

**Cloruro de Sodio:** Utilizada en fluidos de perforación saturados y control de resistividad.

**Cloruro de Calcio:** Ayuda en el control de actividad en lodos base aceite.

**Cloruro de Potasio:** Utilizado en lodos con formulaciones Potasio.

**Potasa Caústica:** Controla el pH en lodos base Potasio.



#### 2.4.2 Materiales Especiales

**Expansor de Bentonita:** Incrementa la fluencia de la bentonita para formar lodos bajos en sólidos.

**Agentes Espumantes:** Son espumantes básicos para salmueras o fluidos de perforación base aceite.

**Surfactantes solubles en aceite:** Surfactantes para mezclar en aceite y liberar tuberías atascadas.

**Asfaltos dispersantes de aceite:** Utilizados para sellar microfracturas.

### **2.4.3 Sistemas Base Aceite y Aditivos**

#### **Paquete básico para Sistemas Base Aceite Invertido:**

Utilizado en la elaboración de fluidos de perforación de emulsión invertida.

**Paquete básico para Sistemas Base Aceite:** Utilizado en la elaboración de fluidos de perforación base aceite.

**Arcillas especiales :** Agentes que permiten incrementar el efecto de gel en fluidos base aceite.

**Surfactantes Orgánicos Líquidos:** Agentes humectantes de aceite para sólidos base agua.

#### **Agentes Humectantes y emulsificadores suplementarios:**

Ayudan a mejorar la humectabilidad y emulsificación de aceites.

**Surfactantes Limpiadores:** Agentes limpiadores de cortes para fluidos base aceite.

**Aditivos de alta temperatura para lodos base aceite:** Controla pérdidas de fluido en sistemas base aceite en condiciones de alta presión y temperatura.

## **CAPITULO 3**

### **PERFORACION HORIZONTAL EN EL ECUADOR**

#### **3.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN HORIZONTAL**

La perforación horizontal en el Ecuador se inicia hace aproximadamente cinco años, siendo compañías como la British Petroleum, Oryx Ecuador Energy Company, Conoco Ecuador Ltda. y Maxus Ecuador Inc., quienes incorporaron tecnología de avanzada al desarrollo de la actividad petrolera ecuatoriana.

En el presente capítulo se considerará como ilustrativo el pozo horizontal GACELA II perforado por Oryx Ecuador Energy Company en el bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana.

##### **3.1.1 DATOS GENERALES**

Pozo : Gacela II

Campo : Gacela

Clasificación : Avanzada

Profundidad Vertical Programada : 9621 Pies.

Profundidad Total Vertical: 9501 Pies.

Profundidad Medida : 11729 pies.

Inicio de Perforación : Enero 11 De 1992

Terminación de Perforación : Marzo 29 De 1992

### 3.1.2 UBICACIÓN DEL POZO

Provincia : Napo

Cantón : Francisco De Orellana

Lote : Utm Zona 18

Longitud : 77 ° 04 ` 40.19 " W

Latitud : 00° 30 ` 10.48 " S

Elevación del terreno 271 Mts 890 Pies

Elevación mesa rotaria : 277.4 Mts 910 Pies

Distancia al pozo más cercano : 4000 Mts 13124 Pies

Espaciamiento entre pozos : N/ D

Posición Geológica : Parte Alta de la Estructura

### 3.1.3 EQUIPO DE PERFORACIÓN

Terrestre : Sí

Marino : No

Torre : No                    Mástil : Sí

Marca : Lee C. Moore

Capacidad : 16000 Pies

Número de líneas al bloque viajero : 10

Mesa Rotaria : Marca C. Emsco Modelo T-2750

D.I. : 27 ½ Pulg.

Rango de R.P.M. : 0 - 200

Capacidad de carga estática : 1000 Lbs.

Capacidad de torque : 16000 Lbs - Pie

Hp rotatorio : 1000

Transmisión a la rotaria: Tipo Varco

### 3.1.4 CABEZAL DE CONTROL

Diámetro : 13 5/8 "

Presión de Trabajo : 5000 Psi.

### 3.1.5 PREVENTORES DE REVENTONES

NUMERO	CLASE	MARCA	TIPO	TAMAÑO (PULG)
1	ESFERICO	SHAFFER		13 5/8
1	ANULAR	CAMERON	U	13 5/8
1	CIEGO	CAMERON		13 5/8

Tipo de Arreglo : Anular ciego

### 3.1.6 TRANSPORTE DE EQUIPO

Terrestre : 54 Kms.

### 3.1.7 DÍAS ESTIMADOS DE OPERACIÓN

Construcción de Localización : 60

Armada del Equipo : 4

Completación : 10

Transporte : 6

Perforación : 70

Desarmada : 3

### 3.1.8 OBJETIVO

Obtener producción comercial de hidrocarburos en Arenisca Hollín Superior.

### ESTRATIGRAFIA ESPERADA

FORMACIÓN	TOPE (PIES)
ORTEGUAZA	5375
TIYUYACU	6137
TENA	7377
NAPO	8404
HOLLIN	9431

### 3.1.9 PROGRAMA DE LODOS

TIPO	PROFUND. (PIES)	PESO (LBS/GAL)	VISCOS (SEG)	VP/PG	FILTRADO (CC)	SÓLIDOS
GEL BENEX	2500	9.5 - 10.5	60 - 80	-	NC	MIN
*VERTOIL	9000	9.3 - 10.2	-	13 - 20	<7	MIN
*VERTOIL	9600	9.8 - 10.3	-	13 - 20	<7	MIN
*VERTOIL	9800	10.2 - 10.5	-	15 - 20	<7	MIN
*VERTOIL	12950	9.2 - 9.4	-	15 - 20	<7	MIN



\* DIESEL INVERT OIL BASE SISTEM ( 70/30 O/W RATIO)

### **3.1.10 CONTROL DE LA VERTICALIDAD**

Tipo de instrumento a utilizar: Totco 0-8 °

Disparos unitarios.

Giro en agujero entubado.

Frecuencia de medida : De acuerdo a requerimientos operacionales.

## **3.2 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION**

En años recientes la industria del petróleo ha reconocido la necesidad de desarrollar fluidos especiales desde el momento en que se alcanza las zonas de interés hasta que el pozo entre en producción. De allí que se acepten los fluidos de perforación base aceite como mejores fluidos de completación que los fluidos base agua. Este concepto está basado en el hecho de que los aceites son nativos de formaciones productivas, y que no afectarán a las arcillas o sólidos solubles en la formación, evitando daños a la formación por efectos de filtrado.

Mientras el desempeño de los fluidos base aceite ha sido satisfactorio, se establece que existen cuatro desventajas en el uso de fluidos de perforación base aceite:

1. No tienen Gel Strength y no pueden ser pesados. La densidad está limitada a la variedad de aceites.
2. La viscosidad está limitada a la variedad de crudos, mientras los aceites estén establecidos en un rango satisfactorio.
3. Las tasas de filtración son altas.
4. La mayoría de aceites crudos contiene fracciones volátiles las cuales dan un punto de inflamación bajo y crean serios riesgos de incendio.

La fase líquida de un fluido base aceite consiste de aceite y agua. La fase predominante o continua es aceite, además, un fluido base aceite es definido como un fluido de perforación con una fase continua de aceite. Los tipos de fluidos de perforación base aceite utilizados son:

- (1) Base aceite
- (2) Invertidos

Los fluidos base aceite son mezclas de asfaltos oxidados, ácidos orgánicos, álkalis, agentes estabilizadores diesel oil de alto punto de inflamación. Tales lodos usualmente contienen del 3% al 5% de agua emulsificada en aceites, mientras que las altas concentraciones no son comunes. Lodos de emulsión invertida pueden contener hasta 50% de agua emulsificada en aceite.

### Componentes

Se discutirán dos sistemas de fluidos de perforación <sup>a</sup> base <sup>de</sup> aceite:

(1) VertOil (Sistema Invertido), y

(2) OilFaze (Sistema Base Aceite)

Cada sistema contiene ciertos asfaltos, jabones y agentes de superficie activa especialmente diseñados para producir una emulsión estable, control de pérdida de fluido y la viscosidad necesaria requerida para soportar el peso de los materiales en suspensión. Cada sistema puede ser preparado para densidades de hasta 19 lpg y pueden ser preparados con varios ácidos solubles para aplicaciones especiales.

Los sistemas VertOil y OilFaze son propiedad de Magcobar y pueden ser preparados a partir de aceites refinados como diesel oil, kerosene, fuel oils o aceites crudos seleccionados. Si se usa aceite crudo, éste debe estar libre de rompedores de emulsiones, inhibidores de corrosión de película amina, y deben ser completamente adaptados al medio. Crudos no aclimatados, pueden contener una excesiva cantidad de livianos finales los cuales producen un potencial riesgo de incendio por evaporación, así como una variación errática en las propiedades del lodo. Mientras más refinados sean los aceites, como Diesel No. 2, mejores resultados serán obtenidos. Formulaciones en Diesel No. 1 deberán correr una prueba piloto previa, debido al menor grado de solubilidad.

## **La Fase Aceite**

Antes de la elaboración de un sistema VertOil o OilFaze, los aceites refinados o crudos a ser utilizados deberán ser analizados para determinar sus propiedades físicas. Los rangos más adecuados por máxima seguridad y confiabilidad de las propiedades del lodo son los siguientes:

**1. Gravedad: 36-37 °API .**

La Gravedad API es una medida de la densidad del aceite y por extensión de su viscosidad.

**2. Flash Point 180 °F o más .** Es definido como la temperatura a la cual aparece la primera chispa en un punto de la superficie del aceite cuando una flama es pasada por el centro de una copa de muestreo.

**3. Fire Point 200 °F o más .** Es la temperatura a la cual el aceite puede encenderse y continuar prendido.

**4. Punto de Anilina 140 °F o más .** Es la medida de los componentes aromáticos que constituyen el aceite. Un bajo punto de anilina implica un alto porcentaje de aromáticos.

El punto de anilina de un aceite determina el grado destructivo con respecto a los recubrimientos de caucho que se encuentran en los equipos de bombeo, protectores de casing, etc.

### **La Fase Agua**

**VertOil:** El sistema VertOil es preparado normalmente con varias concentraciones de  $\text{CaCl}_2$  como es indicado por los requerimientos de actividad ( $A_w$ ). También puede ser preparado con  $\text{NaCl}$  saturado. No es recomendado para concentraciones menores al 25 % por peso  $\text{CaCl}_2$  ( $A_w = 0.75$ ) o 25 % por peso de  $\text{NaCl}$ , debido a la posibilidad de inestabilidad de la emulsión. Las mezclas de varias sales también debe ser evitada.

**OilFaze:** El sistema OilFaze es generalmente preparado con agua fresca; sin embargo, varias concentraciones de  $\text{NaCl}$  pueden ser usadas de acuerdo a la disponibilidad de agua. El uso de  $\text{CaCl}_2$  dependerá de varios factores, para lo cual se hace necesario realizar una prueba piloto inicial.

### **VertOil**

VertOil es el material básico para preparar el sistema VertOil. Contiene emulsificantes que han sido completamente reaccionados en el proceso de manufactura. Permite que la emulsión sea formada en diesel oil o el crudo seleccionado con la agitación adecuada. Viene en presentación de fundas de 50 Kg.

### **OilFaze**

OilFaze es el material básico para preparar el sistema OilFaze. Es un elemento que permite impartir viscosidad, gel strengths y control de la pérdida de filtrado a los aceites. Tiene importantes aplicaciones como fluido de completación. Viene en presentación de fundas de 50 Kg.

### **VG-69**

Producto utilizado para incrementar la capacidad de arrastre y limpieza del pozo en los sistemas VertOil y OilFaze. Es bentonita tratada orgánicamente, que puede hidratarse o hincharse en presencia de aceite, mejorando la viscosidad y gel strength. Es recomendable realizar una prueba piloto antes de adicionar grandes cantidades al sistema de lodos.

El tratamiento normal es de  $\frac{1}{2}$  o 2 libras por barril. Viene en presentación de fundas de 50 Kg.

### **DV-22**

Es un agente de control de la pérdida de fluido, estable a elevadas temperaturas, se utiliza en los sistemas VertOil y OilFaze. Se recomiendan concentraciones de 2-10 libras por barril para controlar la pérdida de fluido en condiciones extremas (altas presiones y altas temperaturas). Es conveniente realizar una prueba piloto antes de adicionar grandes cantidades al sistema de lodos. Viene en presentación de fundas de 50 Kg.

**SE-11**

Es un suplemento emulsificante usado para incrementar el rendimiento de los sistemas VertOil y OilFaze. Es una mezcla líquida de agentes emulsificantes y humectantes, diseñado para un mantenimiento diario del sistema de lodos. Se utiliza entre 1/8-4 libras por barril (1 galón de SE-11 pesa aproximadamente 8 libras). Se recomienda realizar una prueba piloto para determinar el tratamiento óptimo. Viene en presentación canecas de 5 galones o tambores de 55 galones.

**DV-33**

Es un agente humectante utilizado en los sistemas VertOil y OilFaze. Se recomienda realizar una prueba piloto para determinar tratamiento adecuado. Viene en presentación de canecas de 5 galones o tambores de 55 galones.

**Magcobar**

Es usado para incrementar la densidad del lodo hasta 19 lpg.

**Lo-Wate**

Es Carbonato de Calcio y puede usarse para obtener densidades hasta de 14 lb/gal. en los sistemas VerOil y OilFaze. Se usa en donde una fracción de sólidos ácidos solubles es deseada, tal como en los fluidos de perforación y completación. Viene en presentación de fundas de 50 Kg.

**X-38**

Es un Carbonato de Hierro y puede utilizarse para obtener densidades de hasta 19 lpg. en los sistemas VertOil y OilFaze. Igual que el Lo-Wate es usado en fluidos de perforación donde una fracción de sólidos ácidos solubles es requerida. Es necesario procedimientos de mezcla y tratamiento especiales cuando se preparen lodos con densidades que excedan 16.0 libras por galón.

**Cloruro de Calcio**

Es un electrolito usado en el sistema VertOil para control de actividad (Aw) del lodo. El Cloruro de Calcio se encuentra en grados técnicos con una pureza de 77-80 % o en grados puros de 95-98 % en pureza.

**3.3 CUADRO COMPARATIVO**

**Nombre del Pozo:** Daimi II

**Compañía Operadora:** Conoco Ecuador Limited

**Compañías Contratistas:**

Milpark

Halliburton

Schlumberger

Exlog

Eastan Christensen

Flopetrol



**Localización:**

Latitud: 1° 0' 51.248" S

Longitud: 76 ° 11' 8.913" W

Profundidad: 9400 Pies

**PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION: Pozo Daimi II**

Intervalo (Pies)	Peso (Lpg)	Visc. (Seg/Qt)	VP (Cp)/ Yp(Lb/Sf)	Filtrado (cc)	Sólidos (%)
0 - 2580	8.4 - 9.6	36	9 / 12	-	9
2580 - 7562	8.4 - 10.3	31 - 53	6 - 16 / 12 - 26	20 - 8	0.5 - 12
7562 - 9400	10.2 - 10.7	15 - 25	20-25/20-25	4.0 - 7.2	8 - 10

**PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION: Pozo Gacela II**

Intervalo (Pies)	Peso (Lpg)	Visc. (Seg/Qt)	VP(Cp)/ Yp(Lb/Sf)	Filtrado (cc)	Sólidos (%)
0-2500	9.5 - 10.5	60 - 80	-	NC	Mín.
2500-9000	9.3 - 10.2	60 - 80	13-20 / 13-20	< 7	Mín.
9000-9600	9.8 - 10.3	60 - 80	13-20 / 13-20	< 7	Mín.
9600-9800	10.2 - 10.5	60 - 80	13-20 / 13-20	< 7	Mín.
9800-12950	9.2 - 9.4	60 - 80	13-20 / 13-20	< 7	Mín.

La diferencia fundamental entre los fluidos de perforación utilizados, es el tipo de fluido utilizado. Durante la perforación del pozo Daimi II se empleó un lodo base agua, mientras que en la perforación del pozo Gacela II se utilizó un lodo base aceite invertido.

Los rangos de peso en el lodo son compatibles no así la viscosidad plástica debido a la naturaleza distinta de los fluidos. Los resultados obtenidos con el empleo de estos fluidos de perforación fueron satisfactorios, sin embargo, la diferencia de costos entre ellos fue muy notoria, tal como se aprecia en el siguiente capítulo.

## CAPITULO 4

### ANALISIS ECONOMICO

#### 4.1 Análisis de Costos.

##### Costos Estimados del Pozo Gacela II:

1.	Vías de Acceso	460.000
2.	Localización	80.000
3.	Movilización del taladro	
	Montaje, desmontaje del taladro	
	Equipo de perforación	674.000
4.	Completación y pruebas	130.000
5.	Brocas	200.000
6.	Herramientas especiales	240.000
7.	Lodos, aditivos y servicios	410.000
8.	Cementaciones, materiales, servicios	320.000
9.	Servicios y análisis de núcleos	70.000

10. Registros Eléctricos	210.000
11. Punzonamientos	525.000
12. Análisis de ripios	80.000
13. Transporte de materiales y servicios	340.000
14. Ensamblaje superficial	32.000
15. Tubería de revestimiento	375.000
16. Tubería de producción	102.000
17. Otros	1'121.500
<b>Total</b>	<b>US \$ 5'370.000</b>

#### **Costos Estimados del Pozo: Daimi II**

1. Compra de Materiales	129.822
2. Combustible, Agua, Lubr., Electricidad	13.736
3. Movilización	128.301
4. Taladro	324.000
5. Brocas	68.790
6. Fluidos de Perforación y servicios	109.471
7. Cementación y servicios	97.247
8. Materiales no recuperables	25.900
9. Servicio de alimentación	18.900
10. Herramientas de perforación	89.520

11. Análisis de Testigos	20.244
12. Registros de Lodos	49.360
13. Registros Eléctricos	69.920
14. Transporte terrestre	96.757
15. Transporte fluvial	76.091
16. Transporte Aéreo	1'099.789
17. Base de Operaciones	243.609
18. Gastos de Campamento	32.640
19. Control de Lab./Supervisión	368.000
20. Contratos Laborales	90.765
21. Gastos Misceláneos	128.000
Subtotal	3'450.062
Más 5 %	172.503

**TOTAL** **US \$ 3'622.565**

#### 4.2 COSTOS DE FLUIDOS DE PERFORACION

Gacela II	US \$ 410.000
Daimi II	US \$ 109.471

Como se puede apreciar la diferencia de costos de Fluidos de Perforación entre los pozos Gacela II (Horizontal) y Daimi II (Vertical) es de aproximadamente US\$ 300,000.

Esta diferencia radica fundamentalmente en el tipo de lodo utilizado, así en el pozo Daimi II la base es agua, cuyo costo únicamente incluye el tratamiento de la misma, puesto que por lo general en el Oriente Ecuatoriano el agua es obtenida de los ríos cercanos a la locación, mientras que para el pozo Gacela II el fluido utilizado fue una emulsión base aceite (Diesel 2), cuya relación O/W es de 70/30.

Además es necesario considerar que para fluidos base aceite existe un rubro adicional de aditivos que cumplen funciones específicas, tal es el caso de productos como:

VG-69: Agente viscosificador y mejorador de gel.

DV-33: Producto humectante de aceite.

SE-11: Mejorador de humectabilidad y emulsificación de los aceites.

KU-1: Surfactante limpiador para cortes de aceite.

DV-22: Aditivo de alta temperatura, especialmente diseñado para controlar pérdidas de fluido en sistemas base aceite.

Los gastos adicionales ocasionados en los fluidos de perforación base aceite aplicados a pozos horizontales se ven justificados al minimizar los efectos adversos del lodo hacia la formación, reduciendo efectivamente

la hidratación de sólidos sobre la superficie de contacto y evitando el daño directo a la formación productora.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

1. La tecnología de pozos horizontales se presenta cada vez más como una alternativa altamente rentable, especialmente cuando se aplican de manera adecuada los criterios de selección de las formaciones productoras.
2. Para un eficiente desempeño de la perforación horizontal, debe existir como complemento indispensable la utilización de un fluido de perforación bajo en contenido de sólidos a fin de evitar daños a la formación productora.
3. Debido a las condiciones extremas de operación, el fluido de perforación debe contener aditivos que le permitan desarrollar altas capacidades de arrastre para una eficiente limpieza del pozo.



4. A partir de la información disponible en pozos cercanos, se debe establecer la estratigrafía de la zona y las propiedades petrofísicas del yacimiento con la finalidad de aplicar los fluidos de perforación de acuerdo a las características de la formación productora.
  
5. Para efectos operativos se deben realizar pruebas pilotos de los fluidos utilizados durante la perforación, para evaluar el desempeño de los aditivos y corregir las desviaciones, que pudieran darse.

## RECOMENDACIONES

1. Analizar la posibilidad de ampliar la aplicación de pozos horizontales en el Ecuador, para aprovechar eficiente y racionalmente nuestros recursos energéticos.
2. La factibilidad económica de los proyectos de perforación horizontal debe ser evaluada muy detenidamente, para garantizar el retorno de la inversión en el menor tiempo posible.
3. Es importante analizar la posibilidad de aplicar tecnología de pozos horizontales en los campos de la Península de Santa Elena, considerando las características geológicas de la zona.
4. Los fluidos de perforación que se utilicen durante las operaciones, deben ser tratados adecuadamente para evitar daños al medio ambiente y preservar la naturaleza en beneficio de las futuras generaciones.

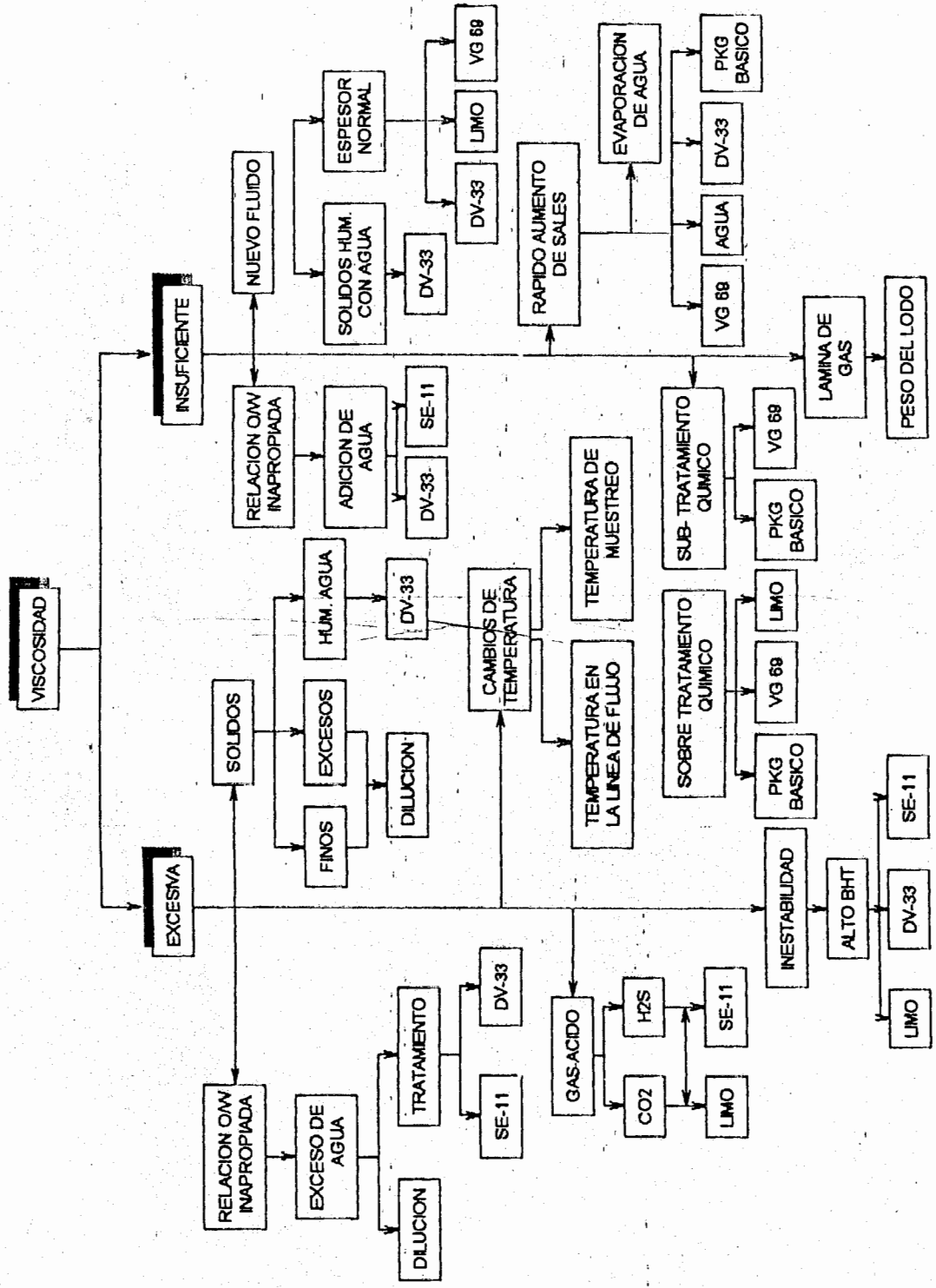


FIG. 9  
 APENDICE B  
 GUIA DE PROCEDIMIENTO PARA IRREGULARIDADES EN FILTRACIONES  
 (Fuente: Magobar "Drilling Fluid Engineering Manual")

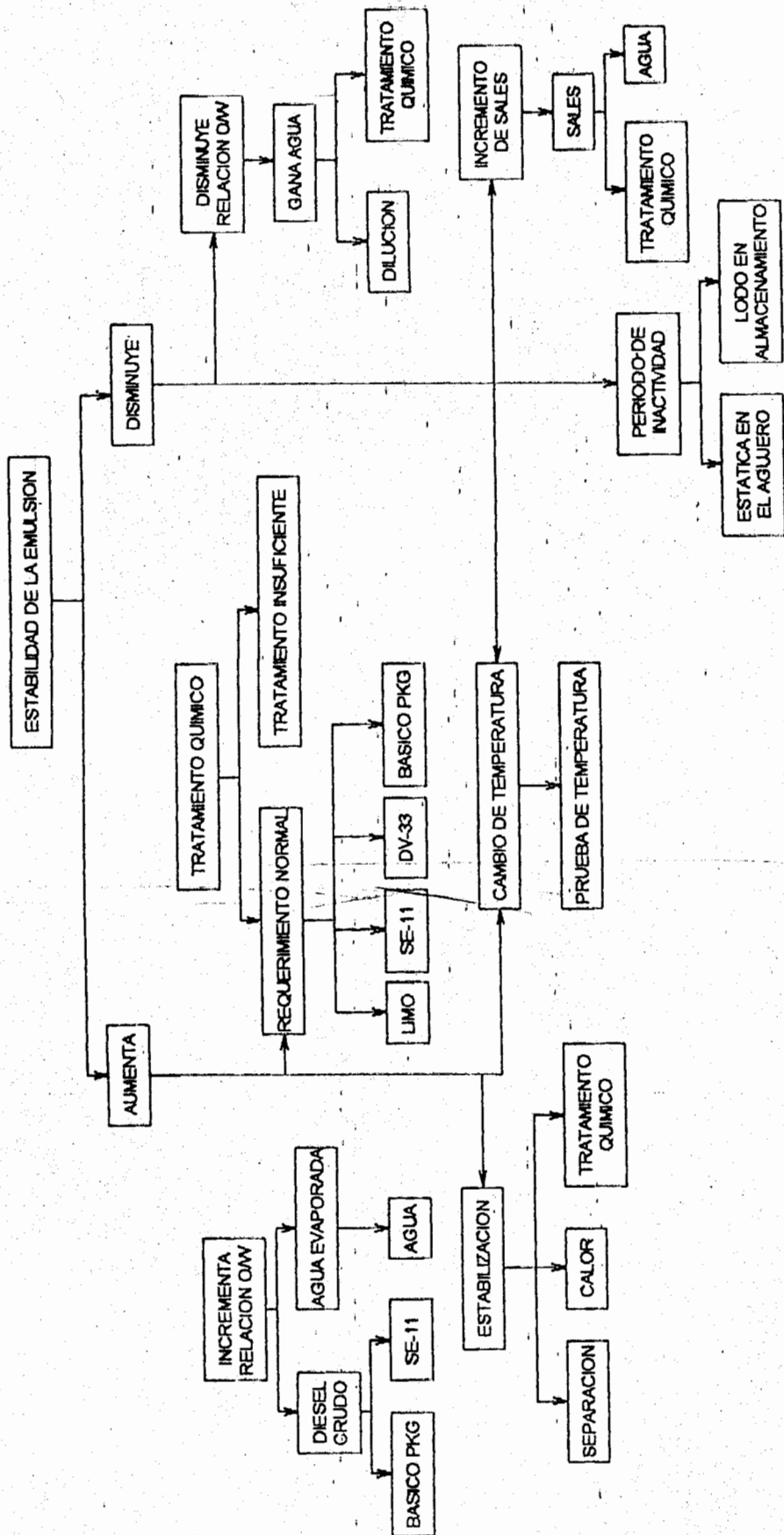
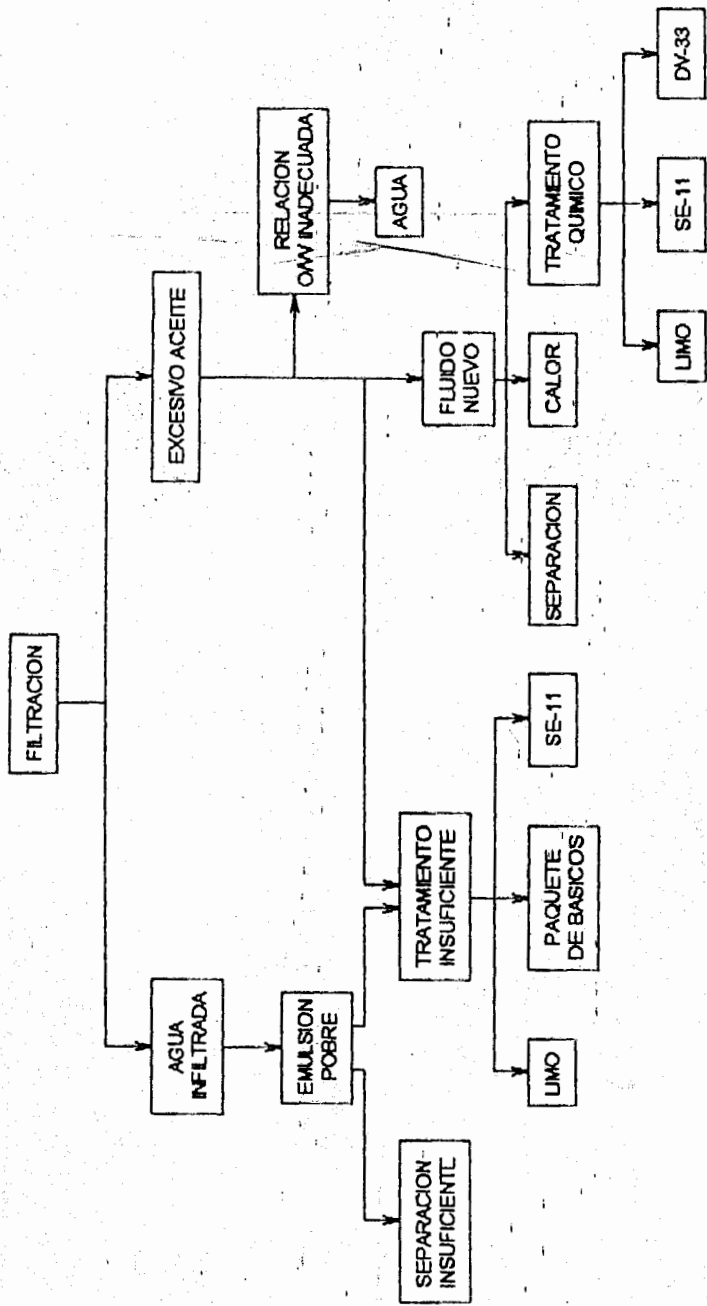


FIG. 10  
 APENDICE C  
 GUIA DE PROCEDIMIENTOS PARA IRREGULARIDADES EN ESTABILIDAD DE EMULSIONES  
 (Fuente: Magcobar "Drilling Fluid Engineering Manual")



**FIG. 11**  
**Rango Aproximado de Propiedades**  
**para lodos tipo Vertoil-115°F**

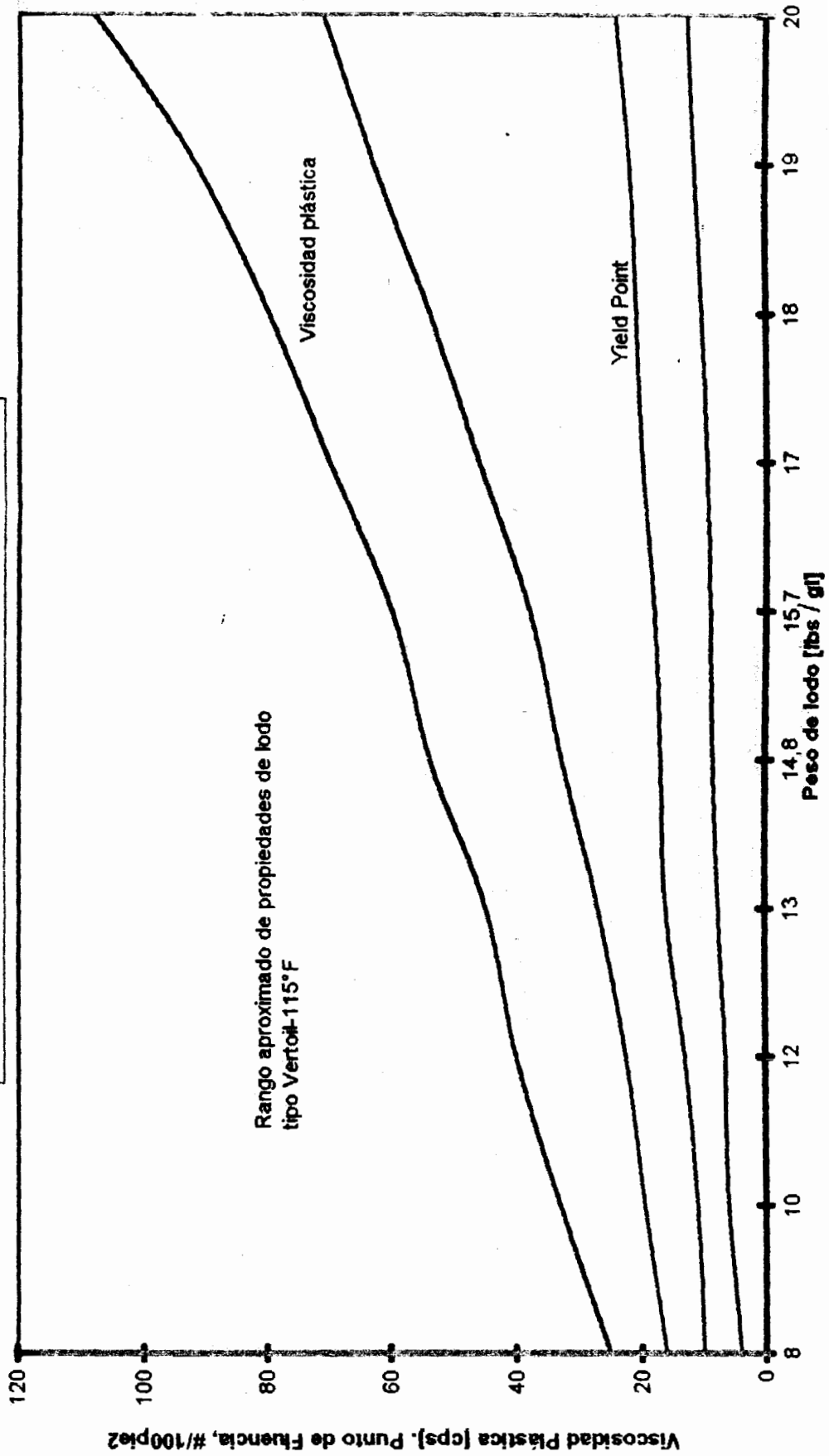
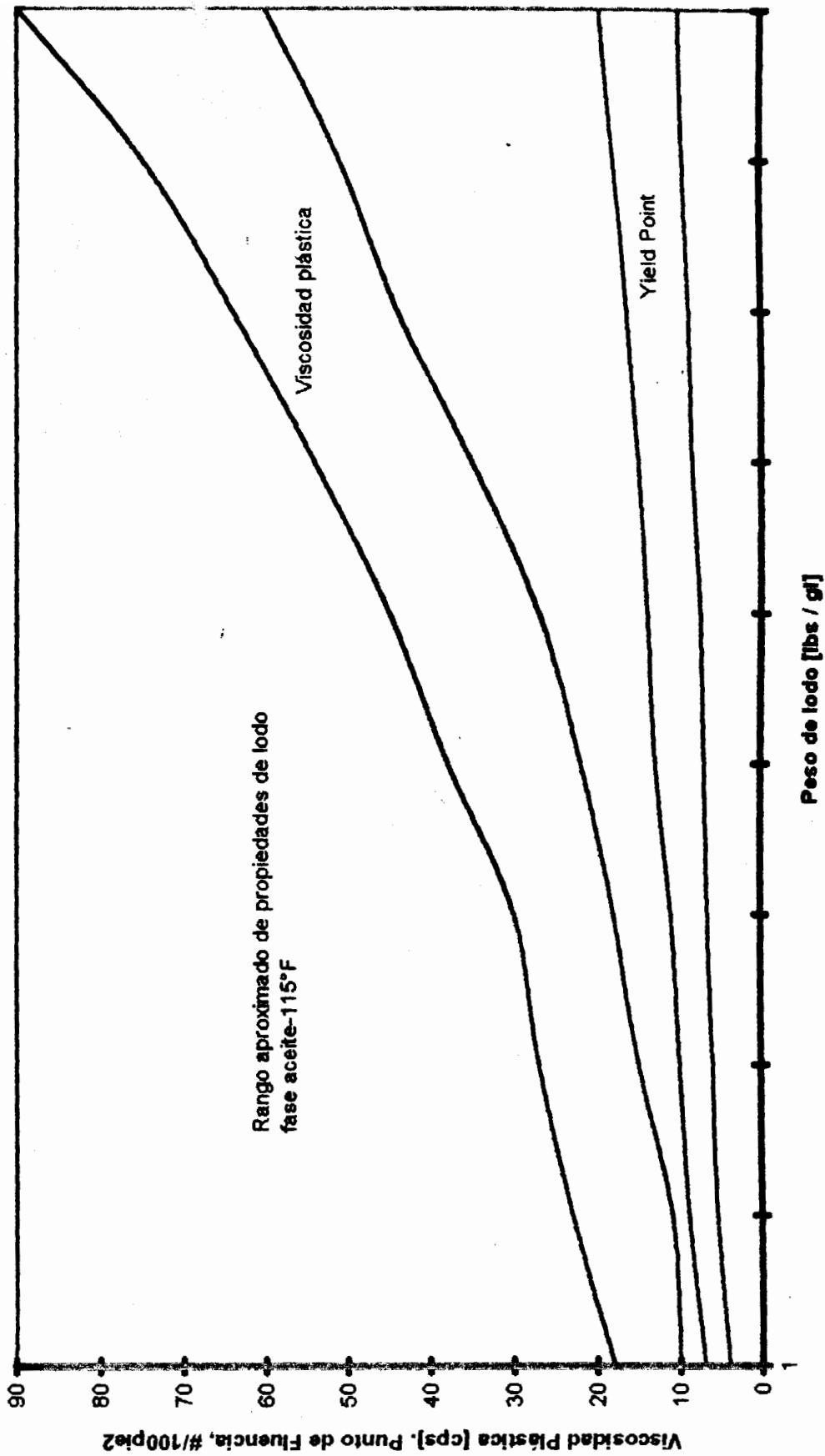


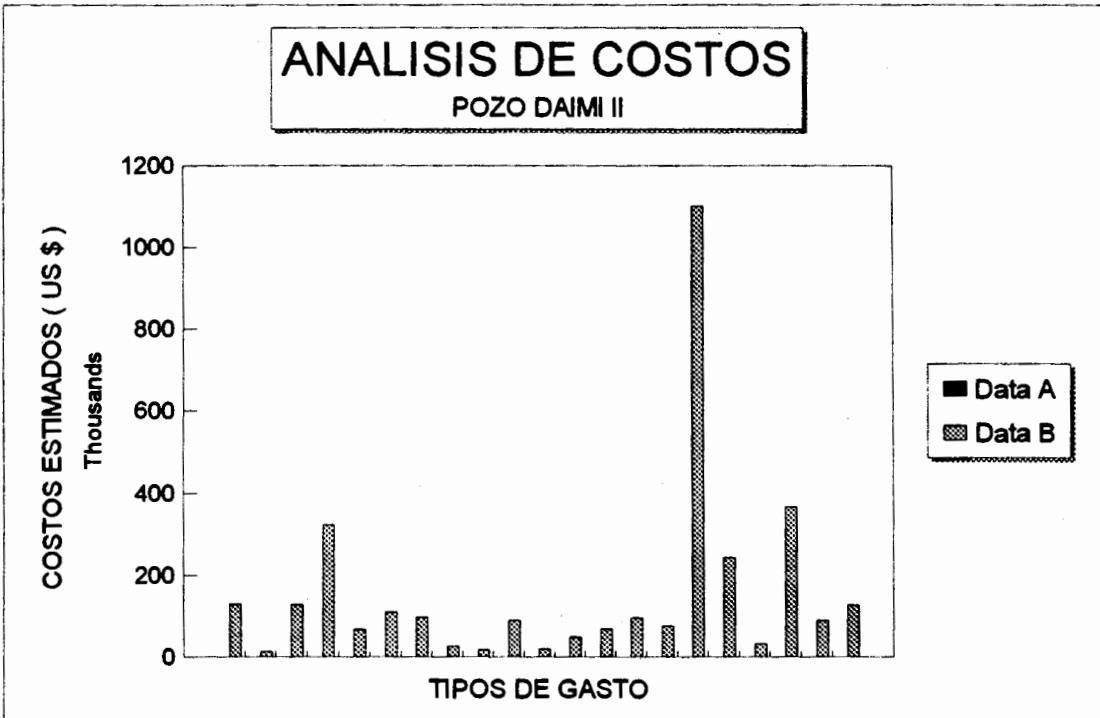
FIG. 12

**Rango Aproximado de Propiedades  
para lodos tipo OilFaze-115°F**



# ANALISIS DE COSTOS: POZO DAIMI II

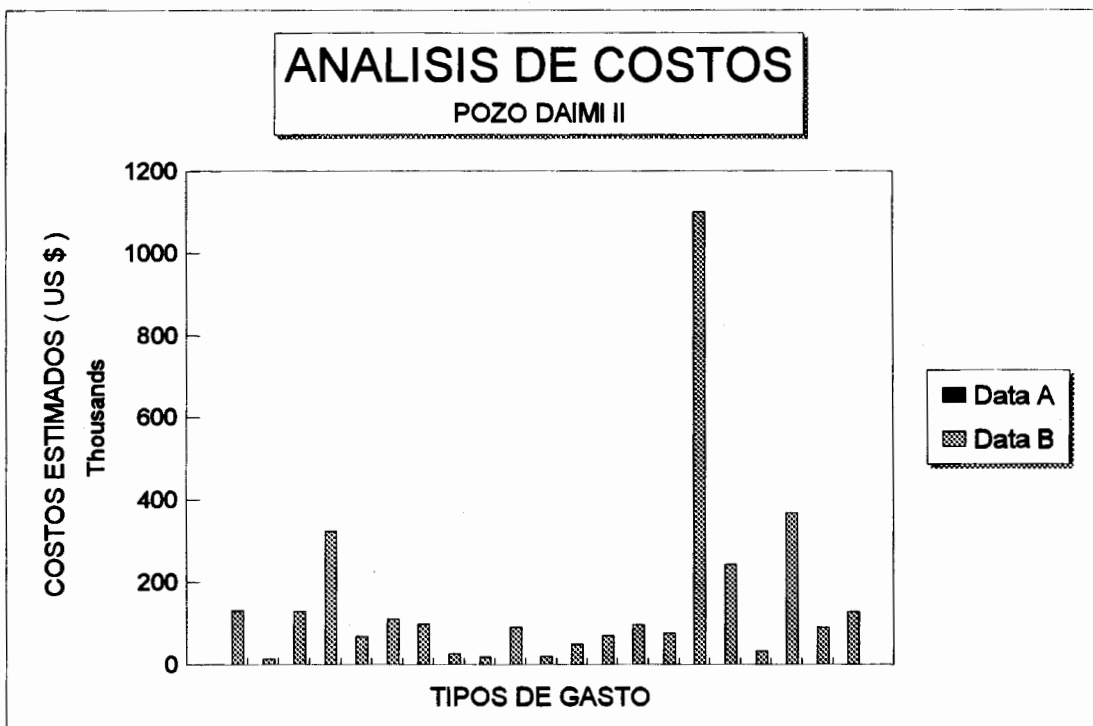
TIPOS DE GASTO	NUMERO	COSTOS
COMPRA DE MATERIALES	1	129822
COMBUSTIBLE, ELECTRICIDAD	2	13736
MOVILIZACION	3	128301
TALADRO	4	324000
BROCAS	5	68790
FLUIDOS DE PERFORACION	6	109471
CEMENTACION Y SERVICIOS	7	97247
MATERIALES NO RECUPERABLES	8	25900
SERVICIO DE ALIMENTACION	9	18900
HERRAMIENTAS DE PERFORACION	10	89520
ANALISIS DE NUCLEOS	11	20244
REGISTROS DE LODOS	12	49360
REGISTROS ELECTRICOS	13	69920
TRANSPORTE TERRESTRE	14	96757
TRANSPORTE FLUVIAL	15	76091
TRANSPORTE AEREO	16	1099789
BASE DE OPERACIONES	17	243609
GASTO DE CAMPAMENTO	18	32640
CONTROL DE LABORATORIO	19	368000
CONTRATOS LABORALES	20	90765
GASTOS MISCELANEOS	21	128000





## ANALISIS DE COSTOS: POZO DAIMI II

TIPOS DE GASTO	NUMERO	COSTOS
COMPRA DE MATERIALES	1	129822
COMBUSTIBLE, ELECTRICIDAD	2	13736
MOVILIZACION	3	128301
TALADRO	4	324000
BROCAS	5	68790
FLUIDOS DE PERFORACION	6	109471
CEMENTACION Y SERVICIOS	7	97247
MATERIALES NO RECUPERABLES	8	25900
SERVICIO DE ALIMENTACION	9	18900
HERRAMIENTAS DE PERFORACION	10	89520
ANALISIS DE NUCLEOS	11	20244
REGISTROS DE LODOS	12	49360
REGISTROS ELECTRICOS	13	69920
TRANSPORTE TERRESTRE	14	96757
TRANSPORTE FLUVIAL	15	76091
TRANSPORTE AEREO	16	1099789
BASE DE OPERACIONES	17	243609
GASTO DE CAMPAMENTO	18	32640
CONTROL DE LABORATORIO	19	368000
CONTRATOS LABORALES	20	90765
GASTOS MISCELANEOS	21	128000



## BIBLIOGRAFIA

1. HRS: "Horizontal Wells"
2. Striefler, J.: "ARCO Finishes Fourth Horizontal Drainhole", Oil&Gas Journal (Mayo 24, 1982) 80, 55-61.
3. Anon: "Technical Advances Broaden the Use of Highly Deviated Drilling Methods", JPT (Feb. 1981) 283-85.
4. Moore, S.D.: "Meridian Oil Finds Success with Horizontal Wells" Pet. Eng. Intl. (Nov.1989) 17-22.
5. Fisher, D.W. and Rygh, M.E.: "Overview of Bakken Formation in Billings Golden Valley, McKenzie Counties, N.D.", Oil&Gas J. (Nov.20, 1989) 47, 71-73.
6. Oil&Gas Journal, "Oryx's Hauptführer: Big Increase Due in U.S.Horizontal Drilling", (Ene. 15, 1990) 28.
7. Magcobar, "Drilling Fluid Engineering Manual", (Ene.,1977) 61.
8. Magcobar, "Magcobar Technical Bulletin No. 111-58".
9. Suthem George, "Introduction to Emulsions", Chapter 1.
10. G.Martillo, "Perforación Horizontal de pozos y su Aplicación en el País", (Marzo 1994), 2-5.
11. DNH, "Informe Técnico y Reporte de Perforación del pozo Gacela II", (Febrero de 1994).
12. Segura, "Perforación Horizontal y sus Aplicación en el Ecuador", (Guayaquil, 1991).