



622.338
A666
L.3

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

**“Operaciones de Perforación y Completaciones
en una Area del Oriente Ecuatoriano”**

TESIS DE GRADO

Previa a la Obtención del Título de

INGENIERO GEOLOGO Y DE PETROLEOS

POR:

JORGE E. ARBOLEDA JIMENEZ

1 9 7 3

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

"OPERACIONES DE PERFORACION Y COMPLETACIONES EN
UNA AREA DEL ORIENTE ECUATORIANO"

POR

JORGE ENRIQUE ARBOLEDA JIMENEZ



D-4824

CIB

TESIS PRESENTADA EN EL DEPARTAMENTO DE INGENIERIA
DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS PARA OBTENER
EL TITULO DE INGENIERO DE PETROLEOS

LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS,
IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTAS EN ES-
TA TESIS CORRESPONDE EXCLUSIVAMEN-
TE AL AUTOR.



Jorge E. Arboleda Jiménez

**Este Trabajo es Patrimonio de la Escuela
Superior Politécnica del Litoral**

A MI ESPOSA:

María de Lourdes Palma de Arboleda

A MI HIJA:

Jéssica Ma. de Lourdes
Arboleda Palma.

A MI MADRE:

Blanca Jiménez de Arboleda
Símbolo constante de abne-
gación y estímulo.

A la memoria de mi Padre:

Jorge Fernando Arboleda Neumane
A quien se la dedico con todo -
cariño.

A MIS HERMANOS:

Cecilia
Patricia
Eduardo
Luis

A MIS PADRES POLITICOS:

Ricardo Palma Burbano
Elena Veloz de Palma

A MIS HERMANOS POLITICOS:

José Iturralde
Jaime Sánchez
Patricia, Monserratte y Susana Palma

AL INGENIERO:

HEINZ TERAN M.

DIRECTOR DE ESTE TRABAJO; el cual con sus sabias enseñanzas supo dirigirme para llevar con el mejor de los éxitos a la finalización de esta Tesis.

A LOS SEÑORES DE LAS DISTINTAS
COMPAÑIAS QUE ME FACILITARON SU AYUDA

AMOCO:

Geólogos: Ing. Víctor Gabela
C. Revilla

Ing. de Petróleos: Dan Buzzo
H. B. Zaremba
C. Mateus

A los señores: Pedro Tufiño
Angel Rodríguez

GSI:

Ing. John De Bruyne

HALLIBURTON:

Fred Waynewright
Nelson Styles

A LOS PERSONEROS DE LAS COMPAÑIAS:

Parker Drilling, Schlumberger, Baroid y demás
Compañías que me facilitaron su cooperación -
para la realización de esta tesis.

A LOS PERSONEROS DE LA COMPAÑIA
"AMOCO ECUADOR PETROLEUM COMPANY"
EN ESPECIAL A SU GERENTE

M.C. COFFIELD

Quienes me facilitaron toda la
ayuda necesaria para el mejor -
desenvolvimiento de este trabajo
jo.

A MI :

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL



BIBLIOTECA

MIEMBROS DEL JURADO EXAMINADOR

I N D I C E

	Págs.
ABSTRACTO	1
Localización de la Concesión y ubicación del pozo.	3
I CAPITULO	
INTRODUCCION	
Breve estudio general de la Cuenca "Oriente"	4
1.1. Geología Regional	4
1.2. Estratigrafía	5
1.3. Estructura de la Cuenca Oriente	5
1.4. Características litológicas generales de las formaciones.	6
II CAPITULO	
OPERACIONES DE PERFORACION	
2.1. Características de Pozo	14
2.2. Correlación de topes con otras áreas aledañas	15
2.3. Programas generales de Pozo	17
2.4. Datos de Operación	19
2.5. Estimación del trabajo hecho por cables de perforación	25

2.6. Características generales de la torre utilizada en la perforación del Bobonaza N° 1.	34
---	----

III CAPITULO

PROGRAMAS DE LODOS DE PERFORACION

3.1. Características Generales del lodo inicial de Perforación.	36
3.2. Funciones de los lodos de perforación	38
3.3. Factores que afectan en Programa de lodos.	39
3.4. Programa de Lodos	39
3.5. Materiales de Pérdida de circulación	39
3.6. Resistividad	42
3.7. Cálculos necesarios para presentar un programa de lodos de perforación.	45
3.8. Fórmulas Prácticas para un programa de Lodos.	51

IV CAPITULO

PROGRAMA HIDRAULICO

4.1. Consideraciones básicas para un buen programa Hidráulico.	57
--	----

	Págs.
4.2. Métodos para cálculos Hidráulicos	62
4.3. Método simplificado del Nomograma de AIOC.	63
4.4. Método Hidráulico Security	72
 V CAPITULO	
OPERACIONES DE COMPLETACION DEL POZO.	
Porqué de la Cementación.	83
5.1. Cementación Primaria	85
5.2. Cementación de Dos Etapas	89
5.3. Procedimiento de la cementación de dos Etapas.	93
5.4. Materiales usados en la preparación de lechadas de cemento.	94
5.5. Flujo turbulento	95
5.6. Cálculo de caída de presión y propie <u>dad</u> dades de Flujo para una lechada de - cemento.	98
5.7. Procedimientos usados para lechadas de cemento.	99
5.8. Procedimiento del Viscosímetro Rota- cional.	102
5.9. Interpretación de Datos.	102

5.10. Fórmulas de Cálculo	104
5.11. Cementación de la Etapa inicial	106

VI CAPITULO

PRUEBAS DE FORMACION

6.1. Procedimientos para la conducción de Pruebas de formación.	131
6.2. Modo de Operación de la Prueba.	134
6.3. Interpretación de Cartas de Formación	137
6.4. Explicación del gráfico	138
6.5. Daño de Formación	141
6.6. Zona de Barrido	142
6.7. Análisis de Oficina	143
6.8. Cálculos para un taco de cemento para pruebas de formación.	143

VII CAPITULO

ANALISIS DE COSTOS

7.1. Tiempo de Operación en la perforación del Pozo Bobonaza N ^o 1.	145
7.2. Comparación de costos a base de los lodos de perforación.	147

	Págs.
7.3. Costos generales de Perforación	151
7.4. Costos por pie perforado en la formación Napo.	154
7.5. Resumen total de Costos de Per- foración.	157
7.6. Comportamiento de Costos y de- terminación de la broca de Dia- mante.	158
7.7. Procedimiento y explicación del gráfico G vs H.	163
7.8. Costo por pie perforado por bro- ca. Método analítico por Compu- tadora.	165
7.9. Costo por pie perforado por bro- ca. Método Gráfico.	167
CONCLUSIONES	170
RECOMENDACIONES	172
BIBLIOGRAFIA	
LISTA DE NOMOGRAMAS, TABLAS, FIGURAS, APENDICES Y ANEXOS.	

A B S T R A C T O

La perforación de un pozo es una de las etapas más importantes en la búsqueda incansable de fuentes hidrocarburíferas. El éxito alcanzado por muchas compañías petroleras se ha debido al bien trazado plan de operación en una determinada área que se la ha designado para iniciar la perforación.

El trabajo que se efectúa para el desarrollo de esta tesis, es más que todo un trabajo práctico, sobre las diversas operaciones de perforación y completación que ha desarrollado la Amoco Ecuador Petroleum Company en territorio Ecuatoriano.

Aquí se describen las diferentes etapas que ha seguido la compañía en su período de perforación de su primer pozo exploratorio Bobonaza # 1, situado en la parte Sur-Este de territorio cedido a ella en concepto de concesión exploratoria por parte del Gobierno Nacional.

Se explican las técnicas empleadas en cada una de sus fases, así como también los cálculos programados para el mejor desenvolvimiento de los programas de pozo. Se tratarán programas de Perforación, Programas Hidráulicos, Programa de Lodos, Programa de Cementación así como también los procedimientos prácticos para la realización de las pruebas de Formación

y abandono de pozo.

Para el desarrollo de este trabajo se han tomado datos reales de pozo y todos los cálculos aquí efectuados son el fiel testimonio de las prácticas y experiencia obtenida en el mismo sitio de las operaciones.

La tesis se basa en ^{rasgos} ~~datos~~ Generales para la elaboración de los diversos programas a tratarse a continuación. Y la secuencia seguida en la elaboración de los programas se fundamenta en cálculos efectuados en las diversas etapas de la perforación de pozos.

Ciertos datos de pozo me fueron entregados para la elaboración y desarrollo de esta tesis, siendo estos en su mayor parte confidenciales.

LOCALIZACION DE LA CONCESION Y UBICACION DEL POZO

Amoco Ecuador Petroleum Company, efectuó sus operaciones en dos áreas ubicadas al Sur Este del Oriente Ecuatoriano. El Area está comprendida por el 92% del área de concesión a la Compañía Petrolera Curaray y una concesión adquirida por Amoco, en contrato de asociación con el Gobierno Ecuatoriano.

Un total de 800.000 hectáreas estuvieron a cargo de Amoco Ecuador Petroleum Company. La Fig. 1 muestra el área adquirida por Amoco.

El Pozo Bobonaza N^o 1, está localizado a 10 Km. al Nor-Este del Campamento base Montalvo, se alcanzó una profundidad total de 14702 FT. en el jurásico de la formación Chapiza.

Se tomaron en consideración algunas formaciones objetivas como probables estructuras de petróleo, siendo estas las arenas de la formación Vivian, Napo y Hollin; y parte de las Calizas del Napo. El tiempo total de operaciones del pozo fué de 78 días, de los cuales 12 fueron para efectuar las pruebas de formación, 10 en reparación de la torre y 56 en la perforación del pozo. La Fig. N^o 1 A muestra las dos Concesiones adquiridas por Amoco Ecuador Petroleum Company.

CAPITULO I

I N T R O D U C C I O N

BREVE ESTUDIO GENERAL DE LA CUENCA "ORIENTE"

1.1 Geología Regional

Un panorama general de la Cuenca Oriente es presentado con el objeto de darnos una idea del proceso epirogénico sucedido en la parte Este del Oriente Ecuatoriano.

Durante este proceso del levantamiento orogénico de los Andes, la faja Central de la Cordillera Real se levantó en mayor grado que sus bordes, una serie de depresiones bajas - constituyen la provincia Sub - Andina separada en el Oeste por los Andes y por el lado Este por los Escudos Precámbricos.

La parte Este de la Cuenca forma una plataforma que está bu^zando suavemente hacia los escudos, al cual los bordea en su mayor parte, mientras que al otro lado se encuentra plegada y fallada debido al levantamiento que originaron los Andes.

Basadas en los estudios geológicos efectuadas por Compañías Petroleras en el Oriente, se puede llegar a la conclusión - de que una espesa y casi completa sucesión estratigráfica -

desde el Devoniano (exceptuando la parte inferior del Paleoceno) hasta el Cuaternario se encuentra en la Cuenca⁽¹⁾.

Litológicamente la Cuenca Oriente se encuentra constituida de una variedad de Sedimentos que dan las características primordiales a las formaciones.

1.2 Estratigrafía

Las investigaciones efectuadas en la Cuenca Oriente por geólogos de diferentes compañías han suministrado cuadros estratigráficos generales de las formaciones que están presentes en la Cuenca, resultados que han sido comprobados y completados por las perforaciones que las Compañías Petroleras han efectuado en esa zona.

Muchos de los términos empleados para determinadas formaciones en el Ecuador, son denominadas en la Cuenca de Perú y Colombia en forma diferente para las mismas formaciones.

En muchos casos, terminologías adoptadas por los geólogos de las Compañías se han vuelto comunmente aceptadas, mientras que en otros casos, tales como en la parte Sur, una clasificación bien definida todavía falta.

1.3 Estructura de la Cuenca Oriental

La Cuenca Oriental es una continuación geológica de la Cuenca

ca Oriental Colombiana, que ha continuado hacia el Sur en territorio Ecuatoriano y continúa a lo largo de éste al Perú.

Esta Cuenca está situada en una zona fuera del plegamiento principal, es decir fuera de la Cordillera que constituye los Andes, los efectos de orogénia, como también los movimientos epirogénicos, se exhiben en un grado más reducido, razón por la que se manifiesta una cierta monotonía de afloramientos rocosos por extensas superficies.

Por eso la Cuenca Oriental presenta un aspecto geológico - relativamente sencillo a lo largo de toda su extensión.

La región Oriental en sí es una planicie baja y a excepción de las cordilleras subandinas, puede considerarse como una región plana, que representa una sección de la Cuenca Amazónica, región que en general se llama Cuenca Oriente.

Características litológicas generales de las Formaciones.

Un breve estudio sobre la litología de las formaciones del Oriente Ecuatoriano, comenzando desde la formación más antigua hacia la más joven, es realizado a continuación⁽²⁾.

A. Formación Chapiza

La formación Chapiza puede ser sub-dividida en tres miembros

bros según Tschopp⁽³⁾.

1. Chapiza Inferior

Este miembro alcanza una potencia máxima de 1.500 metros y está constituida de alteraciones de lutitas areniscas en que los colores gris y rosado pueden dominar localmente sobre los matices pardo, rojo, ladrillo y violeta.

2. Chapiza Media

Tiene un espesor máximo de 1000 metros, constituida de alternación de lutitas y de areniscas de color rojo sin intercalaciones de productos de evaporización.

3. Chapiza Superior

El espesor máximo que ha alcanzado es de 2000 metros presenta conglomerados de color rojo, así también con la presencia de lutitas y areniscas, además contiene una variedad de areniscas feldespáticas y tobas de color gris - verde.

Según la posición estratigráfica, la formación Chapiza corresponde al Jurásico Medio y Superior.

La formación Misahuallí está considerada como una su

división de la formación Chapiza, del Jurásico Superior en muchas de las columnas estratigráficas del Oriente Ecuatoriano.

B. Formación Hollín

La formación Hollín está constituida de areniscas porosas y permeables; tiene una impregnación de petróleo asfáltico, siendo ésta la arena petrolífera del Oriente Ecuatoriano.

El espesor de la formación Hollín es variado; de 84 a 240 metros, constituida de areniscas cuarzosas.

Presenta esta formación intercalaciones de lutitas arenosas oscuras, con presencia de mica y en la parte superior de la sección se encuentran lutitas carbonosas. Su extensión real coincide con la superpuesta Caliza de Napo, cosa que fué afirmada por los resultados de las perforaciones.

La formación Hollín pertenece a la transición del Cretáceo inferior al Cretáceo medio esto es, se extiende desde el Aptense hasta el Albiense.

C. Formación Napo

Un horizonte calcáreo medio, muy constante, permite a

Tschopp⁽³⁾ dividir la formación en tres miembros.

1. Miembro Inferior o Napo Inferior

Tiene un espesor variable de 150 a 240 metros, de una sucesión que comprende de abajo para arriba de: areniscas inferior; arenisca superior; lutita y caliza, arenisca media; lutita y arenisca. Las areniscas son Glauconíticas; el color de las lutitas es variable.

2. Miembro medio o Napo Medio

Las calizas de este miembro intermedio de la formación Napo son macizas en bancos gruesos, presentándose siempre en espesores constantes en las perforaciones, caracterizada por la presencia de fósiles cefalópodos.

3. Miembro superior o Napo Superior

El miembro superior consiste de intercalaciones de caliza y lutitas duras. La potencia decrece desde el área Cutucú al Sur Este desde los 230 metros, hacia el Norte donde el espesor es nulo en los pozos de Oglán y Vuano.

Se encuentran intercalaciones de Lutitas de color negro particularmente calcáreas.

La formación Napo representa el Cretáceo Medio y parte del Cretáceo Superior.

D. Formación Tena.

La característica de la Formación Tena es estar constituida de arcillas, con intercalaciones de capas delgadas de arenas. Las arcillas son generalmente de color pardo rojo, pero se encuentran arcillas que varían del rojo - claro hasta el púrpura.

El espesor de la Formación Tena varía hacia el Este de una máxima potencia de 1000 metros (en la sección central comprendida entre la boca del río Coca y el curso inferior del río Bobonaza), a 272 metros en Tiputini en el Este, 500 a 1000 m. en el margen Oeste de la cuenca.

Los 200 metros inferiores están constituidos de arenisca de color y tipo variables; en la parte superior en unos 100 a 150 metros está constituida de facies arenosas con conglomerados; la base de las areniscas está caracterizada por la presencia de margas y calizas arenosas, comunmente piríticas.

La edad corresponde al intervalo Cretáceo superior - Paleoceno y parte del Eoceno inferior y Medio.

E. Formación Tiyuyacu.

La formación Tiyuyacu está considerada por ser una arena arcillosa con intercalaciones de conglomerados de guijarras y cantos de cuarzos, redondeados hasta angulares.

Las arcillas son de variados colores, las hay de color verde a púrpura, pero las predominantes son de color rojo en cambio que las arenas son siempre de color variado, encontrándose en mayor escalas de color grises y blancos.

Estas arenas son generalmente feldespáticas de baja porosidad.

El espesor total de la formación Tiyuyacu aumenta hasta 500 metros en el área de los ríos Coca y Aguarico y aún 700 metros en el área del río San Miguel en el Norte y decrece hacia el Este hasta unos 170 metros en la sección del río Misahualli y aún más en la frontera Este del Ecuador que alcanza los 81 metros.

La formación Tiyuyacu comprende el Eoceno Superior.

F. Formación Chalcana

Está formada de lutitas abigarradas con presencia de yeso, tiene un espesor variable de 650 - 800 metros hasta 1100 metros.

Por la posición en la secuencia del Oriente se la coloca inicialmente en el Eoceno Superior - Oligoceno.

G. Formación Arajuno

Se compone de areniscas y arenas de grano fino hasta grueso, de color pardo, se presentan algunos conglomerados intercalaciones discontinuas de arcillas abigarradas.

Según Tschopp ésta formación está situada en el Mioceno Superior.

H. Formación Mesa

Esta formación está constituida litológicamente en su totalidad de arcillas y areniscas tobáceas, con varios horizontes de conglomerados gruesos con estratificación cruzada de tipo torrencial.

Se cree que la edad geológica de esta formación es del Plioceno, pero muchos aseguran que pertenece al Cuaternario.

La determinación de las características y topes litológicos aproximados de las formaciones fueron hechas, basándose en estudios efectuados en la Cuenca del río Misahual.

De los estudios geológicos de las muestras obtenidas en

campo se pudo comprobar a grandes rasgos las características litológicas de las formaciones, además se pudo dar una idea más clara del cambio de facies en una misma formación de un sitio a otro.

Los topes fueron corregidos cuando se efectuó la perforación del pozo Bobonaza N^o 1, llegando a establecer una diferencia de muy pocos pies con la anteriormente establecida.

Por medio de los estudios hechos en los ripios durante la perforación se pudo determinar con exactitud los topes de cada formación.

C A P I T U L O I I

OPERACIONES DE PERFORACION

Como parte del estudio efectuado en esta tesis es el determinar las mejores condiciones de perforación en áreas similares; para futuros pozos a perforarse en la zona del Oriente Ecuatoriano; tomaremos como referencia los pozos perforados por la Amoco Ecuador Petroleum Company.

PROGRAMA DE PERFORACION

Pozo Bobonaza N^o 1

2.1 Característica de Pozo

a. LOCALIZACION: El pozo Bobonaza N^o 1, perteneciente a la Compañía Amoco Ecuador Petroleum Company se encuentra localizado entre las siguientes coordenadas geográficas: Longitud 76°54'33.14" W.

Latitud 2°01'12'12" S. (Fig. N^o 1 A)

b. TIPO DE POZO: Pozo Exploratorio; que alcanzó a una profundidad de 14702 FT. siendo la primera zona de interés a los 12952 FT. en la formación Vivian y otro en las formaciones del Bajo Napo y Hollin.

c. ESTRUCTURA: Se inició la perforación en el llamado Anticlinal del Bobonaza.

- d. ELEVACION: La elevación sobre el nivel del mar es de 372.96 M. que equivalen a 1240 FT.
- e. PROFUNDIDAD: Profundidad proyectada 17.000 FT.
Profundidad perforada 14.702 FT.
- f. FECHA DE INICIO: La perforación del primer pozo exploratorio se efectuó el 3 de Abril de 1972 a las 9am

2.2 Correlación de topes con otras áreas aledañas.

Los topes estimados para la columna estratigráfica del Bobonaza se basaron en los estudios geológicos hechos en la zona de los ríos Misahualli y sus afluentes al lado de la cordillera, así como también con los topes del pozo Guayusa de la Compañía Anglo, bajo un programa de intercambio de información.

Posteriormente a medida que avanzaba la perforación la correlación entre el Bobonaza y Guayusa presentaban secciones geológicas similares en litología y pequeñas variaciones en los topes de las formaciones.

Así por ejemplo el espesor de la formación Orteguzaza en el Guayusa fué de 751 FT. y en el Bobonaza fué de 757 FT. en la misma formación. Encontramos a la prof. de 12420 FT.

a la formación Vivian con un espesor de 50 FT. pero se la encontró a la profundidad de 12952 FT. y con espesor más pequeño al esperado.

Una vez finalizado la perforación del pozo se pudo establecer con exactitud los topes de las formaciones en el Bobonaza, siendo estas:

Orteguaza	9243 FT.
Tiyuyacu	10000 FT.
Tena	11842 FT.
Vivian	12952 FT.
Napo Superior	12961 FT.
Napo Medio	13242 FT.
Napo Bajo	13553 FT.
Hollin	14198 FT.
Chapiza	14650 FT.

Una buena correlación entre el Bobonaza y Guayusa se efectuó a base de una buena correlación entre registros eléctricos efectuados en ambos pozos. (Fig. 2).

La correlación de los topes de las formaciones es mostrado en el cuadro siguiente:

<u>Bobonaza # 1</u>	<u>Correlación Horizontal</u>	<u>Guayusa # 1</u>
Elevación 1240'		Elevación 955'
0' (+1240')	Plio Mioceno	0' (+955')
9243' (-8003')	Orteguaza	7315' (-6360')
10000' (-8760')	Tiyuyacu	8066' (-7111')
11842' (-10602')	Tena	9827' (-8872')
12952' (-11712')	Vivian	10821' (-9866')
12961' (-11721')	Napo Superior	10828' (-9873')
13242' (-12002')	Napo medio	11132' (-10177')
13398' (-12158')	Caliza de Zona "A"	11312' (-10357')
13553' (-12313')	Napo Inferior	11446' (-10491')
14025' (-12785')	Basal	11930' (-10975')
14198' (-12958')	Hollin	12121' (-11466')
14650' (-13410')	Chapiza	12628' (-11673')
14702' (-13462')	Profundidad total	12737' (-11782')
	no correlacionada	

2.3 Programas generales de Pozo

a. Programa de Casing

Diámetro del pozo, pulg.	Profundidad (FT.)	Casing en pulg.	profundidad del casing (FT.)	Tipo y peso lbs/FT
17 1/2"	1082'	—	—	—
26 "	1075'	20"	1064'	H.40,94 lb/FT
17 1/2"	5565'	13 3/8"	5560'	N.80,72 lb/FT

Diámetro del Pozo, pulg.	Profundidad (FT.)	Casing diámetro en pulg.	Profundidad del casing (FT.)	Tipo y peso lbs/FT
12 1/4"	10400'	9 5/8"	10396'	P.110,471b/FT N.80,43.51b/FT P.110,471b/FT
8 1/2"	14702'	—	—	—

b. Programa de Cementación

Se utilizó para cementar los casing superficiales, intermedios y finales un cemento clase "G" con 8% de Bentonita y para efectos de cálculos un 2% en exceso.

c. Programas Hidráulicos

Parte importante en la perforación del pozo, son los programas hidráulicos; se considera para cálculos los diferentes intervalos, tomando en cuenta el diámetro de la línea (5 1/2") y la utilización de 3 bombas adaptadas por la Parker Drilling Co.

Intervalo (FT.)	0'-7000'	7000'-12000'	12000'-17000'
Golpes por minuto (G/minutos)	65	55	50
Velocidad Anular (FT/segs.)	63	83	120

2.4 Datos de Operación.

En esta parte de datos de operación, se hablará en forma general de todas las operaciones realizadas en el Bo bonaza # 1, desde que inició su perforación hasta que se decidió abandonarlo por encontrarse hidrocarburos económicamente no recuperables. Ver Anexo N^o 1.

Más adelante se explicará por separado cada una de ellas.

1. Se inició la perforación con una broca de 17 1/2" - con la que se alcanzó a una profundidad de 1082 FT. luego el diámetro del pozo fué agrandado a 26" utilizando un agrandador de diámetro (Bit Reamer) hasta la profundidad de 1075 FT.

Luego se procedió a revestir la profundidad perforada con un Casing de 20" hasta la profundidad de 1064 FT. donde está situado el zapato guía; dicho zapato guía sirve para las operaciones de cementación y al mismo tiempo como guía del Casing al ser introducido en el hueco del pozo.

Durante la primera etapa de cementación para el Casing de 20" se emplearon 1000 sacos de cemento, clase "G" con 1.13% de Gel + 1.37% de Cloruro de Calcio

con un peso de la lechada de 14.5 lbs/gal; siendo controlado este peso constantemente a medida que el cemento es introducido por el interior del Casing.

Para la preparación del lodo de perforación se emplearon los siguientes compuestos:

Quick Seal = 22 Sacos

Gel = 125 Sacos

Super - Visbestos = 31 Sacos

2. DIAMETRO DEL HUECO = 17 1/2"

PROFUNDIDAD LLEGADA = 5565 FT.

REGISTROS CORRIDOS: Registro de Inducción Eléctrica, y Registro de Densidad.

CASING UTILIZADO: 13 3/8" a 5560 FT.

ZAPATO GUIA: 5560 FT.

CEMENTACION: Para la cementación de este Casing se la efectuó en dos etapas.

Para la cementación de dos etapas se utiliza un aparato que se le conoce con el nombre de Herramienta de válvula Diferencial -

él cual se lo coloca arriba donde se quiere comenzar a cementar la segunda etapa; éste fué colocado a la profundidad de 1428 FT.

a. Primera Etapa:

Se utilizó 882 Sx de cemento clase G, con un 8% de Bentonita, usando 216 Bbls de agua; ésta se usó para cementar una profundidad de 2000 FT; para la otra se usaron 350 Sx del mismo cemento con 1% de HR- 12, siendo éste un Retardador usado.

b. Segunda etapa:

500 Sacos de cemento clase G, con 8% de Bentonita.

LODOS DE PERFORACION:

Gel	=	32 Sacos
Super Visbestos	=	38 Sacos
X.C. Polímeros	=	39 Sacos
Soda Caústica	=	12 Sacos
Dextrix	=	6 Sacos

3. DIAMETRO DEL HUECO: 12 1/4"

PROFUNDIDAD: 10400 FT.

REGISTROS CORRIDOS: Registro de Inducción Eléctrica,
 Registro de Rayos Gamma y Registro de Densidad.

CASING: 9 5/8" a 10396 FT.

ZAPATO GUIA: a 10398 FT.

HERRAMIENTA DE VALVULA DIFERENCIAL PARA CEMENTACION
 DE DOS ETAPAS: a 5783,80 FT.

CEMENTACION:

a. PRIMERA ETAPA:

1250 Sx de cemento clase G, con 2.3% de Bentoni-
 ta + 0.3% de HR-12, seguido de 165 Sx del mismo
 cemento.

b. SEGUNDA ETAPA:

450 Sx de cemento clase "G" con 2.3% de Bentoni-
 ta + 0.3% de HR-12.

LODOS DE PERFORACION:

Bicarbonato de Soda = 55 Sacos

Dextrin = 70 Sacos

X.C. Polímeros = 39 Sacos

Gel = 100 Sacos

Aldecide = 600 libras
Barita = 260 Sacos

4. DIAMETRO DEL HUECO: 8 1/2"

PROFUNDIDAD: 14702 FT.

CASING: No se entubó, pero se tenía programado colocar un casing de 7" a través de una línea de 7". Se tomó un núcleo de 38 FT. con una broca de diamante, en el intervalo de 13791 FT. a 13829 FT. con un 100% de recuperación.

REGISTROS ELECTRICOS: Registros eléctricos de inducción eléctrica en escala Normal y Logarítmica; Registro de Rayos Gamma, Registros de Densidad, Registro Dip Meter; Registro de Proximidad y Registros de diámetro de Hueco.

PRUEBAS DE FORMACION: La prueba de Formación se efectúa a la profundidad de 13594 FT. a 13620 FT; y 13565 FT. a 13580 FT; una de las pruebas falló debido al atascamiento de la herramienta; el

ensayo de la segunda fué exitosa, la que nos dió un resultado no favorable; por el cual se decidió abandonar el pozo debido a que el aceite encontrado no es economicamente recuperable. Antes de iniciar las pruebas de formación se instaló un tapón de cemento a la profundidad de 13678 FT.

LODOS DE PERFORACION:

Gel	=	641 Sacos
X.C. Polímeros	=	119 Sacos
Dextrix	=	172 Sacos
Quebrosin	=	2 Sacos
Soda Ash.	=	5 Sacos
Super-Visbestos	=	5 Sacos
C.M.C. (Carbon Metil Celulosa)	=	31 Sacos
Barita	=	1540 Sacos
Soda Caústica	=	2 Sacos

Siendo el costo total del lodo usado en las cuatro etapas de la perforación del Bobonaza de \$ 55.303.50 y el costo total de Perforación de \$ 1.541.000.

2.5 Estimación del trabajo hecho por cables de perforación

El servicio total efectuado por un cable en un equipo de perforación rotatoria puede estimarse tomando en consideración el trabajo desarrollado por el cable en diferentes operaciones, tales como perforación, muestreo, pescas, corrida de tubería de revestimientos, pruebas de formación, etc. y evaluando factores tales como las tensiones impuestas por cargas de aceleración y desaceleración; tensiones por vibraciones, por fricciones del cable con las superficies del Malacate y de las poleas y otras cargas indeterminadas.

Sin embargo para las prácticas del campo, se pueden obtener valores aproximados, calculando solamente el trabajo efectuado por el cable al elevar y bajar las cargas aplicadas en viajes redondos; y en operaciones de muestreo, de perforación o corrida de tubería de revestimiento.

Operaciones de viaje redondo:⁽⁴⁾ La mayor parte del trabajo efectuado por un cable de perforación es el que efectúa al hacer viajes, metiendo o sacando tubería de perforación. La cantidad de trabajo efectuado por via

je redondo, se puede determinar aplicando la siguiente fórmula:

$$Tr = \frac{D(Ls + D) Wm}{1.000.000} + \frac{D(M + 1/2C)}{250.000}$$

en donde:

Tr = toneladas - kilómetro (peso en toneladas - por la distancia recorrida en kilómetros).

Toneladas - kilómetros en medidas del sistema métrico decimal; puede usarse su equivalente Toneladas - Millas.

donde:

Ton-Km = 1.6 Ton/millas

D= profundidad del pozo en metros o en pies.

1 metro = 3.28 FT.

Ls= Longitud de la tubería de Perforación en metros o FT.

N= Número de tuberías de Perforación.

M= Peso total del conjunto, polea viajera - elevador, en kilogramos.

Wm= Peso efectivo por metro o FT. de la tubería de Perforación sumergida en el lodo, en kilogramos.

C = Peso efectivo del conjunto de Lastra - Barrenas, menos el peso efectivo de una columna igual de Tubería de Perforación sumergida en lodo, en kilogramos.

Para la elaboración de esta fórmula se basa en las siguientes consideraciones:

1. Al hacer un viaje redondo se desarrolla cierto trabajo cuando se sube o se baja el conjunto de la polea - viajera, y al meter o sacar la Tubería de Perforación, incluyendo el conjunto de Lastra-Barrenas y Barrenas.
2. Los cálculos se simplifican si se considera que la Tubería de Perforación se extiende hasta el fondo del pozo y se hacen cálculos por separados para el peso en exceso del conjunto Lastrabarrena y Barrena sobre el de una columna igual de Tubería de Perforación.

Al correr la tubería de perforación, el conjunto de la polea viajera; que incluye la polea viajera, ganchos, eslabones y elevador (M) se mueven una distancia igual (aproximadamente) al doble de la longitud de una parada ($2 \cdot L_s$) por cada parada. La cantidad de trabajo desarrollado es igual a $2ML_sN$.

Al sacar la tubería se desarrolla en trabajo similar, por consiguiente, el total de trabajo efectuado al mover el

conjunto de la polea viajera en un viaje redondo será 4 MLsN.

Considerando que la tubería se extiende hasta el fondo del pozo, hace que LsN es igual a D; el trabajo total puede expresarse entonces en 4 MD en Kilogramo-metro, o de la siguiente manera:

$$\frac{4 \text{ DM}}{1000 \text{ Kg}/1000 \text{ mts.}} \quad \text{en toneladas-kilómetro} \quad (1)$$

Al introducir la tubería en el pozo, el trabajo desarrollado es igual al promedio de los pesos bajados por la distancia (D).

El peso promedio es igual a la semisuma del peso de una parada de tubería (peso inicial), más el peso de N paradas (peso final). Como el peso de la tubería de perforación se reduce con la flotación producida por el lodo, deberá permitirse una tolerancia para este efecto. El trabajo desarrollado en kilogramo-metro es:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2} (WmLs + WmLsN) D \quad \delta \\ & \frac{1}{2} (WmLs + WmD) D \quad (2) \end{aligned}$$

Considerando que las pérdidas por fricción son las mis-

mas que al meter y sacar tubería, el trabajo por consiguiente es el mismo, teniendo así que para un viaje redondo el trabajo efectuado es:

$$\frac{D W_m (L_s + D)}{1000 \times 1000} \quad (3)$$

Como los lastrabarrenas y Barrenas pesan más que las tuberías de perforación se debe tomar en cuenta un factor de corrección por el aumento de trabajo efectuado al bajar y subir este conjunto;

Luego:

$$\frac{2 C D}{1000 \times 1000} \quad (4)$$

El trabajo total desarrollado al hacer un viaje redondo sería igual a la suma de 1,3 y 4.

$$Tr = \frac{4DM}{1000 \times 1000} + \frac{DW_m (L_s + D)}{1000 \times 1000} + \frac{2 C D}{1000 \times 1000}$$

$$Tr = \frac{D (L_s + D) W_m}{1000 \times 1000} + \frac{4D (M + 1/2 C)}{1000 \times 1000}$$

$$Tr = \frac{D (L_s + D) W_m}{1000 \times 1000} + \frac{D (M + 1/2 C)}{250.000}$$

Operaciones de Perforación:

Las operaciones de trabajo desarrolladas en perforación se expresan en términos de trabajo efectuado al hacer viajes redondos, ya que existe una relación directa como se puede ver en el siguiente ciclo de operación:

1. Perforar la longitud de la tubería de perforación.
2. Sacar la tubería de perforación.
3. Rimar la longitud de la tubería de perforación.
4. Sacar la tubería de perforación para instalar un tubo -
doble o sencillo.
5. Poner la tubería de perforación en la ratonera.
6. Levantar un tubo doble o sencillo.
7. Meter el tubo en el agujero.
8. Levantar la tubería de perforación.

Al analizar el ciclo de operación vemos que para cualquier agujero, la suma de las operaciones 1 y 2 es igual a un viaje redondo; las operaciones 3 y 4 son igual a otro viaje redondo; las operaciones 7 es igual a medio viaje redondo; y la suma de las operaciones 5, 6 y 8 se pueden considerar a otro medio viaje redondo; haciendo por consiguiente que el trabajo desarrollado al perforar el pozo, sea e-

equivalente a tres viajes redondos. Luego se puede expresar de la siguiente manera:

$$T_d = 3 (T_2 - T_1)$$

T_d = Toneladas-kilómetro ó toneladas Millas Perforando.

T_1 = Toneladas-kilómetro ó Toneladas Millas por viaje redondo a la profundidad D_1 (la profundidad donde se comenzó a perforar nuevamente después de meter tubería).

T_2 = Toneladas-kilómetro ó Toneladas millas por viaje redondo a la profundidad D_2 (la profundidad donde terminó la perforación antes de empezar a sacar tubería).

Operaciones de Muestreo:

Al igual que las operaciones de perforación, las operaciones de muestreo se expresan en términos de trabajo desarrollados en hacer viajes redondos ya que se encuentran relacionados con los siguientes ciclos de operaciones:

1. Perforar la longitud de muestreo.
2. Sacar la tubería de perforación.
3. Poner la tubería de perforación en la ratonera.
4. Levantar un tubo sencillo.
5. Bajar la tubería en el agujero.

6. Levantar la tubería de perforación.

Las operaciones 1 y 2 se consideran en viaje redondo; la suma de las operaciones 5 se consideran medio viaje redondo; y las operaciones 3, 4 y 6 también se consideran un medio viaje redondo; en total el trabajo desarrollado en perforar un pozo es igual a 2 viajes redondos. Luego se lo puede expresar de la siguiente manera:

$$T_c = 2 (T_4 - T_3)$$

T_c = Ton/Kilómetros ó Ton/millas muestreando.

T_3 = Ton/Kilómetros ó Ton/millas por viaje redondo a la profundidad D_3 (profundidad donde comenzó el muestreo al terminar de meter la tubería).

T_4 = Ton/kilómetros ó Ton/millas por viaje redondo a la profundidad D_4 (Profundidad donde terminó el muestreo antes de sacar la tubería).

Las operaciones de muestreo de larga duración son poco comunes.

Introducción de tubería de revestimiento:

El cálculo de las toneladas kilómetros ó toneladas millas recorridas al introducir tubería de revestimiento se puede determinar por medio de los cálculos para tube

ría de perforación, pero usando el peso efectivo de la tubería de revestimiento y multiplicando el resultado por 1/2 ya que esta operación es de un sólo sentido (1/2 viaje redondo).

La fórmula es la siguiente:

$$T_s = \frac{D (Lcs + D) (Wcm)}{1.000.000} + \frac{D (M + 1/2C)}{250.000} \times \frac{1}{2}$$

Como no es necesario considerar el peso en exceso de los lastrabarrenas, la fórmula se transforma:

$$T_s = \frac{D (Lcs + D) (Wcm)}{1.000.000} + \frac{DM}{250.000} \times \frac{1}{2}$$

en donde:

T_s = Ton/kilómetro ó Ton/millas corriendo tubería de revestimiento.

Lcs = Longitud de una paraf. de revestimiento en Mts. ó FT.

Wcm = Peso efectivo por metro o FT. de la tubería de revestimiento en el lodo, en kilogramos.

El peso se puede estimar usando un gráfico o calculándose de la siguiente manera:

$$W_{cm} = W_{ca} \left(1 - \frac{d}{7.8}\right)$$

En donde:

W_{ca} = Peso efectivo por Mts. o FT. de tubería de revestimiento, en kilogramos.

d = densidad del lodo de perforación.

7.8 = densidad del acero.

2.6 Características generales de la torre utilizada en la Perforación del Bobonaza 1.

1. Tiene la Torre de Perforación un peso de 1'000.000 de - libras netas.
2. Posee 4 motores Caterpillar D343TA, dos de ellos de transmisión que originan 1700 HP. intermitentemente y dos de 1380 HP. Continua.
3. Mesa rotatoria impulsada con un motor de 345 HP.
4. Cuatro bombas de lodos adaptadas a una línea de 5 1/2" - con una longitud de golpe de 8", y de las bombas trabajadas en conjunto y uno independientemente.
5. Nueve Cantinas de lodos con una capacidad de 130 Bbls cada una como parte de ellas están los desarenadores, el desgasificador, la centrifuga y bombas de mezclado.
6. Tubería de perforación de 4 1/2", de tipo XH y de grado E

total de pies de tubería: 16.000 FT.

7. Veinte lastrabarreras de $7 \frac{3}{4}$ " x 3" de 30 FT. cada una y 40 de $6 \frac{1}{4}$ " x $2 \frac{1}{2}$ " de 30 FT. cada una. Lo que en conjunto con la tubería de perforación nos da un total de 17800 FT., es decir 800 FT en exceso de lo precalculado como factor de seguridad debido a que estas tuberías son ocasionalmente dañadas en sus hilos de las rocas, al ser conectadas unas con otras.

C A P I T U L O I I I

PROGRAMA DE LODOS DE PERFORACION

PROGRAMA DE LODOS

Todas las operaciones de perforación dependen directamente de los lodos de perforación, siendo estos la base principal para toda clase de trabajo en el campo del petróleo.

En el capítulo de Lodos de Perforación se tratará de los componentes que forman los lodos, así como también todos los cálculos efectuados para el buen desarrollo de un programa de lodos.

Los procedimientos Standard recomendados por el API vienen a dar a la industria del petróleo una básica y mejor correlación de los resultados en los diferentes campos.

Muchos de los procedimientos y cálculos realizados durante la perforación de un pozo son basados en la práctica y experiencia de campo realizadas por muchos años en diferentes partes donde se inicia la búsqueda del petróleo.

3.1 Características generales del lodo inicial de perforación

Componentes del lodo de perforación.⁽⁵⁾

El fluido de perforación utilizado durante el proceso de perforación en el pozo fué un lodo a base de agua dulce.

Estos están constituidos por una fase líquida de agua con teniendo concentraciones muy pequeñas de sal.

Lodo inicial: Tiene como todo fluido de perforación la función de llevar los ripios cortados de las formaciones a la superficie por el espacio anular; el volumen necesario es usualmente pequeño y puede ser hecho de agua con mezcla de bentonita (aguagel); ya que una tonelada de ben tonita puede dar cerca de 100 hbl. de lodo.

Las resistencias al flujo declinan con el incremento de las concentraciones de cloruro de sodio y sales de calcio.

Un exceso de bentonita al fluido de perforación puede ser necesaria para dar una alta viscosidad y gelificación si la circulación es perdida en las formaciones; la viscosi dad y la gelificación incrementan durante la perforación.

La penetración de la broca a través de las formaciones contribuye a activar a los sólidos; sólidos inertes y a la contaminación del sistema. Esto puede causar el incre mento de la viscosidad y/o la fuerza de gelificación de niveles la cual puede ser no aceptable, en general cuando

eso ocurre, agua o químicos o ambos a la vez pueden ser añadidos para ser controlados.

Cuando una viscosidad anormal se presenta y una fuerza de gelificación se desarrolla, problemas en las aplicaciones de perforación pueden ocurrir tales como:

1. El uso de una excesiva presión en la bomba puede romper la circulación.
2. Pérdida de circulación.
3. La entrada de gas en el lodo puede producir un reventón.
4. Cantidades de arena y ripiós contenidos en el lodo en cantidades excesivas contribuyen a la abrasión en las partes de la torre.
5. Asentamiento.

2.2 Funciones de los lodos de perforación.

Las funciones principales de los lodos de perforación son las siguientes:

1. Mantenimiento de las paredes del hueco.
2. Sirve como lubricante tanto a la sarta de perforación como a la broca.
3. Actúa como enfriador de la broca.
4. Controla la presión de las formaciones.

5. Como función principal es la de transportar los ripios a la superficie.

3.3 Factores que afectan un programa de lodos.

1. Pérdida de circulación.
2. Altas presiones.
3. Altas temperaturas.
4. Tipo de agua.
5. Formaciones perforadas.
6. Corrosión de la tubería de perforación.
7. Contaminación de los cortes.

3.4 Programa de Lodos.

Profundidad	Tipo	Peso	Viscosidad
0-1000	Gel natural	9.0#/gal	--
1000-7000	X.C. Polímeros	9.4#/gal	35-40
7000-12000	X.C. Polímeros	9.7#/gal	35-40
12000-14702	X.C. Polímeros	10.5-11.0#/gal	35-45

3.5 Materiales de pérdida de circulación. (6)

La pérdida de circulación se define como la pérdida de fluidos tales como lodos de perforación o lechadas de cemento a la formación durante la perforación o la terminación de un pozo.

Este problema incluye la pérdida total del fluido en sus

fases sólidas y líquidas y no deberá ser confundida con la pérdida de volumen causada por la filtración, donde solamente la fase líquida pasa a través de la superficie permeable de la formación permaneciendo los sólidos en el agujero.

Las razones primordiales para atacar la pérdida de circulación son:

1. Los lodos de perforación y las lechadas de cemento son altamente costosos, esto da como resultado un alto costo de terminación.
2. El tiempo de perforación puede ser aumentado considerablemente debido a una pegadura, o se puede reducir la penetración de la barrena.
3. Posibles taponamientos de formaciones potencialmente productivas con fluido de perforación o de cemento.
4. Posible descontrol de un pozo cuando la pérdida no permite llenar el agujero y la presión hidrostática no es suficientemente alta para controlar las presiones en las formaciones.
5. Posibles derrumbes en las formaciones.
6. Es posible abandonar la perforación de un pozo cuando -

no se puede reestablecer circulación, cuando uno de los casos anteriormente mencionados ocurren.

Hay tres tipos de formaciones que se presentan fácilmente para pérdida de circulación y el hecho de conocer las características de la formación es uno de los pasos más importantes para establecer circulación.

Estos tipos de formación son:

- Formaciones no consolidadas o altamente permeables: La permeabilidad por lo general debe exceder a los 100 Darcys para que las partículas sólidas del lodo puedan penetrar.

La pérdida de fluido es generalmente gradual en esta formación a menos que grandes áreas sean expuestas en el agujero dando como resultado una pérdida total.

- Formaciones fracturadas: Pueden ser fracturas naturales o fracturas inducidas. Las fracturas naturales pueden existir en cualquier tipo de roca con pérdida de circulación gradual que aumenta de acuerdo con la penetración de la barrena en la formación.

Las fracturas inducidas suceden en formaciones de estructuras débiles tales como las lutitas, donde la pérdida es generalmente rápida y completa debido a los cambios de pre-

sión o a la columna hidrostática muy pesada.

La reducción de la densidad de las lechadas de cementos a ayudan algunas veces a prevenir pérdidas excesivas en estas formaciones débiles.

- Formaciones cavernosas: Generalmente causadas donde las aguas de formación han disuelto gradualmente las rocas, particularmente calizas. Las cavernas generalmente permiten que la barrena caiga durante la perforación y una pérdidá de fluído será rápida y completa causada por los espacios huecos grandes encontrados. Estos espacios grandes hacen más difícil la restauración de circulación que los otros tipos de formaciones.

(7)

3.6 Resistividad.

El control de la resistividad del lodo y del filtrado del lodo durante la perforación es un factor de gran importancia, la cual permite una mejor evolución de las características de la formación para la interpretación de los registros eléctricos.

La determinación de la resistividad de estos parámetros - es la medida de la resistencia que ofrece la muestra al - paso de la corriente eléctrica.

La medida de resistencia es convertida a resistividad por el uso de una celda constante.

La celda constante es fijada por la configuración de la muestra en la celda y es determinada por calibración con soluciones estándar conocidas de resistividad.

La resistividad es expresada en Ohmios-metros.

Equipo:

Cualquier tipo de celda e instrumento es suficientemente adecuado para permitir la determinación de la resistividad con un 5% del valor correcto, el cual puede ser usado.

Si el instrumento indica la resistencia de la muestra en ohmios; la celda constante puede ser conocida.

La resistividad en ohmios-metros es obtenida por la multiplicación de la resistencia en ohmios por la celda constante en mts^2/mts .

Si el aparato o instrumento es un tipo de lectura directa la celda constante será ajustada para un valor particular. Tales instrumentos medirán la resistencia de la muestra y la convierten en valores de resistividad, dando valores -

directos de resistividad en ohmios-metros.

- a. Resistividad del filtrado (R_{mf}) y resistividad del lodo (R_m).
1. Se toma el líquido con un absorbedor de caucho, teniendo la precaución de tomar la muestra representativa libre de burbujas de aire. Para evitar estas burbujas, se toma la muestra y se la deposita en el mismo lugar, repitiendo esto una o más veces.
 2. Se introduce la muestra en la celda, que es un aparato de un material transparente que tiene en su interior un bulbo por donde se inyecta el fluido, posee un electrodo por donde pasará la corriente eléctrica y también un termómetro que permite medir la temperatura de superficie.
 3. Se conecta la celda al aparato de resistividad.
 4. Se ajusta para la escala de lectura.
 5. Se obtiene la lectura de la resistividad del lodo.
 6. Al tomar la lectura de resistividades se toma la lectura de temperatura para cada uno de ellos.
 7. Una vez efectuada las mediciones, se saca la celda y se la limpia con agua destilada, una limpiadora de bote-

llas puede ser utilizado para remover las partículas de los lodos que no pueden ser limpiadas por el agua.

b. Procedimiento para determinar la resistividad de la costra. (Rmc).

1. Remover el exceso de agua presente en la costra.
2. Se llena la abertura de la celda con costra de lodo.
3. Se ajusta la escala de lectura.
4. Se obtiene la lectura respectiva.
5. La lectura de la costra de lodo es leída directamente - en el aparato medidor de resistividades.
6. Se toma la lectura de temperatura.
7. Se limpia la celda después de usada, es necesario usar siempre agua bien limpia para lavar la celda; no se debe usar ningún otro tipo de disolvente para limpiarla; también debe tenerse cuidado de no rajarse la celda cuando se usa limpiador de botellas.

3.7 Calculos necesarios para presentar un programa de lodos de Perforación.⁽⁸⁾

Tubería de revestimiento de Superficie:

20" a 1000 FT.; H-40, 90#/FT.

Tubería de revestimiento intermedia:

13³/₈" a 5560 FT.; N-80, 72#/FT.

Tubería de revestimiento final:

9⁵/₈" a 10400 FT.; P-110, 47#/FT.

Diámetro final del pozo 8 1/2"

Profundidad total 14702 FT.

Tubería de perforación 4 1/2", 16.6#/FT a 14371 FT.

Longitud total de los Lastrabarrena 300 FT. de 7³/₄"x3"

Sistema en la superficie: 5 cantinas de 7FT. de alto 8 FT. de ancho y 12 FT. de largo; tienen 76" —. de lodo (3) y 50" —. de lodos (2) con la tubería de perforación en el hueco.

Peso del lodo 9.7#/gal.

Característica de la bomba 5 1/2" x 6"

Golpes por minutos promedios 65

Se Calcula:

1. La capacidad del sistema de superficie en Bbls.
2. La cantidad del lodo en el sistema de superficie.

3. La cantidad del lodo existente con la tubería de perforación, dentro del hueco y con la tubería fuera - del hueco.
4. Ciclo completo del Lodo.
5. Velocidad en Hueco abierto, en la tubería de revestimiento de 9 5/8".
6. Presión hidrostática en la columna de lodo a la profundidad total.

I. VOLUMEN DEL LODO EN LA CANTINA.

$$V = 12 \times 8 \times 7$$

$$V = 672 \text{ FT}^3/\text{cantina}$$

$$672 \text{ FT}^3/\text{cantina} \times 5 \text{ cantinas} = 3360 \text{ FT}^3.$$

$$3360 \text{ FT}^3 \times 0.1781 \text{ Bbls/FT}^3 = 598 \text{ Bbls de Lodo.}$$

$$598 \text{ Bbls} / 7 \text{ FT} \times \text{FT} / 12" = 5.5 \text{ Bbls/pulgada.}$$

$$5.5 \text{ Bbls/pulg.} \times 12 \text{ pulg./FT.} = 66 \text{ Bbls/FT.}$$

II. VOLUMEN DE LODO EN EL SISTEMA DE SUPERFICIE.

5.5. Bbls/Pulg. en las 5 cantinas.

1.1 Bbls/pulg. en una cantina.

$$1.1 \text{ Bbls/pulg.} \times (3 \times 76 + 2 \times 50) = 361 \text{ Bbls.}$$

III. VOLUMEN EN EL HUECO SIN LA TUBERIA DE PERFORACION.

Para 9 5/8" de 47#/FT.:

$$10400 \text{ FT.} \times 7.32 \text{ Bbl}/100 \text{ FT.}^* = 762 \text{ Bbls.}$$

Para hueco de 8 1/2":

$$4302 \text{ FT.} \times 7.02 \text{ Bbl}/100 \text{ FT.}^* = 302 \text{ Bbls.}$$

Volumen total:

$$762 \text{ Bbls} + 302 \text{ Bbls.} = 1064 \text{ Bbls.}$$

* Tablas 1 y 2.

Desplazamiento de la tubería de perforación:

$$14402 \text{ FT.} \times 0.643 \text{ Bbls}/100\text{FT} = 92 \text{ Bbls.}$$

$$300 \text{ FT.} \times 0.45 \text{ Bbls}/100 \text{ FT.} = 1.5 \text{ Bbls.}$$

Desplazamiento total 94 Bbls.

Volumen del hueco con la tubería de perforación:

V = Volumen total - desplazamiento de la tubería.

$$V = 1064 \text{ Bbls} - 94 \text{ Bbls.} = 970 \text{ Bbls.}$$

IV. CICLO TOTAL DEL LODO EN MINUTOS:

$$= \frac{\text{Vol. total del hueco} + \text{Vol. total en el sistema}}{\text{con la tubería} \quad \text{de superficie}}$$

$$\frac{\text{Bbls.}}{\text{Minutos}}$$

Bbls/minuto = golpes/minutos \times Bbls/golpes \times Eficiencia.

Fórmula que sirve para calcular la cantidad de Bbls/

minutos desplazada por la bomba.

Para las bombas utilizadas se asume una eficiencia de 85% y un desplazamiento de 2.4 gal/golpes.

2.4 gal/golpes = 0.057 Bbls/golpes. Tabla N^o 4.

Bbls/minutos = 65 golpes/minutos x 0.057 Bbls/golpes x 0.85 = 3.15 Bbls/minutos.

$$\begin{aligned} \text{Ciclo total} &= \frac{970 \text{ Bbls} + 361 \text{ Bbls}}{3.15 \text{ Bbls/minutos}} \\ &= 1331 \text{ Bbls} / 3.15 \text{ Bbls/minutos} \\ &= 423 \text{ minutos} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Tiempo del fluido} &= \frac{\text{Vol. del Hueco} - \left(\text{Desplaz. de la tubería} + \text{Cap. de tubería} \right)}{\text{Bbls/minutos}} \\ \text{del fondo hacia arriba.} & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Capacidad total de} & \\ \text{la tubería de perforación} &= 0.01422 \text{ Bbls/FT.} \times 14402 \text{ FT.} \\ &= 205 \text{ Bbls.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Capacidad de los} & \\ \text{Lastrabarrenas} &= 300 \text{ FT.} \times 0.0074 \text{ Bbls/FT.} \\ &= 2.22 \text{ Bbls.} \end{aligned}$$

Capacidad total de la Sarta = 207 Bbls.

$$\begin{aligned} \text{Tiempo} &= \frac{1067 - (94 + 207)}{3.15} \end{aligned}$$

$$= \frac{766 \text{ Bbls}}{3.15 \text{ Bbls/minuto}}$$

$$= 243 \text{ Minutos.}$$

V. VELOCIDAD ANULAR:

$$100 \text{ FT/minutos} = \frac{\text{Bbls/minuto bombeados}}{\text{Vol. Anular Bbls/100FT.}}$$

$$\text{Vol. Anular} = \text{Vol. del Hueco} - \left(\text{Desplazamiento de la tubería} + \text{Capacidad de tubería} \right)$$

a. Velocidad anular en Hueco abierto:

$$\begin{aligned} \text{Vol. Anular} &= 7.02 \text{ Bbls/100 FT.}^* - \left(0.643 \text{ Bbls/100 FT.}^* \right. \\ &\quad \left. + 1.422 \text{ Bbls/100 FT.} \right) \\ &= 7.02 - 2.065 \\ &= 4.96 \text{ Bbls/100 FT.} \end{aligned}$$

* Tablas # 2 y 3.

$$\begin{aligned} \text{Velocidad anular} &= \frac{3.15 \text{ Bbls/minuto}}{4.96 \text{ Bbls/100 FT.}} \\ &= \frac{0.63 \times 100 \text{ FT.}}{\text{Minutos}} \end{aligned}$$

b. Velocidad anular en la tubería de revestimiento de 9 5/8"

$$\begin{aligned}
 \text{Vol. Anular} &= 7.87 \text{ Bbls}/100 \text{ FT.} - (0.643 \text{ Bbls}/100\text{FT.} \\
 &\quad + 1.422 \text{ Bbls}/100 \text{ FT.}) \\
 &= 7.87 - 2.065 \\
 &= 5.81 \text{ Bbls}/100 \text{ FT.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Velocidad anular} &= \frac{3.15 \text{ Bbls}/\text{minuto}}{5.81 \text{ Bbls}/100 \text{ FT.}} \\
 &= \frac{0.54 \times 100 \text{ FT.}}{\text{Minutos}} \\
 &= 54 \text{ FT./minutos.}
 \end{aligned}$$

VI. PRESION HIDROSTATICA:

$$\begin{aligned}
 &= \text{profundidad} \times 0.052 \times \text{Peso del Lodo.} \\
 &= 14702 \text{ FT.} \times 0.052 \times 9.7 \text{ \#/gal.} \\
 &= 7420 \text{ Psi.}
 \end{aligned}$$

8 Fórmulas prácticas para un programa de Lodos: ⁽⁹⁾

A. Lodos a base de agua.

1. Volumen aproximado del Hueco, Bbls/1000 FT.
 $= (\text{Diámetro del Hueco})^2$
2. Presión hidrostática, psi.
 $= (\text{Peso del lodo}) \times (\text{profundidad}) \times (0.052).$

3. Volumen de una Cántina de Lodo, Bbls.
 = $0.178 \times \text{largo} \times \text{ancho} \times \text{profundidad}$.

4. Bbls/pulg. de un Tanque rectangular.
 = $0.0148 \times \text{Longitud} \times \text{ancho}$.

5. Peso del lodo.
 = (peso del lodo presente) $\times 5$
 = Sacos $\times 100$ Bbls. de lodo para incrementar el pe
 so del lodo en una libra por galón.

6. Tabla del peso del Lodo.

Para incrementar el peso del lodo en 1#/gal. por -
 100 Bbls de lodo se añade:

Peso presente #/gal.	Material de Lodo Sacos
9	58.3
10	60.6
11	63.3
12	66.0
13	69.0
14	72.4
15	76.0
16	80.0
17	84.6

18 89.6

19 95.3

7. Cálculos exactos para cambios en el peso del Lodo.

W_1 = Peso presente, #/gal.

W_2 = Peso a cambiarse, #/gal.

Sacos de Lodo por Bbls. = $1490 (W_2 - W_1) / 35.4 - W_2$

Volumen aumentado, Bbls. = Sacos de Lodo/15.

Cantidad de agua requerida, Wt., Bbls:

$$\text{Vol. del lodo} = \frac{(W_1 - W_2)}{W_2 - 8.33}$$

Bbls.

B. Lodos a base de agua.

1. Cambio de la Razón Aceite/Agua (O/W)

Porcentaje presente de Aceite = A

Porcentaje presente de Agua = B

Razón presente O/W = O_p / W_p

Nueva razón de mezcla = O_n / W_n

O_p = Razón presente. Aceite/Agua.

O_n / W_n = Razón de Mezcla Nueva.

O_p = aceite presente

W_p = agua presente

O_n = aceite de Mezcla.

W_n = agua de mezcla

Para incrementar el valor de O_p , puede agregarse Disel.

$$\text{Aceite requerido por } \frac{(A+B) \times (O_n) - (100 \times A)}{(100 - O_n)}$$

100 Bbls. de Lodo, =
Bbls.

Para disminuir el valor de O_p puede agregarse agua.

$$\text{Agua requerida por } \frac{(A+B) \times (W_n) - (100 \times B)}{(100 - W_n)}$$

100 Bbls. de Lodo, =
Bbls.

2. Mezcla de los lodos de Base Aceite.

Para determinar el porcentaje de Agua, Aceite y el peso de los lodos cuando A y B son mezclados, las siguientes fórmulas son usadas basándose en la ecuación de Balance de Materiales.

$$\text{Mezcla final } = \frac{(\text{Vol. A} \times \text{Wt,A}) + (\text{Vol. B} \times \text{Wt,B})}{\text{Vól. (A + B)}}$$

del lodo, WT.

$$\begin{array}{l} \text{Mezcla final} \\ \text{para \% de A-} \\ \text{ceite.} \end{array} = \frac{(\text{Vol. Ax\% de Aceite A}) + (\text{Vol. Bx\% de B})}{\text{Vol. (A + B)}}$$

$$\begin{array}{l} \text{Mezcla final} \\ \text{para \% de A-} \\ \text{gua.} \end{array} = \frac{(\text{Vol. Ax\% de Agua B}) + (\text{Vol. B x \% de B})}{\text{Vol. (A + B)}}$$

CAPITULO IV
PROGRAMA HIDRAULICO

Los cálculos hidráulicos, por muchos años en la industria del petróleo, han jugado siempre un papel importantísimo, buscando la manera más fácil para simplificar los cálculos que a hidráulica se refieren.

Varias publicaciones sobre hidráulica han aparecido en estos tiempos, con diferentes títulos, pero todos han llegado al mismo objeto; encontrar la combinación de los orificios para las diferentes brocas a usarse.

El uso de calculadores y reglas de cálculos hidráulicos - siendo diseñados por manufacturadores de brocas y productos de lodos de perforación para cálculos hidráulicos; con la llegada de las computadoras se han simplificado más los cálculos en estos tiempos.

Todos los cálculos programados para la perforación de un pozo tendrán sus variaciones a medida que la perforación del pozo avanza y estos pequeños cambios serán corregidos por los ingenieros en el campo. Ver Anexo N^o 2.

Debido a las experiencias del campo y de los estudios realizados para obtener un óptimo programa hidráulico, se ha de-

terminado que informaciones básicas son requeridas para obtener un programa que se acerque a la realidad con un mínimo de herramientas, tiempo y esfuerzo.

Una vez obtenidas las informaciones a base de lo expuesto anteriormente, este capítulo de Hidráulica se basará en la utilización de métodos para los cálculos y estos son:

- . Nomograma simplificado de la Amoco Ecuador Petroleum Co.
- . El calculador hidráulico de la Security.

1.1 CONSIDERACIONES BASICAS PARA UN BUEN PROGRAMA HIDRAULICO. ⁽¹⁰⁾

1. Velocidad anular:

Esta velocidad es comunmente medida en unidades pie por minuto (FT/minuto); la velocidad anular para cualquier lodo o tamaño del hueco tendrá que ser lo bastante alta para remover los ripios y para prevenir que los desperdicios disminuyan el tamaño del hueco durante la perforación.

El flujo turbulento es el resultado de una alta velocidad vs. la baja velocidad llamada "flujo laminar".

Regla general.

a. Una excesiva velocidad anular puede ser tolerada en

terminado que informaciones básicas son requeridas para obtener un programa que se acerque a la realidad con un mínimo de herramientas, tiempo y esfuerzo.

Una vez obtenidas las informaciones a base de lo expuesto anteriormente, este capítulo de Hidráulica se basará en la utilización de métodos para los cálculos y estos son:

. Nomograma simplificado de la Amoco Ecuador Petroleum Co.

. El calculador hidráulico de la Security.

1.1 CONSIDERACIONES BASICAS PARA UN BUEN PROGRAMA HIDRAULICO.⁽¹⁰⁾

1. Velocidad anular:

Esta velocidad es comunmente medida en unidades pie por minuto (FT/minuto); la velocidad anular para cualquier lodo o tamaño del hueco tendrá que ser lo bastante alta para remover los ripios y para prevenir que los desperdicios disminuyan el tamaño del hueco durante la perforación.

El flujo turbulento es el resultado de una alta velocidad vs. la baja velocidad llamada "flujo laminar".

Regla general.

a. Una excesiva velocidad anular puede ser tolerada en

huecos de diámetros pequeños para formaciones duras y para huecos de diámetros grandes en formaciones - suaves.

- b. Utilizando un Nomograma se puede calcular la máxima y mínima velocidad anular límite para una tubería - de perforación determinada y tamaño del hueco.

2. Velocidad del Chorro a través del orificio:

Esta es medida en unidades pie por segundo (FT/seg.). La velocidad del Chorro tendrá que ser bastante alta para remover los rípios que se encuentran debajo de la broca para prevenir una nueva remolida de formaciones ya perforadas.

Regla general.

- a. Tendencia en mantener la velocidad del chorro a 300 FT/seg. o más.
- b. Recordar que una alta velocidad del Chorro también creará una alta pérdida de presión en la broca.
- c. Se usan combinaciones de dos diferentes medidas de orificio de Chorro que son equivalentes en áreas a 3 orificios.
- d. En muchos casos el caballaje hidráulico máximo que

se emplea en la broca es compensado con la velocidad del Chorro del fluido.

3. Flujo transversal:

Un reciente término es introducido en hidráulica y que se lo conoce con el nombre de flujo transversal, el cual se expresa en unidades de Gal/minuto/pulgada y es definido como el Volumen de fluido por minuto por pulgada - de diámetro que viaja desde el fondo del hueco.

Esta es una medida de eficiencia de limpieza del hueco, y remolida de los ripios.

Regla general.

a. El nomograma permite calcular la máxima y mínima rata de circulación para un tamaño de hueco dado y está basado en fórmulas empíricas de flujo transversal

Estas fórmulas son las siguientes:

Flujo transversal máximo = $10 (\sqrt{d} + 1.5)$; dado en (G.P.M.)/pulg. Galones por minuto por pulgadas.

d = Diámetro de la broca.

Máxima Rata de circulación = $10 (\sqrt{d} + 1.5)$

Flujo transversal Mínimo = $10 (\sqrt{d})$

Mínima Rata de circulación = $10 d (\sqrt{d})$

donde: d es el diametro del hueco.

- b. En huecos largos donde se usa brocas de 17 1/2" (Bobonaza N^o 1 por ej.) o más, en donde las ratas de penetración son excesivas, es quizás prudente el mantener bombas de Máximo Volumen, las cuales regulan o controlan las ratas de perforación.

Un peso diferencial de 0.5 lbs-gal. o menos entre los pesos de lodos de adentro y de afuera de la tubería - de perforación es un parámetro aceptable cuando se controlan las ratas de perforación.

Fuerza Motriz:

Existen tres clases de fuerzas motrices para un buen programa hidráulico.

- a. Fuerza Motriz Mecánica: La fuerza de la bomba es ejercida por una fuerza motriz principal.
- b. Fuerza Motriz Hidráulica: La energía total expendida es función de la presión total de la bomba y la Rata de circulación (Volumen).
- c. Fuerza Motriz hidráulica de la broca:

La energía total gastada en la broca es función de la pérdida de presión en la broca y la rata de circulación.

Regla General.

- a. La fuerza Motriz Hidráulica de la broca podrá ser no menos de 4HP por pulgada cuadrada del diámetro de la broca, también un valor de 3HP ha sido efectivo en perforaciones de roca dura.
- b. Una máxima fuerza motriz hidráulica de la broca es obtenida cuando la pérdida de presión es $\frac{2}{3}$ o 67% del sistema de bombeo de la pérdida de presión total en superficie.

Ej: Pérdida de presión total en superficie = 1000 psi

Pérdida de presión de la broca = 670 psi.

Pérdida de presión en el sistema = 330 psi.

1000 psi ——— 100%

670 psi ——— X.

Pérdida de presión en la broca 67%

Pérdida de presión en el sistema 33%

La velocidad anular, velocidad del Chorro, flujo transversal, y fuerzas motrices están todas relacionadas y son función directa de la rata de circulación.

Si la rata de circulación de la bomba cambia, todos los factores expuestos anteriormente cambian, otros cambios que afectan estos factores son variables, co-

mo la presión de la bomba, la rata de perforación, tamaño del equipo de superficie, tamaño del hueco, profundidad y características del lodo de perforación.

En sí, todos los factores que serán calculados para un programa hidráulico llevan al Ingeniero a buscar la mejor manera para realizarlos.

4.2 METODOS PARA CALCULOS HIDRAULICOS

a. Método nomograma simplificado de la A.I.O.C. ⁽¹¹⁾

Este método fué diseñado por la Amoco International Oil Company, basado en los muchos años de experiencia en la industria del petróleo.

Se estableció este nomograma por su simplificado manejo y uso rápido de los cálculos en el mismo sitio de operaciones.

LIMITACIONES DEL NOMOGRAMA Y TABLAS

Con las consideraciones básicas de un buen programa hidráulico, las limitaciones de los nomogramas y tablas asociadas pueden ser relatadas en términos de variados significados para el uso en el campo. Estas variables son la relación entre Volumen-Presión efectuada a través de la broca y del sistema de bombas.

Son cálculos efectuados previa la perforación del pozo; mo-

dificaciones de cálculo fueron realizados durante el proceso de perforación las cuales fueron hechos a base de este nomograma.

Cálculos.

METODO SIMPLIFICADO DEL NOMOGRAMA DE AIOC.

Método N^o 1

El programa hidráulico a calcularse para cada uno de los diferentes tamaños del hueco serán realizados a continuación, paso a paso, indicándose la forma que se ha seguido para realizarlo.

Los tamaños del hueco en las diferentes etapas programadas son de 17 1/2", 12 1/4" y 8 1/2", es decir que para cada etapa se procederá a efectuar los cálculos correspondientes.

Cálculo I

Etapas inicial

Diámetro del hueco: 17 1/2" pulgadas.

Profundidad: 7000 FT.

Diámetro de la tubería de perforación: 4 1/2" pulgadas.

Peso de la tubería de perforación: 16.6 Lbs/FT.; tipo XH.

Longitud del Lastrabarrena: 600 FT. (30 FT/c/uno).

Diámetro interno y externo: 3" x 7 3/4" pulgadas.

Peso del lodo: 9.5 lbs./gal.

Longitud de pistón: 8" pulgadas

Golpes por minutos: 65

Diámetro del émbolo: 5 1/2" pulgadas

Presión: 2700 psi. (Presión de operación de la bomba).

Modelo de la bomba*: HT - 400 D

*Modelo adaptado por la Parker Drilling Co.

PASO 1.

Cálculo de los galones por minuto máximo y mínimo y pérdida de presión en la broca y en el sistema.

Galones por Minutos máximo = 1000 G.P.M. (Tabla 6).

Galones por minutos mínimo = 765 G.P.M. (Tabla 6).

Pérdida de presión en la broca = 1825 psi a 2700 psi (Tabla 5).

Pérdida de presión en el sistema = 875 psi* (Tabla 5)

*Valor obtenido por interpolación.

Para procedimientos de cálculos usaremos la capacidad mínima de bombeo y no la capacidad máxima como medida de seguridad para las operaciones.

PASO 2.

Determinación de la pérdida de presión a través de la tubería de perforación usando el Nomograma N^o 1.

a. Utilizando el Nomograma.

Con el diámetro de la tubería de perforación 4 1/2" y XH - 16.6 lbs/FT. sobre la línea I y con los 735 G.P.M. en II se establece un punto en la línea III;

b. Con el punto en III y el peso del lodo en la línea IV se establece un punto V;

c. Con V y a la profundidad deseada en VI se obtiene la pérdida de presión total sobre la línea VII.

Pérdida de presión total en la tubería de perforación 1500 psi.

Velocidad anular máxima = 86 FT/minutos

Velocidad anular mínima = 63 FT/minutos

PASO 3.

Determinación de la pérdida de presión en los lastrabarrena utilizando los mismos procedimientos del Paso 2, se obtiene mediante el Nomograma la pérdida de presión.

Profundidad del Lastrabarrena = 20 lastrabarrenas de 30 FT/cada uno = 600 FT.

Pérdida de presión total en el lastrabarrena = 400 psi.

PASO 4.

Determinación de la pérdida de presión en el equipo de superficie. Tabla N^o 7.

Pérdida de presión en el equipo de Superficie.

$$= 60.0 \text{ psi}^*$$

*Interpolando y asumiendo 10 lbs/gal el peso del lodo.

PASO 5

Pérdida de presión total en el sistema.

Pérdida de presión en la tubería de perforación = 1500 psi
a 7000 FT.

Pérdida de presión en el Lastrabarrena = 400 psi a 600 FT.

Pérdida de presión en el equipo de superficie = 60 psi

Pérdida de presión total del sistema 1960 psi.

PASO 6

Determinación de la rata de circulación correcta.

$$\text{a. Corrección} = \frac{875 \text{ psi}}{1960} \quad \text{Pérdida del sistema}$$

$$= 0.446$$

$$\text{b. Factor de Corrección} = \frac{1.00 - 0.446}{2} + 0.446$$

$$\begin{aligned} \text{c. Rata de Circulación} &= 0.723 \times 735 \\ &= 532 \text{ G.P.M.} \end{aligned}$$

PASO 7

Determinación del orificio del Chorro.

a. Con el valor de la pérdida de la presión de la broca en

VIII y con el valor de la Rata de circulación corregida sobre la línea IX se establece un punto en la línea índice de orificio.

- b. Con este punto de la línea X y con el peso del lodo se obtiene el área del orificio en pulgadas cuadradas sobre la línea XII.
- c. Con el valor del área, a la tabla 8 se determina la combinación de los orificios.

Area 0.360 pulg.²

Por la tabla 8 : Combinación de los orificios 10, 12, 15.

Cálculo II

2. Etapa intermedia:

Diámetro del Hueco = 12 1/4" pulgadas.

Peso del lodo para la etapa intermedia = 9.7 lb./gal.

Profundidad = 12000 FT.

Rata de Presión = 3000 psi.

PASO 1.

Galones por Minuto máximo = 613 G.P.M.

Galones por Minuto Mínimo = 430 G.P.M.

Pérdida de presión de la broca = 2000 psi a 3000 psi.

Pérdida de presión en el sistema = 1000 psi.

PASO 2.

Pérdida de presión en la tubería de Perforación:

$$= 1000 \text{ psi.}$$

Velocidad anular máxima = 116 FT./minuto.

Velocidad anular mínima = 81 FT./minuto.

PASO 3.

Pérdida de presión en el Lastrabarrena = 155 psi.

PASO 4.

Pérdida de presión en el equipo de Superficie = 25 psi.

PASO 5.

Pérdida de presión total en el sistema.

Pérdida de presión en la tubería de Perforación = 1000 psi.

Pérdida de presión en el Lastrabarrena = 155 psi.

Pérdida de presión en el sistema = 25 psi.

Pérdida de presión total en el sistema 180 psi.

PASO 6.

Rata de Circulación corregida.

$$\begin{aligned} \text{a. Corrección} &= \frac{1000 \text{ psi.}^*}{180} \\ &= 0.848 \end{aligned}$$

*Tabla 5 .

$$\text{b. Factor de Corrección} = \frac{1.00 - 0.848}{2} + 0.848$$

$$= 0.924$$

$$\begin{aligned} \text{c. Rata de Circulación corregida} &= 0.924 \times 430 \\ &= 397 \text{ GPM.} \end{aligned}$$

PASO 7.

$$\text{Área de los orificios} = 0.26 \text{ pulg.}^2$$

Combinación de los orificios : 9,9,13.

Cálculo N° III

3..Etapa Final

$$\text{Diámetro del Hueco} = 8 \frac{1}{2} \text{ pulgadas}$$

$$\text{Profundidad} = 17000 \text{ FT.}$$

$$\text{Longitud del Lastrabarrena} = 900 \text{ FT.}$$

$$10 \text{ lastrabarrena de } 6 \frac{1}{4} \text{ pulgadas}$$

$$20 \text{ lastrabarrena de } 7 \frac{3}{4} \text{ pulgadas}$$

$$\text{Rata de Presión} = 3000 \text{ psi.}$$

$$\text{Peso del Lodo} = 11 \text{ lb/gal.}$$

PASO 1.

$$\text{Galones por Minutos Máximo} = 376 \text{ GPM.}$$

$$\text{Galones por Minutos Mínimos} = 248 \text{ GPM.}$$

$$\text{Pérdida de presión en la broca} = 2000 \text{ psi. a } 3000 \text{ psi.}$$

$$\text{Pérdida de presión en el sistema} = 1000 \text{ psi.}$$

PASO 2.

Pérdida de presión en la tubería de Perforación	= 580 Psi.
Velocidad anular máxima	= 177 FT/Minuto
Velocidad anular mínima	= 117 FT/Minuto

PASO 3.

Pérdida de presión en el Lastrabarrena	= 98 Psi.
--	-----------

PASO 4.

Pérdida de presión en el Equipo de Superficie.	= 20 Psi*.
--	------------

*Valor encontrado a base de la regla de cálculo de la Security, debido a que éste valor en la tabla 7 no consta, ya que es un valor muy pequeño, pero para los cálculos es necesario tomarlo en cuenta.

PASO 5.

Pérdida de presión en la tubería de Perforación.	= 580 Psi
Pérdida de presión en el Lastrabarrena	= 98 Psi.
Pérdida de presión en el equipo	= <u>20</u> Psi.
Pérdida de presión total en el Sistema	698 Psi.

PASO 6.

Determinación de la rata de circulación corregida

$$a. \text{ Corrección} = \frac{1000}{\dots}$$

$$= 1.42$$

$$b. \text{ Factor de corrección} = \frac{1.42 - 1.00}{2} + 1.00$$

$$c. \text{ Rata de circulación corregida} = 1.21 \times 248$$

$$= 300 \text{ GPM.}$$

PASO 7.

$$\text{Area de los orificios} = 0.21$$

Combinación de los orificios 9,9,11.

b. Calculador Hidráulico de la Security. (12)

La Security ha empleado el método del uso de la regla del cálculo hidráulico, la cual por su fácil manejo nos provee de los datos buscados de la manera más rápida posible.

Esta regla nos permite efectuar un programa hidráulico - con un ciento por ciento de seguridad y está basada en recomendaciones prácticas de los diferentes equipos sobre - la torre de Perforación.

Las varias escalas de la regla circular de un lado como del otro reemplazan al uso de las tablas y calculaciones requeridas para efectuar un Programa Hidráulico.

Correcciones posteriores pueden realizarse en el mismo sitio de operaciones.

4.4 METODO HIDRAULICO SECURITY.

Método N° 2

El método Hidráulico Security, es otro método que sirve para calcular los parámetros necesarios para efectuar un buen programa Hidráulico. Utilizando los mismos datos del método anterior, efectuaré cálculos para obtener resultados similares al anterior.

CALCULO I

Etapa Inicial.

Los cálculos efectuados son presentados en una carta de trabajo diseñada por la misma Compañía.

Así las columnas de la carta, número 1, 2, 5, 7, 18 pueden ser llenados a base de la información obtenida de los equipos de superficie.

PASO 1. Columna 3.

Con el tamaño de la línea, en 7 y con la longitud de golpe en 6, movemos el cursor de la regla hasta los golpes por minutos máximos y leyendo de este valor obtenemos los Galones por minutos.

GPM = 175 galones por minutos para una bomba de 5 1/2"x 8"

Como se tienen 3 bombas de las mismas

= 175 GPM x 3 = 525 GPM.

Para la bomba de 6" x 8", tenemos 210 GPM.

Total de GPM en las 4 bombas 735 GPM*

*Capacidad de bombeo mínimo

PASO 2. Columna 4.

Velocidad anular. Lado B de la regla.

Con el diámetro de la tubería en 1 y con el diámetro del hueco en 2, movemos el curso hasta los GPM mínimos en 4, y obtenemos la Velocidad anular en 3.

Velocidad anular = 63 FT/Minutos

PASO 3. Columna 6.

Fuerza Motriz Hidráulica.

a. Por fórmula

$$\begin{aligned} \text{HHP} &= \frac{\text{Volúmen} \times \text{Presión}}{1714} \\ &= \frac{735 \text{ GPM} \times 2700 \text{ Psi}}{1714} \\ &= 1150 \text{ HHP} \end{aligned}$$

b. Por la regla

Se asienta el valor de la presión encima de la flecha roja en 9, se corre el cursor hasta los GPM en 4 y se lee los HHP, opuesto a este valor en la escala 8.

MHP = 1150

PASO 4. Columna 8.

Equipo de perforación en superficie, tipo # 4.

El tipo del equipo de superficie se caracteriza por:

45 FT. de tubería standard, con 4" de diámetro interno.

Para tubería de perforación.

55 FT. de tubería de 3" de diámetro interno. Para lastra-
barrenas.

5 FT. de 3" de la polea móvil.

40 FT. de 4" de diámetro interno en la mesa rotatoria.

Se coloca el tipo del sistema en 3. sobre el peso del lodo,
se mueve el cursor por la escala 2 hasta el valor de los -
GPM y opuesto a este valor se lee la pérdida de presión en
1.

Pérdida de presión = 55 psi.

PASO 5.

Pérdida de presión en el lastrabarrena. Columnas 9 y 10.

Se asienta el valor del diámetro del lastrabarrena en la
escala 4 y encima se coloca el peso del lodo; y opuesto al
valor de los GPM en la escala 2 se lee la caída de presión,
en la escala 1.

Pérdida de presión en el lastrabarrena = 64.5 psi/100 FT.

600 FT. x 64.5 psi/100 FT. = 390 psi.

PASO 6.

Caida de presión a través de la Broca: Columna 13 y 14.

Columna 11. 55 psi + 390 psi = 445 psi.

Columna 12. 2700 psi - 445 psi = 2255 psi.

Columna 13.

Debajo de la caída de presión en la escala 1 se colocan los GPM en la escala 5, luego se lee debajo del peso del lodo - el diámetro del orificio.

Tamaño del orificio 15/32"

2 de 15/32" y 1 de 7/16"

Columna 14.

Se asienta el peso del lodo sobre el valor de la escala 6 obtenido, opuesto a los GPM, de la escala 5 se lee la caída de presión a través de la broca.

Caida de presión de la Broca = 1750 psi.

PASO 7.

Pérdida de presión en la tubería de perforación. Columna 16
Con el valor del diámetro de la tubería de Perforación de - la escala 5 encima del peso del lodo, luego con los GPM de la escala 2 se lee la caída de Presión en 1.

Caída de presión en la tubería de perforación:

$$= 216 \text{ psi}/1000 \text{ FT.}$$

$$216 \text{ psi}/1000 \text{ FT.} \times 7000 \text{ FT.} = 1512 \text{ psi.}$$

Columna 17. Columna 15 \div Columna 16

$$= 2340 \text{ FT.}$$

Columna 19. Columna 17 + Columna 18

$$= 2340 \text{ FT.} + 600 \text{ FT.}$$

$$= 2940 \text{ FT.}$$

PASO 8.

Velocidad del Chorro. Columna 20.

Con los GPM de la escala 2, debajo del tamaño del orificio en la escala 8, se lee la velocidad del chorro en la escala 9.

$$= 455 \text{ FT/seg.}$$

PASO 9.

Determinación del % de HHP en la Broca. Columna 21.

$$\text{Columna 21} = \text{Columna 14} \div \text{Columna 5}$$

$$= 1750 \text{ psi} \div 2700 \text{ psi.}$$

$$= 0.646$$

$$= 64.6 \%$$

PASO 10.

Determinación de los HHP de la Broca. Columna 22.

$$\text{Columna 22} = \text{Columna 6} \times \text{Columna 21}$$

$$= 960 \times 0.646$$

$$= 620 \text{ HHP}$$

PASO 11.

Determinación del área de los orificios.

Con los 15/32", por la tabla N^o 8

Area de los orificios = 0.3452 pulg.²

Combinación 10, 12, 14

CALCULO II

Etapa Intermedia.

Con los mismos datos de la etapa intermedia del método AIOC pero con la diferencia de que en la etapa intermedia sólo se utilizaron 3 bombas.

PASO 1.

Galones por Minutos = 441 GPM

PASO 2.

Velocidad Anular = 83 FT/minutos

PASO 3.

Fuerza Motriz Hidráulica:

a. Fórmula:

$$\text{HHP} = \frac{441 \times 3000}{1714}$$

$$= 770 \text{ HHP}$$

b. Por la Regla

$$\text{HHP} = 770 \text{ HHP}$$

PASO 4.

Caida de presión en el equipo de superficie = 22.5 psi.

PASO 5.

Pérdida de presión en el Lastrabarrena = 26 psi.

PASO 6.

Caida de presión a través de la broca.

$$23 \text{ psi} + 156 \text{ psi} = 179 \text{ psi.}$$

$$3000 \text{ psi} - 179 \text{ psi} = 2821 \text{ psi.}$$

Tamaño de los orificios: 2 de 11/32" y 1 de 5/16"

Pérdida de presión en la broca = 2150 psi.

PASO 7.

Pérdida de presión en la tubería de Perforación.

$$84.5 \text{ psi/1000 FT.} = 85 \text{ psi/1000 FT.}$$

$$85 \text{ psi/1000 FT} \times 12000 \text{ FT.} = 1020 \text{ psi.}$$

Columna 17. 671 psi. \div 85 psi/1000 FT.

$$= 7900 \text{ psi.}$$

PASO 8.

Velocidad del Chorro = 510 FT/seg.

PASO 9.

Determinación del % de HHP en la broca.

$$2150 \text{ psi} \div 3000 \text{ psi.}$$

$$= 0.715$$

$$= 71.5 \%$$

PASO 10.

Determinación de los HHP de la broca.

$$= 770 \times 0.715$$

$$= 551 \text{ HHP}$$

PASO 11.

Areas de los orificios = 0.2624 pulg.²

Combinación 9, 9, 13.

CALCULO III

Etapas final.

PASO 1.

Galones por Minutos = 270 GPM.

PASO 2.

Velocidad anular = 120 FT/minutos.

PASO 3.

Fuerza Motriz Hidráulica:

a. Por la Fórmula

$$\begin{aligned} \text{HHP} &= \frac{270 \times 3000}{1714} \\ &= 475 \text{ HHP} \end{aligned}$$

b. Por la Regla.

$$= 475 \text{ HHP}$$

PASO 4.

Pérdida de presión en el equipo de superficie = 11 psi.

PASO 5.

Pérdida de Presión en el lastrabarrena = 12 psi/100 FT.
 12 psi/100 FT. x 900 FT. = 108 psi.

PASO 6.

Pérdida de presión a través de la broca:

$$11 \text{ psi} + 108 \text{ psi} = 119 \text{ psi.}$$

$$3000 \text{ psi} - 119 \text{ psi} = 2881 \text{ psi.}$$

Tamaño del orificio: 3 de 9/32"

Pérdida de presión en la broca = 2200 psi.

PASO 7.

Pérdida de presión en la tubería de perforación. = 40 psi/1000 FT.

$$40 \text{ psi/1000 FT.} \times 17000 \text{ FT.} = 680 \text{ psi.}$$

Columna 17. $680 \text{ psi} \div 40 \text{ psi}/1000 \text{ FT.} = 17025 \text{ FT.}$

$17025 \text{ FT.} + 900 \text{ FT.} = 17925 \text{ FT.}$

PASO 8.

Velocidad del Chorro = 470 FT/seg.

PASO 9.

Determinación del % de los HHP de la broca.

$2200 \text{ psi} \div 3000 \text{ psi.}$

= 0.745

= 74.5 %

PASO 10.

Determinación de los HHP de la broca.

$475 \text{ HHP} \times 0.745$

= 365 HHP

PASO 11.

Area de los orificios = 0.1863 pulg.^2

Combinación 9,9,9.

El resumen general de los tres cálculos anteriores es mostrado en los Apéndices 1, 2 y 3 de las cartas de cálculos Hidráulicos de la Security. El Apéndice N^o 4 muestra los resultados obtenidos en las tres etapas por medio de los dos métodos empleados.

CAPITULO V

OPERACIONES DE COMPLETACION DEL POZO

PROGRAMA DE CEMENTACION

Porqué de la Cementación?

Durante la perforación de un pozo nos encontramos con varios tipos de formaciones, zonas permeables con producción de aceite, gas, agua o combinaciones de estos fluídos. Existen también formaciones altamente permeables y porosas de rocas se dimentarias tales como conglomerados gruesos, que pueden ser de constitución cavernosa. Por lo tanto estas formaciones deben ser aisladas unas de otras para prevenir la migración de fluídos en el pozo.

Básicamente los objetivos de la cementación primaria son: aislar zonas, preveer la migración de fluídos, sellar las zonas de pérdidas de circulación y asegurar la tubería en el pozo.

Para obtener buenos resultados en los objetivos nombrados, es necesario que la adherencia entre la tubería y el cemento, y entre este último y la formación, sea fuerte.

Detallados estudios se han hecho acerca de la cementación primaria, con especial interés en aquellos trabajos en que no

se lograron los propósitos arriba mencionados.

De estos estudios se dedujo que los factores más importantes que se deben considerar durante la cementación de las sargas revestidoras son:

1. La prevención de la canalización del cemento a través del lodo de perforación.
2. La remoción de la costra del lodo de las paredes del pozo.
3. La prevención de la deshidratación de la lechada de cemento durante la operación de cementación. *HALAD - 8*

Casi todos los estudios de los métodos de cementación demuestran que la no remoción del lodo de perforación y la mezcla de éste con la lechada de cemento durante el desplazamiento, contribuyen de manera especial a que la cementación no cumpla con estos fines.

Los recientes desarrollos en los métodos de cementación primaria han hecho posible el uso en el campo del flujo turbulento dentro de límites prácticos.

Para mejorar el desplazamiento del lodo y en adición al flujo turbulento se ha recomendado centrar en el pozo la tubería de revestimiento, para lo cual ^{PARA} para cierta cantidad de pies es colocado centralizadores, también el uso de raspadores en la sarta, moverla durante la operación de desplazamiento, -

adelgazar el lodo, aislar el cemento del lodo cuando pasa por la revestidora la lechada de cemento a una viscosidad alta. ✓

Todas estas actividades ayudan a mejorar la efectividad del flujo turbulento durante la remoción del lodo de perforación. En algunos casos las limitaciones mecánicas no permiten el flujo turbulento.

5.1 CEMENTACION PRIMARIA

Una cementación primaria es la operación mediante la cual se desplaza una lechada de cemento a través de la tubería de revestimiento y se confina hasta el espacio anular entre la tubería y la pared del pozo. Ahí se le permite fraguar a fin de obtener la obturación del espacio anular. 5x

La cementación de la tubería de revestimiento en los pozos petroleros se hace por muchas razones, dependiendo de la clase de tubería que se está cementando.

✓ Cuando se requiere tubería de revestimiento conductora, debe cementarse para evitar que el fluido de perforación circule fuera de ella.

✓ El cemento también protege efectivamente la tubería de revestimiento de la vecindad corrosiva que puede existir en las formaciones sub-superficiales.

a. Materiales básicos de Cementación ⁽⁶⁾

Un material básico de cementación es clasificado por si solo, sin materiales especiales para control de peso o - propiedades de asentamiento; cuando está mezclado con la cantidad apropiada de agua tendrá propiedades cementado- ras.

Los grupos siguientes pertenecen a este grupo: ^{Materiales}

- Cemento Portland
- Cemento Retardado
- Cemento Acelerado
- Cemento Pozmix

La clasificación API para cementos de pozos petroleros - son:

Cemento Clase A: Diseñado para usarse a 1830 mts. de pro- fundidad cuando se requieren propieda- des especiales.

Cemento Clase B: Cuando se requieren resistencias modera- das a los sulfatos.

Cemento Clase C: Cuando se requieren fuerzas de acelera- ción.

Cemento Clase D: Diseñados para profundidades de 1830 me- tros a 3050 Mts. cuando hay altas tempe

raturas y Presiones.

Cemento Clase E: A profundidades de 1830 Mts. a 4270 metros para altas temperaturas y Presión

Cemento Clase F: A profundidades de 3050 Mts. a 4880 metros cuando hay temperaturas y presiones extremadamente altas.

Cemento Clase G: Es un cemento diseñado por su compatibilidad con los aceleradores o retardadores para usarse en el rango completo desde la clase A hasta la E. Cemento usado en la cementación del pozo Bobonaza. Es similar en composición química al de clase B de la clasificación API.

b. Equipos de Cementación.

En forma general podemos clasificar en tres grupos el equipo necesario para efectuar una operación de cementación equipo de superficie, aditamentos de flotación y accesorios.

1. Equipo de Superficie:

Este equipo consiste en una cabeza de cementación; unidad de cementación, mezclados de cementos y las conexiones necesarias.

a. Cabeza de Cementación.

Es una unión cerrada en su parte superior que se conecta al tubo de revestimiento, su longitud depende del número de tapones que se usen. Lateralmente tiene un juego de válvulas con dos o tres - entradas de 2" cada una, entre estas entradas se alzan uno o dos tapones de desplazamiento, según el caso.

b. Unidad de Cementación.

Es un motor a diesel colocado a un lado de la mezcladora, en muchos casos, generalmente la unidad de cementación están montados en un camión.

c. Mezcla del Cemento.

El tipo más comunmente usado para mezclar el agua con el cemento, es aquel en el cual una bomba de presión inyecta agua a través de una línea - que descarga en otras de menor diámetro. Una de ellas, la línea de chorro termina en un estrangulador; el agua eleva la lechada hasta un recipiente llamado charola.

La otra es la línea lateral que sirve para controlar la densidad de lechada, ambas están conectadas a un recipiente llamado revolvedor, donde se

coloca un embudo en el cual se descarga el cemento, el cemento al vaciarse es succionado por la fuerza del chorro y es mezclado y elevado a la charola de donde se le envía al pozo con una bomba de alta presión.

2. Aditamentos de Flotación:

Consiste en zapatas que pueden ser o no flotadores. Como su nombre lo indica su función consiste en provocar la flotación de la tubería de revestimiento cuando se introduce ésta en el pozo.

3. Accesorios:

Como parte del equipo de cementación puede considerarse los tapones de desplazamientos del cemento, las canastas de cementación y Centralizadores de Casing. A fin de obtener una cementación correcta, la lechada debe desplazarse totalmente al lodo y al enjarre que éste se forma en el espacio anular.

5.2. CEMENTACION DE DOS ETAPAS

La cementación de dos etapas consiste como su nombre lo indica, en cementar la tubería de revestimiento en sitios indicados previamente. Para esta cementación de dos etapas es necesario el uso de aparatos que se colo-

can previamente en la tubería de revestimiento a las profundidades deseadas.

EQUIPOS:

Estos aparatos son:

El Zapato Guía, la unión diferencial de llenado, las canastas de cementación y el más importante de todos para la cementación de dos etapas, es la herramienta de válvula diferencial, los tapones de desplazamiento y los centralizadores que juegan un papel importante para la cementación.

1. Zapato Guía:

La Zapata guía es un aparato que es colocado en la primera tubería de revestimiento y tiene como función dejar pasar la lechada de cemento a través de una válvula conectada en su interior. La entrada de la lechada es efectuada después que el lodo de formación ha sido desplazado por el tapón.

Este aparato tiene una característica, que una vez que el fluido de perforación o la lechada de cemento pasa a través de la válvula no le permite el regreso de estos al tubo.

Esta válvula, es una bola de caucho que se encuentra asentada sobre un resorte que descansa en unas almohadas también de caucho, la cual acciona hacia abajo debido a la -

presión de los fluídos ejercida sobre ella, tiene la característica de ser perforable, una vez que se quiere perforar nuevamente.

2. La Unión Diferencial de llenado:

Tiene las mismas funciones que el Zapato Guia y se encuentra colocado en la unión de la primera y segunda tubería de revestimiento, tiene una válvula que presta las mismas funciones que la del Zapato Guia.

En este aparato se va asentar el primer tapón que desplaza a todo el lodo de perforación que se encuentra en la tubería de revestimiento.

3. Canastas de Cementación:

Estas canastas son colocadas exactamente debajo de la herramienta para cementación de dos etapas, por lo general, se colocan dos canastas separadas una de otra por una distancia muy corta.

Pueden ser colocadas en el centro por medio de unas grapas de acero, dichas grapas tienen forma de anillos que permiten retener la canasta para que ésta no se ruede, lo mismo que a los centralizadores. La función principal de estas canastas, es que cuando se está efectuando la cementación

de dos etapas, la lechada de cemento que sale de la herramienta válvula diferencial tope en ellas y regrese por el espacio anular a la superficie.

4. Herramienta de válvula diferencial:

Es el aparato más importante para la cementación de varias etapas; se coloca tantas como etapas se quieran cementar.

Este tiene la forma de una unión, en la que en su interior se encuentran un anillo que está cerrado mientras se efectúa la cementación de la primera etapa. A sus lados se encuentran unos orificios por donde sale la lechada de cemento y que están tapados por este anillo, una vez finalizada la primera etapa se envía un tapón en forma de bomba desde la superficie a presión, el cual desplaza el anillo y se asienta en él, dejando al descubierto los orificios, por donde saldrá el cemento.

. Tapones de desplazamiento:

Son aparatos de caucho que tienen la finalidad de desplazar la lechada y sirven como tope para la unión diferencial de llenado y para herramienta de cementación de dos etapas.

i. Centralizadores:

Como su nombre lo indica, sirven para que la dirección de

la tubería de revestimiento sea lo más vertical posible.

5.3 PROCEDIMIENTO DE LA CEMENTACION DE DOS ETAPAS

Esta cementación consiste primero en desplazar el fluido de perforación por medio del primer tapón, que se va asentar en la unión diferencial del llenado, este fluido de perforación desplazado sale por el zapato guía al espacio anular, una vez que ha sido desplazado se procede a mandar la lechada de cemento por el interior de la tubería de revestimiento desplazándolo con un segundo tapón igual al primero, el cual pasará por la unión diferencial de llenado, a través del tapón y de allí por el zapato guía hasta colcarse en el espacio anular. Esta lechada alcanzará la altura deseada previa a los cálculos anteriormente realizados.

Este es el procedimiento a seguir para la cementación de la primera etapa, una vez realizada esta etapa se envía un tapón de caucho que se va asentar en la herramienta de válvula diferencial, accionado al anillo interno y dejando descubierto los orificios para dar comienzo a la cementación de la segunda etapa. Luego de que la herramienta de válvula diferencial se encuentra listo, se envía la segunda lechada de cemento precedido por otro tapón que despla-

za al cemento haciendolo salir por los orificios de la herramienta de válvula diferencial cementando los pies desea dos para esta segunda operación.

4 MATERIALES USADOS EN LA PREPARACION DE LECHADAS DE CEMENTO

Para que un cemento para pozo petrolero desempeñe satisfactoriamente la tarea que se le asigne debe llenar los siguientes requisitos: (6)

1. La lechada de cemento debe ser capaz de colocarse en la posición deseada por medio de equipos de bombeo desde la superficie.
2. Después de colocada debe adquirir suficiente fuerza en un tiempo razonablemente corto para que el tiempo de fraguado pueda reducirse al mínimo.
3. El cemento debe hacer de sello positivo entre la tubería de revestimiento y la formación.
4. Debe tener suficiente fuerza para evitar fallas mecánicas.
5. El cemento debe ser químicamente inerte a cualquier for mación o fluido con el que se pueda poner en contacto.
6. Debe ser suficientemente estable para no deteriorarse,

descomponerse o de alguna otra forma perder sus calidades de fuerza para el lapso en que esté en uso, que puede ser de muchos años.

7. El cemento debe ser perfectamente impermeable para que los fluídos no se filtren a través de él cuando ha fraguado.

RETARDADOR USADO HR - 12

El retardador HR - 12 tiene propiedades dispersantes y por ello no se requieren grandes concentraciones de agua adicional para producir una lechada bombeable. Este retardador evita las pérdidas de fluido de las lechadas en las cuales es usado, puede ser usado con otra clase de retardadores. El HR - 12 tiene la propiedad de no afectar el peso y el volumen de la lechada.

5.5. FLUJO TURBULENTO:

Este flujo se caracteriza por los innumerables remolinos que causa las lechadas en movimiento.

Se asume que cuando el número de Reynolds es inferior a 2000 se mantiene el flujo laminar, sin embargo las diferencias empiezan cuando se trata de definir en que valor de éste número el fluido no Newtoniano entra en turbulencia.

bulencia. Al no poderse establecer una diferencia precisa cuando un flujo es turbulento o cuando es laminar. se ha establecido Velocidades Criticas para diferenciar estas dos clases de flujo. entre dos números de Reynolds

La de menor valor (Velocidad critica mínima) se calcula partiendo del número de Reynolds 2000, mientras que la máxima proviene del N^o 3000. Entonces podemos decir - con seguridad que el cemento por debajo de la velocidad crítica mínima se encuentra en flujo laminar, al superar la velocidad máxima más la lechada de cemento entra en flujo turbulento a regimenes de bombeo bajo, lo cual se obtiene agregando una serie de aditivos a la lechada.

En muchos campos se ha probado, que lodos son removidos del pozo cuando la lechada del cemento se mueve a flujo turbulento. Se cree que esta lechada remueve más del 95% de los lodos de perforación. La turbulencia de la lechada aumenta cuando se la prepara con fluidos de baja viscosidad.

Otras variables que se deben considera en la eficiencia del desplazamiento de la lechada son las propiedades de los lodos de perforación. Para determinar el efecto -

del lodo en la eficiencia del desplazamiento, se han - realizado una serie de pruebas, en las cuales viscosidad y el peso del lodo son variables, mientras las otras características del lodo permanecen constantes.

Pruebas en laboratorio indican que el peso y la viscosidad del lodo son importantes en la remoción del lodo de estos dos factores el más importante es la viscosidad.

La mayoría de los estudios hechos sobre la cementación primaria llegan a la conclusión, de que el flujo turbulento es el que mejor remueve la costra y desplaza el lodo de perforación.

Cuando mayor es la viscosidad de la lechada del cemento y menor la del lodo, mayor será el porcentaje de lodo, evitando la canalización, se produce cuando en el desplazamiento de éste se emplea flujo turbulento.

El flujo turbulento tiene sus limitaciones, así por ejemplo existen variaciones en el diámetro del hueco como en el caso de formaciones altamente permeables, depletadas, fracturadas o deleznable la cementación primaria falla debidamente a la pérdida de circulación a

través de las formaciones.

Este método del flujo turbulento es difícil también de aplicar en pozos donde el diámetro de la tubería es pequeño.

.6 CALCULO DE CAIDA DE PRESION Y PROPIEDADES DE FLUJO PARA UNA LECHADA DE CEMENTO. (13)

Los métodos de cálculo para un análisis hidráulico son las bases para un plan primario de cementación. Cuando los cálculos son hechos para evaluar una pérdida por fricción o para predecir la velocidad de flujo a aprovecharse en un flujo turbulento, otras propiedades, como la viscosidad, son seguidas para un fluido No-Newtoniano.

Fluido No Newtoniano:

Pueden ser definidos como esos fluidos cuya viscosidad no es constante y presenta características similares al agua.

Los índices que permiten la determinación de las propiedades de las lechadas son:

1. Índice de Comportamiento del flujo n'
2. Índice de consistencia k'

Estos factores permiten la estimación de la pérdida friccional de presión y la predicción de la velocidad de flujo en turbulencia para fluidos No-Newtonianos. Los valores de n' y k' son obtenidos en base de la lechada de cemento.

Cuando una muestra de lodo es obtenida, estos valores de n' y k' pueden ser obtenidos a base del viscosímetro rotacional.

5.7 PROCEDIMIENTOS USADOS PARA LECHADAS DE CEMENTO.

En ciertas ocasiones es necesario controlar la presión hidrostática así como la presión friccional, particularmente cuando la presión total impuesta sobre las formaciones comienza a ser un factor importante en las operaciones de cementación.

Los siguientes aparatos, procedimientos y métodos de cálculo en el presente son satisfactorios para predecir las características de flujo de la lechada de cemento.

a. Aparatos.

Mezclador de cemento.- Es un mezclador standard API, para preparar la lechada de cemento.

Viscosímetro rotacional.- El rango de este instrumen-

to puede ser extendido usando un torque adicional. Sin embargo, una lechada de cemento puede ser satisfactoriamente analizada con el bunicador estandard teniendo un rango de extensión de 1.

Instrumento de medida de presión y temperatura.- Estos instrumentos son usados para la mezcla de lechadas simulando las condiciones de curso y temperatura impuesta sobre la lechada durante el desplazamiento.

- b. Preparación de la lechada.- La tendencia de tixotropia y gelificación de muchos cementos es de gran importancia para el empleo en mezcla, por lo cual hay métodos de mezclas estandarizados. Muchos aditivos empleados para la preparación de la lechada de cemento dependen del tiempo y de la temperatura; los cuales mejoran la lechada de cemento y pueden ser de variadas clases; - tal es el caso del cemento Pozmix, cemento Gel, Etc. El flour silicón es un aditivo aplicado al cemento, cuyas características se aprovechan para penetrar formaciones de alta temperatura. El advenimiento del uso de los aditivos a los cementos ha reducido la fricción y junto con la aplicación del flujo turbulento ha obtenido la taza de velocidad de flujo más conveniente.

En síntesis una cementación con flujo turbulento por el espacio anular con las propiedades de la lechada en el mismo espacio es generalmente preferible usar los siguientes procedimientos:

- a. Se produce una lechada similar a la existente en el lado de descarga de la bomba de desplazamiento, e inmediatamente se transfiere la lechada al instrumento de medida de presión y temperatura por un período de 5 minutos con una velocidad baja de mezcla a 80 grados F.
- b. Para una lechada en que las condiciones están dependiendo del tiempo y de la temperatura, se transfiere la lechada al instrumento de medida de presión y temperatura, por un período de 20 minutos con una velocidad baja de mezcla a 100 grados F.

Este procedimiento es el más comunmente usado para lechadas que contienen pérdidas de aditivos, reductores de fricción de cemento y otros aditivos, cuando las condiciones del pozo no son conocidas.

- c. En las condiciones específicas del pozo y la determinación de los índices de flujo n' y k' en el tiempo en que la lechada entra en el anulus transfiere la lechada dentro del instrumento de medida de presión y temperatu

ra para un período de baja velocidad de mezcla bajo un horario de tiempo y temperatura duplicándose durante la espera del desplazamiento de la lechada. Los procedimientos más usados son el b y c. En esta situación, el tiempo es el requerido por el primer saco de cemento para llegar al fondo de la tubería de revestimiento y la temperatura del fondo del hueco es la temperatura de circulación.

5.8. PROCEDIMIENTO DEL VISCOSIMETRO ROTACIONAL

La lechada para ser probada es puesta dentro del vaso hasta la línea indicada en el mismo. Se coloca el rotor a la velocidad de 600 RPM por un lapso de un corto tiempo y se obtiene la lectura correspondiente a esa velocidad, luego se procede a obtener las lecturas para 200, 300 y 100 RPM.

La lectura de 600 RPM puede ser tomada después de 60 segundos que ha comenzado a moverse el rotor.

Para la toma de la lectura de los demás intervalos pueden obtenerse cada 20 segundos, cada lectura puede ser tomada justamente antes de que comience a aplicarse una nueva velocidad.

5.9. INTERPRETACION DE DATOS.

Los siguientes datos, gráficos y cálculos pueden ser hecho para obtener los índices de flujo n' y k'

Curva de flujo.- Obtención gráfica de n' y k'

Esta curva es preparada ploteando los puntos en un papel logarítmico, en donde en la ordenada se coloca los esfuerzos de corte en lb - fuerza/FT².

$$\text{Esfuerzo de corte} = \frac{\text{Lectura leída} \times N}{100}$$

N = Rango de extensión del torque.

Y en las abscisas las ratas de corte en 1/seg.

Cuando los puntos graficados en el papel, no dan una línea recta, el mejor valor puede ser trazado y extrapolado hasta la ordenada.

El valor del índice de flujo n' es un valor adimensional que es obtenido por la pendiente de la curva de flujo, y el valor del índice de consistencia k' se lo obtiene extrapolando la curva hasta la ordenada.

Obtención de n' y k' por cálculos numéricos.-

Los valores de n' y k' pueden ser obtenidos a base de las ecuaciones en el campo con el viscosímetro rotacional obteniendo solamente dos lecturas para 600 y 300 RPM.

FORMULAS:

$$n' = \frac{3.32 \left(\text{Log} \frac{600 \text{ RPM}}{300 \text{ RPM}} \right)}{1}$$

$$k' = \frac{N \times (300 \text{ RPM})}{100 \times (479)^{n'}}$$

5.10 FORMULAS DE CALCULO

1. Velocidad de desplazamiento.

$$V = \frac{17.15 Q_b}{D^2} = \frac{3.057 Q_{cf}}{D^2}$$

V = velocidad, FT/seg.

Q_b = Rata de bombeo, Bbl/minuto

Q_{cf} = Rata de bombeo, FT³/minuto

D = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

Para el anulus

$$D^2 = D_o^2 - D_i^2$$

D_o = Diámetro del hueco

D_i = Diámetro de la tubería de revestimiento

2. Número de Reynolds

$$N_{Re} = \frac{1.86 V^{(2-n')} \cdot \rho}{k' (96/D)^{n'}}$$

N_{Re} = Número de Reynolds, adimensional

V = Velocidad, FT/seg.

ρ = Densidad de la lechada, Lb/galón

n' = Índice de comportamiento de flujo, adimensional

k' = Índice de consistencia, Lb- $\text{seg}^{n'}$ /FT²

D = Diámetro interno de la tubería, pulgadas.

Para el anulus $D = D_o - D_i$

3. Caída de Presión Friccional

$$\Delta P_f = \frac{0,039 L \cdot \rho \cdot V^2 \cdot f}{D}$$

ΔP_f = Caída de Presión Friccional, psi.

L = Longitud de la tubería, FT.

ρ = Peso de lechada, Lb/galón

f = Factor de Fricción, adimensional

V = Velocidad, FT/seg.

D = Diámetro interno de la tubería, pulgadas.

4. Velocidad a la cual la turbulencia puede comenzar

$$V_c = \frac{1129 k' (96/D)^{n'}}{\rho}$$

V_c = Velocidad crítica, FT/seg.

k' = Índice de consistencia, Lb- $\text{seg}^{n'}$ /FT²

ρ = Densidad de la lechada, Lb/gal.

n' = Índice de Comportamiento de flujo, adimensional

5. Presión Hidrostática.

$$P_h = 0.052 \cdot \rho \cdot H$$

P_h = Presión Hidrostática, psi.

ρ = Densidad de la lechada, Lb/gal

H = Altura de la columna, FT.

6. Caballos de Fuerza

$$HP = 0.0244 \times \Delta Pf \times Q$$

HP = Caballos de fuerza

ΔPf = Caída de Presión Friccional, psi.

Q = Razón de bombeo, Bbl/minuto

5.11 CEMENTACION DE LA ETAPA INICIAL

CALCULO N° 1

Tubería de revestimiento inicial

Etapa de 0 a 1000 FT.

Condiciones del Pozo.

Diámetro del hueco = 26" pulgadas

Diámetro de la tubería de revestimiento = 20" pulgadas

Profundidad = 1000 FT.

Cemento clase G, con 8% de Bentonita

Peso del Cemento = 13.2 Lb/gal

DETERMINAR

1. Rata de bombeo en Flujo turbulento de la lechada de cemento en el anulus.
2. Caída de Presión Friccional de la lechada de cemento en el anulus y en la tubería.
3. Fuerza Motriz Hidráulica por pérdida de Fricción.

El primer paso para desarrollar estos cálculos prácticos de cementación del primer tramo del pozo, es calcular dos propiedades importantes de la lechada, es decir los factores de n' y k' .

Para el cálculo de estos factores, se procede de la siguiente forma. Se toma una muestra de lechada de cemento que va a ser utilizada para la cementación y se la coloca en el viscosímetro rotacional modelo de campo, - el cual se caracteriza por tener dos velocidades, la de 600 y 300 RPM.

Se procede entonces a dar movimiento al aparato a una velocidad de 600 RPM.

Primero se obtiene una lectura en el dial, luego se cambia de velocidad al aparato para tener una lectura -

para 300 RPM.

Los cálculos de obtención de estos parámetros son de 3 maneras:

1. En el campo por las fórmulas anteriores.
2. Por el viscosímetro rotacional
3. Por medio del ploteo de estos puntos en papel logarítmico.

La intercepción de esta línea en la ordenada nos da el valor de k' y la pendiente de esta curva nos da el valor de n' .

Para cálculos prácticos los valores de n' y k' se los considera como valores constantes en todas las etapas de cementación.

Cálculo de los factores en el campo.

Datos obtenidos en la prueba

1.	RPM	Lectura del dial (seg^{-1})
	600	250
	300	217

$$\text{Esfuerzo de corte} = \frac{\text{Lectura del dial} \times N}{100}$$

$$\text{Esfuerzo de Corte} = \frac{250 \times 1}{100} = 2.5 \quad (600)$$

$$\text{Esfuerzo de Corte} = \frac{217 \times 1}{100} = 2.17 \quad (300)$$

2. Por el Viscosímetro Rotacional

$$n' = 3.32 \left(\text{Log} \frac{600}{300} \right)$$

$$n' = 3.32 \left(\text{Log} \frac{250}{217} \right)$$

$$n' = 3.32 (\text{Log } 250 - \text{Log } 217)$$

$$n' = 3.32 (2.39794 - 2.33646)$$

$$n' = 3.32 (0.06158)$$

$$n' = 0.202$$

$$k' = \frac{N \times \text{Lectura de 300 RPM}}{100 \times (479)^{n'}}$$

$$k' = \frac{217 \times 1}{100 \times (479)^{0.20}}$$

$$k' = \frac{2.17}{(479)^{0.20}}$$

$$0.20 \text{ Log } 479 = 0.20 \times 2.68034$$

$$= 0.5360$$

$$= 0.54$$

$$\text{Antilog.} = 3.4320$$

$$k' = \frac{2.17}{3.43}$$

$$k' = 0.63$$

Una vez obtenido los valores de los factores de n' y k' procedemos a efectuar los cálculos de cementación para la primera etapa.

$$n' = 0.20$$

$$k' = 0.63$$

$$\rho = 13.2 \text{ lb/gal.}$$

1. Rata de bombeo para Flujo Turbulento.

$$V_c = \frac{17.15 Qb}{D^2}$$

$$V_c = \frac{1129 k' (96/D)^{n'}}{\rho}$$

$$D = D_o - D_i, \quad D = 26" - 20", \quad D = 6"$$

$$V_c^{2-0.20} = \frac{1129 \times 0.63 (96/6)^{0.20}}{13.2}$$

$$(96/6)^{0.20} = 1.75 \text{ Valor encontrado por la Fig. 4}$$

$$V_c^{1.8} = \frac{1129 \times 0.63 (1.75)}{13.2} = 94$$

Por la Fig. 5, se obtiene $V_c = 12.5$

Velocidad crítica en el Anulus

$$V_c = \frac{17.15 - Q_b}{D^2} ; \quad Q_b = \frac{V_c \times D^2}{17.15}$$

$$Q_b = \frac{12.5 \times 276}{17.15} = \frac{3450}{17.15}$$

$$Q_b = 200 \text{ Bbls/ minutos}$$

Requeridos para obtener turbulencia en el Anulus.

2. Caída de Presión Friccional

a. Anulus

$$\Delta P_f = \frac{0.039 \text{ L. } \rho \cdot v^2 \cdot f}{D}$$

f = Factor de fricción se lo obtiene a partir del número de Reynolds. Fig. N° 3.

$$N_{Re} = \frac{1.86 V_c^{(2-n)} \cdot \rho}{k' (96/D)^{n'}}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 94 \times 13.2}{0.63 \times 1.75} = \frac{2310}{1.10}$$

$$N_{Re} \approx 2100$$

$N_{Re} = 2100$, es el valor del número de Reynolds en el comienzo del flujo turbulento (ver el grá

fico), para ese tamaño de tubería.

$$N_{Re} = 2100 \text{ y } f = 0.0074$$

$$D = D_o - D_i \quad D = 26" - 20" \quad D = 6"$$

$$\Delta Pf = \frac{0.039 \times 1000 \times 13.2 \times (12.5)^2 \times 0.0074}{6}$$

$$\Delta Pf = 99 \text{ psi.}$$

b. Caída de presión en la tubería de Revestimiento.

Casing de 20", H - 40

ID = 19.124" pulgadas

Qb = 200 Bbls/minutos

$$V_c = \frac{17.15 \times 200}{(19.124)^2} = \frac{3430}{366}$$

$$V_c = 9.4 \text{ FT/seg.}$$

$$\Delta Pf = \frac{0.039 \cdot L \cdot \rho \cdot v^2 \cdot f}{D}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \cdot V_c^{(2-n)} \cdot \rho}{K' (96/6)^{n'}}$$

$V_c^{(2-n)}$ es valor obtenido por el gráfico de la Figura 5.

$$(96/19.124)^{0.20} = 1.04$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 60 \times 13.2}{0.63 \times 1.04}$$

$$N_{Re} = 2266$$

$$N_{Re} = 2266 \quad \text{y} \quad f = 0.0072$$

$$\Delta Pf = \frac{0.039 \times 1000 \times 13.2 \times (9.4)^2 \times 0.0072}{19.124}$$

$$\Delta Pf = \frac{327.51}{19.124}$$

$$\Delta Pf = 18 \text{ psi.}$$

3. Caballos de Fuerza

$$HP = 0.0244 \times 18 \times 200$$

$$HP = 88 \text{ HP, requeridos}$$

CALCULO N° 2

Tubería de Revestimiento intermedia

a. Diámetro del hueco = 17 1/2"

Diámetro de la tubería de revestimiento = 13 3/8",

N-80, 72 #/FT.

ID = 12.347" pulgadas.

Profundidad = 6000 FT.

Cemento clase G; 8% Bentonita

Peso del cemento 13.2 Lbs/galón

$$n' = 0.20$$

$$k' = 0.63$$

PRIMERA ETAPA

1. Rata de bombeo para flujo turbulento

$$V_c^{2-n'} = \frac{1129 k' (96/D)^{n'}}{\rho}$$

$$D = D_o - D_i = 17.5" - 12.347"$$

$$D = 5.153" \text{ pulgadas}$$

$$V_c^{1.80} = \frac{1129 \times 0.63 (96/5.153)^{0.20}}{13.2}$$

$$(96/5.133)^{0.20} = 1.8$$

$$V_c^{1.80} = \frac{1129 \times 0.63 \times 1.8}{13.2}$$

$$V_c^{1.80} = 97$$

$$V_c = 12.7 \text{ FT/seg.}$$

$$Qb_1 = \frac{V_c D^2}{17.15}$$

$$D^2 = 306.25" - 151.29" = 154.96" \text{ pulgadas}$$

$$Qb_1 = \frac{12.7 \times 154.96}{17.15} = \frac{1968}{17.15}$$

$$Qb_1 = 112 \text{ Bbls/minuto}$$

Requerido para obtener turbulencia en el anulus.

2. Caída de Presión

a. Anulus:

$$\Delta Pf_1 = \frac{0.039 L. \rho \cdot v^2 \cdot f}{D}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 (v^{(2-n)}) \cdot \rho}{k' (96/D)^{n'}}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 97 \times 13.2}{0.63 \times 1.8} = \frac{2381.54}{1.13} = 2106$$

$$N_{Re} = 2106 \text{ y } f = 0.00739$$

$$\Delta Pf_1 = \frac{0.039 \times 6000 \times 13.2 \times (12.7)^2 \times 0.00739}{5.153}$$

$$= \frac{3687}{5.153} = 698 \text{ psi.}$$

b. Tubería de revestimiento.

$$ID = 12.3470", \text{ N-80, } 72\#/\text{FT.}$$

$$v_{c1} = \frac{17.15 \times 112}{(12.3470)^2}$$

$$V_{c1} = 13 \text{ FT/seg.}$$

$$\Delta Pf_1 = \frac{0.039 \cdot L \cdot \rho \cdot v^2 \cdot f}{D}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 (v^{2-n}) \cdot \rho}{k' (96/D)^{n'}}$$

Con $V_{c1} = 13$, obtenemos $v^{2-n} = 100$,

$$\left(\frac{96}{12.3470} \right)^{0.20} = 1.5$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 100 \times 13.2}{0.63 \times 1.5}$$

$$N_{Re} = \frac{2455}{0.94}$$

$$N_{Re} = 2612 \quad \text{y} \quad f = 0.0070$$

$$\Delta Pf_1 = \frac{0.039 \times 6000 \times 13.2 \times 169 \times 0.0070}{12.3470}$$

$$\Delta Pf_1 = \frac{3705.3}{12.3470} = 300 \text{ psi.}$$

$\Delta Pf_1 = 300 \text{ psi.}$ en la tubería de revestimiento.

3. Caballos de fuerza

$$HP = 0.0244 \times 300 \times 112$$

$$HP_1 = 820 \text{ HP}$$

SEGUNDA ETAPA

Esta parte, comprende a la tubería de 13 3/8" pulgadas, es decir la cementación de esta tubería con el hueco de 17 1/2".

Profundidad 1000 FT.

$$\text{ID de la tubería de 20"} = 19.124"$$

$$\text{ID de la tubería de 13 } 3/8" = 12.347"$$

$$D = 19.124" - 12.347"$$

$$D = 6.777" \text{ pulgadas}$$

1. Rata de bombeo para flujo turbulento

$$V_c^{1.8} = \frac{1129 \times 0.63 \times (96/6.777)^{0.20}}{13.2}$$

$$(96/6.777)^{0.20} = 1.7$$

$$V_c^{1.8} = \frac{1129 \times 0.63 \times 1.7}{13.2} = \frac{1209.1}{13.2}$$

$$V_c^{1.8} = 92$$

$$V_c = 12.1 \text{ FT/seg.}$$

$$Qb_2 = \frac{V_c \cdot D^2}{17.15}$$

$$D^2 = \text{ID} - \text{ID} ; \quad D^2 = 365.747" - 152.448"$$

$$D^2 = 213.3" \text{ pulgadas}$$

$$Qb_2 = \frac{12.1 \times 213.3}{17.15} ; \quad Qb_2 = \frac{2580.9}{17.15}$$

$$Qb_2 = 150 \text{ Bbls/minuto}$$

Barriles requeridos para obtener flujo turbulento en ese espacio. Luego los Bbls/minuto totales son:

$$Qb_1 + Qb_2 = 112 \text{ Bbls} + 150 \text{ Bbls}$$

$$Qbt = 262 \text{ Bbls.}$$

2. Caída de presión

a. Anulus

$$\Delta P f_2 = \frac{0.039 \cdot L \cdot \rho \cdot v^2 \cdot f}{D}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 v^{2-n} \cdot \rho}{k', (96/D)^{n'}}$$

$$v^{2-n} = 92 ; \quad (96/D) = 1.70$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 92 \times 13.2}{0.63 \times 1.70} = \frac{2258}{1.07}$$

$$N_{Re} = 2110$$

$$N_{Re} = 2110 \quad \text{y} \quad f = 0.00738$$

$$\Delta P f_2 = \frac{0.039 \times 1000 \times 13.2 \times (12.1)^2 \times 0.00738}{6.777}$$

$$(96/12.347)^{0.20} = 1.5$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 160 \times 13.2}{0.63 \times 1.5} = \frac{3928.3}{0.94}$$

$$N_{Re} = 4179 \quad \text{y} \quad f = 0.0062$$

$$\Delta Pf_2 = \frac{0.039 \times 1000 \times 13.2 \times (17)^2 \times 0.0062}{12.347}$$

$$\Delta Pf_2 = \frac{922,41}{12.347}$$

$$\Delta Pf_2 = 74 \text{ psi.}$$

$$\Delta Pf_t = \Delta Pf_1 + \Delta Pf_2$$

$$\Delta Pf_t = 300 + 74$$

$$\Delta Pf_t = 374 \text{ psi.}$$

Caída de presión total en la tubería de revestimiento

3. Caballos de Fuerza

$$HP_2 = 0.0244 \times 74 \times 150$$

$$HP_2 = 271 \text{ HP.}$$

Entonces:

$$HP_t = HP_1 + HP_2$$

$$HP_t = 820 + 271$$

$$HP_t = 1091 \text{ HP} \quad \text{Totales}$$

Cálculo 3

Tubería de revestimiento final

Profundidad 7900 FT. , tamaño del hueco 15"

Tubería de revestimiento 9 5/8", P - 110, de 47# .FT

Cemento clase G 8% de Bentonita

Peso del cemento 13.2 lbs/gal.

$$n' = 0.20$$

$$k' = 0.63$$

PRIMERA ETAPA

1. Rata de bombeo para flujo turbulento.

$$V_c^{2-n'} = \frac{1129 k' (96/D)^{n'}}{e}$$

$$D = D_o - D_i = 15" - 8.681" = 6.319" \text{ pulgadas}$$

$$(96/6319)^{0.20} = 1.73$$

$$V_c^{1.80} = \frac{1129 \times 0.63 \times 1.73}{13.2} = \frac{12305}{13.2}$$

$$V_c^{1.80} = 93 ; V_c = 12.3 \text{ FT/seg.}$$

$$Q_b = \frac{V_c D^2}{17.15}$$

$$D^2 = 225" - 75.36" = 149.64" \text{ pulgadas}$$

$$Q_{b1} = \frac{12.3 \times 149.64}{17.15} = \frac{1840.57}{17.15} = 107 \text{ Bbls/minutos}$$

$$Qb_1 = 107 \text{ Bbls/minutos}$$

Requerido para obtener un flujo turbulento dentro del annulus.

$$2. (96/8.681)^{n'} = 1.65 ; V = 24 ; V^{2-n} = 300$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 300 \times 13.2}{0.63 \times 1.65} = \frac{7365.6}{1.04}$$

$$N_{Re} = 7082 \quad \text{y } f = 0.00575$$

$$\begin{aligned} \Delta Pf_1 &= \frac{0.039 \times 7900 \times 13.2 \times (24)^2 \times 0.00575}{8.681} \\ &= \frac{13487.15}{8.681} \end{aligned}$$

$$\Delta Pf_1 = 1554 \text{ psi.}$$

3. Caballos de fuerza

$$HP_1 = 0.00244 \times 1554 \times 107$$

$$HP_1 = 4057 \text{ HP}$$

SEGUNDA ETAPA

Tubería de revestimiento de 9 5/8" con 13 3/8"

1. Rata de bombeo para flujo turbulento

$$V_c^{2-n} = \frac{1129 \cdot k' \cdot (96/D)^{n'}}{\rho}$$

$$D = D_o - D_i, \quad D = 13 \frac{3}{8}'' - 9 \frac{5}{8}''$$

$$D = 12.347" - 8.681"$$

$$D = 3.66" \text{ pulgadas}$$

$$(96/3.66)^{0.20} = 1.92$$

$$V_c^{(2-n)} = \frac{1129 \times 0.63 \times 1.92}{13.2} = \frac{1372}{13.2}$$

$$V_c^{2-n} = 103$$

$$V_c = 13 \text{ FT/seg.}$$

$$Qb_2 = \frac{V_c \cdot D^2}{17.15}$$

$$D^2 = 152.44" - 75.36"$$

$$D^2 = 77.08"$$

$$Qb_2 = \frac{13 \times 77.08}{17.15} = \frac{1002.04}{17.15}$$

$$Qb_2 = 53 \text{ Bbls/minuto}$$

Barriles por minutos requeridos para obtener flujo turbulento en ese espacio.

$$Qb_1 + Qb_2 = 107 + 53 = 160 \text{ Bbls/minutos}$$

2. Caída de presión

a. Anulus

$$\Delta Pf_2 = \frac{0.039 \times L \cdot \rho \cdot v^2 \cdot f}{D}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \cdot v_c^{2-n} \cdot \rho}{k' (96/D)^{n-1}}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 103 \times 13.2}{0.63 \times 1.92}$$

$$V_c^{2-n} = 103 \quad ; \quad (96/D)^{n'} = 1.92$$

$$N_{Re} = \frac{2528.85}{1.21}$$

$$N_{Re} = 2107$$

$$N_{Re} = 2107 \text{ y } f = 0.007389$$

$$\Delta Pf_2 = \frac{0.039 \times 2500 \times 13.2 \times (13)^2 \times 0.007389}{3.66}$$

$$\Delta Pf_2 = \frac{1607.12}{3.66}$$

$$\Delta Pf_2 = 440 \text{ psi.}$$

$$\Delta Pf_t = \Delta Pf_1 + \Delta Pf_2$$

$$= 718 + 440$$

$$\Delta Pf_t = 1158 \text{ psi.}$$

b. Caída de Presión en la Tubería de Revestimiento

$$V_c = \frac{17.15 \times 53}{(8.681)^2} = \frac{908.95}{75.35}$$

$$V_c = 12 \text{ FT/seg.}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \cdot V_c^{2-n} \cdot \rho}{k' \cdot (96/D)^{n'}}$$

$$V_c^{2-n} = 90, (96 D)^{n'} = 1.65$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 \times 90 \times 13.2}{0.63 \times 1.65} = \frac{2209.68}{1.04}$$

$$N_{Re} = 2125 \quad \text{y } f = 0.00736$$

$$\Delta Pf_2 = \frac{0.039 \times 2500 \times 13.2 \times (12)^2 \times 0.00736}{8.68}$$

$$= \frac{1364.01}{8.68}$$

$$\Delta Pf_2 = 157 \text{ psi.}$$

$$\Delta Pf_t = \Delta Pf_1 + \Delta Pf_2$$

$$= 1554 + 157$$

$$\Delta Pf_t = 1711 \text{ psi.}$$

3. Caballos de Fuerza

$$HP_2 = 0.0244 \times 157 \times 53$$

$$HP_2 = 203 \text{ HP}$$

Entonces:

$$HP_t = HP_1 + HP_2$$

$$= 4057 + 203$$

$$HP_t = 4260 \text{ HP.}$$

5.12 CALCULO DE CEMENTACION DEL POZO POR ETAPAS

1. TRAMO 1

Diámetro del hueco = 26"

Diámetro de la tubería de revestimiento = 20"

Intervalo de 1000 FT.

Cemento clase G con 2% de Bentonita

Constante absoluta para cementación = 3.6 gal/Sx

Peso del agua = 8.33 #/gal.

Libras por Sacos de Cemento = 94 #/Sx

8.33 #/gal. x 6.7 gal/Sx = 56.1 #/Sx

56.1 #/Sx + 94 #/Sx = 150.1 #/Sx

3.6 gal/Sx + 6.7 gal/Sx = 10.3 gal/Sx

150.1 #/Sx ÷ 10.3 gal/Sx = 14.55 #/gal de Mezcla

Sx = Sacos de cemento clase A.

Por la tabla de cementación de la Halliburton, Sección 122, pág. 118, para encontrar volumen.

OD = 1.5053 FT³/FT.

1.5053 FT³/FT x 1000 FT = 1505.3 FT³

10.3 gal/Sx x $\frac{\text{FT}^3}{7.48 \text{ gal}}$ = 1385 FT³/Sx

1505.3 FT³ ÷ 1.34 FT³/Sx = 1088 Sx

2. TRAMO 2

Cementación de 2500 FT con un cemento clase G con

8% de Bentonita, teniendo una tubería de revestimiento de 13 3/8" y un diámetro de 17 1/2" para el hueco. Se considera como factor de seguridad un 20% en exceso.

A. PRIMERA ETAPA (2000 FT.)

$$a. \text{ Volumen} = 0.6946 \text{ FT}^3/\text{FT}$$

$$0.6946 \text{ FT}^3/\text{FT} \times 2000 \text{ FT} = 1389 \text{ FT}^3$$

$$1389 \text{ FT}^3 \times 1.2 \text{ (exceso del 20\%)} = 1666 \text{ FT}^3$$

Por las tablas de Halliburton, tomando en cuenta la clase de cemento se obtiene el volumen de la lechada.

$$= 1.89 \text{ FT}^3/\text{Sx}$$

$$\frac{1666 \text{ FT}^3}{1.89 \text{ FT}^3/\text{Sx}} = 881 \text{ Sx}$$

$$881 \text{ Sx} \times 10.2 \text{ gal/Sx} = 8986 \text{ galones}$$

$$8986 \text{ gal.} \div 42 \text{ gal/Bbls} = 216 \text{ Bbls de Agua.}$$

b. 500 FT. con cemento natural con 0% de Bentonita.

$$0.6946 \text{ FT}^3/\text{FT} \times 500 \text{ FT.} = 350 \text{ FT}^3$$

$$350 \text{ FT}^3 \times 1.2 \text{ (exceso)} = 420 \text{ FT}^3$$

$$420 \text{ FT}^3 \div 1.15 \text{ FT}^3/\text{Sx} = 366 \text{ Sx}$$

$$366 \text{ Sx} \times 5.0 \text{ gal/Sx} = 1830 \text{ gal.}$$

$$1830 \text{ gal} \div 42 \text{ gal/Bbls} = 43.5 \text{ Bbls de agua.}$$

B. SEGUNDA ETAPA

- a. 500 FT, tubería de revestimiento de 13 3/8" con 17 1/2" de diámetro del hueco.

$$0.6946 \text{ FT}^3/\text{Ft} \times 500 \text{ FT} = 350 \text{ FT}^3$$

$$350 \text{ FT}^3 \times 1.2 \text{ (exceso)} = 420 \text{ FT}^3$$

$$420 \text{ FT}^3 \div 1.89 \text{ FT}^3/\text{Sx} = 220 \text{ Sx}$$

$$220 \text{ Sx} \times 10.2 \text{ gal/Sx} = 2244 \text{ gal.}$$

$$2244 \text{ gal.} \div 42 \text{ gal/Bbls} = 52.5 \text{ Bbls de agua}$$

- b. Los 1000 FT. con tubería de revestimiento de 13 3/8" y con la tubería de 20", consideramos un 5% en exceso.

Tabla Halliburton Sección 221 pág. 136

$$1.019 \text{ FT}^3/\text{FT} \times 1000 \text{ FT} = 1019 \text{ FT}^3$$

$$1019 \text{ FT}^3 \times 1.05 \text{ (exceso)} = 1070 \text{ FT}^3$$

$$1070 \text{ FT}^3 \div 1.89 \text{ FT}^3/\text{Sx} = 563 \text{ Sx}$$

$$563 \text{ Sx} \times 10.2 \text{ gal/Sx} = 5743 \text{ gal.}$$

$$5743 \text{ gal} \div 42 \text{ gal/Bbl} = 136 \text{ Bbls de agua}$$

Cementación total de los 1500 FT.

$$220 \text{ Sx} + 563 \text{ Sx} = 783 \text{ Sx}$$

$$53 \text{ Bbls} + 136 \text{ Bbls} = 189 \text{ Bbls de agua}$$

3. TRAMO 3

A. PRIMERA ETAPA

Cementación de la tubería de revestimiento de 9/5 8"

con un hueco de 12 1/4', usando un cemento clase G con 8% de Bentonita, con 20% de exceso como factor de seguridad. Cementación de 3000 FT.

$$a. 0.3132 \text{ FT}^3/\text{FT} \times 3000 \text{ FT} = 939.6 \text{ FT}^3$$

$$939.6 \text{ FT}^3 \times 1.2 \text{ (exceso)} = 1128 \text{ FT}^3$$

$$1128 \text{ FT}^3 \div 1.89 \text{ FT}^3/\text{Sx} = 595 \text{ Sx}$$

$$595 \text{ Sx} \times 10.2 \text{ gal/Sx} = 6069 \text{ gal.}$$

$$6069 \text{ gal} \div 42 \text{ gal/Bbl} = 145 \text{ Bbls de Agua}$$

b. Cementación de 500 FT restantes, con un cemento que tiene 0% de Bentonita, con exceso de 20% como factor de seguridad.

$$0.3132 \text{ FT}^3/\text{Ft} \times 500 \text{ FT} = 157 \text{ FT}^3$$

$$157 \text{ FT}^3 \times 1.2 \text{ (exceso)} = 188 \text{ FT}^3$$

$$188 \text{ FT}^3 \div 1.15 \text{ FT}^3/\text{Sx} = 163 \text{ Sx}$$

$$163 \text{ Sx} \times 5.0 \text{ gal/Sx} = 815 \text{ gal.}$$

$$815 \text{ gal} \div 42 \text{ gal/Bbls} = 19.4 \text{ Bbls de agua}$$

B. SEGUNDA ETAPA

Cementación de 2500 FT. con un cemento clase G con 8% de Bentonita y con las tuberías de revestimiento de 9 5/8" y 13 3/8"

$$0.3765 \text{ FT}^3/\text{FT} \times 2500 \text{ FT} = 941 \text{ FT}^3$$

$$941 \text{ FT}^3 \times 1.05 \text{ (exceso)} = 988 \text{ FT}^3$$

$$988 \text{ FT}^3 \div 1.89 \text{ FT}^3/\text{Sx} = 520 \text{ Sx}$$

$$520 \text{ Sx} \times 10.2 \text{ gal/Sx} = 5304 \text{ gal.}$$

$$5304 \text{ gal} \div 42 \text{ gal/Bbl} = 126.3 \text{ Bbls de agua}$$

Un resumen general de las operaciones de cementación es mostrado en el Anexo N° 1.

CAPITULO VI

PRUEBAS DE FORMACION

Las pruebas de formación en la industria del petróleo fueron introducidas treinta años atrás, siendo estas pruebas de gran importancia para la determinación de zonas productivas.

Los procedimientos de la prueba de formación ayudan a dar un mejor conocimiento de la formación y determinarán cuando una formación es productiva o no. Esta prueba puede ser realizada a hueco abierto o entubado.

6.1 Procedimientos para la conducción de Pruebas de Formación.

La sarta de operación para esta prueba es introducida en el hueco con la tubería de perforación con una válvula probadora cerrada que previene la entrada del fluido del pozo dentro de la tubería de perforación.

En general las pruebas de formación pueden ser hechas siguiendo una buena indicación de muestras de Hidrocarburos, ya sea a base de los registros eléctricos o analizando los rípios en la superficie o analizando los núcleos.

A. EQUIPO

Las herramientas utilizadas para la prueba son corridas en el siguiente orden: de abajo hacia arriba. Fig. N°6

1. Un zapato ancla, que sirve como guía.
2. Un ancla perforada, que permite el paso del fluido de perforación a medida que la sarta de la prueba es introducida en el hueco.
3. Un adaptador
4. Un Primer Packer que se expande hacia las paredes del pozo y aísla la zona a probarse.
5. Zapato expandible, para ensamblar el primer Packer.
6. Un ancla perforada.
7. Un segundo Packer.
8. Zapato expandible para ensamblar el segundo Packer.
9. Un estabilizador de presión.
10. Una válvula de paso.
11. Una junta de seguridad, que sirve para despejar la herramienta de prueba cuando ésta se queda atascada.
12. Equipo hidráulico, que tiene como función golpear al equipo situado bajo de él, en caso de que se pegue el empaque.
13. Un probador de presión.
14. Una válvula para circulación reversa.
15. Una válvula para medir la presión cerrada.

16. Un tubo de perforación o un lastrabarrena
 17. Una herramienta para efectuar la circulación inversa.
- B. El equipo total de la prueba una vez ensamblado tiene una longitud de 70 FT., ésta longitud. en muchos casos es variable, antes de correr la herramienta para la prueba es necesario hacer circular lodo de perforación, por lo menos una vez para mantener las condiciones del pozo en óptimo estado para la prueba.
- C. El registrador de presión cerrada puede ser usado para pruebas a hueco abierto y el período de flujo inicial no puede exceder de 15 minutos. Si un indicio de reventón es notado, el período de flujo inicial puede ser reducido a un tiempo no menor de 5 minutos con el objeto de reducir cualquier acción de una formación sobrecargada que pueda dañar alguna formación virgen.
- D. Bajo condiciones normales los cambios en los períodos de flujo y las secuencias de las pruebas serán las siguientes:
1. Período de flujo inicial 5 a 15 minutos
 2. Presión cerrada inicial 30 minutos
 3. Período de flujo final 60 minutos
 4. Presión cerrada final 60 minutos
- El período de flujo final puede ser extendido a más de 60

minutos dependiendo de las condiciones de flujo.

E. El fluido recobrado tiene que ser medido con exactitud y será medido en el separador de pruebas, las muestras de cada tipo de fluido serán recojidas en superficie para analizarlas.

Se debe tener mucho cuidado al recobrar las muestras de fluidos que se encuentran en la tubería de perforación, una vez que se ha cerrado la válvula de presión inicial cerrada para evitar mezcla con fluidos diferentes.

Las copias de todos los resultados serán nuevamente analizados en el laboratorio.

6.2 Modo de Operación de la prueba

En los presentes días las pruebas de formación consiste en un equipo complejo de válvulas situados en toda la sarta de prueba. Esas válvulas son capaces de ser manipuladas para ser abiertas o cerradas por movimientos en superficie. Ellas son bajadas al hueco para la prueba con la tubería de perforación.

Toda la herramienta de prueba es bajada dentro del hueco hasta la profundidad donde se quiere efectuar la prueba. Fig. 7

Antes de bajar la herramienta es necesario colocar un taco -

de cemento el cual estará situado a unos pocos pies debajo - de la zona a probarse; este puede tener cualquier altura y sirve como asiento de toda la herramienta de prueba.

A medida que la herramienta es bajada parte del fluido de - perforación, que se encuentra en el pozo penetrará por el ancla perforada y otra se irá por el espacio anular. El fluido que penetra en el ancla perforada sale por el puerto de salida y el que va por el espacio anular podrá correr por - ahí hasta que los Packer sean asentados.

Un factor importante que desempeña el puerto de salida es - permitir la salida del fluido para que la tubería no se lle- ne de lodo; encima de esta se encuentra la válvula probado- ra que baja cerrada y sirve de tope, la cual no permite el paso del fluido dentro de la tubería.

También hay que tomar en cuenta que la válvula de presión i nicial cerrada baja abierta, una vez que toda la herramienta llega al taco de cemento; por medio de un golpe los Packer son expandidos, los cuales se pegan a las paredes del pozo.

Cuando los Packer son asentados van a aislar la zona a pro- barse; el puerto de paso es cerrado y debido a la diferencia de presión producida entre los Packer y el fondo del pozo -

los fluidos de la formación penetran por el ancla perforada - con dirección a la superficie, la válvula probadora se abrirá permitiendo el paso del fluido el cual puede ser medido. Después de un tiempo específico la válvula de presión inicial cerrada, es cerrada, para poder cerrar esta válvula se procede a dar 11 vueltas a la mesa rotatoria hacia la derecha. Una vez cerrada ésta válvula contendrá el fluido de formación a probarse. Con el cerramiento de ésta válvula se completa el primer período de flujo que durará aproximadamente de 5 a 15 minutos.

Después que ha pasado el tiempo establecido para el primer período de flujo se procede a abrir nuevamente la válvula de presión inicial cerrada, dando 14 vueltas en el mismo sentido anterior. Tomado el tiempo necesario para el segundo período de flujo que tiene un tiempo de duración de 60 minutos, se cierra la válvula dándole 14 vueltas.

Finalizados los dos períodos de flujo, la próxima operación es desarmar los Packer para remover la herramienta del hueco. Se abren nuevamente los puertos de paso los cuales desempeñan un papel importante para normalizar las presiones existentes, y los fluidos de formación recobrados durante la prueba pueden ser obtenidos desde la tubería de perforación efectuando

una circulación inversa antes que la tubería sea sacada del hueco. Para que la circulación inversa o reversa se efectúe, es necesario dar 16 vueltas y obtener que la válvula de paso se abra y permita que todo el fluido que viene por el espacio anular penetre por dicha válvula. Las diferentes presiones son registradas por el chequeador de presión que se encuentra dentro de la sarta de prueba.

6.3 Interpretación de cartas de pruebas de formación

La apropiada interpretación y evaluación de cada carta requiere un estudio cuidadoso en cada uno de los pasos a seguirse.

La consideración del tiempo, de presión en cada operación, lo mismo que la cantidad y calidad del recobramiento es un factor importante para esta evaluación.

Una buena interpretación de las cartas nos puede indicar las características de la formación, las cuales son de suma importancia para la completación de un pozo. Estas características pueden ser calculadas empleando datos derivados de las pruebas de formación.

Las cartas de Pruebas de formación nos proveen de datos que nos indica el progreso de la prueba. Un examen rápido de la carta

combinado con lo recobrado en la tubería de perforación, nos puede indicar generalmente si la prueba fué o no satisfactoria. Si las cartas indican cualquier daño mecánico ocasionado en la herramienta de prueba, una nueva prueba debe ser corrida.

Las cartas mostrarán satisfactoriamente la operación de la herramienta aunque lo recobrado en la tubería sea pequeño; un análisis de la carta se podrá hacer en el campo para tener una idea general del resultado de la prueba para luego ser estudiada con mayor detenimiento en el Laboratorio.

La extrapolación de la carta nos da la presión original de la formación, la cual es de utilización para trabajos a efectuarse en Ingeniería de Reservorios, tales como la determinación de presiones en pozos y espaciamiento entre los mismos.

5.4 Explicación del gráfico ⁽¹⁴⁾

La carta mostrada en la Fig. N^o 8, es el resultado de una prueba de formación y es formada a base del chequeador de presión.

El punto A, es el comienzo del inicio de la prueba; es el momento en que la herramienta es bajada; de A a B es el incremento en la presión hidrostática del lodo cuando la herramienta de prueba es bajada lentamente al pozo.

Cuando la sarta de prueba ha llegado al fondo del pozo, la pre

sión Hidrostática inicial es marcada en B; cuando el Packer es asentado y la válvula de prueba es abierta en el punto B, se registrará la presión hidrostática del lodo en la formación.

El punto C es el punto donde se registra la presión de flujo de la formación, éste flujo continua hasta el punto D, midiéndose la entrada de fluido de la formación a la herramienta. El punto B y C constituyen el primer período de flujo el cual tiene un tiempo de duración de 5 a 15 minutos.

En el Punto D, la válvula de presión inicial cerrada, es cerrada y la presión de formación reconstruída es recogida entre D y F, lo que indica un aumento de presión.

La válvula de presión inicial cerrada es abierta nuevamente en el punto F; siendo F la presión final de flujo. La disminución de la presión es registrada entre F y G.

El Punto G es la presión inicial cerrada, entre G y H se inicia el segundo período de flujo que tiene un tiempo de duración de 60 minutos, en este momento comienza a entrar el fluido a la herramienta; en H la válvula de presión inicial cerrada, es cerrada nuevamente, lo que hace que la presión de formación sea incrementada hasta el punto J, siendo este punto la presión final cerrada. En J la válvula del puerto de paso

es abierta, la cual registrará la presión Hidrostática del lodo desde J a K.

Una vez que los Packer son desamblados en K, marcará desde ese punto (K) el decremento de la presión hidrostática del lodo hasta L, en donde en ese lapso de tiempo la herramienta es sacada fuera del hueco.

En los recientes años el tipo de operación de presión cerrada es muy práctico, este tipo de operación facilita la computación de los períodos de flujo y permite la obtención directa de las cartas de presión.

Una operación de presión cerrada provee los datos suficientes para determinar las siguientes características:

1. Con la extrapolación de la curva se puede obtener una aproximación de la presión del reservorio.
2. Cálculos de características de las formaciones.
3. Por medio de interpretación de la carta de presión se puede determinar la presión de reservorio si está depletado.
4. Podrá ser determinado en el gráfico de presión.
5. Una desviación en el aumento de la curva puede indicar un cambio en la localización del fluido entrando para la prueba.

ba.

6. En esta prueba puede ser localizada la posición relativa de límites del yacimiento.

6.5 Daño de formación

Un incremento de la curva de presión puede sugerirnos un daño de formación, lo cual no afecta su extrapolación. Fig. 8. En muchos casos la forma de la curva se asemeja a la de una curva de formación supercargada, pero puede usualmente ser distinguida por una comparación visual con otro incremento de otra curva.

Un daño de la zona puede ser caracterizado por:

1. Por la presentación de la curva muy aguda, de D a E o de H a I, cuando la válvula de presión inicial es cerrada.
2. Un radio muy corto de la curva en E o en I.
3. Una pendiente plana en la curva de E a F o de I a J.
4. Una alta diferencia de presión entre la presión inicial cerrada y la presión de flujo final en los puntos D y F o H y J.

Esta forma de incremento de la curva es creada por una caída de presión a través de una zona de baja permeabilidad (zona

dañada) cerca de las paredes del pozo, en ese caso solamente una pequeña cantidad de fluido o gas necesita ser producido para alcanzar la presión estática de reservorio. Una operación de presión cerrada en las pruebas de formación, ofrece la oportunidad de ayudar a determinar si una zona con daño fué limpiada arriba durante el período de flujo. El incremento inicial de la curva puede indicar un daño, sin embargo, después del período de flujo, un daño no muy largo puede estar presente. Esto indica que el daño fué disminuído durante el período de flujo.

6.6 Zona de Barrido

Una zona de barrido es casi siempre indicada en la prueba de formación, es a veces muy dificultoso ver la alteración en la curva de incremento, pero es más fácil cuando la curva es extrapolada. Esta alteración es notada de H a J en la curva de la Fig. N^o 8, que tiene dos radios diferentes, un radio corto que es I y un radio más largo de I a J; cuando se hace una extrapolación en la curva de incremento se presenta un rápido rompimiento y dobles pendientes que es la indicación de una zona de barrido.

Siempre se procurarán orientarse o definirse la naturaleza del barrido, sin embargo, se puede asumir que siempre está

en el radio de investigación de la prueba.

6.7 Análisis de Oficina

En algunas ocasiones la compañía que hace la prueba de formación no puede obtener la presión cerrada, entonces esta presión puede ser obtenida en la oficina por el analizador. La reproducción fotográfica de las cartas de presión de la prueba de formación contiene un reporte detallado y adecuado que sirve para este propósito.

Puntos sobre la curva pueden ser leídos por medio de dos métodos, primero usando una carta óptica marcada y segundo proyectando la carta sobre un papel dividido usando un proyector opaco. Si la carta óptica marcada es usada será posible leer con más precisión.

La Fig. N^o 8 nos presenta una carta proyectada y los mismos principios pueden ser utilizados para las cartas ópticas.

Las distancias son medidas a partir de la línea base (CERO) la primera presión marcada es la de la presión hidrostática.

Ver pruebas de formación en la sección de Anexos del presente trabajo.

8 Cálculos para un taco de cemento para pruebas de formación.

Profundidad de 14250 FT. a 14210 FT en un hueco de 8 1/2" tenemos 15.76 FT³ de volumen.

Profundidad de 14210 FT. a 14100 FT. en un hueco de 13" tenemos 101.40 FT³. de volumen.

Diferencias de profundidad en el primer caso: 40 FT.

Diferencias de profundidad en el segundo caso: 110 FT.

$$\begin{aligned}
 40 \text{ FT} \times 0.3941 \text{ FT}^3/\text{FT} &= 15.76 \text{ FT}^3 \\
 110 \text{ FT} \times 0.9218 \text{ FT}^3/\text{FT} &= \frac{101.40 \text{ FT}^3}{117.16 \text{ FT}^3} \\
 \text{Volumen total} & \\
 117.16 \text{ FT}^3 \times 1.25 \text{ FT}^3/\text{Sx} &= 95 \text{ Sx} \\
 95 \text{ Sx} \times 94 \text{ \#/Sx} &= 8940 \text{ Libras de cemento} \\
 8940 \text{ Libras} \times 0.005 \text{ (R-6)} &= 45 \text{ Libras de retardador R-6.} \\
 95 \text{ Sx} \times 5.4 \text{ gal/Sx} &= 514 \text{ galones de agua.} \\
 514 \text{ gal.} \times \text{Bbl}/42 \text{ gal.} &= 12.2 \text{ Bbls de agua.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Volumen total, Bbls} &= 14100 \text{ FT.} \times 0.01422 \text{ Bbls/FT}^* \\
 &= 201 \text{ Bbls de lodo}
 \end{aligned}$$

*Capacidad de la tubería de perforación.

DESPLAZAMIENTO:

- a. 0.0702 Bbls/FT x 150 FT. = 10.5 Bbls de agua.
- b. 95 Sx. de cemento con 12.2 Bbls de agua + 45 Lbs de R-6
- c. Con 200 Bbls de lodo.

CAPITULO VII

ANALISIS DE COSTOS

Con la profundidad total alcanzada por el pozo se atravesó el Cretáceo formado por las formaciones, parte de la formación Tena, Napo y Hollin en su totalidad y un corto tramo del Jurásico de la formación Chapiza.

Aunque resultó seco, el pozo ha dejado una buena experiencia que se podrá aprovechar en la perforación de otros pozos profundos en condiciones geológicas similares.

7.1 Tiempo de operación en la perforación del pozo Bobonaza N°1

Con la experiencia adquirida en el pozo y con los datos existentes del mismo, se puede preveer una reducción del tiempo total de la perforación de pozos similares hasta siquiera un 30% y con ello lograr una considerable reducción de costos.

En el pozo mencionado, se consumieron 56 días de tiempo útil y 22 días de tiempo perdido por percances suscitados durante la perforación del pozo, tales como fallas mecánicas en el equipo de bombeo.

El tiempo total empleado durante la operación de perforación es mostrado en el cuadro siguiente:

TIEMPO APROVECHADO Y TIEMPO PERDIDO

TIEMPO UTIL	DIAS	PORCENTAJE
Días efectivos de Perforación.	47	61.0%
Extracción de testigos y Regis <u>tros</u> eléctricos.	3	4.0%
Corrimiento de tubería de Re <u>vestimiento</u> , cementación y fra <u>gue</u> .	6	8 %
TIEMPO TOTAL UTIL	56	73 %
TIEMPO PERDIDO	DIAS	PORCENTAJE
Espera de materiales	--	0 %
Pruebas de formación y pesca	2	3 %
Inspección del equipo de per <u>foración</u> .	10	12 %
Levantamiento total de la To <u>rre</u> .	10	12 %
TIEMPO TOTAL PERDIDO	22	27 %
TOTAL DE DIAS DE OPERACION	78	100 %

7.2 Comparación de costos a base de los lodos de perforación.

Otro factor que influyó en el alto costo de perforación del Bobonaza N^o 1 fué el uso del lodo xc - Polimeros de características muy diferentes al lodo Benex utilizado en la perforación del Conambo N^o 1, el cual para formaciones de condiciones litológicas similares tuvo un mejor comportamiento empleándose en ésta perforación menos tiempo por pie perforado.

Haciendo un análisis comparativo de lodos en los dos pozos, podemos llegar a la conclusión, de que si se hubiera perforado el Bobonaza con Benex, hubiera resultado económicamente más barato.

El lodo Benex es un lodo más flexible para perforaciones en áreas donde son hechas las mezclas con una agua que tienen una salinidad de 5000 ppm.

El lodo xc - Polimero es un lodo no dispersante con un bajo contenido de solidos.

El costo total para lodos en el Bobonaza N^o 1, ascendió a

la suma de \$ 55.303.50 ó \$ 3.73 por FT., en cambio que para el Conambo N^o 1, fué de \$ 7500 o sea \$ 0.73 por FT. perforado.

Es decir que el costo total del lodo de perforación del Conambo y el costo del lodo utilizado en el Bobonaza tienen una relación de 1/5.

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS

	Bobonaza N ^o 1	Conambo N ^o 1
Costo total de los lodos en \$	\$ 55.303.50	7500
Dólares por pie perforado	3.73 \$/FT.	0.73 \$/FT.
Profundidad total perforada	14702'	10282'
Comparación de gastos	5/5	1/5

El costo económico en el programa de perforación, así como también las propiedades de los lodos es discutido a continuación, en cada una de las formaciones geológicas perforadas.

Un estudio comparativo de costos entre los dos pozos puede establecerse individualmente por pies perforados.

Siete horizontes geológicos fueron atravezados por el Bobonaza y cinco por Cenambo.

Esta discusión comparativa de costos es necesaria tomarla en cuenta para la programación de nuevos pozos en esa área y en cualquier otra del Oriente, con los datos obtenidos en los dos pozos se puede reducir el costo total de perforación para cualquier pozo futuro en esa zona del Oriente Ecuatoriano.

Las características típicas de los lodos de perforación en diferentes formaciones es la siguiente:

BOBONAZA N^o 1

FORMACION	PROFUNDIDAD FT	VISCOSIDAD PLASTICA cps.	PUNTO CEDENTE Lb/100	VELOCIDAD ANULAR ft/seg.	PESO DEL LODO LBS/GAL.
Mioceno	1859	9	17	43	9.3
	2920	9	8	50	10.1
	3988	15	12	52	10
	4523	10	25	39	10.5
	4919	7	17	34	9.9
	5565	8	19	33	9.8

FORMACION	PROFUNDIDAD	VISCOSIDAD PLASTICA cps.	PUNTO CEDENTE lbs/100	VELOCIDAD ANULAR FT/Seg.	PESO DEL LODO lb/gal
	6682	7	21	63	9.5
	7946	6	20	62	9.7
Orteguasa	9287	9	31	66	9.7
Tiyuyacu	10108	5	17	64	9.5
	10400	8	27	67	10
	10485	17	27	123	10
	10701	15	24	125	9.7
	11502	12	26	135	9.4
Tena	11685	10	25	112	9.4
	12539	14	18	128	9.4
	12652	13	21	128	9.5
Napo	12893	15	20	133	9.3
	13187	9	9	132	9.0
	13655	14	21	121	9.4
	13791	12	19	122	9.3
	13829	19	24	181	9.3
Hollin	14290	20	20	119	9.3
	14468	7	11	142	9.5
Chapiza	14702	10	30	111	10.5

CONAMBO N° 1

FORMACION	PROFUNDIDAD	VISCOSIDAD PLASTICA cps.	PUNTO CEDENTE lb/100	VELOCIDAD ANULAR FT/seg.	PESO DEL LODO LB/Gal.
	4337	5	31	93	9.2
Mioceno	6178	4	34	83	9.9
Orteguaza	6867	7	7	81	9.3
	7401	12	11	79	9.4
	7766	5	4	132	8.8
Tiyuyacu	8089	5	4	141	9.1
Tena	8968	14	15	135	9.4
Vivian	9881	16	12	127	9.4
Hollin	10282	12	10	130	9.4

7.3 Costos generales de perforación

El costo total de la torre por día es \$ 5000; lo que representa un costo de \$ 208 por hora.

Durante la perforación del pozo la torre trabajaba las 24 horas del día, utilizando 4 turnos de 6 horas con 8 hombres en cada turno.

El costo total del pozo en perforación ascendió a la suma de \$ 1'540.742, sin tomar en cuenta la inversión en prospección Geofísica que se utilizó más cerca del pozo.

SUMARIO GENERAL DE LOS COSTOS ACTUAL DE PERFORACION

Salario pagado a los obreros	\$	30994
Transporte e instalación de la torre	"	291654
Compañías contratistas para cementación, Control de lodos, pruebas de formación, Registros eléctricos y otras	"	682776
Materiales de lodos de perforación	"	55303
Costos de Brocas utilizadas	"	27600
Costo de Brocas de diamante	"	830
Herramientas y cemento	"	15259
Costo de herramientas abandonadas en el pozo durante las pruebas de formación	"	60341
Costo total de pies perforados	"	276505
Materiales extras	"	488
Costo total del pozo	\$1'540.742	

Si analizamos los costos parciales de gastos, podemos ver que ciertos gastos hubieron podido evitarse, así como los gastos de herramientas perdidas en el pozo y materiales extras, su costo en sí hubiera sido de \$ 1'479.913. La diferencia no es mucha, pero son gastos que incrementan el costo total del pozo.

Un cuadro es presentado posteriormente, para determinar el -

tanto por ciento de reducción en los gastos totales. Ciertos porcentajes de reducción son aplicados a ciertos gastos tales como gastos que pueden ser reducidos por disminución del tiempo de perforación. Si el tiempo de perforación es disminuído el gasto por salarios y pago de la torre también se reducirán.

Si se hubiera tenido en cuenta el uso del lodo en menor cantidad, y si se hubiera podido utilizar un lodo que preste mejores servicios que el utilizado, el costo de los lodos sería bajo y por ende un menor número de brocas hubiera sido utilizado.

COSTO DEL POZO CON ASUNCION Y REDUCCION DE GASTOS

Salarios a obreros (-20% del actual)	\$	24.795
Transporte e instalación de la torre	"	291654
Compañías contratistas	"	682776
Materiales de lodo de perforacion (-40%)	"	33.182
Brocas utilizadas (# 16)	"	18.830
Gastos en pérdidas de herramientas		---
Broca de diamante	"	830
Herramientas y cemento	"	15.259
Costo total de pies perforados	"	193553
Costo total del pozo asumido	\$	1'260879

Lo que significa que se ha obtenido una reducción de \$ 279.863 lo que representa un 18% menos del costo total actual pagado - por el pozo.

Costos por pie perforado en la formación Napo.

Un cuadro comparativo del comportamiento de la broca por tamaño es presentado en relación a los dos pozos. Como ejemplo en la formación Napo tenemos:

	BOBONAZA N ^o 1	CONAMBO N ^o 1
Lodo utilizado	XC. Polímeros	Benex
Costo del lodo	3.73 \$/FT perforado	0.73 \$/FT perforado
Intervalo del hueco para brocas de 12 1/4"	4835 FT.	5737 FT.
Brocas utilizadas de 12 1/4" (5) para Bobonaza y (4) para Conambo.	965 FT/Broca	1430 FT/Broca
Intervalo del hueco para brocas de 8 1/2"	4302 FT.	2881 FT.
Brocas utilizadas de 8 1/2" (13) para Bobonaza y (5) para Conambo.	332 FT./broca	576 FT./broca
Tasa de penetración	19 1/2 FT./hora 340 FT./día	35 FT./hora 650 FT./día

Costo por pie	\$ 15.73	\$ 8.41
---------------	----------	---------

Como se puede ver, el costo por pie perforado es más elevado - en el Bobonaza, en el que con 5 brocas de 12 1/4" se pudieron perforar 4835 FT., en cambio que para la misma formación se utilizaron para el Conambo 4 brocas del mismo tamaño y perforaron 5737 FT., dando que cada una de ellas puede perforar - 965 FT/broca en el un pozo y 1430 FT/broca en el otro; lo mismo sucedió para las brocas de 8 1/2", lo que nos da una idea de la diferencia de penetración en cada una, tomando como principal consideración el lodo de perforación.

La diferencia de los lodos en los pozos nos da una rata de penetración diferente, así en el Bobonaza la rata de penetración fué de 340 FT/día, en cambio que en Conambo nos dió 650 FT/día lo que nos lleva a la conclusión que el lodo de perforación jugó un papel importante en la perforación de los pozos, que nos dió una diferencia de costo en operación y en tiempo.

El comportamiento de las brocas de perforación en el pozo por pie perforado y su costo son determinados en el cuadro presentado a continuación.

2	17 1/2	S3S	1370	1082	17.	63.6	4.1	4.1	5756
3	17 1/2	S3T	1370	777	23.5	33	4.1	9.18	7183
4	17 1/2	S3T	1370	1061	13	61.6	4.8	4.79	5090
5	17 1/2	S3T	1370	1068	35.5	30	5.5	9.28	0019
6	17 1/2	S4T	1370	396	19	28.1	5.8	12.24	6551
7	17 1/2	S3T	1370	645	26	24.8	6.1	17.19	6810
8	12 1/4	OSX3	520	1117	26	42.9	6.5	12.60	8143
9	12 1/4	X3	670	1264	31	40.7	7.1	6.65	7434
10	12 1/4	X3A	670	1341	33	40.6	8.7	6.94	8782
11	12 1/4	X3A	670	821	26	31.5	9.1	9.74	85.85
12	12 1/4	X16	670	292	15.5	18.8	9.3	20.03	95.59
13	8 1/2	X16	390	85	9	9.4	7.5	45.11	5850
14	8 1/2	XV22	390	216	23	9.3	7.6	31.35	3834
15	8 1/2	J33	1950	801	93.5	8.5	8.0	28.83	6773
16	8 1/2	X1G	390	183	11.5	15.9	8.1	24.45	23100
17	8 1/2	J33	1950	853	92.5	9.2	8.5	26.95	4475
18	8 1/2	X16	390	113	11.5	9.8	8.5	40.44	272.31
19	8 1/2	J33	1950	246	24	10.2	8.6	35.60	312.75
20	8 1/2	3S	1470	289	21.5	13.4	8.8	26.93	348.35
21	8 1/2	3S	1470	468	37	12.6	9.0	23.63	7785
22	8 1/2	XDV	460	136	12.5	10.8	9.0	36.46	11059
23	8 1/2	COE	830	38	8	4.7	9.1	93.80	4958
24	8 1/2	J44	1950	461	44.5	10.3	9.3	28.55	3564
25	8 1/2	G88	1470	178	14.5	12.2	9.4	36.23	13163
26	8 1/2	J44	1950	234	27.5	8.5	9.0	41.03	557.71
								36.23	593.95
								41.03	634.98

7.5 Resumen total de Costos de Perforación

En resumen el total de costos en la perforación del pozo Bonanza dió como resultado lo siguiente:

Número total de brocas corridas (incluyendo una broca de diamante)		26
Costo total de las brocas	\$	27600
Horas totales de perforación		699
Horas totales de viaje		196.8
Costo total de la corrida	\$	214.230
Costo acumulativo por pie perforado	\$	634.98
Costo total del pozo	\$	1'540.742
Costo de la torre por día	\$	5000
Costo de la torre por hora	\$	208

La vida larga de una broca de diamante puede eliminar el número de corridas a través de un intervalo dado; la duración de una broca incrementa el tiempo de rotación sobre el fondo e incrementan los pies perforados, reduciendo el costo de perforación. En algunas formaciones la rata de penetración es muy baja debido a la configuración del intervalo perforado.

Para evaluar económicamente el resultado de una broca de diamante es necesario conocer el costo por pie perforado y el

costo total de tiempo del uso de la torre.

El costo de operación de la torre tiene una importancia sobre el costo económico de la perforación del pozo.

7.6 Comportamiento de costos y determinación de la broca de diamante. (16)

Se utilizó una broca de diamante de 8 1/2" de diámetro externo, para obtener un núcleo de 38 FT. a la profundidad de 13829 FT., durante 8 horas de perforación.

Un método utilizado por la Cristensen para determinar el comportamiento de una broca y el costo más factible de la misma es el siguiente:

D A T O S

Tamaño de la broca	=	8 1/2"
Tipo de broca	=	20 A
Nombre de la broca	=	COE
Pies perforados	=	38 FT.
Tiempo de perforación	=	8 horas
Tiempo de viaje	=	9.1 horas
Profundidad	=	13829 FT.
Costo de la torre por día	=	\$ 5000

Costo de la torre por hora	(A)	=	\$ 208
Costo de la broca en uso	(B)	=	\$ 830
Vida promedio de la broca	(C)	=	12 horas
Pies perforados promedios de la broca	(D)	=	60 FT.
Tiempo promedio de viaje	(E)	=	12 horas
Costo neto de la broca	(F)	=	\$ 3.500

1. Costo por pie perforado por la broca (\$/FT.)

$$\begin{aligned}
 &= \frac{A(C + E) + B}{D} \\
 &= \frac{208 (12 + 12) + 830}{60} \\
 &= \frac{5822}{60} \\
 &= 97 \text{ \$/FT} \quad (K_1)
 \end{aligned}$$

2. Relación entre el costo de la torre por hora y el costo por pie perforado (FT/Hora)

$$\begin{aligned}
 &= \frac{A}{K_1} \\
 &= \frac{208 \text{ \$/H}}{97 \text{ \$/FT}}
 \end{aligned}$$

$$= 2.1 \text{ FT/Hora } (K_2)$$

3. Relación entre Costo de la torre por hora por el tiempo promedio de viaje más el costo neto de la broca para el precio por pie perforado, es:

$$\frac{(A \times E) + F}{K_1} =$$

$$\frac{(208 \times 12) + 3500}{97} =$$

$$\frac{5996}{97} \$ =$$

$$97 \text{ \$/FT}$$

$$62 \text{ FT } (K_3)$$

4. Tabulación y gráfico del comportamiento de la broca y de terminación de otra que preste mejores servicios que la actual. Se recomienda este gráfico para la utilización de alguna otra posible.

Horas Perforadas	K_2	K_3	Total de FT Perf. G.	Horas de Perf.	Rata de pentr. H.	
(1)	(2)	(3)	(1) . (2) + (3) = (4)	(5)	(6) = (4) / (5)	
5	2.1	10.5	62	72.5	5	14.5
10	2.1	21.0	62	83.0	10	8.3

Horas Perforadas	K_2	K_3	Total de FT/Perf.	Horas de Perf.	Rata de Pentr.	
20	2.1	42.0	62	104	20	5.2
30	2.1	63.0	62	125	30	4.1
40	2.1	84.0	62	146	40	3.6
50	2.1	105.0	62	167	50	3.3
60	2.1	126.0	62	188	60	3.1
70	2.1	147.0	62	209	70	2.9
80	2.1	168.0	62	230	80	2.8
90	2.1	189.0	62	251	90	2.7
100	2.1	210.0	62	272	100	2.72

El ploteo G Vs H es presentado en la Figura #9 y determinamos el comportamiento actual de la broca.

5. Determinación y recomendación de la broca de diamante, de la Fig. N^o 9. Tamaño y tipo de la broca: 8 7/16" para formaciones medias duras.

Total de pies perforados : 143 FT (G)

Rata de penetración : 4.7 FT/Hora (H)

6. Determinación del costo neto al usar una broca de diamante.

$$(K_1 \times G) - (G H + E) \times A$$

1. Costo del intervalo perforado con la broca de diamante en el hueco.

$$K_1 \times G =$$

$$97 \text{ \$/FT} \times 143 \text{ FT} =$$

$$\text{\$ } 13871$$

2. a. Costo de rotación

$$G/H \times A =$$

$$\frac{143}{4.7} \times 208 =$$

$$\text{\$ } 6333$$

- b. Costo de viaje

$$E \times A =$$

$$12 \times 208 =$$

$$\text{\$ } 2496$$

- c. Costo de la broca

$$F = \text{\$ } 3500$$

$$(G/H + E) \times A = \text{\$ } 6333 + \text{\$ } 2496 + \text{\$ } 3500$$

$$= \text{\$ } 12329$$

3. Ahorro neto en la broca de diamante

\$ 13871 - \$ 12329

\$ 1542

El ahorro neto para la broca es de 8 7/16" es de \$ 1542.

7.7 Procedimiento y explicación del gráfico G vs H.

El comportamiento de la broca en una área puede ser conocida o estimada en una selección apropiada del estilo de la broca de diamante y para la predicción del comportamiento de la misma. Esta información puede ser cambiada a base de record de brocas obtenidas en áreas similares.

Una figura es graficada a base de los datos de la rata de penetración (H), pie/hora, y el total de pies perforados (G), pie; para estudiar el comportamiento de la broca.

La rata de penetración y el total de pies perforados pueden ser tomados de los datos obtenidos de la broca de diamante o pueden ser tomados de los records de brocas o derivados de datos de experiencias en áreas similares.

Así en la Fig. N^o 9, se puede apreciar un punto arriba de la

curva; este punto es el comportamiento actual de la broca de diamante.

El método a seguirse para la determinación de este punto, es el de la necesidad de conocer la información de la broca durante su operación de obtención del núcleo.

Es decir que es necesario conocer la rata de penetración de la broca, que en este caso es de 4.7 FT/Hora, ahora por medio de una regla de tres, se obtiene los pies perforados, (dato del numeral 4).

FT/H	FT.
4.1	125
4.7	X
X	= 143 FT

Generalmente si el punto descrito por el comportamiento actual de la broca cae encima de la curva construída, la broca de diamante puede ser económicamente corrida, si el punto está por debajo de la curva, la corrida de la misma no resulta económica.

Si el punto está muy cerca de la curva (arriba o abajo), otros factores, como las condiciones del hueco, costos de los lodos de perforación y partes que componen la torre, deben -

ser cuidadosamente estudiados, para encontrar el costo mínimo.

Como en nuestro caso, el punto rojo arriba de la curva, la broca es económica, por lo tanto puede ser corrida; así para nosotros tuvimos un ahorro de \$ 1542.

8 Costo por pie perforado por broca.

Método analítico a base de un programa de Computadoras.

El costo por pie perforado durante la perforación de un pozo es posible ser calculado a medida que una broca de cualquier tipo es sacada fuera del hueco. El costo mínimo de perforación depende de la habilidad del perforador para saber hasta que momento es posible mantener una broca perforando, para que rinda en menos tiempo más pies perforando.

Los factores que influyen en el costo mínimo son:

Rata de penetración promedio de la broca. ;

Pies perforados por la broca.

Costo de la torre por día.

Tiempo de corrida por cada broca.

Costo de la broca.

A partir de estos factores una fórmula es establecida para

calcular los gastos por pie perforado:

$$C = \frac{B + R (T + t)}{F}$$

donde:

C = Costo de perforación por pie perforado. (\$)

B = Costo de la broca en dólares.

R = Costo de la torre, en dólares por hora.

T = Tiempo de perforación en horas.

t = Tiempo de viaje en horas.

F = Pies perforados por la broca.

Tomando como ejemplo la broca # 2, podemos aplicar la fórmula para calcular el costo por pie:

Datos obtenidos del cuadro de costos de Perforación.

B = \$ 1370

R = \$ 208/Hora

T = 23.5 horas

t = 4.1 horas

F = 777 FT.

$$\begin{aligned} C &= \frac{1370 + 208 (23.5 + 4.1)}{777} \\ &= \frac{1370 + 5741}{777} \end{aligned}$$

$$= \$ 9.18/\text{Pie}$$

El mismo cálculo puede ser aplicado para cualquier broca; así, el costo por pie perforado para las brocas restantes es efectuado a base de cálculos programados por Computadora.

7.9 Costo por pie perforado por broca. (15)

Método gráfico:

Conociendo las características de la broca, una vez sacada del hueco del pozo, es posible determinar el costo/FT. perforado de una broca durante sus operaciones de perforación.

Una carta para determinar el costo de perforación de un pozo por pie perforado es presentado por la Amoco Production Company.

Conociendo el tiempo de perforación de una broca, la profundidad llegada, el costo de la broca, el costo de rotación (sacado por una regla de costo de perforación) y los pies perforados es posible determinar el costo por pie de una broca.

Este método es similar al anterior en el que usa la fórmula; pero la diferencia de éste, es el de determinar las razones por la cual la broca no pudo seguir perforando en una área de

bido a las características de las formaciones.

Un estudio individual es presentado para estudiar el comportamiento de cada broca. Ver Anexo N° 5.

Muchas brocas, fueron sacadas del pozo, estando en condiciones de seguir perforando, pero debido a ciertas operaciones de completación que tenían que hacerse fueron reemplazadas por otras.

Las condiciones de la broca son determinadas por las siglas T, B, G; donde T es la condición de los dientes medida en octavos; B, es las condiciones de los rulimanes y es medida tanbién en octavos; G es la deformación de la broca.

Las mediciones de la broca en sus dientes y rulimanes es catalogada una vez que la broca a salido del pozo.

Ej: Una broca presenta las siguientes características, una vez que ha perforado unos determinados pies.

T 4; B 8; G 0.

Lo que significa que la broca ha sido desgastada en la mitad de sus dientes y en su totalidad la vida de los rulimanes.

El diseño debido de una broca de perforación es factor importante en la programación de perforación de un pozo; debido a

que la broca puede rendir más tiempo y dar más pies de perforación y por ende reducir el costo total del pozo.

El total de horas de perforación alcanzado por todas las brocas es de 700 horas, que dan un costo de \$ 145.600.

El resultado del comportamiento de las brocas utilizadas en la perforación del pozo Bobonaza N^o 1 en las distintas formaciones es presentado en el Anexo N^o 3.

El método analítico a base de un Programa de Computadoras es mostrado en el Anexo N^o 4.

CONCLUSIONES

El pozo exploratorio Bobonaza N^o 1, perforado por la Compañía Amoco Ecuador Petroleum Company, al sur del Oriente Ecuatoriano, resultó seco, en todas sus estructuras posibles, pero - fué rico en informaciones para futuras perforaciones en la zona lo cual justificaron en parte lo invertido.

Una vez que se concluyó todas las operaciones programadas y efectuadas las pruebas en el pozo Bobonaza N^o 1, tomado como referencia para este trabajo y analizadas las diferentes zonas de interés a base de Registros eléctricos, muestras de pozo y de los informes de los laboratorios de análisis de ripios se pudo llegar a las siguientes conclusiones:

Un total de 119 FT. de Arenas y 16 FT. de Calizas en las formaciones Hollín y Napo tenían muestras insignificantes de Gas con manchas menores de Aceite.

Al analizar el Núcleo sacado, solamente 7 FT. de los 30 FT. mostraban fosforescencia al ponerse bajo la acción del microscopio ultravioleta. Los Registros eléctricos y de Porosidad indicaron una alta Saturación de agua en estas zonas y en otras un porcentaje de 50% a 60% de Agua.

En resumen, en vista de estos análisis se llegó a la conclusión de abandonar el pozo por no tener Hidrocarburos recuperables. Por lo tanto se decidió efectuar un procedimiento de abandono del pozo, para lo cual se instalaron tapones de cemento en el pozo abierto frente a zonas con residuos de saturación de Petróleo.

Se instaló un tapón de cemento de 500 FT., desde los 10500 FT. a hasta los 10000 FT. a través de la zapata de la tubería de 9 5/8", otro tapón en forma de puente perforable fué instalado a la profundidad de 9000 FT., por último otro fué instalado desde los 200 FT., hasta la superficie. Una vez instalados los tapones se colocó una tapa de acero en forma de plato, soldada sobre el borde superior del pozo y se instaló una válvula de escape de 1/2".

El sótano del pozo fué entablado y luego se señaló la situación del pozo con un tubo de acero cementado al piso del sótano, que sobresale 10 FT., sobre el nivel del suelo. Una placa de metal con la identificación del pozo fué soldada a este tubo indicador.

RECOMENDACIONES

1. Estudio más detenido de la zona a perforarse.
2. Uso debido del lodo de perforación; efectuando un análisis a priori de las condiciones del suelo.
3. Determinación de posibles fallas, incrementando el estudio geofísico en áreas más cerradas.
4. Intercambio de información entre Compañías Petroleras circundantes.
5. Costo y evaluación de la zona a tratarse.

Para terminar vale decir que quedan muchas estructuras - por examinarse en el Oriente, y si se logra un éxito igual al alcanzado por la Texaco - Gulf, el Oriente Ecuatoriano está destinado a convertirse en una significativa provincia productora de petróleo y por ende un gran exportador del mismo.

BIBLIOGRAFIA

1. Mapa geológico de la República del Ecuador.
Escala 1:1000000; Año 1969 del I.F.P.
2. Lexique Stratigraphique International.
Robert Hoffstetter.
3. Tschopp H J. 1963. pp 2314 - 2315.
"Oil explorations in the Oriente of Ecuador".
4. Prácticas recomendadas en la aplicación, cuidado y uso del
cable de acero para servicio petrolero. API. RP - 9B, Ma-
yo 1957.
5. Drilling Mud Handbook.
Pan American Petroleum Corporation. Dic. 1969.
6. Cementing Handbock.
Pan American Petroleum Corporation. 1960.
7. Manual de lodos de perforación
Baroid Division National Lead Co.
Sección 100, Drilling Mud Data Book. 1954.
8. Lodos de perforación.
Dresser Macobar.
9. Baroid Division National Lead Co. 1954.

10. Manual de Hidráulica: "For Minimum Cost Drilling"
Amoco International Oil Company.
11. Manual de Hidráulica - Monograma Simplificado.
Amoco International Oil Company. Mayo 15, 1971.
12. Recomend Hydraulics Practices.
Security Hydraulics Workbook.
13. Manual de Cementación.
Rheological desing of Cementing Operations. Knox A. Slasle.
Halliburton Company. AIME. Marzo 1962.
14. Manual de Pruebas de Formación.
Halliburton Oil Well Cementing Co. 1969.
15. Drilling Cost Calculator.
Pan American Petroleum Corporation. Marzo 3, 1972.
16. Economics of Diamond Drilling.
Diamond drilling Handbook.
Christensen Diamonds Products. Sep. 1960.

LISTA DE NOMOGRAMAS, TABLAS, FIGURAS
APENDICES Y ANEXOS

1. SECCION NOMOGRAMA

Nomograma Simplificado de la AIOC.

2. SECCION TABLAS

Tabla N^o 1. Capacidad del Casing API Standard.

Tabla N^o 2. Capacidad de Hueco Abierto.

Tabla N^o 3. Capacidad. Desplazamiento de la tubería de Perforación.

Tabla N^o 4. Desplazamiento de la bomba.

Tabla N^o 5. Distribución de la pérdida de presión.

Tabla N^o 6. Rata de circulación y velocidad anular.

Tabla N^o 7. Pérdida de presión en el equipo de superficie.

Tabla N^o 8. Combinación y Area de los orificios.

3. SECCION FIGURAS

Figura N^o 1. Localización de la Concesión de Amoco.

Figura N^o 1A Localización de Campamentos, Pistas y Pozos.

Figura N^o 2. Correlación de topes de formaciones entre pozos Bobonaza N^o 1 y Guayusa.

Figura N^o 3. Factor de fricción.

Figura N^o 4. Valor de $(96/D)^{n'}$

Figura N^o 5. Valor de $v^{(2 - n')}$

Figura N^o 6. Equipo de prueba de formación.

Figura N^o 7. Diagrama de la prueba de formación.

Figura N^o 8. Interpretación de Cartas de pruebas de Formación. Daño de Formación. Zona de Barrido.

Figura N^o 9. Comportamiento de la broca de Diamante.

SECCION APENDICES

Apéndice N^o 1. Carta de Cálculos Hidráulicos. Cálculo N^o 1.

Apéndice N^o 2. Carta de Cálculos Hidráulicos. Cálculo N^o 2.

Apéndice N^o 3. Carta de Cálculos Hidráulicos. Cálculo N^o 3.

Apéndice N^o 4. Resumen de cálculos de los dos métodos.

SECCION ANEXOS

Anexo N^o 1. Resumen de operaciones de perforación y completación del pozo Bobonaza N^o 1.

Anexo N^o 2. Resultado de Operaciones de Hidráulicas.

Anexo N^o 3. Resultado de Brocas por formaciones.

Anexo de pruebas de Formación.

Anexo N^o 4. Método Analítico por Programa de Computadoras.

a. Cálculo de costo vs tiempo de Perforación.

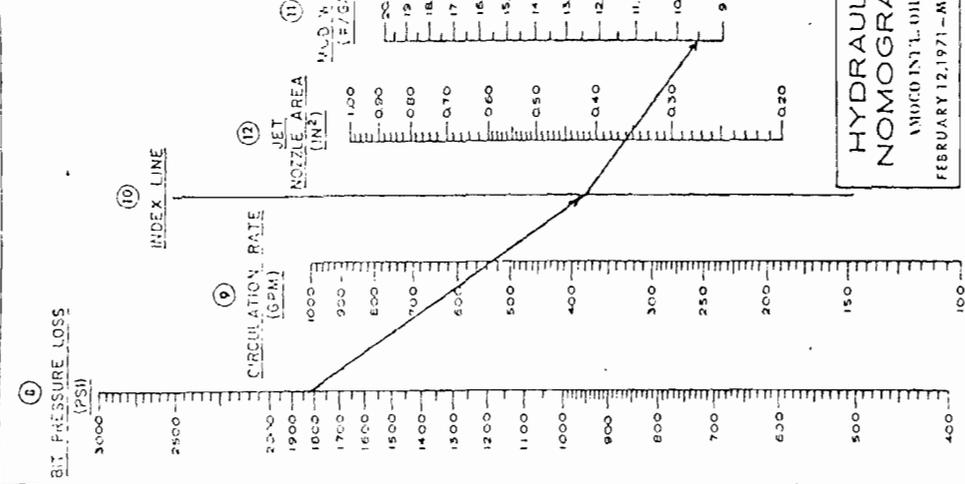
b. Cálculo de Costo de Perforación por broca.

Anexo N^o 5. Método Gráfico.

Costo por pie perforado por broca.

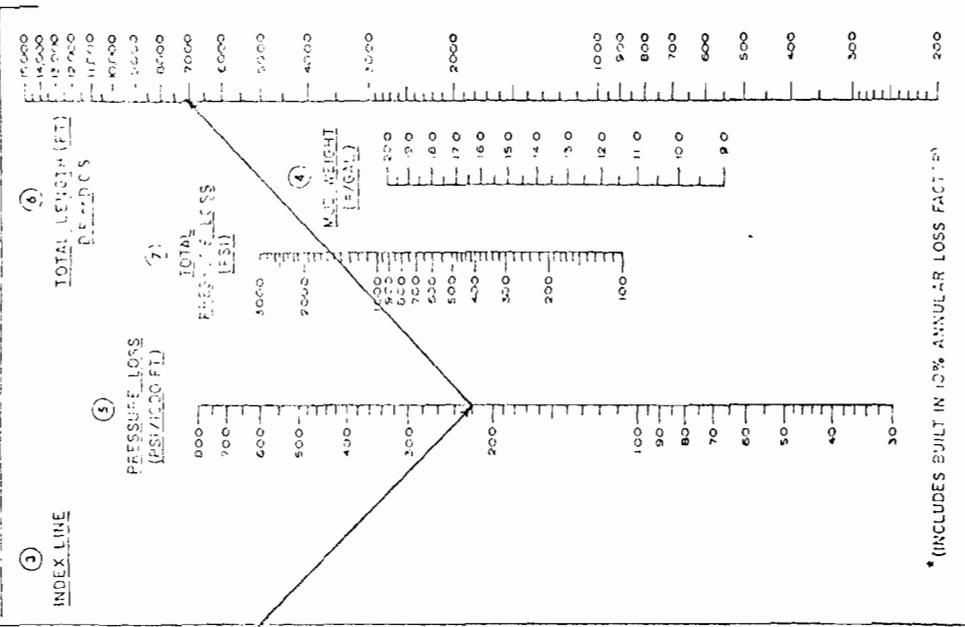
SECCION TABLAS

BIT PRESSURE LOSS - JET NOZZLE AREA



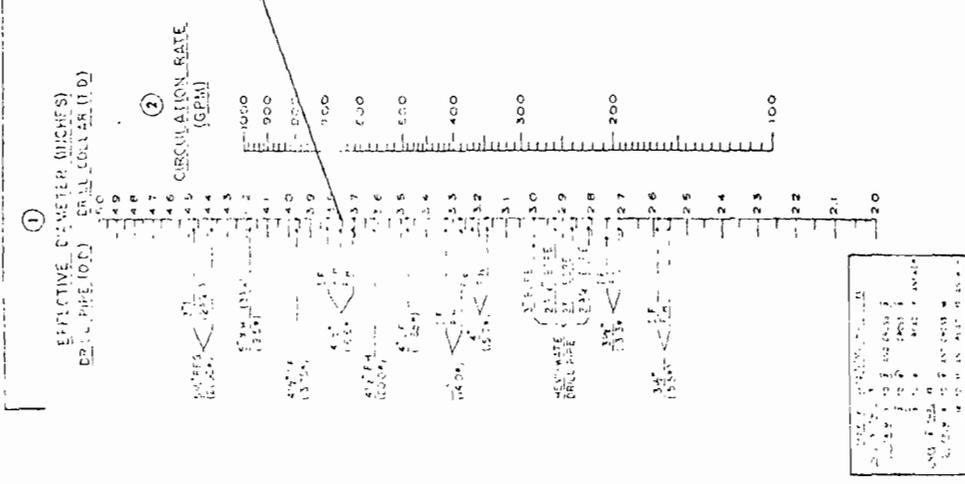
HYDRAULIC NOMOGRAM
AMOCO INT'L OIL
FEBRUARY 12, 1971 - M.

STRING PRESSURE LOSS



* (INCLUDES BUILT IN 10% ANNUAL LOSS FACTOR)

* DRILL



AMOCO INTERNATIONAL OIL
2000 WEST 10TH STREET
DALLAS, TEXAS 75201
TELEPHONE 754-2000
FEBRUARY 12, 1971 - M.

CAPACIDAD DEL CASING API STANDARD

Tamaño Nominal	O. D.	Peso Lb./ Ft.	Capacidad Bbl./100 Ft.	Tamaño Nominal	O. D.	Peso Lb./ Ft.	Capacidad Bbl./100 Ft.
5		11.50	2.02	7 5/8		39.00	4.26
5		13.00	1.96	8 5/8		24.00	6.37
5		15.00	1.89	8 5/8		28.00	6.24
5		18.00	1.78	8 5/8		32.00	6.10
5 1/2		14.00	2.44	8 5/8		36.00	5.95
5 1/2		15.50	2.38	8 5/8		40.00	5.79
5 1/2		17.00	2.32	8 5/8		44.00	5.65
5 1/2		20.00	2.22	9 5/8		32.30	7.87
5 1/2		23.00	2.11	9 5/8		36.00	7.73
6		18.00	2.85	9 5/8		40.00	7.58
6		20.00	2.78	9 5/8		43.50	7.45
6		23.00	2.66	9 5/8		47.00	7.32
6 5/8		20.00	3.55	9 5/8		53.50	7.08
6 5/8		24.00	3.41	10 3/4		32.75	10.09
6 5/8		28.00	3.26	10 3/4		40.50	9.81
7		17.00	4.15	10 3/4		45.50	9.62
7		20.00	4.05	10 3/4		51.00	9.43
7		23.00	3.93	10 3/4		55.50	9.25
7		26.00	3.83	13 3/8		48.00	15.71
7		29.00	3.71	13 3/8		54.50	15.46
7		32.00	3.60	13 3/8		61.00	15.22
7		35.00	3.50	13 3/8		68.00	14.97
7		38.00	3.40	13 3/8		72.00	14.81
7 5/8		24.00	4.79	16		65.00	22.59
7 5/8		26.40	4.72	16		75.00	22.22
7 5/8		29.70	4.59	16		84.00	21.89
7 5/8		33.70	4.45	20		94.00	35.53

CAPACIDAD DEL CASING API STANDARD

Tamaño Nominal O.D.	Peso Lb./ Ft.	Capacidad Bbl./100 Ft.	Tamaño Nominal O.D.	Peso Lb./ Ft.	Capacidad Bbl./100 Ft.
5	11.50	2.02	7 5/8	39.00	4.26
5	13.00	1.96	8 5/8	24.00	6.37
5	15.00	1.89	8 5/8	28.00	6.24
5	18.00	1.78	8 5/8	32.00	6.10
5 1/2	14.00	2.44	8 5/8	36.00	5.95
5 1/2	15.50	2.38	8 5/8	40.00	5.79
5 1/2	17.00	2.32	8 5/8	44.00	5.65
5 1/2	20.00	2.22	9 5/8	32.30	7.87
5 1/2	23.00	2.11	9 5/8	36.00	7.73
6	18.00	2.85	9 5/8	40.00	7.58
6	20.00	2.78	9 5/8	43.50	7.45
6	23.00	2.66	9 5/8	47.00	7.32
6 5/8	20.00	3.55	9 5/8	53.50	7.08
6 5/8	24.00	3.41	10 3/4	32.75	10.09
6 5/8	28.00	3.26	10 3/4	40.50	9.81
7	17.00	4.15	10 3/4	45.50	9.62
7	20.00	4.05	10 3/4	51.00	9.43
7	23.00	3.93	10 3/4	55.50	9.25
7	26.00	3.83	13 3/8	48.00	15.71
7	29.00	3.71	13 3/8	54.50	15.46
7	32.00	3.60	13 3/8	61.00	15.22
7	35.00	3.50	13 3/8	68.00	14.97
7	38.00	3.40	13 3/8	72.00	14.81
7 5/8	24.00	4.79	16	65.00	22.59
7 5/8	26.40	4.72	16	75.00	22.22
7 5/8	29.70	4.59	16	84.00	21.89
7 5/8	33.70	4.45	20	94.00	35.53

TABLA N.2

CAPACIDAD DE HUEGO ABIERTO

Diámetro pulg.	Capacidad Bbl./100FT.
3 7/8	1.46
4 1/4	1.75
4 3/4	2.19
5 5/8	3.08
6	3.50
6 1/8	3.65
6 1/4	3.80
6 3/4	4.43
7 3/8	5.28
7 5/8	5.65
7 7/8	6.02
8 3/8	6.81
8 1/2	7.02
8 5/8	7.23
8 3/4	7.45
9 5/8	9.00
9 7/8	9.49
11	11.75
12 1/4	14.58
15	21.86
17 1/2	29.75
18	31.47
20	38.86
24	55.95

TABLA N.3

CAPACIDAD - DESPLAZAMIENTO DE LA

TUBERÍA DE PERFORACION
API STANDARD

Tamaño Nominal	Día. Int. pulg.	Peso Lb./Ft.	Capacidad Bbl./100FT.	Desplaz. Bbl./100 Ft.
2 3/8	1.815	6.65	.320	.287
2 7/8	2.151	10.40	.450	.405
3 1/2	2.764	13.30	.742	.513
3 1/2	2.602	15.50	.659	.585
4	3.340	14.00	1.113	.566
4 1/2	3.820	16.60	1.422	.643
4 1/2	3.640	20.00	1.288	.771
5	4.276	19.50	1.780	.750
5 1/2	4.778	21.90	2.220	.871
5 1/2	4.670	24.70	2.110	.964
6 5/8	5.965	25.20	3.456	.984

EFECIENCIA DE BOMBA 100 %

Stroke	Liner Size	Str. Per Bbl.	Bbl. Per Str.	Stroke	Liner Size	Str. Per Bbl.	Bbl. Per Str.
10"	3 1/2"	27.7	.0361	16"	6 3/4"	4.55	.2200
10"	4"	20.7	.0483	16"	7"	4.21	.2375
10"	4 1/2"	16.15	.0619	16"	7 1/4"	3.91	.2560
10"	5"	13.4	.0745	16"	7 1/2"	3.64	.2750
12"	4"	17.3	.0578	16"	7 3/4"	3.39	.2950
12"	5"	11.2	.0894	18"	5"	7.84	.1275
12"	5 1/2"	9.13	.1095	18"	5 1/2"	6.33	.1580
12"	6"	7.58	.1320	18"	6"	5.21	.1920
12"	6 1/4"	6.96	.1437	18"	6 1/4"	4.78	.2090
12"	6 1/2"	6.39	.1565	18"	6 1/2"	4.38	.2280
12"	6 3/4"	5.92	.1690	18"	6 3/4"	4.05	.2465
12"	7"	5.48	.1825	18"	7"	3.74	.2670
14"	5"	9.6	.1040	18"	7 1/4"	3.47	.2880
14"	5 1/2"	7.81	.1280	18"	7 1/2"	3.22	.3100
14"	6"	6.50	.1540	18"	7 3/4"	3.02	.3310
14"	6 1/4"	5.96	.1675	20"	5 1/2"	5.69	.1760
14"	6 1/2"	5.48	.1825	20"	6"	4.68	.2134
14"	6 3/4"	5.08	.1970	20"	6 1/4"	4.29	.2332
14"	7"	4.70	.2130	20"	6 1/2"	3.95	.2530
14"	7 1/4"	4.46	.2240	20"	6 3/4"	3.65	.2740
14"	7 1/2"	4.15	.2410	20"	7"	3.37	.2970
14"	7 3/4"	3.88	.2575	20"	7 1/4"	3.12	.3200
16"	5"	8.81	.1135	20"	7 1/2"	2.91	.3440
16"	5 1/2"	7.12	.1405	20"	7 3/4"	2.72	.3680
16"	6"	5.86	.1705	20"	8"	2.54	.394
16"	6 1/4"	5.40	.1855	20"	8 1/2"	2.14	.469
16"	6 1/2"	4.93	.2025	22"	7 3/4"	2.47	.4050

TABLA N°7

PERDIDA DE PRESION EN EL EQUIPO DE SUPERFIC

MUD WEIGHT #/Gal.	10	12	14	16
	PRESSURE LOSS (PSI)			
GPM				
400	—	25	30	35
500	30	35	40	50
600	40	50	60	70
700	55	70	80	90
800	70	85	100	115
900	90	110	130	145
1000	110	130	155	175
1100	130	160	185	210
1200	155	185	220	250

RATA DE CIRCULACION Y VELOCIDAD ANULAR

BIT SIZE (inches)	DRILL PIPE OD. (inches)	G P M		ft/minutes	
		MAX.	MINIM.	MAX.	MINIM.
4 3/4"	2 7/8"	175	104	300	178
6"	3 1/2"	237	147	244	151
8 1/2"	4 1/2"	376	248	177	117
9 7/8"		458	311	145	98
12 1/4"	5"	613	430	116	81
15"		790	565	97	70
17 1/2"	5"	1000	735	86	63
8 1/2"		376	248	195	129
9 7/8"	5"	458	311	155	105
12 1/4"		613	430	120	84
15"	5"	790	565	99	71
17 1/2"		1000	735	88	64

DISTRIBUCION DE LA PERDIDA DE PRESION

FUERZA MOTRIZ HIDRAULICA MAXIMA

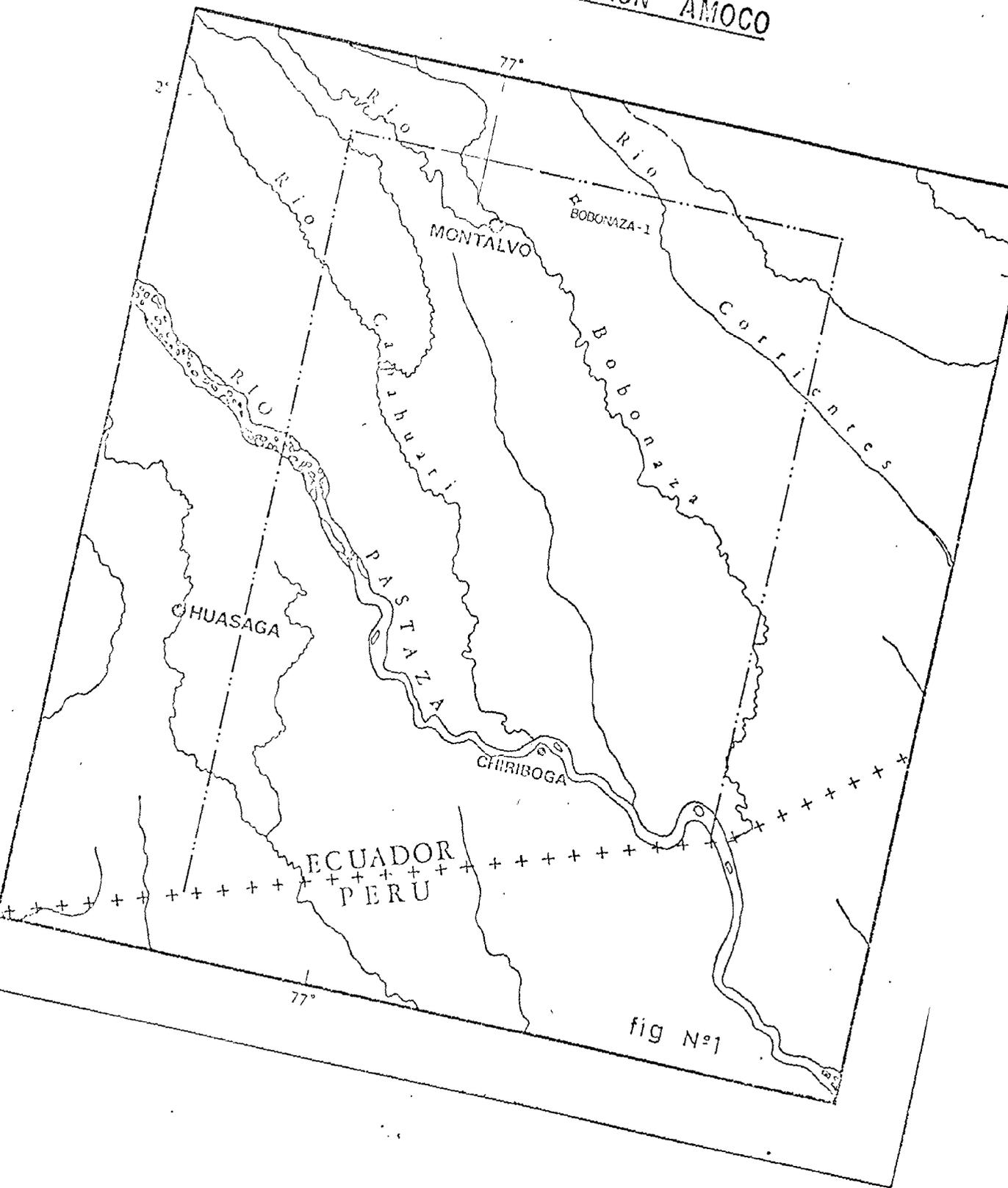
100%	67%	33%
Presión de Operación de la Bomba (psi)	Pérdida de Presión en la Broca del Sistema (psi)	Pérdida de Presión en el Sistema (psi)
3200	2150	1050
3000	2000	1000
2800	1900	900
2600	1750	850
2400	1600	800
2200	1450	750
2000	1350	650

TABLA N. 8 COMBINACION Y AREA DE LOS ORIFICIOS

NOZZLE COMBINATIONS Size in 1/32"			AREA		NOZZLE COMBINATIONS Size in 1/32"			AREA		NOZZLE COMBINATIONS Size in 1/32"			AREA	
Two	Three	Square Inches	Two	Three	Square Inches	Two	Three	Square Inches	Two	Three	Square Inches	Two	Three	Square Inches
11 12		0.20325	14 15		0.32290	11 15 15		0.43755	13 16 17		0.54763			
	8 9 11	0.20492	13 16		0.32597		11 16 16	0.44949		14 14 18	0.54917			
	9 9 11	0.21706		12 12 12	0.33120		12 12 17	0.44255		13 15 18	0.55070			
	6 10 11	0.21859		11 12 13	0.33287	17 17		0.44332	18 20		0.55530			
12 12		0.22089		10 13 13	0.33594		11 11 17	0.44409		15 15 17	0.56681			
	8 9 12	0.22166		11 11 14	0.33694	16 18		0.44485		14 16 17	0.56634			
		0.22344		10 12 14	0.33748		14 11 14	0.44599		14 15 18	0.57141			
	10 10 12	0.22310					13 14 15	0.44569						
	9 10 11	0.23163	14 16		0.34668		12 15 15	0.45559		13 16 18	0.57448			
	8 11 11	0.23475		11 13 13	0.35205		13 13 16	0.45509		15 16 16	0.58033			
	9 9 12	0.23470		11 12 14	0.35358		12 14 16	0.46713		15 16 17	0.58058			
	8 10 12	0.23623		10 13 14	0.35663		11 15 16	0.46173		14 17 17	0.58365			
12 13		0.24007		11 11 15	0.35818		12 13 17	0.46173		15 15 18	0.58365			
	9 11 11	0.24774		10 12 15	0.35972	17 18		0.47017		14 16 18	0.58513			
	9 10 12	0.24927	15 16		0.36092		13 15 15	0.47477		13 17 18	0.59979			
	9 9 13	0.25387		12 12 14	0.37122		13 14 16	0.47632	20 20		0.61359			
13 13		0.25924	14 17		0.37193		12 15 16	0.47937		15 17 17	0.61373			
12 14		0.26079		11 13 14	0.37276		13 13 17	0.48090		15 16 18	0.61745			
	10 10 12	0.26384		11 12 15	0.37583		12 14 17	0.48244	18 22		0.61973			
	9 11 12	0.26538		10 14 14	0.37736	10 18		0.49701		14 17 18	0.62099			
	9 10 13	0.26845		13 13 15	0.37889		14 14 16	0.49701		13 18 18	0.62463			
	11 11 11	0.27843		11 13 13	0.38880		13 15 16	0.49854		14 15 20	0.62679			
13 14		0.27955		12 13 14	0.39040		13 14 17	0.50161		13 16 20	0.63277			
	10 11 12	0.27995	16 16		0.39270	16 20		0.50315		16 16 18	0.64126			
15 15		0.28302		11 14 14	0.39347		12 16 16	0.50315		15 17 18	0.64274			
	9 12 12	0.28302		12 12 15	0.39347		12 15 17	0.50468		14 18 18	0.64733			
	10 10 13	0.28302	15 1		0.39423		13 13 18	0.50775		15 15 20	0.65194			
	7 11 13	0.28455		11 13 15	0.39500		12 14 19	0.50928		14 16 20	0.65348			
	10 12 12	0.28759		11 12 16	0.39960		15 15 15	0.51780		17 17 17	0.66510			
	10 11 13	0.28913		12 14 14	0.41111		14 15 16	0.51925		16 17 18	0.66653			
14 14		0.30066		12 13 15	0.41264		13 16 16	0.52232		15 18 18	0.66658			
13 15		0.30219		11 14 15	0.41571		14 14 17	0.52232		15 16 20	0.67572			
	9 12 13	0.30219		12 12 16	0.41724		13 15 17	0.52377	20 22		0.67802			
	10 10 14	0.30373	16 17		0.41801	17 20		0.52845		14 17 20	0.67879			
	9 11 14	0.30526		11 13 16	0.41878		12 16 17	0.52845		16 18 18	0.68136			
	11 11 13	0.31523	15 18		0.42109		11 14 18	0.53444		16 16 20	0.69350			
	10 12 13	0.31677		13 13 15	0.42162		17 15 18	0.53152		15 17 20	0.70173			
	10 11 14	0.31693		12 14 15	0.43335		14 16 16	0.53703		14 15 20	0.70563			
				12 13 16	0.43742		14 15 17	0.54156		16 17 20	0.72481			

SECCION FIGURAS

LOCALIZACION DE LA
CONCESION AMOCO



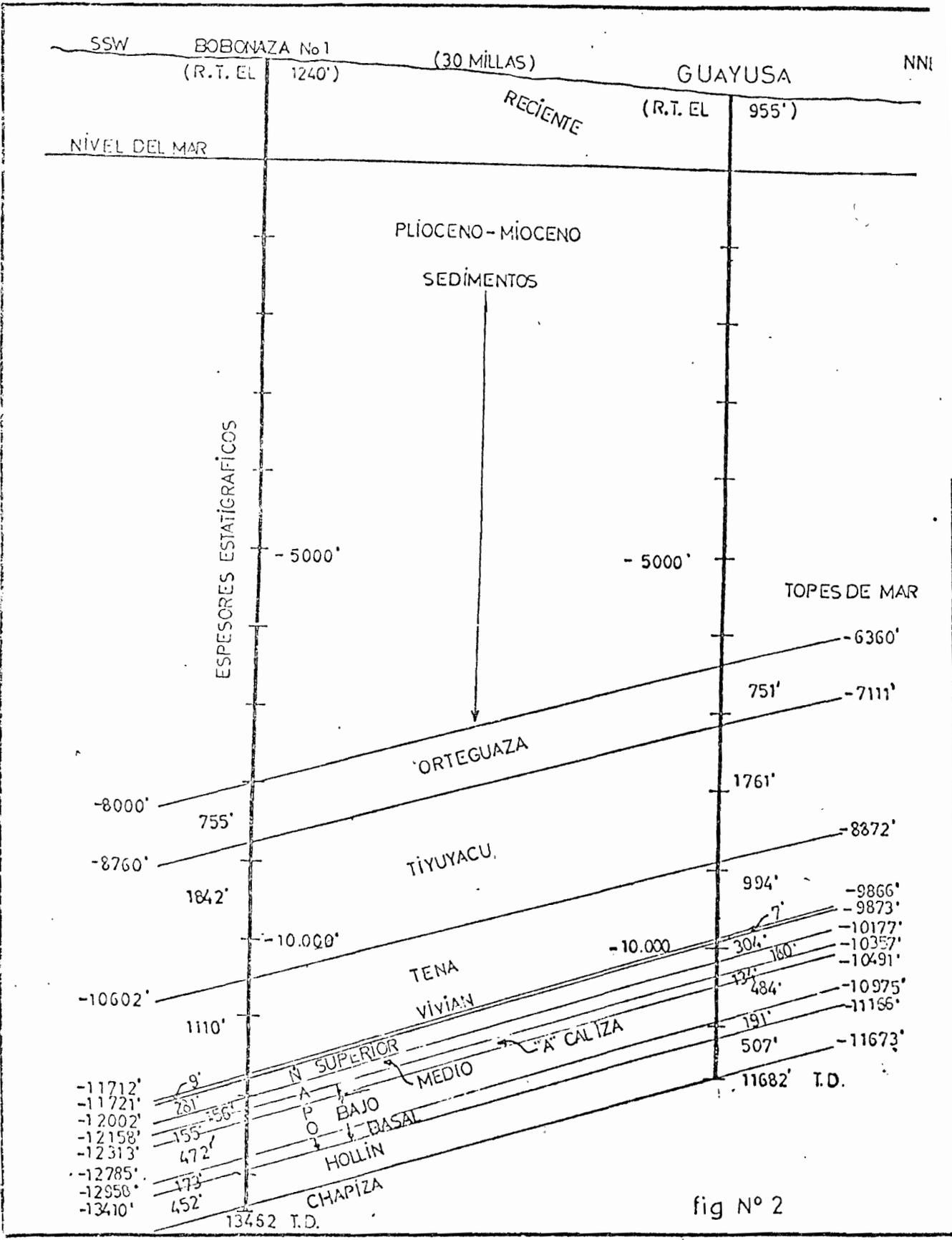
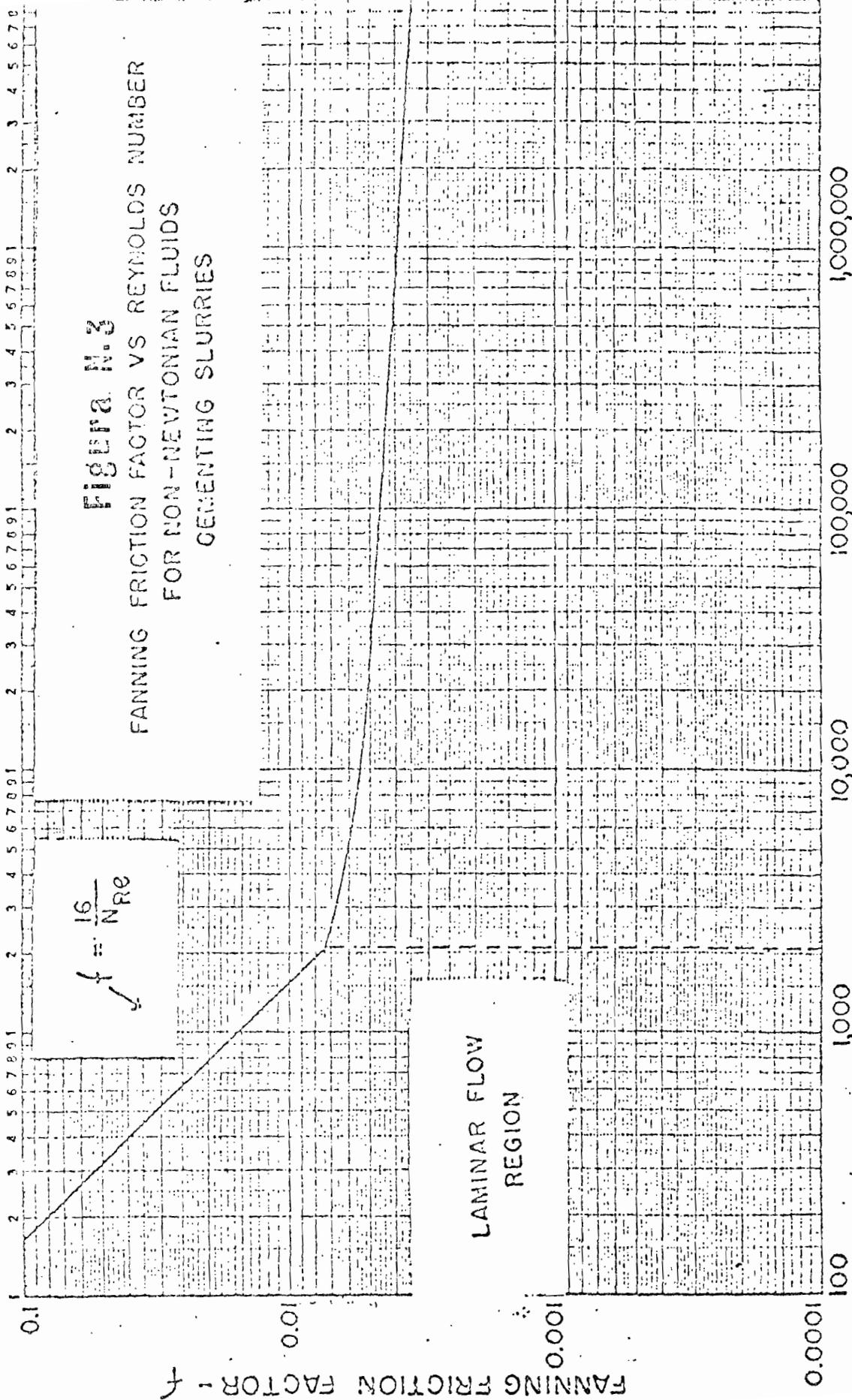


FIGURE N.3

FANNING FRICTION FACTOR VS REYNOLDS NUMBER
FOR NON-NEWTONIAN FLUIDS
CEMENTING SLURRIES

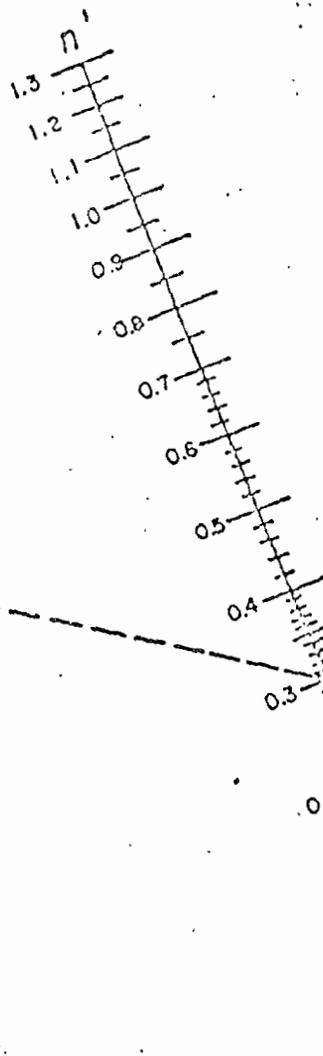
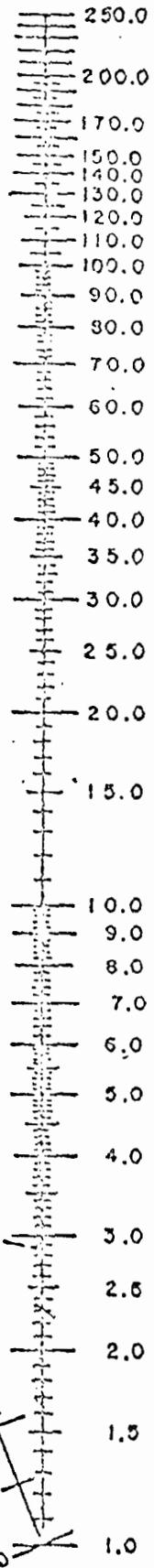
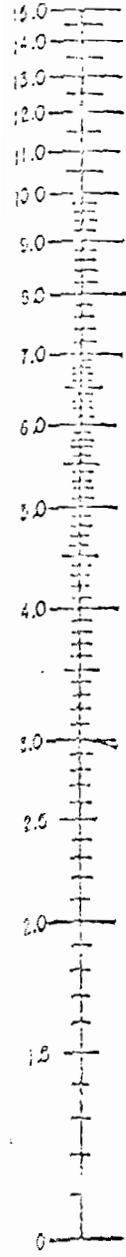


REYNOLDS NUMBER - NRg

$(96/D)^{n'}$ from D & n'

$(96/D)^{n'}$

PIPE DIAMETER - D
RADIUS - $D_0 - D_1$
INCHES



PART I - PROBLEM I

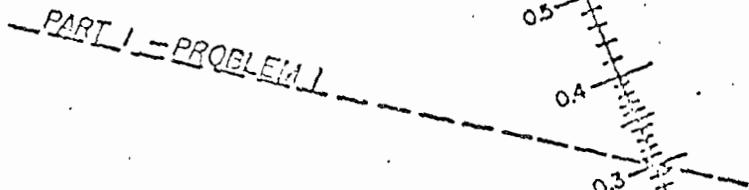


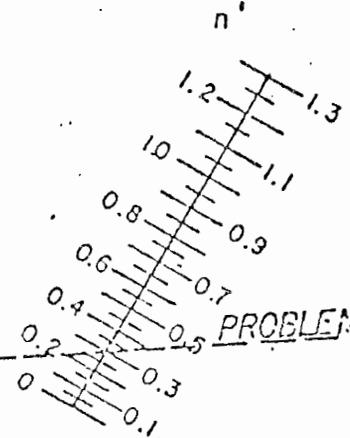
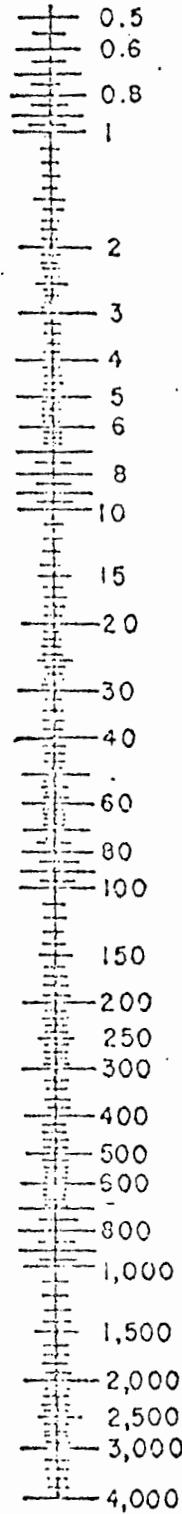
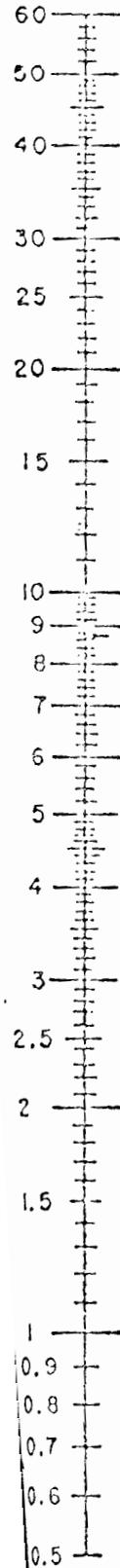
Figura N.5

VELOCITY
 V

$V^{(2-n')}$ from V & n'

$V^{(2-n')}$

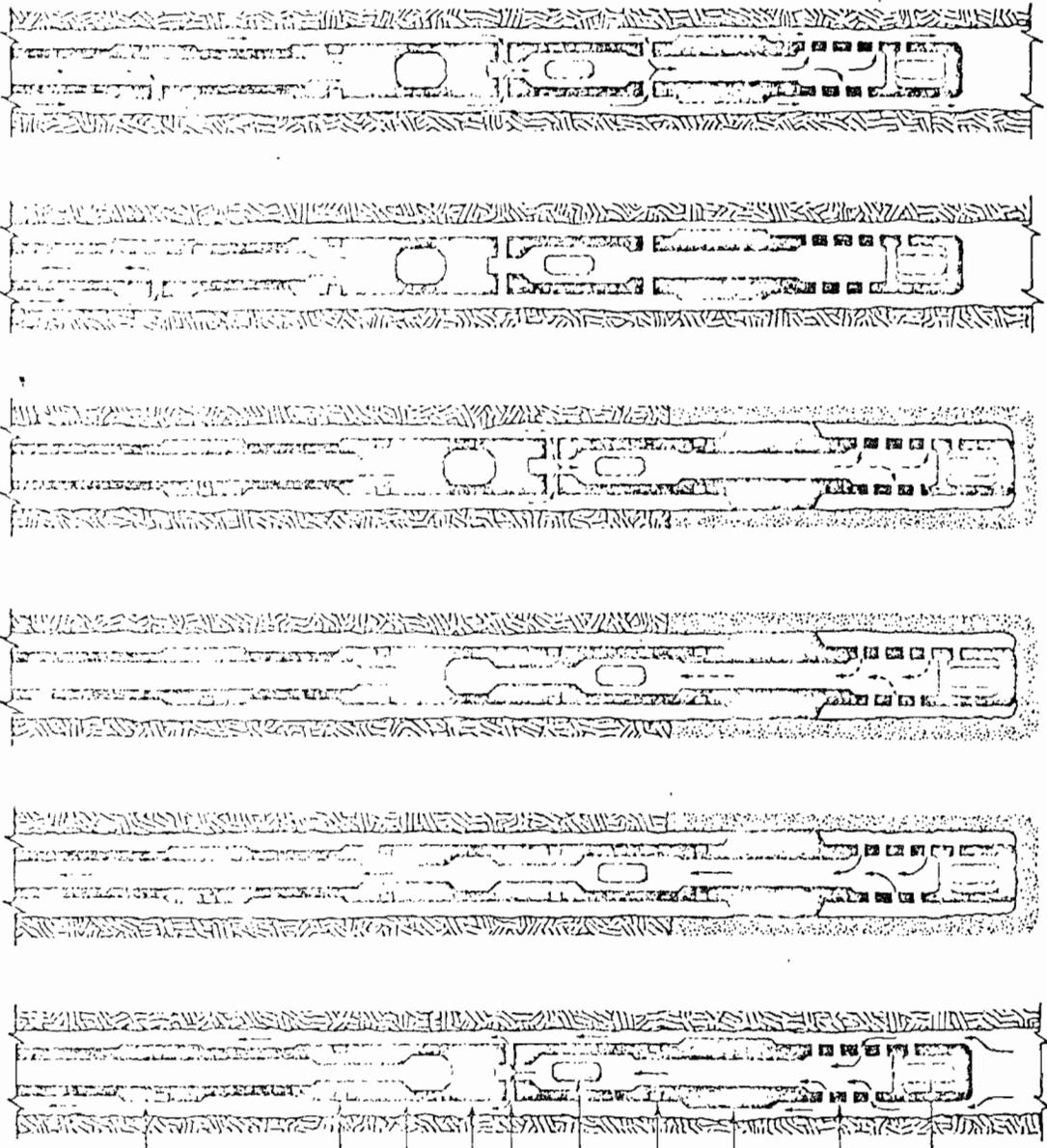
ft./sec.



PART I - PROBLEM I

Drill Collars	-	-	-	
Handling Sub & Choke Assembly				
Dual CIP Valve	5-3/4	.87	4.90	
Dual CIP Sampler	-	-	-	
Hydro-Spring Tester	5	.75	5.00	13549
Multiple CIP Sampler	-	-	-	
Extension Joint	-	-	-	
AP Running Case	4-15/16	2.25	4.15	13554
Hydraulic Jar	4-15/16	.87	3.29	
VR Safety Joint	4-15/16	1.00	2.78	13561
Pressure Equalizing Crossover	-	-	-	
Packer Assembly (Top)	7-3/4	1.75	6.12	13561
Distributor	-	-	-	
Packer Assembly (Bottom)	7-3/4	1.75	5.91	13573 center pac
Flush Joint Anchor	-	-	-	
Pressure Equalizing Tube	-	-	-	
Blanked-Off B.T. Running Case	-	-	-	
Drill Collars	-	-	-	
Anchor Pipe Safety Joint	-	-	-	
Sub Packer Assembly 4-1/2 FH, Pin 3-1/2 FH, Box	5-3/4	3	.70	
Sub Packer Assembly 4-1/2 XH, Pin 4-1/2 FH, Box	5-3/4	2-3/4	1.00	
Drill Collars Anchor Pipe Safety Joint 2 jts.	6-1/4	2-1/4	62.00	
Sub Sub 4-1/2 XH, Box 4-1/2 FH, Pin	6	3	.70	
Sub Drill Collars 4-1/2 XH, Box 3-1/2 FH, Pin	5-3/4	2-5/16	.80	
Flush Joint Anchor .6-5' & 1-3'	4-15/16	2.50	33.00	
Blanked-Off B.T. Running Case	4-3/4		4.00	13678

**FLUID
PASSAGE
DIAGRAM**

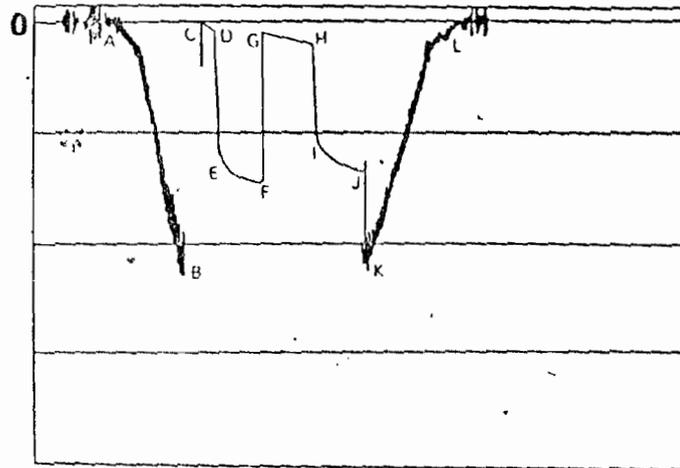


- REVERSE CIRCULATING SUB
- DUAL CIP CIRCULATING PORTS
- DUAL CLOSED IN PRESSURE VALVE
- TESTER VALVE
- BY-PASS PORTS
- PRESSURE RECORDER
- VR SAFETY JOINT BY-PASS PORTS
- PACKER
- PERFORATED ANCHOR
- BLANKED OFF PRESSURE RECORDER

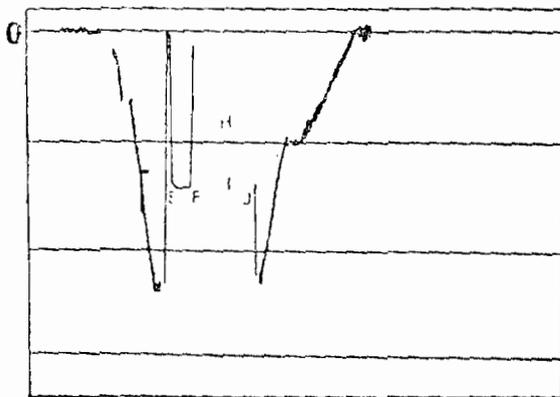
PULLING OUT
 REVERSE CIRCULATING
 EQUALIZING PRESSURE
 FORMATION CLOSED IN
 FLOWING FORMATION
 RUNNING IN

fig No 7

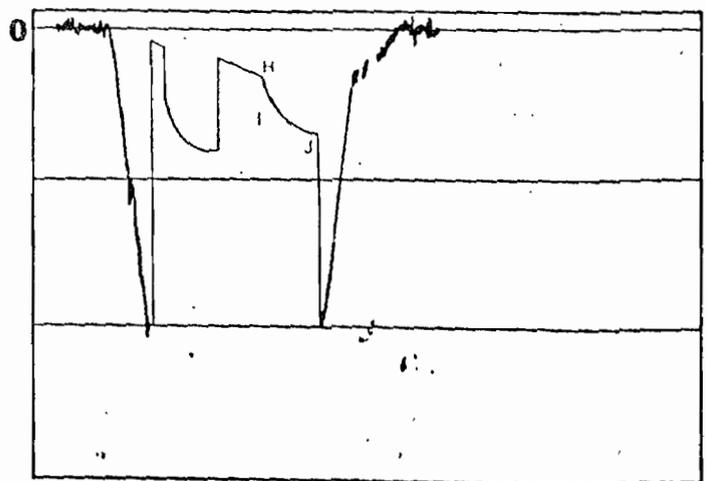
Interpretación de Cartas DST



Operación de Presión Cerrada



Daño de Formación



Barrido

COMPORTAMIENTO DE LA BROCA DE DIAMANTE

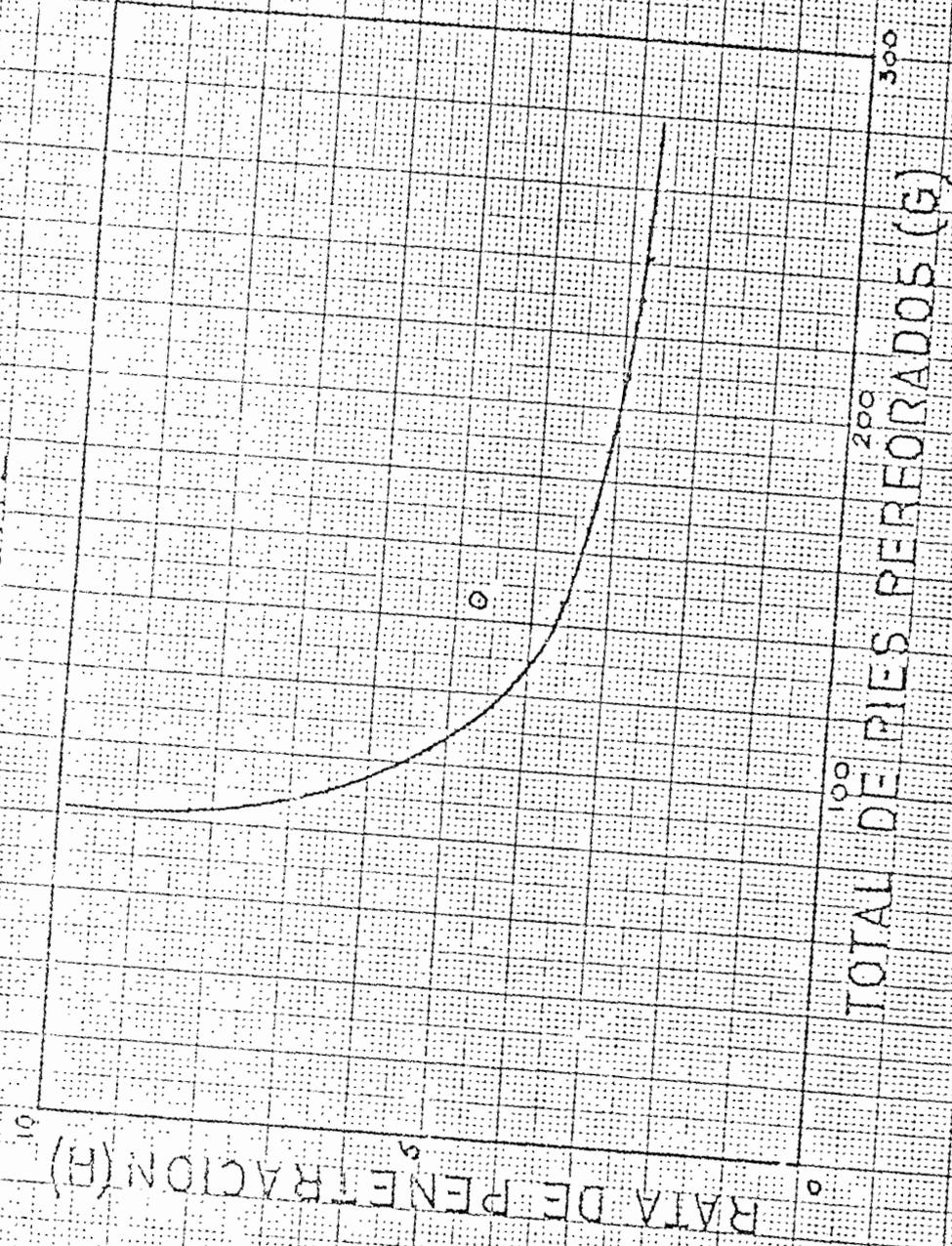


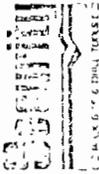
FIG. N.º 9

SECCION APENDICE

Contractor: _____ Rig No. 107 Tool Pusher: _____ Date: _____
 Well Name: BOBONAZA No. 1 Field: WILDCAT County: PASTAZA State: ECUADOR
 Hole Size: 17 1/2" To 7000'
 Drill Pipe Size: 4 1/2" Wt. 16.6 T.J. Size 4 1/2" Type XH
 Drill Collar Length: 600' O.D. x I.D. 7 3/4" x 3"
 Drill Collar Length: _____ O.D. x I.D. _____
 Surface Connections Type (1) _____ (2) _____ (3) _____ (4) _____
 Mud Program Type: XC - POLYMES
 Min. Ann. Vel. 0 Depth From 7000 Wt./Vis. 9.5 #/gal
 Make _____ Model _____
 No. _____ Gov. R.P.M. _____ Fuel _____
 Cont. H.P. Rating _____ Hydraulic H.P. _____
 Type Drive _____

PUMP DATA				CONSTANT LOSSES				VARIABLE LOSS				1000' D.P.		1600' D.P.		
Liner Size (1)	SPM (2)	Gal/Min (3)	Mud Wt. (7)	Surf. Conn. (8)	100' D.C. (9)	Total D.C. (10)	8 x 10 (11)	5 - 11 (12)	12 - 14 (15)	1000' D.P. (16)	15 + 16 (17)	D.C. Length (18)	Depth Limit (19)	Jet Vel. (20)	At Bit H.P. (21)	Bit H.P. (22)
5 1/2"	65	735	9.5	55	65	390	445	2255	505	216	2340	2940	2940	455	64.6	620
5 1/2"	65	735	9.5	55	65	390	445	2255	505	216	2340	2940	2940	455	64.6	620
CALCULO No 1																

Make _____ Model _____
 No. _____ Gov. R.P.M. _____ Fuel _____
 Cont. H.P. Rating _____ Hydraulic H.P. _____
 Type Drive _____
 ENGINES ON PUMP NO. 1
 ENGINES ON PUMP NO. 2



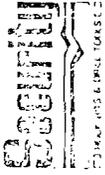
APPENDICE N° 2

HYDRAULIC WORK SHEET

DEWALT PRODUCTS DIVISION Dresser Industries, Inc.

Contractor BOBONAZA No. 1 Field WILDCAI County PASTAZA State ECUADOR Date _____
 Rig No. 107 Tool Pusher _____
 Pump No. 1 _____
 Make HALLIBURTON Model HT-400 D Make _____ Model _____
 Stroke Length 8" S.P.M. Max. 55 Stroke Length _____ S.P.M. Max. _____
 Input H.P. Rated _____ Actual _____
 Liner Size 5 1/2" _____
 Press. Rate 3000 _____
 Operating Press. Limit _____
 Engines on Pump No. 1 _____ Engines on Pump No. 2 _____
 Make _____ Model _____
 No. _____ Gov. R.P.M. _____ Fuel _____
 Cont. H.P. Rating _____ Hydraulic H.P. _____
 Type Drive _____
 Make _____ Model _____
 No. _____ Gov. R.P.M. _____ Fuel _____
 Cont. H.P. Rating _____ Hydraulic H.P. _____
 Type Drive _____

PUMP DATA		CONSTANT LOSSES						VARIABLE LOSS									
Liner Size (1)	SPM (2)	Gal-Min (3)	Surf. Conn. (8)	100' D.C. (9)	Total D.C. (10)	B + 10 (11)	5 - 11 (12)	Jet Size (13)	Bit (14)	12 - 14 (15)	1000' D.P. (16)	15 + 16 (17)	D.C. Length (18)	Depth Limit (19)	Jet Val. (20)	5 H.P. At Bit (21)	Bit H.P. (22)
5 1/2"	55	441	23	26	156	179	2821	3 - 11/32"	2150	671	85	7900	600	8500	510	71.5	551
5 1/2"	65	441	23	26	156	179	2821	3 - 11/32"	2150	671	85	7900	600	8500	510	71.5	551
CALCULO N° 2																	



DRILLER PRODUCTS DIVISION Dresser Industries, Inc.

APPENDICE N°3

HYDRAULIC WORK SHEET

Contractor BOBONAZA No. 1 Field WILLOCAT County PASTAZA State ECUADOR Date _____
 Rig No. 107 Tool Pusher _____

Well Name BOBONAZA No. 1 Field WILLOCAT County PASTAZA State ECUADOR Date _____
 Hole Size 8 1/2" To 17000' PLUMP NO. 2

Drill Pipe Size 4 1/2" Wt. 166 T.J. Size 4 1/2" Type XH Make HALLIBURTON Model HT-400 D

Drill Collar Length 900 O.D. x I.D. 6 1/4" x 3" Stroke Length 8" S.P.M. Max. 50

Drill Collar Length _____ O.D. x I.D. _____ Input H.P. Rated _____ Actual _____

Surface Connections Type (1) _____ (2) _____ (3) _____ (4) _____

Mud Program Type _____

Min. Ann. Vel. 12000 Depth From _____ Depth To 17000 Wt./Vis. 11 #/gal

Make _____ Model _____ Gov. R.P.M. _____ Fuel _____

No. _____ Cont. H.P. Rating _____ Hydraulic H.P. _____

Make _____ Model _____ Gov. R.P.M. _____ Fuel _____

No. _____ Cont. H.P. Rating _____ Hydraulic H.P. _____

Type Drive _____ Type Drive _____

Liner Size (1)	SPM (2)	PUMP DATA			Mud Wt. (7)	CONSTANT LOSSES			VARIABLE LOSS			D.C. Length (18)	Depth Limit (19)	Jet Val. (20)	% H.P. At Bit (21)	Bit H.P. 6 x 21 (22)	
		Gal/Min (3)	Ann. Vel. (4)	Press. Limit (5)		Hyd. H.P. (6)	Surf. Com. (8)	Total D.C. (9)	8 + 10 (11)	5 - 11 (12)	Jet Size (13)						Bit (14)
5 1/2"	50	270	120	3000	11.0	12	108	119	2881	3 - 9/32"	2200	681	40	17025	470	74.5	365
5 1/2"	50	270	120	3000	11.0	12	108	119	2881	3 - 9/32"	2200	681	40	17025	470	74.5	365

CALCULO N° 3

" METODO SECURITY "

PROFUNDIDAD	GPM Mínimo	VELOCIDAD ANULAR ft./minuto	HHP	PPES Psi	PPDC Psi	PPStoca Psi	PPDP Psi	VELOCIDAD del CHORRO	% HHP	HHPStoca	AREA DE LOS ORIFICIOS	COMBINACION
0' - 7000'	735	63	1150	55	390	1750	1512	455	64.6	620	03452	10, 12, 14
7000' - 12000'	441	83	770	23	156	2,50	1020	510	71.5	551	02624	9, 9, 13
12000' - 17000'	270	120	475	11	108	2200	650	470	74.5	365	01863	9, 9, 9

NOMOGRAMA SIMPLIFICADO "AIOC"

PROFUNDIDAD	GPM Max	GPM Min	PPBroca Psi	PPS Psi	PPDP Psi	PPDC Psi	PPES	PPTS PPES, PPDC, PPES	VA Max ft./minuto	VA Min ft./minuto	YET NOZZLES	COMBINACION
0' - 7000'	1000	735	1825	875	1500	400	60	1960	86	63	0360	10, 12, 15
7000' - 12000'	613	430	2000	1000	1000	155	25	1180	116	81	0260	9, 9, 13
12000' - 17000'	376	248	2000	1000	580	98	20	698	177	117	0210	9, 9, 11

PPB : Pérdida de Presión en la Broca.

VA Min : Velocidad Anular Mínima.

PPS : Pérdida de Presión en el Sistema.

PPTS : Pérdida de Presión Total del Sistema.

PPDP : Pérdida de Presión en la Tubería de Perforación.

YET NOZZLES : Orificio de Chorro.

PPDC : Pérdida de Presión en el Drill Collars.

PPES : Pérdida de Presión en el Equipo de Superficie.

VA Max: Velocidad Anular Máxima

SECCION ANEXOS

HOVONVA N-1

9115

ROW	SIZE	IN-C	IN-T	IN-O	IN-S	IN-TOTAL	IN-OTHER
1	11 7/8	535	1032	135	17	2	0
2	11 7/8	535	1859	784	21 1/2	4	-
3	11 7/8	531	2202	1081	13	3	1
4	11 7/8	531	3753	1253	13 1/2	4	0
5	11 7/8	531	4523	535	13	4	1
6	11 7/8	541	4207	305	20	6	0
7	12 1/8	531	5555	645	25	3	0
8	12 1/8	630 1/2	6412	1117	25	6	1
9	12 1/8	437	1945	1254	31	5	1
10	12 1/8	434 1/2	9237	1541	33	5	1
11	12 1/8	434 1/2	10723	227	26	6	1
12	12 1/8	435	15600	232	15 1/2	2	0
13	8 1/2	435	15455	85	9	6	1
14	8 1/2	437	10701	215	23	6	1
15	8 1/2	433	11522	871	33 1/2	1	0
16	8 1/2	435	11535	153	11 1/2	5	1
17	8 1/2	433	12533	454	22 1/2	6	1
18	8 1/2	435	12532	113	11 1/2	6	1
19	8 1/2	433	12323	245	24	4	1
20	8 1/2	445	13187	283	21 1/2	6	1
21	8 1/2	435	13555	453	37	5	1
22	8 1/2	403	13731	135	12 1/2	4	1
CB 18.1	8 1/2	20.1	13533	38	8	5	0
23	8 1/2	444	14220	451	44	6	0
24	8 1/2	583	14463	173	14 1/2	4	0
25	8 1/2	444	14102	234	27 1/2	4	0
1A	26	SEC	1075	1075	24 1/2	-	-

TOTAL HOURS 100

FISH

ABANDONMENT PLUGS

PLUG NO	DEPTH	INTEGRAL	CEMENTING
PLUG 101	14250	14100	35
PLUG 102	11630	11550	165
PLUG 103	13200	13130	36
PLUG 104	10500	10200	70
PLUG 105	100	0	50

SHOPE PLUS @ 1500'

- 1 BEAKER ASSEMBLY TOP
- 1 PAPER ASSEMBLY BOTTOM
- 1 500
- 1 500
- 2 BRILL COLLARS
- 1 500
- 1 500
- 1 PLUSH JOINT JOGGER
- 1 BLEND OF 8 1/2" RATING CASE

100 @ 1350 FT
56100 @ 1378 FT

ANEZO N-2 1

ROW	SIZE	IN-C	IN-T	IN-O	IN-S	IN-TOTAL	IN-OTHER
1	11 7/8	535	1032	135	17	2	0
2	11 7/8	535	1859	784	21 1/2	4	-
3	11 7/8	531	2202	1081	13	3	1
4	11 7/8	531	3753	1253	13 1/2	4	0
5	11 7/8	531	4523	535	13	4	1
6	11 7/8	541	4207	305	20	6	0
7	12 1/8	531	5555	645	25	3	0
8	12 1/8	630 1/2	6412	1117	25	6	1
9	12 1/8	437	1945	1254	31	5	1
10	12 1/8	434 1/2	9237	1541	33	5	1
11	12 1/8	434 1/2	10723	227	26	6	1
12	12 1/8	435	15600	232	15 1/2	2	0
13	8 1/2	435	15455	85	9	6	1
14	8 1/2	437	10701	215	23	6	1
15	8 1/2	433	11522	871	33 1/2	1	0
16	8 1/2	435	11535	153	11 1/2	5	1
17	8 1/2	433	12533	454	22 1/2	6	1
18	8 1/2	435	12532	113	11 1/2	6	1
19	8 1/2	433	12323	245	24	4	1
20	8 1/2	445	13187	283	21 1/2	6	1
21	8 1/2	435	13555	453	37	5	1
22	8 1/2	403	13731	135	12 1/2	4	1
CB 18.1	8 1/2	20.1	13533	38	8	5	0
23	8 1/2	444	14220	451	44	6	0
24	8 1/2	583	14463	173	14 1/2	4	0
25	8 1/2	444	14102	234	27 1/2	4	0
1A	26	SEC	1075	1075	24 1/2	-	-

TOTAL COST \$ 50,000

LOGS	SCALE	LOGS	SCALE	LOGS	SCALE	LOGS	SCALE
SUBSECTION ELECTRIC (IN TRACK STOP)	1/25 - 1/35	SUBSECTION ELECTRIC (IN TRACK STOP)	1/25 - 1/35	SUBSECTION ELECTRIC (IN TRACK STOP)	1/25 - 1/35	SUBSECTION ELECTRIC (IN TRACK STOP)	1/25 - 1/35
BLK SW 1-105	1/25 - 1/35						
INDUCTION ELECTRIC (UPPER & SUD)	1/25 - 1/35	INDUCTION ELECTRIC (UPPER & SUD)	1/25 - 1/35	INDUCTION ELECTRIC (UPPER & SUD)	1/25 - 1/35	INDUCTION ELECTRIC (UPPER & SUD)	1/25 - 1/35
FEEDBACK (25) BIT	1/25 - 1/35						
GAUGER FEED FOC	1/25 - 1/35						
PL. WT 0/2500	1/25 - 1/35						

TIME DISTRIBUTION

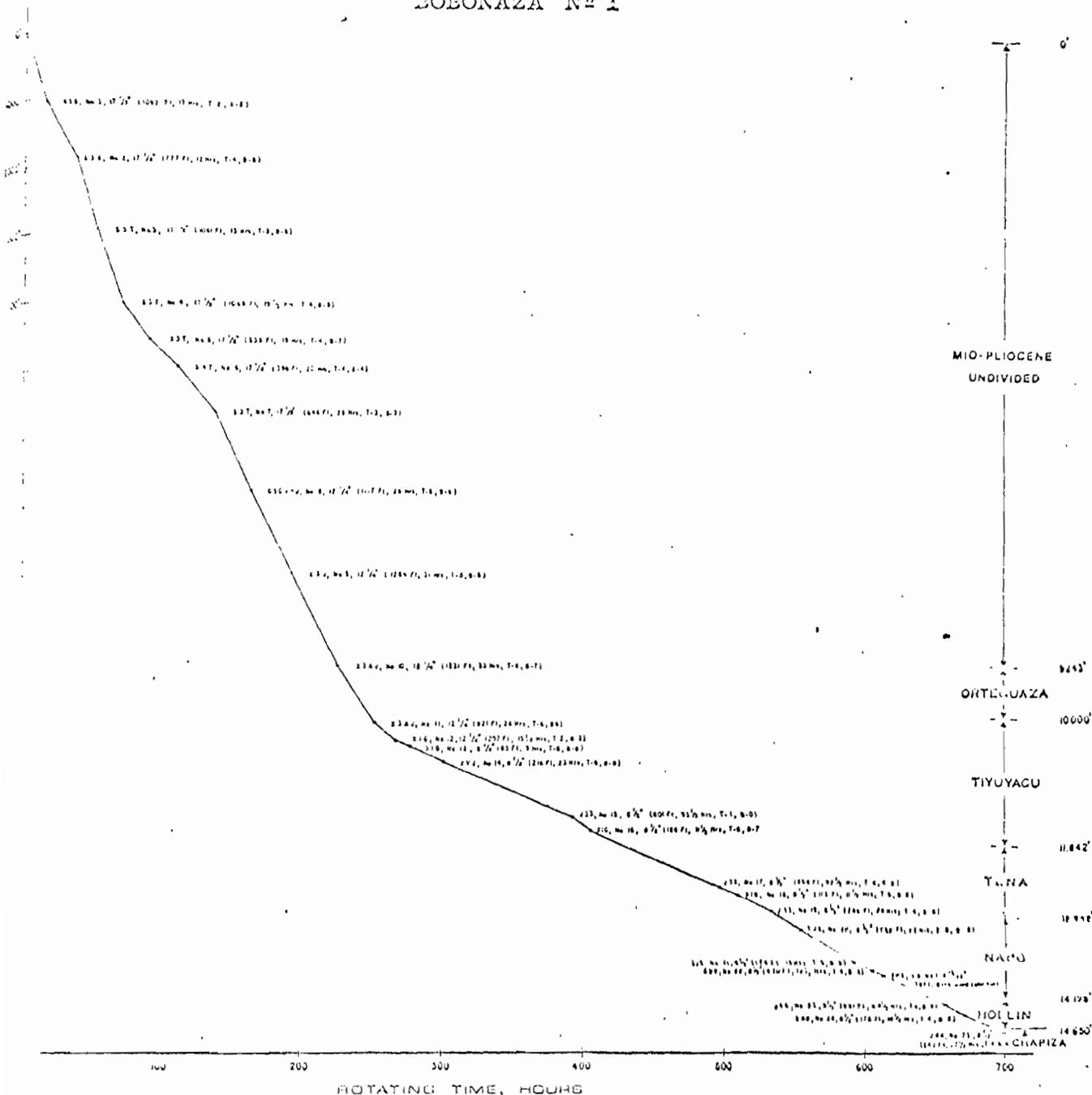
ITEM	TIME
1	12:00 - 12:15
2	12:15 - 12:30
3	12:30 - 12:45
4	12:45 - 1:00
5	1:00 - 1:15
6	1:15 - 1:30
7	1:30 - 1:45
8	1:45 - 2:00
9	2:00 - 2:15
10	2:15 - 2:30
11	2:30 - 2:45
12	2:45 - 3:00
13	3:00 - 3:15
14	3:15 - 3:30
15	3:30 - 3:45
16	3:45 - 4:00
17	4:00 - 4:15
18	4:15 - 4:30
19	4:30 - 4:45
20	4:45 - 5:00

CASING

PCLE	SCALE	PCLE	SCALE	PCLE	SCALE	PCLE	SCALE
25	25"	20"	15"	15"	10"	10"	10"
11 7/8	11 7/8"	11 7/8"	11 7/8"	11 7/8"	11 7/8"	11 7/8"	11 7/8"
12 1/8	12 1/8"	12 1/8"	12 1/8"	12 1/8"	12 1/8"	12 1/8"	12 1/8"
3 1/2	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"
9 1/4	9 1/4"	9 1/4"	9 1/4"	9 1/4"	9 1/4"	9 1/4"	9 1/4"

NO RELEASED... 12:00

DIT RESULTS
BOBONAZA Nº 1



PRUEBAS DE FORMACION

AMOCO ECUMATOR PETROLEUM COMPANY

DRILL STEM TEST REPORT

WELL Bobonaza No 1 DATE June 16-17 1972

DST No 1 INTERVAL 13678-13576

SMA Anchor assembly - 102', Test Assembly 42', D.C. (9) - 280'

D.P. (141 stands + 10') 13254

CHOKES = BTM None SURFACE 1/2" & 1/4"

PACKER DEPTH 13576 FT. WATER CUSHION 1323 FT.

TIME	HOUR	ΔT-MIN	PRESSURES	
			TOP SUMP ①	STP LOGS ②
PKR SET	23:00		IHMP 7020	13554
DCIP OPEN	23:10		IFP-1 3129	13674
DCIP CLOSED	02:38	208	FFP-1 5314	
INITIAL SIP	06:07	209	ISIP	
DCIP OPEN			IFP-2	
DCIP CLOSED			FFP-2	
FINAL SIP			FSIP 5524	
REVERSED OUT				
PKR PLD	06:07		FHMP 7020	
WATER CUSH. TO SURF	IN	No		
FLUID TO SURF	IN	No		
GAS TO SURF	IN	No - blow immediately		

R E C O V E R Y

FLUID TYPE	DRILL STRING	PIPE CAP-	
M U D 943	Ft. 280	Ft. DC	x 0.0074 B/Ft. = 7
WATER (PPM) 12501	Ft. 13254	Ft. DP	x 0.0142 B/Ft. = 165
O C M	Ft.	Ft. OTHER	x B/Ft. =
O I L (API)	Ft.		
TOTAL	13534 Ft. 13534	Ft.	TOTAL VOLUME 172
GAS REC	MCF/D		AVG. PROD RATE-BPD

REMARKS _____

FIELD DRILL STEM TEST ANALYSIS FORM

Bonaza Well No. 1 Province Pastaza Date 6-18-72

Ticket No. HE-0502

M-Napo Interval 13,576-13,678

$$\left(\frac{\text{Flowing Time}}{\text{Shut-in Time}} + 1 \right) = \left(\frac{208}{209} \right) + 1$$

$$\left(\frac{T}{\theta} + 1 \right) = 2$$

Shut-in pressure (ISIP) = 5550 psig
 Initial curve must have built-up completely. If so, plot ISIP

$$\left(\frac{T}{\theta} + 1 = 1 \right)$$

Shut-in pressure (FSIP) = 5524 psig
 at $\frac{T}{\theta} + 1$ from 1. above.)

cycle = 200 psi/cycle
 from graph at right or 'Transmissibility factor' from Halliburton Nomograph No. 2)

Flowing pressure (FFP) = 5314 psig

$$\text{Ratio (DR)} = \frac{0.184(\text{ISIP} - \text{FFP})}{\Delta P \text{ 1 cycle}}$$

$$\left(\frac{235}{160} \right) = \underline{2.70}$$

Greater than unity indicates damage.

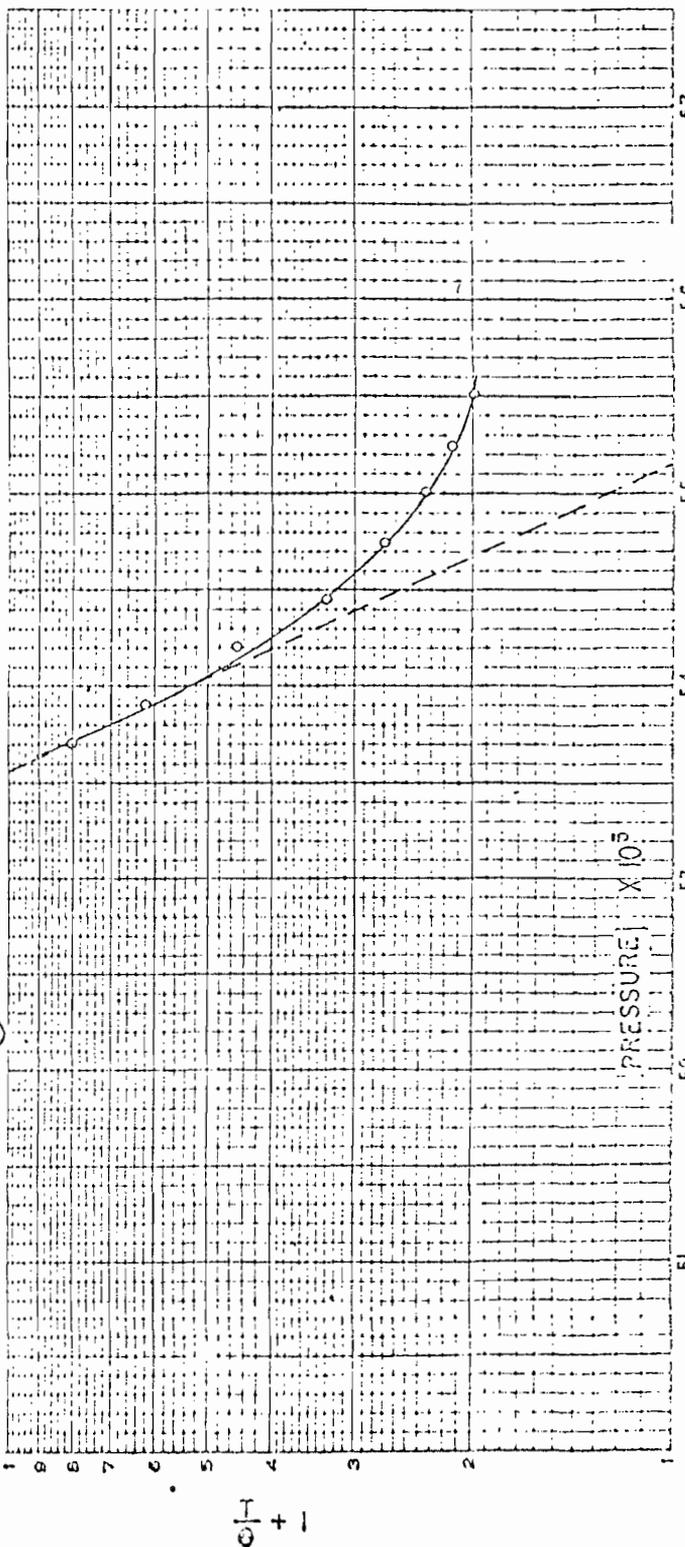
Volume recovered
 (ft) x Pipe capacity (bbl/ft)
 () x () = 172 bbl
 water & mud

Flow rate during test = q_t
 $1440 \times \text{Fluid vol. recovered}$
 Total flowing time (minutes)

$$\frac{1440 (172)}{(209)} = \underline{1185} \text{ bbl/day salt water}$$

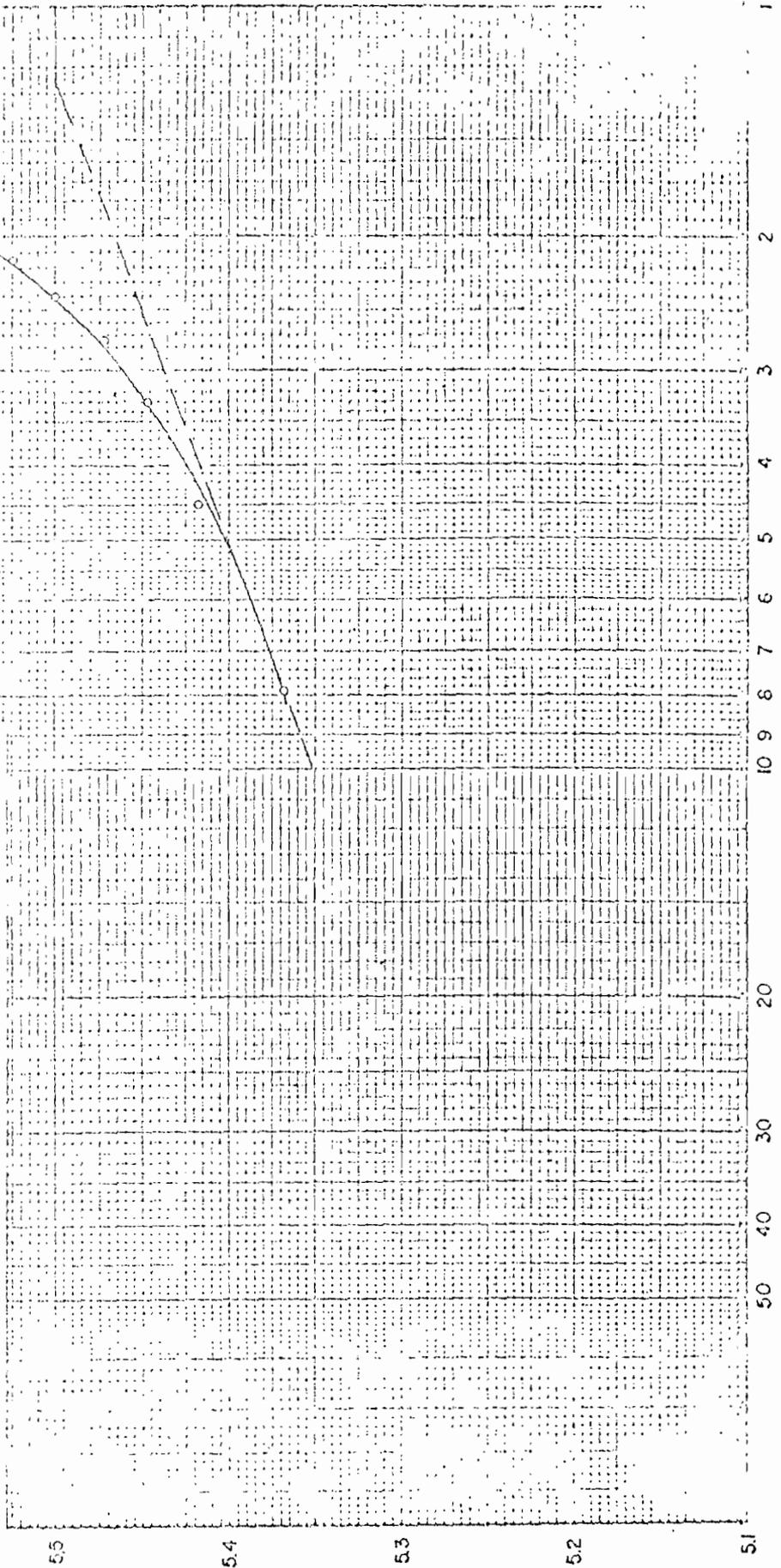
$$\text{Transmissibility } \frac{kh}{\mu} = \frac{162.6 q}{\Delta P \text{ 1 cycle}}$$

$$\frac{162.6 (1185)}{(160)} = \underline{1204} \frac{\text{md.ft}}{\text{cp}}$$



GRAPHICAL PLOT

LOCATION..... BOBORAHA..... WELL NO. 1
TEST NO. 1..... TICKET NO. HE-0502 DATE June 18, 19
 ΔP / cycle 160..... psi/cycle P_0 ?..... psi/c



$$\left(\frac{T}{O} + 1\right)$$

Analyst _____ Date _____

Location Bobonaza Well No. 1

Province Pastaza KB Elev. 1238

Test No. 1 Ticket No. HE-0502 Date of Test 6-18-72

Formation M. NAPO Bottom of tested interval 13678 ft
 Top of tested interval 13576 ft
 Thickness of tested interval h = 102 ft
 Thickness of productive interval h = _____ ft
 (if known & less than tested interval)

Time open, t_p 208 min. Time closed in: Initial 209 min. Final _____ min

2. Recovery

Drill String Pipe Capacity

Mud 943 ft 280 ft Drill Collar x 0.0074 Bbl/ft = 7 Bbl
 Water 12591 ft 13254 ft Drill Pipe x 0.0142 Bbl/ft = 165 Bbl
 Oil cut mud _____ ft _____ ft other x _____ Bbl/ft = _____ Bbl
 Oil _____ ft
 Total 13534 ft 13534 ft Total vol. fluid Q_T = 172 Bbl
 Recovered

Totals must be equal

3. Gas Recovery No Mcf/d (If test indicates gas well, do not complete analysis which does not apply to gas flow)

4. Final flowing pressure FFP = 5314 psig

5. Approximate feet of liquid recovery calculated from final flowing pressure
 = FFP(5314) psi x 2.2 ft/psi = 1169 ft

Recovery Verification

6. $[\text{Recovery from (4)} \frac{11691 \text{ ft}}{13534 \text{ ft}} \div \text{Recovery(1)} \frac{13534 \text{ ft}}{13534 \text{ ft}}] \times 100 = \underline{86.8\%}$

- If above: 60 to 90%, recovered oil
- 90 to 110%, recovered salt water
- 110 to 150%, recovered mud

(Should verify written recovery report in (1). If not, error in fluid recovery or final flowing pressure exists which will affect permeability determination (16,17,18) or PI and Damage Ratio determinations (20 to 23)

Mud recovery verification

9. Volume of hole below packer

$$Q_H = \text{Hole capacity } 0.737 \text{ Bbl/ft} \times h(102) \text{ ft} = \underline{8.02} \text{ Bbl}$$

10. Recovery in pipe obtained from formation Q_F

$$Q_F = Q_T(172) - Q_H(8.02) = \underline{164} \text{ Bbl}$$

11. Q_F as per cent of $Q_T = \left[\frac{Q_F(164)}{Q_T(172)} \right] \times 100 = \underline{95.5} \%$

12. Feet of pipe recovery obtained from formation

$$= \text{Recovery } 1.(13534) \times \% \frac{Q_F}{Q_T} \left(\frac{164}{172} \right) = \underline{12925} \text{ ft}$$

13. Feet of pipe recovery from hole below packer

$$= 1.(\quad) \text{ ft} - 9.(\quad) \text{ ft} = \underline{\quad} \text{ ft None-fish}$$

(Maximum feet of mud recovered from 1. should be less than feet calculated in 10. If 1. greater, suspect packer leak, check service report for mud loss.)

Gauge Repeatability or Mud Loss Verification

14. Hydrostatic mud pressures - Initial IHMP = 7020 psig
 Final FHMP = 7020 psig
 Difference, Δ IHMP = 0 psig

$$\text{Per cent difference } \left(\frac{\Delta \text{ IHMP } 0}{\text{IHMP } 7020} \right) \times 100 = \underline{0} \%$$

(Less than 0.5 % indicates excellent test. Greater than 3 %, check 10. and service report for mud loss.)

Gauge Calibration Verification

15. Calculated hydrostatic mud pressure

$$\text{IHMP}_{\text{Calc}} = \text{Gauge depth}(13576) \text{ ft} \times \text{Mud Wt}(10) \text{ lb/gal} \times .052 = \underline{7060} \text{ psi}$$

$$\% \text{ IHMP error } \left(\frac{\text{IHMP}_{\text{Calc}} 7060}{\text{IHMP } 7020} \right) \times 100 = \underline{100} \%$$

(Should be within 2% of 100% for good calibration and good mud weight)

16. Average production rate during test

$$q_c = 1440 \times Q_T(172) \text{ bbl} \div t_p(20.8) \text{ min} = \underline{1191} \text{ bbl/d}$$

From graphical plot, $\Delta P_{\text{cycle}} = \underline{160} \text{ psi/cycle}$

17. Transmissibility $\frac{k}{\mu} = 162.6 \times q_c(119) \text{ bbl/d} \div \Delta P_{\text{cycle}}(160) \text{ psi}$

$$= \underline{1210} \frac{\text{ml-ft}}{\text{cp}}$$

$$17. Kh = 16.(1210) \frac{\text{md-ft}}{\text{cp}} \times \mu(0.6)\text{cp} = \underline{725} \text{ md-ft}$$

$$18. \text{ Permeability } k = 17.(726) \text{ md-ft} \div h(102) \text{ ft} = \underline{7.11} \text{ md}$$

(Use h for productive interval if known to be less than tested interval)

If viscosity data are not available from PVT data, use following table.

Fluid Recovered	Viscosity - cp
Water	0.6
20°API Oil	6.0
25°API Oil	3.0
30°API Oil	1.4
35°API Oil	0.9
40°API Oil	0.7
45°API Oil	0.45
50°API Oil	0.3

19. Original formation pressure

From graphical plot, extrapolated pressure $P_o = \underline{5824}$ psig
at gauge depth()ft KB.

Compare with initial shut-in pressure ISIP = 5524 psig
if initial curve built up completely.

20. Productivity Index

$$PI = q_e(119) \text{ bbl/d} \div [P_o(5824) - P_f(5314)] = \underline{2.33} \text{ bbl/d/psi}$$

$$21. \text{ Specific PI} = 20.(2.33) \div h(102) \text{ ft} = \underline{.022} \text{ bbl/d/psi/ft}$$

Damage Ratio - DR

$$22. DR = 0.184 \times [P_o(5824) - P_f(5314)] \div \Delta P \text{ 1 cycle}(160) = \underline{.57}$$

DR greater than 1 indicates damaged area around well bore.
DR less than 1 indicates no damage

23. Possible production rate of completed well with no damage
(Complete only if damage indicated)

$$\text{Undamaged productivity} = q_e(1191) \text{ bbl/d} \times DR(.57) = \underline{679} \text{ bbl/d}$$

Analyst _____ Date Junio 23-28/72Location Bobonaza Well No. 1Province Pastaza KB Elev. 1238Test No. 1 Ticket No. HE-0502 Date of Test 6-18-72Data Consistency (Circle appropriate quality designation)

Remarks

Fluid recovery verification (5.) Good Fair Poor

Gas recovery verification (10.) Good Fair Poor

Gauge repeatability (11.) Good Fair Poor

Gauge calibration (13.) Good Fair Poor

Reservoir Information SummaryAverage production rate during test (15.) q_t 1191 bbl/d

Did well flow to surface? Yes. No.

Tested interval (h) 102 ft

Productive interval (h) _____ ft

 $\frac{kh}{\mu}$ (16.) 1210 $\frac{\text{md}\cdot\text{ft}}{\text{cp}}$ kh (17.) 726 md.ftk (18.) 7.11 md (Based on tested or productive thickness?)Original or Completion pressure (19.) P_o 5824 psig at 13678 KBPI (20.) 2.33 bbl/d/psiSPI (21.) 0.022 bbl/d/psi/ftDamage Ratio (22.) 57

Damage - greater than 1

No Damage - less than 1

Undamaged productivity (23.) 679 bbl/dRemarks

Legal Location: **CUYAHUCA**
 Sec. 1, Twp. 4 N., R. 9 E., **RODRIGUEZ NO. 1**
 Well No. **1**
 Field Area **1**
 Field No. **13678-13573**
 Tested Interval
 County **Imoco, Ecuador Pet. Co.**
 State
 Lease Owner/Company Name

FLUID SAMPLER DATA
 Sampler Pressure _____ P.S.I.G. at Surface
 Recovery: Cu. Ft. Gas _____
 cc. Oil _____
 cc. Water _____
 cc. Mud _____
 Tot. Liquid cc. _____
 Gravity _____ * API @ _____ *F.
 Gas/Oil Ratio _____ cu. ft./bbl.

Date **June 16-17-18/72** Ticket Number _____
 Kind of Job **DST** Halliburton District **Quito**
 Tester **Nelson Stiles** Witness **Carlos Mateus**
 Drilling Contractor **Parker Drilling Co.**

EQUIPMENT & HOLE DATA
 Formation Tested **middle sand**
 Elevation _____ Ft.
 Net Productive Interval _____ Ft.
 All Depths Measured From **RSD**
 Total Depth **13678** Ft.
 Main Hole/Casing Size **3-1/2 hole**
 Drill Collar Length **279.90** I.D. **2-7/8**
 Drill Pipe Length **13,254** I.D. **3,826**
 Packer Depth(s) **12576 top - 13569 bottom** Ft.
 Depth Tester Valve **13549** Ft.

TYPE	AMOUNT	Depth Back	Surface	Bottom
Con. in Water		Ft. Pres. Valve	Choke	Choke
Recovered	1323	Feet of	1/2" & 1/4"	none
Recovered	12591	Feet of		
Recovered	943	Feet of		
Recovered		Feet of		
Recovered		Feet of		

Remarks **D.C. capacity .0074 bbls/ft.**

TEMPERATURE	top		bottom		Gauge No.	Depth: Ft.	TIME
	Gauge No.	Depth: Ft.	Gauge No.	Depth: Ft.			
Est. *F.	3335	24 Hour Clock	3333	24 Hour Clock			Tool Open 11:40 P.M.
Actual *F.	Blanked Off		Blanked Off		Blanked Off		Tool Closed 6:07 A.M.
	Pressures		Pressures		Pressures		Reported Minutes
Initial Hydrostatic	Field 7229	Office 7020					Computed Minutes
First Period Flow	Initial 3050	3120					
	Final 5357	5314					203
	Closed in 5300	5324					209
Second Period Flow	Initial		was not recovered from hole				
	Final						
	Closed in						
Third Period Flow	Initial						
	Final						
	Closed in						
Final Hydrostatic	7229	7020					

METODO ANALITICO

PROGRAMA DE COMPUTADORAS

ANEXO N-4

10 ACTUAL BK CONFIS BK

END

LIST (CARD, 1192 PRINTER)

LIST WORD INTEGERS

LIST SOURCE PROGRAM

PROGRAM TITLE OF ARBOLEDA JIMENEZ

DATE (2,8)

FORMAT (10,1)

WRITE (3,6)

4 FORMAT (10X, 'CALCULO DE COSTO DE PERFORACION POR BROCA')

WRITE (3,11)

11 FORMAT (///)

DATE (3,7)

7 FORMAT (4X, 'OCASO', 2X, 'COSTO', 4X, 'PIES', 3X, 'HORAS', 3X, 'TIEMPO',
10X, 'COSTO', 3X, 'COSTO', 3X, 'COSTO')

WRITE (3,4)

8 FORMAT ((X, '(1)'), 6X, '(2)', 4X, 'PERFO.', 4X, 'DE', 6X, 'DE', 5X, 'POR', 5X,
11 '(3)', 4X, 'COSTO')

WRITE (3,3)

9 FORMAT (12X, 'BROCA', 12X, 'PERFO.', 2X, 'VIAJE', 4X, 'PIE', 4X, 'CORR.')

WRITE (3,2)

2 FORMAT (14X, '(4)', 5X, '(5)', 4X, '(6)', 4X, '(7)', 4X, '(8)', 3X, '(9/FT)', 2X,
11 '(10/FT)', 2X, '(11/FT)')

WRITE (3,1)

12 FORMAT (///)

IBROC = 1

CPC = 0.0

READ (2,5) R

4 FORMAT (F4.0)

13 READ (2,10) COSB,FTP,TFTP,TV

11 FORMAT (F4.0,F4.0,F3.1,F2.1)

IF (COSB) 15,14,15

15 C = (COSB + 1 * (TFTP + TV)) / FTP

CPC = FTP * C

CPA = C - CPA

WRITE (3,12) IBROC, COSB, FTP, TFTP, TV, C, CPC, CPA

12 FORMAT (6X, I2, 5X, F5.0, 3X, F5.0, 3X, F4.1, 5X, F3.1, 4X, F5.2, 2X, F6.0, 3X,
11 F4.2)

IBROC = IBROC + 1

GO TO 13

14 CALL EXIT

END

STOPS SUPPORTED

WORD INTEGERS

PCS

REQUIREMENTS FOR

COMMON 0 VARIABLES

13 PROGRAM

330

COMPILATION ...

PERIODO (D)	COSTO PIE (1)	PIES PIE (17)	HORAS DE PERFO. (HR)	TIEMPO DE VIAJE (HR)	COSTO POR PIE (\$/FT)	COSTO POR CORR. (\$/FT)	COSTO ACUM. (\$/FT)
1	1370.	1042.	17.0	4.1	5.32	5758.	5.32
2	1370.	777.	23.5	4.1	9.15	7110.	14.47
3	1370.	1061.	12.0	4.8	4.78	5072.	19.25
4	1370.	1065.	35.5	5.5	9.26	9898.	28.52
5	1370.	634.	19.0	5.8	12.20	6528.	40.72
6	1370.	496.	20.0	6.1	17.16	6798.	57.89
7	1370.	646.	26.0	6.5	12.58	8130.	70.47
8	820.	1117.	26.0	7.1	6.62	7404.	77.10
9	670.	1064.	31.0	7.9	6.93	8761.	84.03
10	670.	1341.	33.0	8.7	6.96	9343.	91.00
11	670.	821.	23.0	9.1	9.70	7970.	100.71
12	670.	232.	15.5	9.3	19.96	5828.	120.67
13	330.	88.	9.0	7.5	44.96	3821.	165.64
14	330.	213.	23.0	7.6	31.27	6754.	196.91
15	1050.	901.	93.5	8.0	28.79	23062.	225.70
16	330.	186.	11.5	8.1	24.40	4466.	250.11
17	1050.	856.	92.5	8.5	26.91	22958.	277.02
18	330.	118.	11.5	8.5	40.26	4550.	317.29
19	1950.	346.	24.0	8.6	35.49	8730.	352.78
20	1470.	209.	21.5	8.6	26.99	7772.	379.67
21	1470.	464.	37.0	9.0	23.58	11038.	403.26
22	460.	136.	12.5	9.0	36.26	4932.	439.52
23	1.	38.	3.0	9.1	93.62	3557.	533.15
24	1050.	461.	44.5	9.3	28.50	13140.	561.65
25	1470.	178.	14.5	9.4	36.18	6441.	597.84
26	1950.	234.	27.5	9.5	41.22	9646.	639.06

05 T

PRIME CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
10 0001 0001 0000

10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

13

05 (CARD, 1182 PRINTER)

01 WORD INTEGERS

07 SOURCE PROGRAM

JORGE ENRIQUE ARBOLEDA JIMENEZ

WRITE (3,8)

1 FORMAT (1H1)

WRITE (3,6)

1 FORMAT (14X,'CALCULO DE COSTO VS TIEMPO DE PERFORACION')

WRITE (3,11)

1 FORMAT (///)

WRITE (3,7)

1 FORMAT (13X,'BROCAS',2X,'COSTO',4X,'PIES',3X,'HORAS',3X,'TIEMPO',
12X,'COSTO')

WRITE (3,4)

1 FORMAT (14X'(N)',6X,'DE',4X,'PERFO.',4X,'DE',6X,'DE',5X,'POR')

WRITE (3,3)

1 FORMAT (21X,'BROCA',11X,'PERFO.',2X,'VIAJE',3X,'HORA')

WRITE (3,2)

1 FORMAT (22X,'(S)',5X,'(FT)',4X,'(HR)',4X,'(HR)',3X,'(S/H)')

WRITE (3,1)

1 FORMAT (///)

READ (2,9) R

1 FORMAT (F4.0)

AUM = 0.0

DO 22 IBROC=1,26

1 READ (2,10) COSB,FTP,TFTP,TV

1 FORMAT (F4.0,F4.0,F3.1,F2.1)

DO 15 J=1,25

AUM=AUM+4.

FTPP = (FTP*AUM)/TFTP

C = (COSB+R*(AUM+TV))/FTPP

WRITE (3,12) IBROC,COSB,FTPP,AUM,TV,C

1 FORMAT (13X,I2,6X,F5.0,3X,F5.0,3X,F4.1,5X,F3.1,2X,F7.2)

1 F(AUM-TFTP)15,15,23

CONTINUE

1 AUM=0.

WRITE (3,16)

1 FORMAT (//)

CONTINUE

1 CALL EXIT

END

REFERENCED STATEMENTS

14

REC SUPPORTED

WORD INTEGERS

SE 2

OF COMPILATION

XEQ

[Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page]

CALCULO DE COSTO VS TIEMPO DE PERFORACION

BROCAS (N)	COSTO DE BROCA (\$)	PIES PERFO. (FT)	HORAS DE PERFO. (HR)	TIEMPO DE VIAJE (HR)	COSTO POR HORA (\$/H)
1	1370.	254.	4.0	4.1	11.99
1	1370.	509.	8.0	4.1	7.63
1	1370.	763.	12.0	4.1	6.17
1	1370.	1018.	16.0	4.1	5.45
1	1370.	1272.	20.0	4.1	5.01
2	1370.	132.	4.0	4.1	23.09
2	1370.	264.	8.0	4.1	14.69
2	1370.	396.	12.0	4.1	11.89
2	1370.	529.	16.0	4.1	10.49
2	1370.	661.	20.0	4.1	9.65
2	1370.	793.	24.0	4.1	9.09
3	1370.	326.	4.0	4.8	9.80
3	1370.	652.	8.0	4.8	6.17
3	1370.	979.	12.0	4.8	4.96
3	1370.	1305.	16.0	4.8	4.36
4	1370.	120.	4.0	5.5	27.80
4	1370.	240.	8.0	5.5	17.35
4	1370.	361.	12.0	5.5	13.87
4	1370.	481.	16.0	5.5	12.13
4	1370.	601.	20.0	5.5	11.09
4	1370.	722.	24.0	5.5	10.39
4	1370.	842.	28.0	5.5	9.89
4	1370.	962.	32.0	5.5	9.52
4	1370.	1083.	36.0	5.5	9.23
5	1370.	112.	4.0	5.8	30.26
5	1370.	225.	8.0	5.8	18.82
5	1370.	337.	12.0	5.8	15.01
5	1370.	450.	16.0	5.8	13.10
5	1370.	563.	20.0	5.8	11.66

	1370.	19.	4.0	6.1	43.82
6	1370.	158.	8.0	6.1	27.15
6	1370.	237.	12.0	6.1	21.61
6	1370.	316.	16.0	6.1	18.83
6	1370.	396.	20.0	6.1	17.16
6	1370.	475.	24.0	6.1	16.05

7	1370.	99.	4.0	6.5	35.76
7	1370.	193.	8.0	6.5	22.06
7	1370.	298.	12.0	6.5	17.50
7	1370.	397.	16.0	6.5	15.21
7	1370.	496.	20.0	6.5	13.84
7	1370.	596.	24.0	6.5	12.93
7	1370.	695.	28.0	6.5	12.28

8	520.	171.	4.0	7.1	16.46
8	520.	343.	8.0	7.1	10.65
8	520.	515.	12.0	7.1	8.71
8	520.	687.	16.0	7.1	7.74
8	520.	859.	20.0	7.1	7.16
8	520.	1031.	24.0	7.1	6.77
8	520.	1202.	28.0	7.1	6.50

9	670.	163.	4.0	7.9	19.28
9	670.	326.	8.0	7.9	12.19
9	670.	489.	12.0	7.9	9.82
9	670.	652.	16.0	7.9	8.64
9	670.	815.	20.0	7.9	7.93
9	670.	978.	24.0	7.9	7.46
9	670.	1141.	28.0	7.9	7.12
9	670.	1304.	32.0	7.9	6.87

10	670.	162.	4.0	8.7	20.37
10	670.	325.	8.0	8.7	12.74
10	670.	487.	12.0	8.7	10.20
10	670.	650.	16.0	8.7	8.93
10	670.	812.	20.0	8.7	8.16
10	670.	975.	24.0	8.7	7.66
10	670.	1137.	28.0	8.7	7.29
10	670.	1300.	32.0	8.7	7.02
10	670.	1462.	36.0	8.7	6.81

11	670.	126.	4.0	9.1	26.87
11	670.	252.	8.0	9.1	16.73
11	670.	378.	12.0	9.1	13.35
11	670.	503.	16.0	9.1	11.65
11	670.	621.	20.0	9.1	10.64
11	670.	757.	24.0	9.1	9.96
11	670.	884.	28.0	9.1	9.48

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3

12	670.	120.	8.0	9.3	28.32
12	670.	226.	12.0	9.3	22.56
12	670.	301.	16.0	9.3	19.68

13	390.	37.	4.0	7.5	73.64
13	390.	75.	8.0	7.5	47.83
13	390.	113.	12.0	7.5	39.22

14	390.	37.	4.0	7.6	74.61
14	390.	75.	8.0	7.6	48.37
14	390.	112.	12.0	7.6	39.63
14	390.	150.	16.0	7.6	35.68
14	390.	187.	20.0	7.6	32.64
14	390.	225.	24.0	7.6	30.89

15	1950.	34.	4.0	8.0	129.74
15	1950.	68.	8.0	8.0	77.01
15	1950.	102.	12.0	8.0	59.43
15	1950.	137.	16.0	8.0	50.64
15	1950.	171.	20.0	8.0	45.37
15	1950.	205.	24.0	8.0	41.85
15	1950.	239.	28.0	8.0	39.34
15	1950.	274.	32.0	8.0	37.46
15	1950.	308.	36.0	8.0	35.99
15	1950.	342.	40.0	8.0	34.82
15	1950.	376.	44.0	8.0	33.86
15	1950.	411.	48.0	8.0	33.06
15	1950.	445.	52.0	8.0	32.39
15	1950.	479.	56.0	8.0	31.81
15	1950.	514.	60.0	8.0	31.31
15	1950.	548.	64.0	8.0	30.87
15	1950.	582.	68.0	8.0	30.48
15	1950.	616.	72.0	8.0	30.13
15	1950.	651.	76.0	8.0	29.83
15	1950.	685.	80.0	8.0	29.55
15	1950.	719.	84.0	8.0	29.30
15	1950.	753.	88.0	8.0	29.07
15	1950.	788.	92.0	8.0	28.86
15	1950.	822.	96.0	8.0	28.67

16	390.	63.	4.0	8.1	45.66
16	390.	127.	8.0	8.1	29.36
16	390.	190.	12.0	8.1	23.93

17	1950.	36.	4.0	8.5	123.35
17	1950.	73.	8.0	8.5	72.95
17	1950.	110.	12.0	8.5	56.15

17	1950.	221.	24.0	8.5	42.71
17	1950.	258.	28.0	8.5	36.95
17	1950.	295.	32.0	8.5	35.15
17	1950.	331.	36.0	8.5	33.75
17	1950.	368.	40.0	8.5	32.63
17	1950.	405.	44.0	8.5	31.71
17	1950.	442.	48.0	8.5	30.95
17	1950.	479.	52.0	8.5	30.30
17	1950.	516.	56.0	8.5	29.75
17	1950.	553.	60.0	8.5	29.27
17	1950.	590.	64.0	8.5	28.85
17	1950.	627.	68.0	8.5	28.48
17	1950.	663.	72.0	8.5	28.15
17	1950.	700.	76.0	8.5	27.86
17	1950.	737.	80.0	8.5	27.59
17	1950.	774.	84.0	8.5	27.35
17	1950.	811.	88.0	8.5	27.13
17	1950.	848.	92.0	8.5	26.93
17	1950.	885.	96.0	8.5	26.75

18	390.	39.	4.0	8.5	76.07
18	390.	78.	8.0	8.5	48.62
18	390.	117.	12.0	8.5	39.46

19	1950.	41.	4.0	8.6	111.48
19	1950.	82.	8.0	8.6	65.88
19	1950.	123.	12.0	8.6	50.68
19	1950.	164.	16.0	8.6	43.09
19	1950.	205.	20.0	8.6	38.53
19	1950.	246.	24.0	8.6	35.49
19	1950.	287.	28.0	8.6	33.31

20	1470.	53.	4.0	8.8	76.85
20	1470.	107.	8.0	8.8	46.16
20	1470.	161.	12.0	8.8	35.93
20	1470.	215.	16.0	8.8	30.81
20	1470.	268.	20.0	8.8	27.75
20	1470.	322.	24.0	8.8	25.70

21	1470.	50.	4.0	9.0	82.49
21	1470.	101.	8.0	9.0	49.47
21	1470.	151.	12.0	9.0	38.46
21	1470.	202.	16.0	9.0	32.95
21	1470.	252.	20.0	9.0	29.65
21	1470.	303.	24.0	9.0	27.45
21	1470.	354.	28.0	9.0	25.88
21	1470.	404.	32.0	9.0	24.70
21	1470.	455.	36.0	9.0	23.78
21	1470.	505.	40.0	9.0	23.04

22	460.	43.	4.0	9.0	72.70
22	450.	87.	8.0	9.0	45.90
22	430.	130.	12.0	9.0	36.97
22	460.	174.	16.0	9.0	32.51

23	1.	19.	4.0	9.1	143.46
23	1.	38.	8.0	9.1	93.62
23	1.	57.	12.0	9.1	77.01

24	1950.	41.	4.0	9.3	113.81
24	1950.	82.	8.0	9.3	66.94
24	1950.	124.	12.0	9.3	51.32
24	1950.	165.	16.0	9.3	43.51
24	1950.	207.	20.0	9.3	38.82
24	1950.	248.	24.0	9.3	35.70
24	1950.	290.	28.0	9.3	33.46
24	1950.	331.	32.0	9.3	31.79
24	1950.	372.	36.0	9.3	30.49
24	1950.	414.	40.0	9.3	29.45
24	1950.	455.	44.0	9.3	28.59
24	1950.	497.	48.0	9.3	27.88

25	1470.	49.	4.0	9.4	86.69
25	1470.	98.	8.0	9.4	51.82
25	1470.	147.	12.0	9.4	40.19
25	1470.	196.	16.0	9.4	34.38

26	1950.	34.	4.0	9.5	139.79
26	1950.	68.	8.0	9.5	82.11
26	1950.	102.	12.0	9.5	62.89
26	1950.	136.	16.0	9.5	53.28
26	1950.	170.	20.0	9.5	47.51
26	1950.	204.	24.0	9.5	43.66
26	1950.	233.	28.0	9.5	40.92

METODO GRAFICO

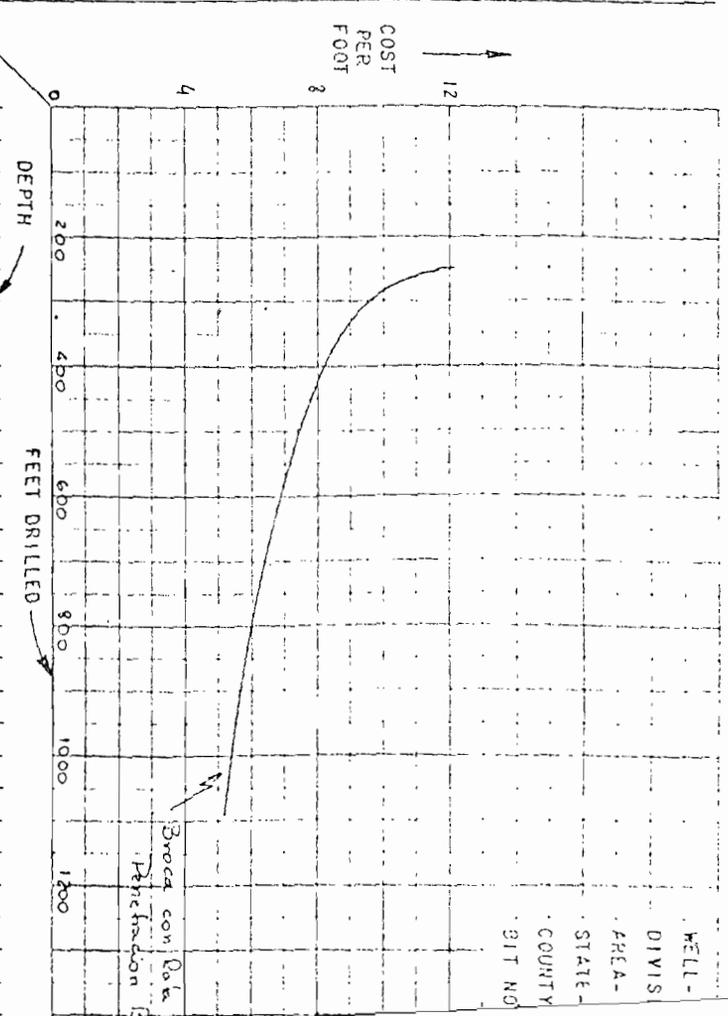
ANEXO N-5

WELL NO. B004422
LOCATION PASTORA
DATE

PISTON TYPE H-400 STROKES 5 1/2
PRESSURE 2000 PSI 300
BIT COST 208 \$/FT

BIT NO. 1 SIZE 17 1/2 WPE S35
R2B 50 RPM 130 WHEELS/4/5/6
DULL COST 3 3 8 60
REMARKS: CONDICIONES DE LA BROCA
PEQUENA, POQUEAS HASTAS QUE VA
de penetracion decaer.
COMMENTS: Broca perforando la forma.
con No. Proceur tipo de broca
para formaciones suaves.

WOB WEIGHT 9.3 LB/FT
PLASTIC VISCOSITY 9 CP
YIELD VALUE 16 LB/IN. SQ. FT.
SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOG DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
PST _____ lb/bbl
D/B RATIO _____
BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

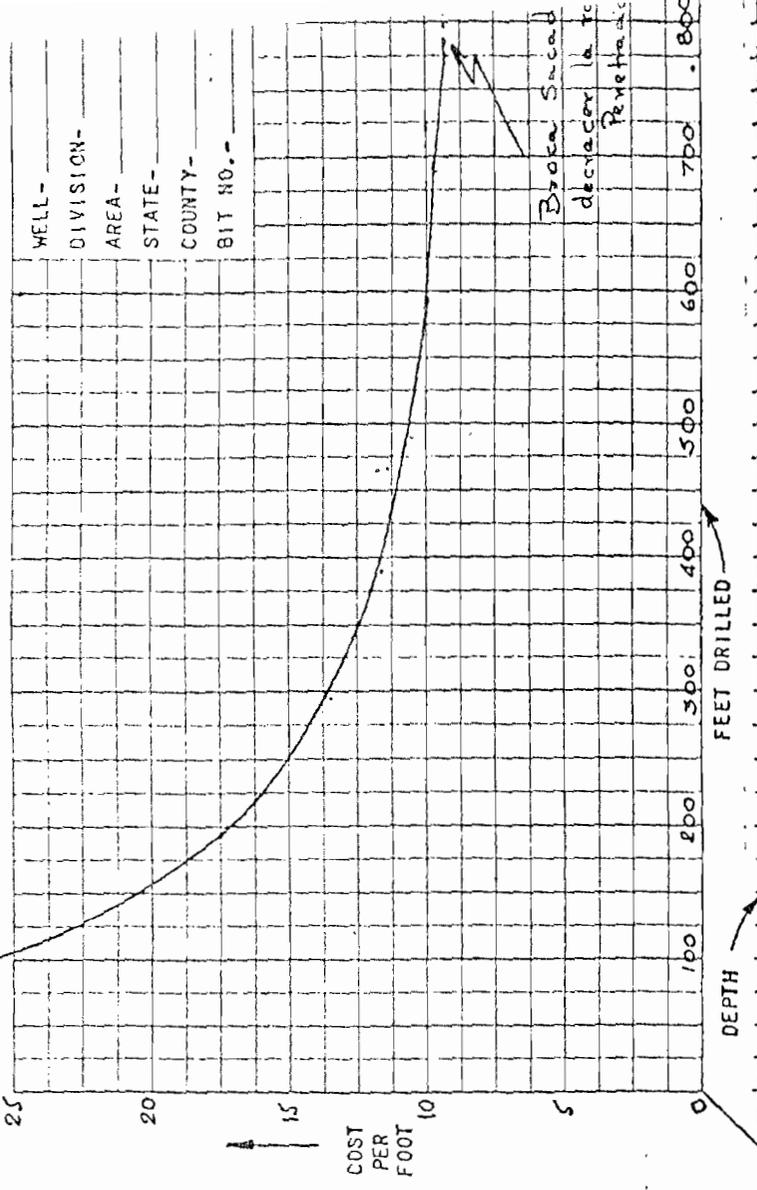
DEPTH	Hours	0	4	8	12	16	17
DEPTH	0	254	509	763	1018	1082	
BIT COST	1370	1370	1370	1370	1370	1370	
TRIP COST	0	650	690	720	750	760	
ROTATING COST	0	832	1664	2496	3328	3536	
TOTAL COST	1370	2852	3924	4586	5448	5666	
FEET DRILLED	0	254	509	763	1018	1082	
COST/FOOT	∞	11.99	7.63	6.17	5.41	5.32	

Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME BOBONAZA
 LOCATION PASTAZA
 DATE _____
 PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 2000 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR. _____

BIT NO. 2 SIZE 1 7/8" TYPE S35
 HOB 50 RPM 120 NOZZLES 14/14/15
 DRILL CONDITIONS: 1 4 8 8 6 0
 WHY WAS BIT PULLED: Los dientes de la broca salieron totalmente arrojados y de crecieron la tasa de Penetración.
 COMMENTS: Broca Perforando la FORMACION Mio-Plioceno, el tipo de broca Utilizado es para formaciones Suaves. Utilización de broca nueva despues de la Cementación.

MUD WEIGHT 9.3 lb/gal _____
 PLASTIC VISCOSITY 9 _____ cp
 YIELD VALUE 17 lb/100 sq. ft. _____
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. % _____
 OIL CONTENT _____ VOL. % _____
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm _____
 LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl _____
 GOST _____ lb/bbl _____
 9/8 RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl _____



COST CALCULATION TABLE

TIME HORAS	0	3	6	9	12	15	18	21	23.5
DEPTH	1092	1181	1280	1379	1478	1577	1676	1775	1809
BIT COST	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370
TRIP COST	760	770	790	800	815	830	845	860	875
ROTATING COST	0	624	1248	1872	2496	3120	3744	4368	4888
TOTAL COST	2130	2764	3408	4042	4681	5320	5959	6598	7133
FEET DRILLED	0	99	198	297	396	495	594	693	777
COST/FOOT	∞	27.9	17.3	13.3	11.8	10.7	10	9.5	9.1

WELL NAME Bobovaza
 LOCATION Pastaza
 DATE _____

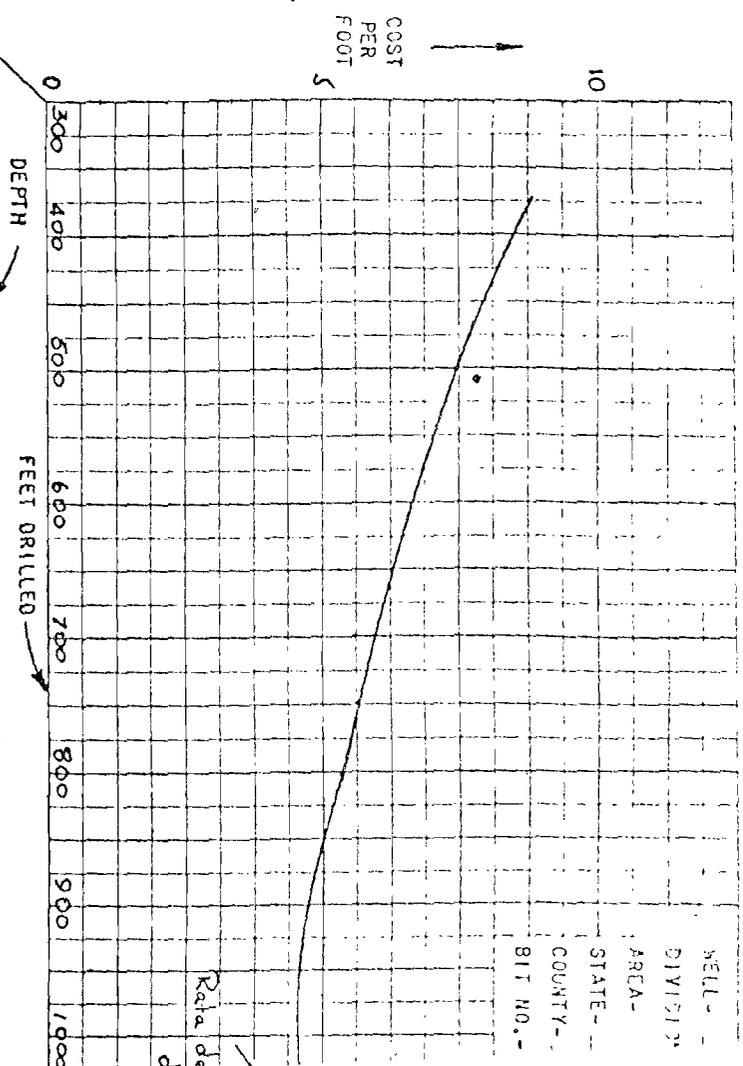
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 2000 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 3 SIZE 1 7/8" TYPE S3T
 NOS 35 RPM 130 NOZZLES 15/5/5
 DRILL CONDITIONS: 1 3, 8 5, 6 0

ANY WGS BIT PULLED: Los dientes 3/8 perdidos y 5/8 de los tujillones usados, la rata de penetracion decrece.

COMMENTS: Broca Perforando la Formacion Nro. Oligoceno. tipo de broca para formaciones Suves.

HUD WEIGHT 101 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 9 CP
 YIELD VALUE 8 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOG DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 FRT _____ lb/bbl
 D/G RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

DEPTH	TIME Hours	BIT COST	TRIP COST	ROTATING COST	TOTAL COST	FEET DRILLED	COST/FOOT
0	0	1859	2267	2675	2920		
1370	1370	1370	1370	1370			
2740	2740	920	920	1010			
4110	4110	1040	2080	2704			
5480	5480	2240	3350	4420	5084		
6850	6850	0	408	816	1061		
8220	8220	0	8.2	6.45	4.79		
9590							
10960							
12330							
13700							

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE _____

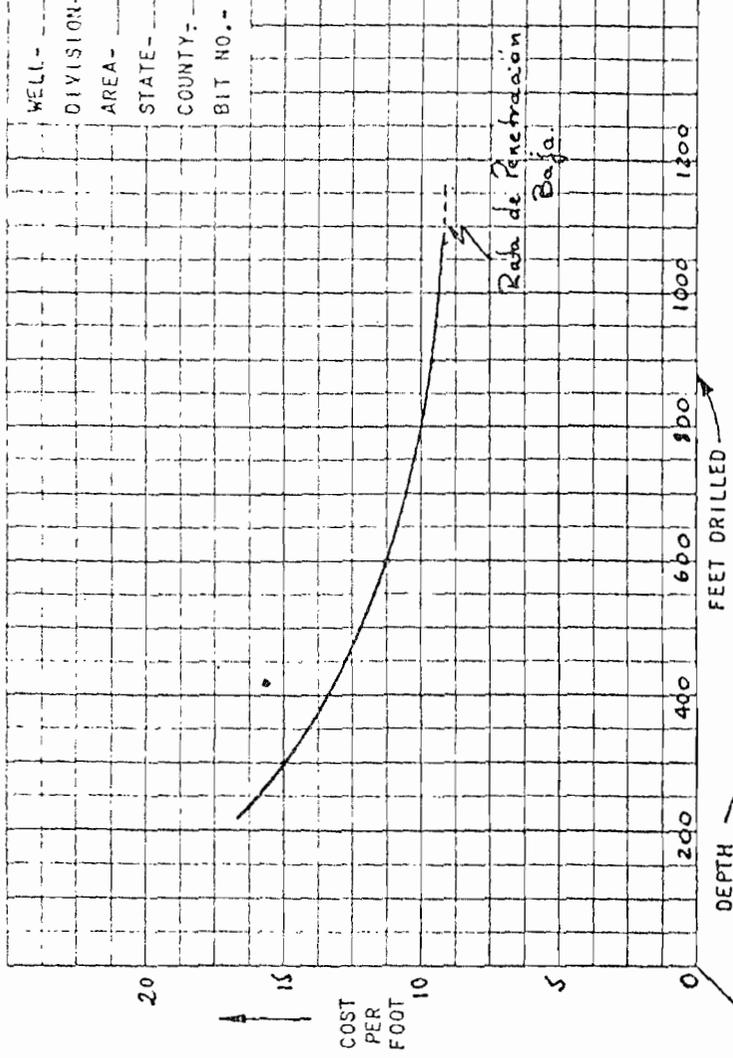
PUMP TYPE HT-400 TIERS 5 1/2"
PRESSURE 2300 SPM 300
RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 4 SIZE 17 1/2" TYPE 33T
MOB 35 RPM 130 NOZZLES 15/15/15

DULL CONDITIONS: T 4, B 5, G 0
REASON BIT PULLED: La rata de Penetración
decrece; 4/8 de los dientes perdidos y
5/8 de los rollos usados

REMARKS: Broca para formaciones Suv-
res, atravesando la formación Mio-
Plioceno.

MUD WEIGHT 10.0 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 15 cp
YIELD VALUE 12 lb/100 sq. ft.
SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
HBT _____ lb/bbl
D/B RATIO _____
BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Hours.	0	10	15	20	25	30	35.5
DEPTH	2920	3220	3370	3520	3670	3820	3988
BIT COST	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370
TRIP COST	1010	1050	1070	1080	1100	1120	1140
ROTATING COST	0	2080	3120	4160	5200	6240	7384
TOTAL COST	2380	4500	5560	6610	7670	8730	9894
FEET DRILLED	0	300	450	600	750	900	1068
COST/FOOT	∞	15	12.3	11	10.2	9.7	9.28

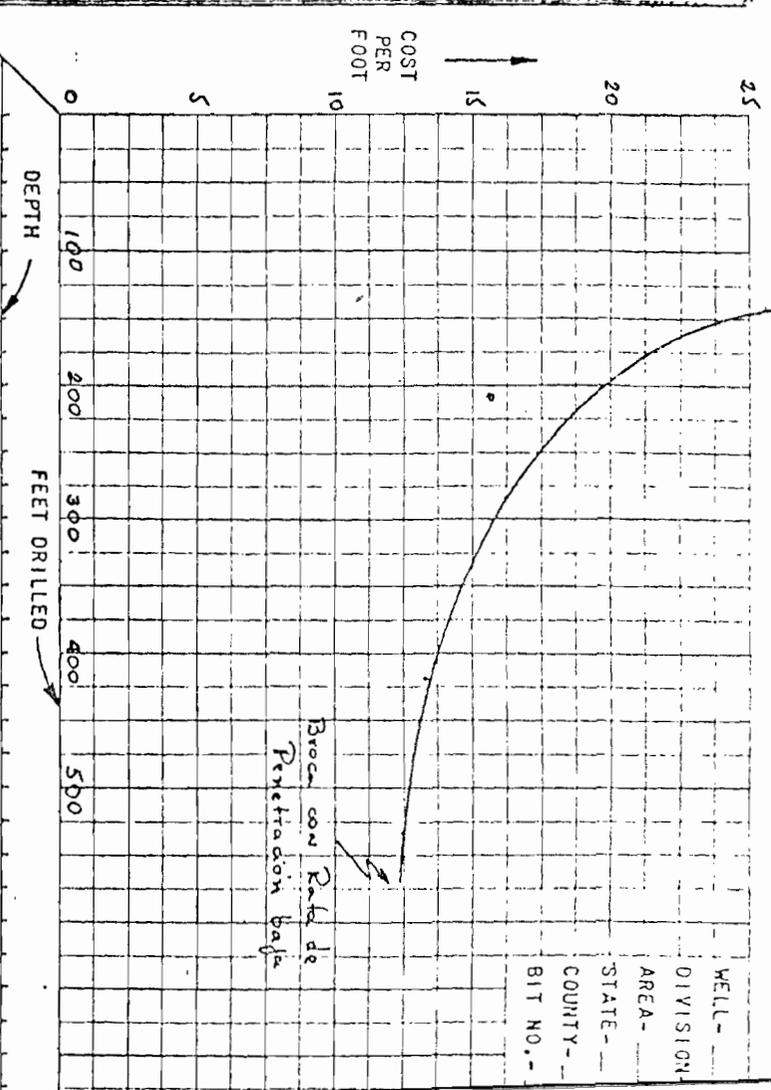
WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE _____

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
PRESSURE 1350 SPM 300
RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 5 SIZE 17 1/2" TYPE S3T
MOB 40 RPM 120 HOZZLES 15/5/6
DULL CONDITIONS: T 4, B 7, G 0
MHW WAS BIT PULLED: La condicion de los run-
limaves desgenerados 7/8. y 1/8 de los
dientes lo que da una baja tasa de Penetrac.

COMMENTS: Broca para formaciones Suave.
ves. atra vesando la formacion Mio.
Plioceno. Ries perforados 533.

MUD WEIGHT 10.5 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 10 CP
YIELD VALUE 25 lb/100 sq. ft.
SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
M&T _____ lb/bbl
D/B RAT110 _____
BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

DEPTH	TIME	Horas	0	5	10	15	19											
DEPTH			3988	4129	4269	4410	4523											
BIT COST			1370	1370	1370	1370	1370											
TRIP COST			1140	1160	1180	1200	1210											
ROTATING COST			0	1040	2080	3120	3952											
TOTAL COST			2510	3570	4630	5690	6532											
FEET DRILLED			0	141	281	422	533											
COST/FOOT			∞	25.3	16.2	13.4	12.24											

WELL NAME BOBONAZA
 LOCATION PASTAZA
 DATE _____

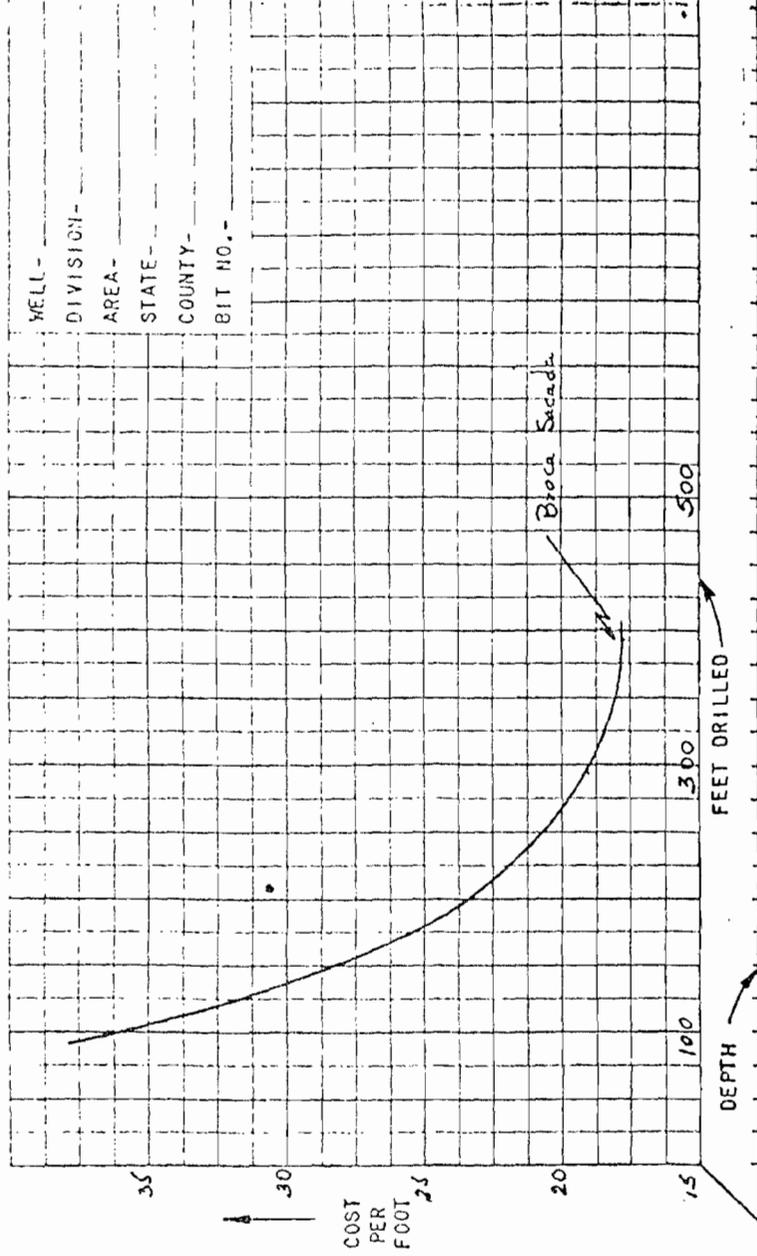
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 1000 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 6 SIZE 17 1/2" TYPE S4T
 WOB 35 RPM 120 NOZZLES 15/15/6
 DULL CONDITIONS: T 4, B 4, G 0

WHY WAS BIT PULLED: Broca con un desgaste de 1/2 de dientes y 1/2 de desgastes en los 70 linares. Podia seguir perforando.

COMMENTS: Broca para formaciones Suaves atravesando la formación Mio-Plioceno. Cambio de la composición en la litología en la misma formación.

MUD WEIGHT 9.9 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 7 cp
 YIELD VALUE 17 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 FBT _____ lb/bbl
 D/B RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Hours	0	5	10	15	20
DEPTH	4523	4622	4721	4820	4919
BIT COST	1370	1370	1370	1370	1370
TRIP COST	1210	1230	1250	1270	1280
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	4160
TOTAL COST	2580	3640	4700	5760	6810
FEET DRILLED	0	99	198	297	396
COST/FOOT	∞	36.5	23.6	19.4	17.19

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE _____

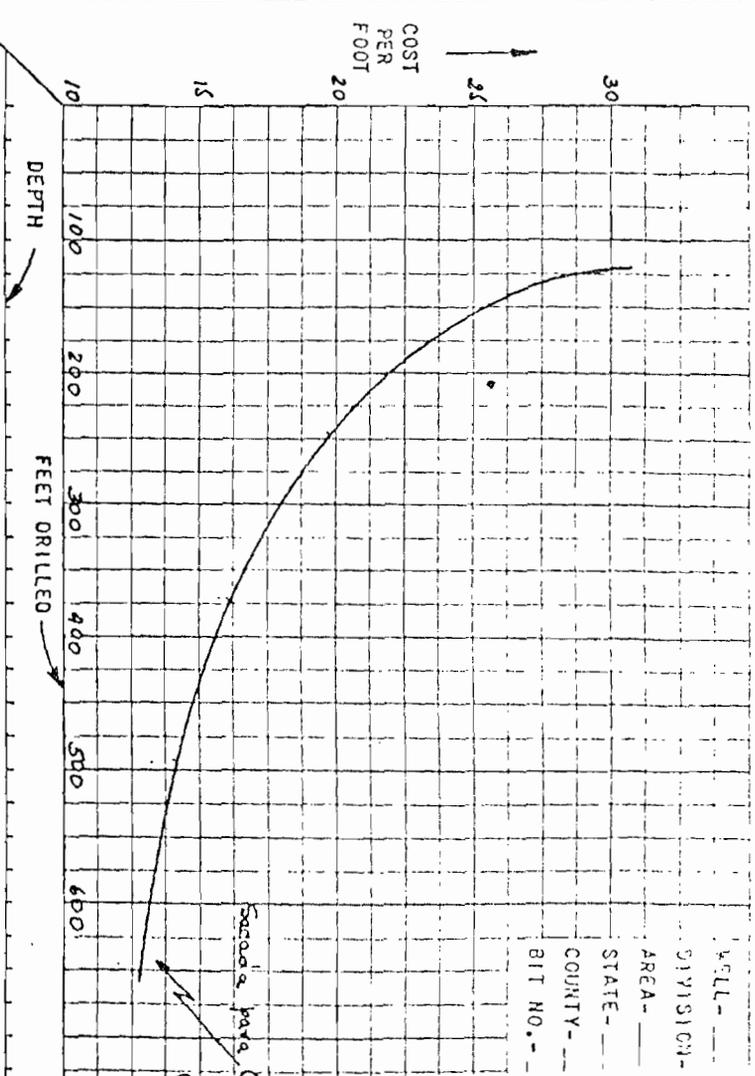
PUMP TYPE HT-400 INCHES 5 1/2"
PRESSURE 1000 SPH 300
RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 7 SIZE 1 7/2" TYPE S3T
WOB 40 RPM 120 NOZZLES 15/5/16
DRILL CONDITIONS: T 3, B 3, G 0

WHY WAS BIT PULLED: Broca con un desgaste de 3/8 en los dientes y rullimanes. Sacada para Remediación de Rosina.

COMMENTS: Broca para formaciones Suaves, perforando la formación Mio. Mioceno. Condiciones de la broca buena, podría seguir perforando.

MUD WEIGHT 9.8 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 8 CP
YIELD VALUE 19 lb/100 sq. ft.
SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
MGT _____ lb/bbl
D/B RATIO _____
BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Hours	0	5	10	15	20	26					
DEPTH	4919	5093	5167	5291	5915	5565					
BIT COST	1370	1370	1370	1370	1370	1370					
TRIP COST	1280	1295	1300	1310	1340	1360					
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	4160	5408					
TOTAL COST	2625	3705	4750	5800	6870	8138					
FEET DRILLED	0	124	248	372	496	646					
COST/FOOT	∞	29.9	19.5	15.6	13.8	12.6					

Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
 LOCATION Pastaza
 DATE _____

PUMP TYPE H T-400 LITERS 5 1/2
 PRESSURE 2000 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

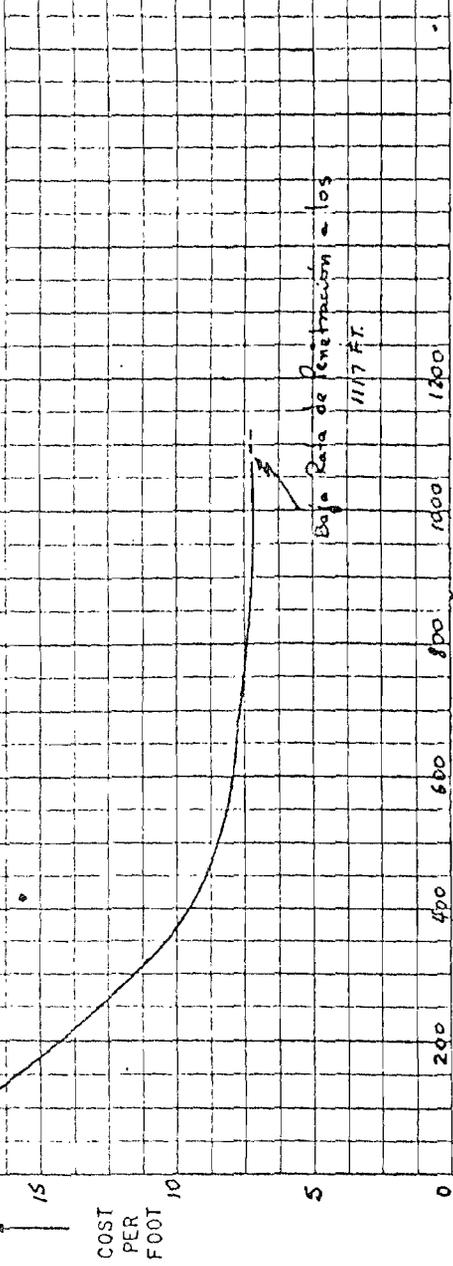
BIT NO. 8 SIZE 12 1/4" TYPE OSC.3
 WOB 45 RPM 125 NOZZLES 12/12/2
 DULL CONDITIONS: T 6, B 6, G 0

WHY WAS BIT PULLED: Desgastada en sus 9/8 de los dientes y rollosmanes. - Cambiada debido a la baja tasa de Penetración.

COMMENTS: Para formaciones Suaves. - Formación Mio. Plioceno. - Pres perforada 1117.

MUD WEIGHT 9.5 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 7 cp
 YIELD VALUE 21 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 MBT _____ lb/bbl
 D/B RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl

WELL- _____
 DIVISION- _____
 AREA- _____
 STATE- _____
 COUNTY- _____
 BIT NO.- _____



COST CALCULATION TABLE

TIME	HOURS	0	4	8	12	16	20	26		
DEPTH		5565	5737	5908	6080	6252	6423	6682		
BIT COST		520	520	520	520	520	520	520		
TRIP COST		1360	1376	1390	1420	1440	1470	1500		
ROTATING COST		0	832	1664	2496	3328	4160	5008		
TOTAL COST		1880	2727	3574	4436	5288	6150	7428		
FEET DRILLED		0	172	343	515	687	858	1117		
COST/FOOT		∞	15.8	10.5	8.6	7.7	7.2	6.65		

WELL NAME Bobonaza
 LOCATION Pastaza
 DATE _____

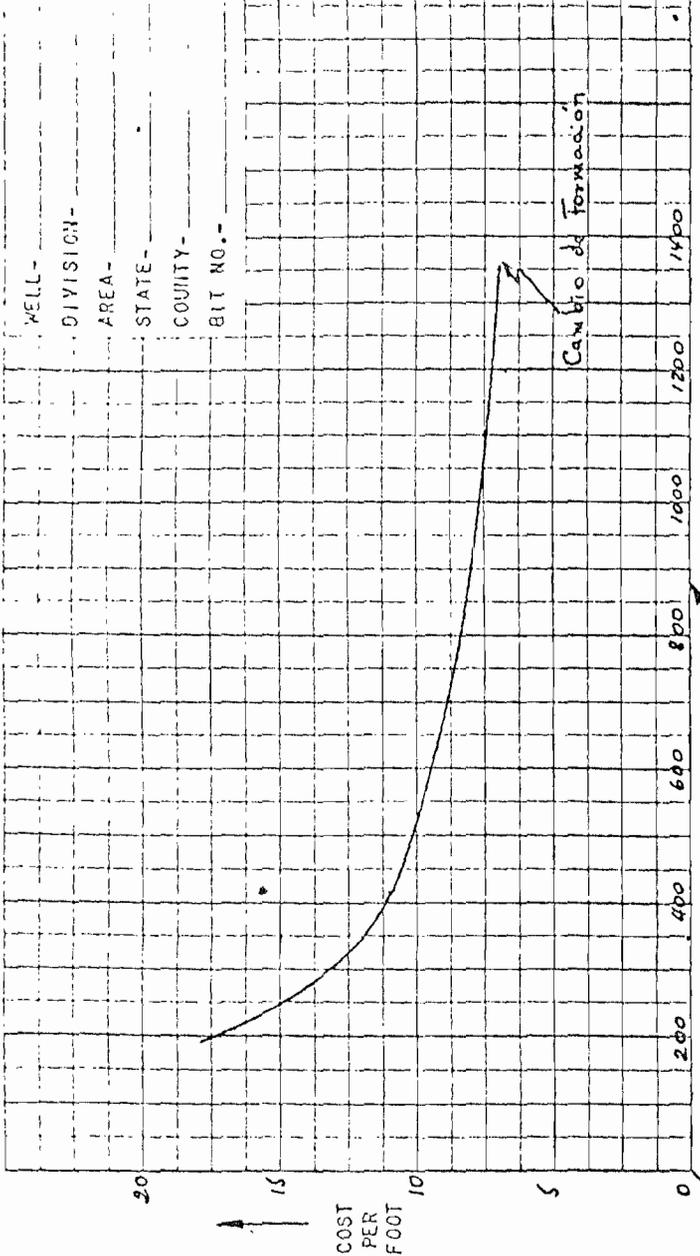
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 2300 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 10.0 SIZE 12 1/4" TYPE X3A
 WOB 35 RPM 120 NOZZLES 2/2/3
 DULL CONDITIONS: T 6, B 7, G 0

WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la Broca. Males, Rata de Penetración Baja.

COMMENTS: Pies perforados 131/- para la formacion Mio-Plioceno; broca para formaciones un poco Square al tope de la formacion.-

MUD WEIGHT 9.7 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 9 cp
 YIELD VALUE 31 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 FBT _____ lb/bbl
 D/S RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME HORAS	0	5	10	15	20	33
DEPTH	7946	8149	8352	8555	8758	9287
BIT COST	670	670	670	670	670	670
TRIP COST	1650	1690	1700	1720	1750	1810
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	4160	6864
TOTAL COST	2320	3400	4450	5510	6580	9344
FEET DRILLED	0	203	406	609	812	1341
COST/FOOT	∞	16.8	11.0	9.1	8.1	6.98

WELL NAME **BOBONAZA**

LOCATION **PASTAZA**

DATE

PUMP TYPE **HT-400** STROKES **5 1/2"**

PRESSURE **2200** SPH **300**

RIG COST **208** \$/HR.

BIT NO. **11** SIZE **12 1/4"** TYPE **X3A**

WOB **42** RPM **120** NOZZLES **12/12/12**

DRILL CONDITIONS: **T 6 B 6 G 0**

WHY WAS BIT PULLED: **Condiciones de la broca gastada en sus 3/4. Una rata de penetración baja después B21 FT.**

COMMENTS: **Cambio de Formación Mio. Plioceno a la Formación Ordeguera. broca para formaciones Medio Suaves.**

MUD WEIGHT **9.5** lb/gal

PLASTIC VISCOSITY **5** CP

YIELD VALUE **17** lb/100 sq. ft.

SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %

OIL CONTENT _____ VOL. %

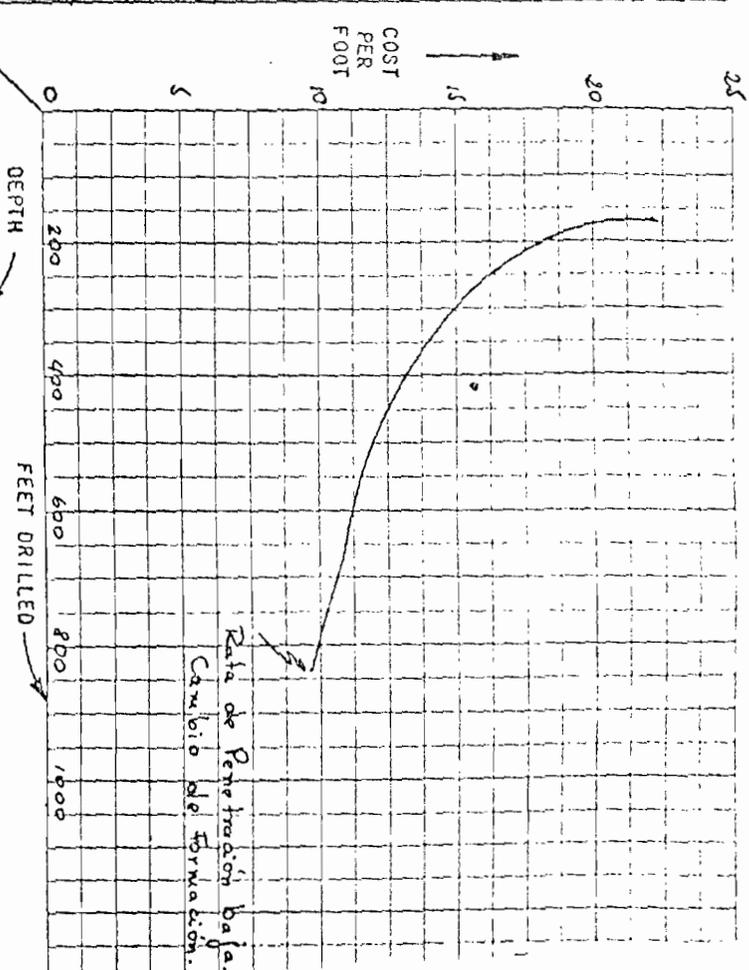
CHLORIDE CONTENT _____ ppm

LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl

PGT _____ lb/bbl

D/B RATIO _____

BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

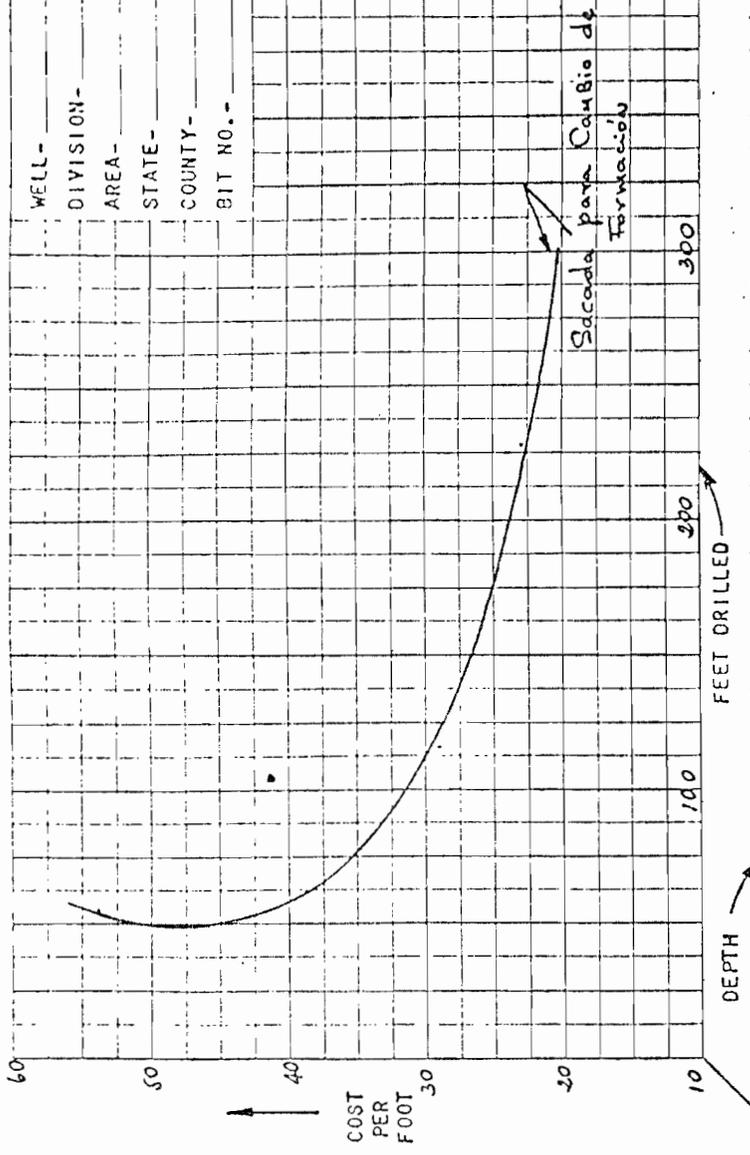
TIME HOURS	0	5	10	15	20	26				
DEPTH	9287	9445	9602	9760	9907	10108				
BIT COST	670	670	670	670	670	670				
TRIP COST	1810	1820	1830	1850	1880	1890				
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	4160	5408				
TOTAL COST	2480	3530	4580	5940	6710	7968				
FEET DRILLED	0	158	315	473	630	821				
COST/FOOT	∞	22.3	14.8	12.6	10.6	9.74				

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE _____

DRILL TYPE HT-400 LINES 5 1/2"
PRESSURE 3000 RPM 300
RIG COST 208 \$/hr.

BIT NO. 12 SIZE 1 1/4" TYPE X 1/6
NOB 65 RPM 120 NOZZLES 12, 12, 12
DUAL CONDITIONS: 1 2, 8 2, 6 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca buena; sacada 1/4 del total de la broca. Podia seguir perforando. Cambio de formacion
COMMENTS: Broca atravesando la formacion Tsuyacu. - para formaciones Medio Suras.

MUD WEIGHT 10.0 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 8 cp
YIELD VALUE 27 lb/100 sq. ft.
SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
SST _____ lb/bbl
O/B RATIO _____
BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME HORAS	0	3	6	9	12	15.5			
DEPTH	10108	10164	10221	10277	10334	10400			
BIT COST	670	670	670	670	670	670			
TRIP COST	1890	1900	1910	1920	1925	1930			
ROTATING COST	0	624	1248	1872	2496	3224			
TOTAL COST	2560	3194	3828	4462	5091	5824			
FEET DRILLED	0	56	113	169	226	292			
COST/FOOT	∞	56.8	29.3	26.5	22.7	20.0			

WELL NAME Bobouaza
LOCATION Pastaza
DATE _____

PIPE TYPE HT-400 LITHERS 5 1/2"
PRESSURE 2850 SPM 300
RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 13 SIZE 8 1/2" TYPE X1G

WOB 50 RPM 70 NOZZLES 10, 10, 9

DRILL CONDITIONS: T 6, B 8, G 6, O 0
WAY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca malas. Desgastada. Dos 3/4 de los dientes. La vida total de los rotineros gastada.

COMMENTS: Broca para formaciones Medio Suaves, otra vez usado la formacion. Tiyyuuuu. Ries perforado 85 FT.

MUD WEIGHT 10.0 lb/gal

PLASTIC VISCOSITY 17 CP

YIELD VALUE 27 lb/100 sq. ft.

SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %

OIL CONTENT _____ VOL. %

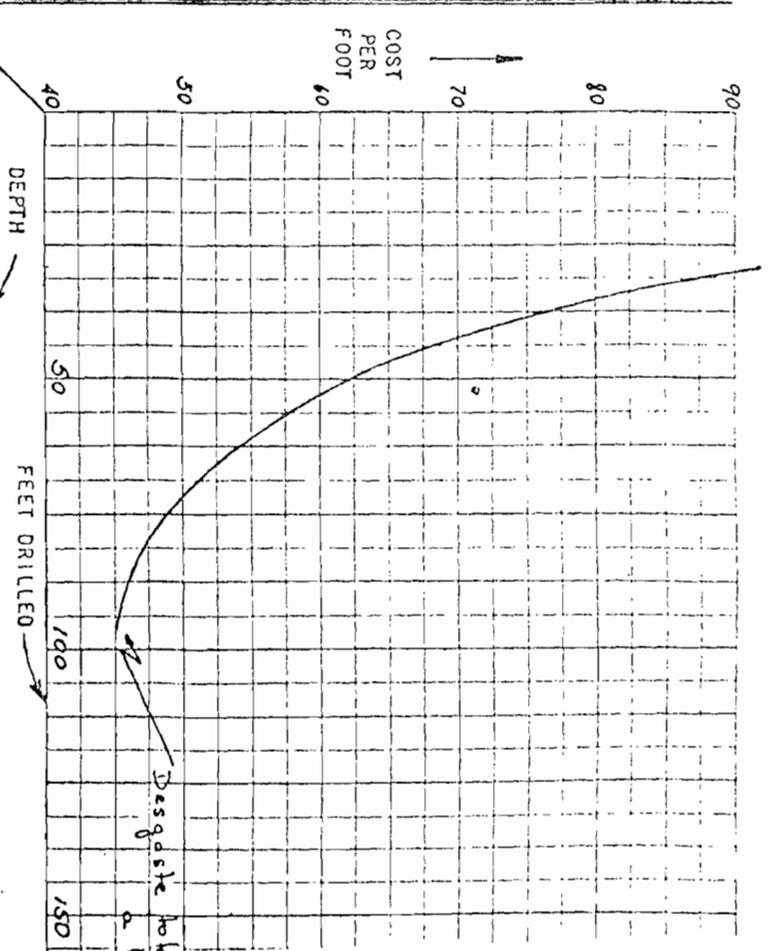
CHLORIDE CONTENT _____ ppm

LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl

API _____ lb/bbl

C/G RATIO _____

EMPIRE CONTENT _____ lb/bbl



DEPTH	TIME HOURS	BIT COST	TRIP COST	ROTATING COST	TOTAL COST	FEET DRILLED	COST/FOOT
0	0	390	1550	0	1940	0	∞
3	3	390	1560	624	2574	28	91.8
6	6	390	1565	1248	3193	56	57
9	9	390	1570	1872	3832	85	45.11
100	104	390	1570	1872	3832	100	38.32
150	158	390	1570	1872	3832	150	25.55

WELL NAME Bobonaza
 LOCATION Pastaza
 DATE _____

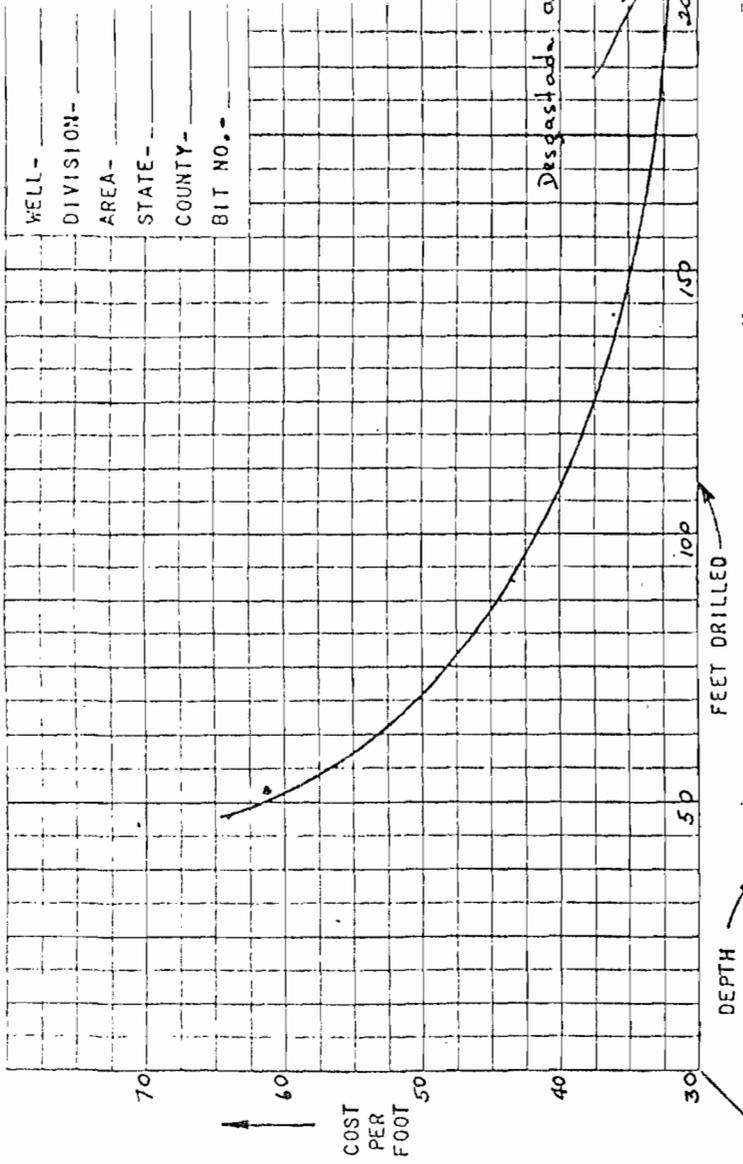
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 2850 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 14 SIZE B 1/2" TYPE XV
 NOB 50 RPM 70 NOZZLES 10, 10, 9
 DULL CONDITIONS: 1 6, 8 B, G O

WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca
Nala. Desgastada dos 3/4 de los dientes
y por completo la vida de los rubinones.

COMMENTS: Atravesando la formación Tiyu
Yacu, broca para formaciones Medio
Suave.

MUD WEIGHT 9.7 lb/gal.
 PLASTIC VISCOSITY 15 cp
 YIELD VALUE 24 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 MST _____ lb/bbl
 D/B RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME HOURS	0	5	10	15	20	23
DEPTH	10485	10532	10578	10625	10671	10701
BIT COST	390	390	390	390	390	390
TRIP COST	1570	1575	1580	1585	1590	1595
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	4160	4784
TOTAL COST	1950	3005	4050	5095	6140	6769
FEET DRILLED	0	47	93	140	186	216
COST/FOOT	∞	64	43.5	36.4	33	31.35

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE _____

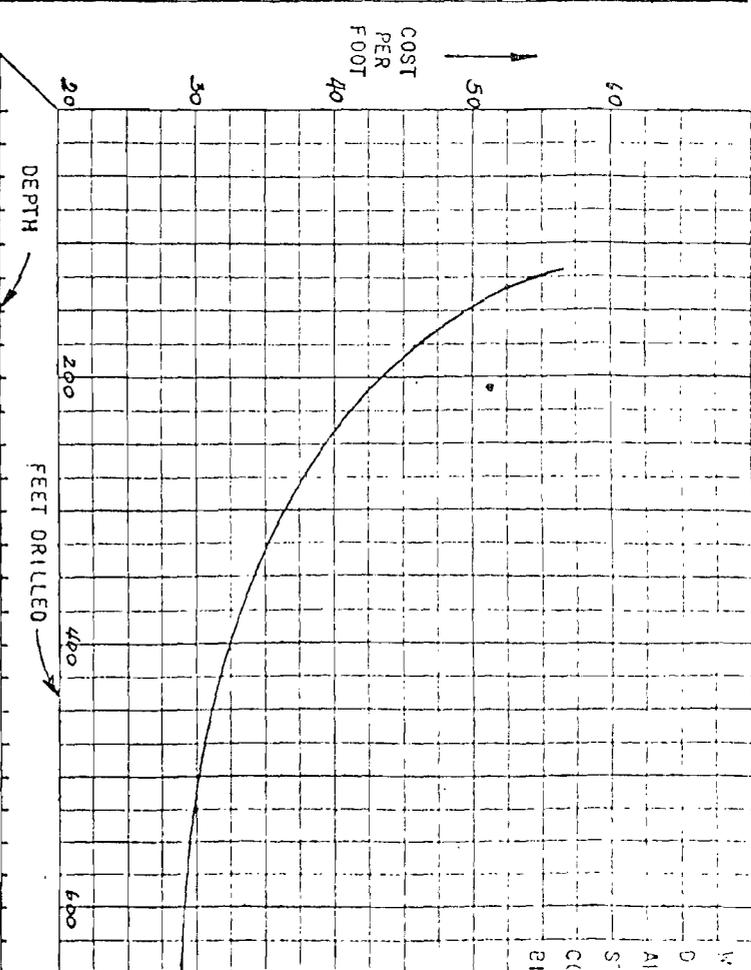
PUMP TYPE HT-400 LITERS 5 1/2"
PRESSURE 3000 SPM 300
RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 15 SIZE 8 1/2" TYPE J 33
RPM 50 NOZZLES 10, 10, 10

WELL CONDITIONS: T 1, B 0, G 0
REASON WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca
óptimas. Podía seguir perforando. Cambio
de la Conectora de la formación

COMMENTS: Formación Tiynacu. Tipo de
broca para formaciones un poco más
duras.

MUD WEIGHT 9.4 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 12 CP
YIELD VALUE 26 lb/100 sq. ft.
SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
KAT _____ lb/bbl
D/B RATIO _____
BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

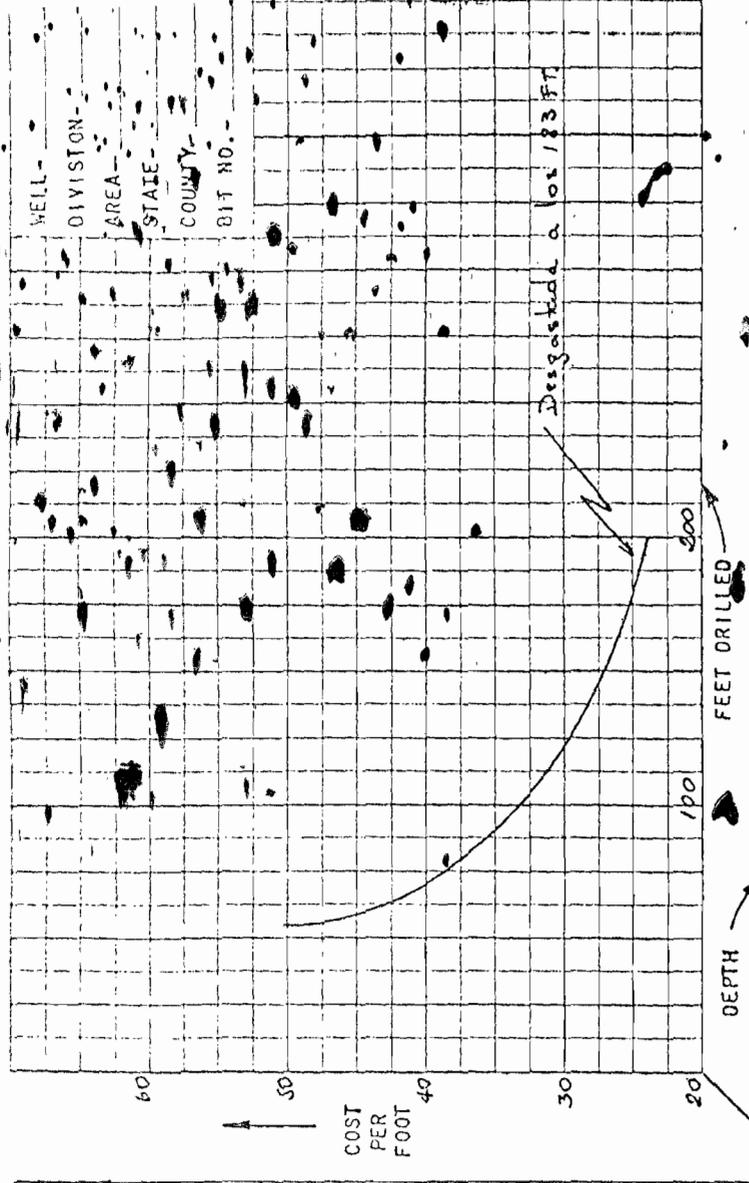
TIME	Hours	0	15	30	45	60	75	93.5
DEPTH		10701	10829	10956	11084	11211	11339	11502
BIT COST		1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950
TRIP COST		1595	1600	1605	1610	1620	1650	1660
ROTATING COST		0	3120	6240	9360	12480	15600	19448
TOTAL COST		3545	6670	9795	12920	16050	19200	23088
FEET DRILLED		0	128	255	383	510	638	801
COST/FOOT		∞	52	38.4	33.8	31.6	30.1	28.8

WELL NAME BOBONAZA
 LOCATION PASTAZA
 DATE _____
 PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 2300 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 16 SIZE 8 1/2" TYPE X16
 NOB 45 RPM 80 NOZZLES 10, 10, 9
 DRILL CONDITIONS: T 6, B 7, G 0
 WHY WAS BIT PULLED: Condiciones Malas de la broca, gastada totalmente en sus dos caracteristicas

COMMENTS: Formacion Tijuyacu, desgas-tada despues de perforar 183 FT en 1 1/2 hrs. Cambio de formacion con broca # 17.

MUD WEIGHT 9.4 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 10 cp
 YIELD VALUE 25 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOR DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 LBT _____ lb/bbl
 D/B RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME HOURS	0	3	6	9	11.5
DEPTH	11002	11050	11597	11645	11685
BIT COST	390	390	390	390	390
TRIP COST	1660	1670	1680	1690	1695
ROTATING COST	0	624	1248	1872	2392
TOTAL COST	2050	2684	3378	4068	4782
COST/FOOT	∞	55.8	56.3	57.6	58.3

Greco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobouaza

LOCATION PASTAZA

DATE _____

PUMP TYPE HT-400 LITERS 5 1/2"

PRESSURE 3000 PSI 300 PSI

RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 17 SIZE 8 1/2" TYPE J33

WOB 55 RPM 74 NOZZLES 10,10,9

DRILL CONDITIONS: 1 4, 8 8, 6 0
 BIT WAS BIT PULLED: Decega toda la mitad de sus dientes y totalmente perdida la vida de los tubulares.

COMMENTS: Broca para formaciones un poco más dura, ahavesando la formacion Tena.

MUD WEIGHT 9.4 lb/gal

PLASTIC VISCOSITY 14 CP

YIELD VALUE 18 lb/100 sq. ft.

SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %

OIL CONTENT _____ VOL. %

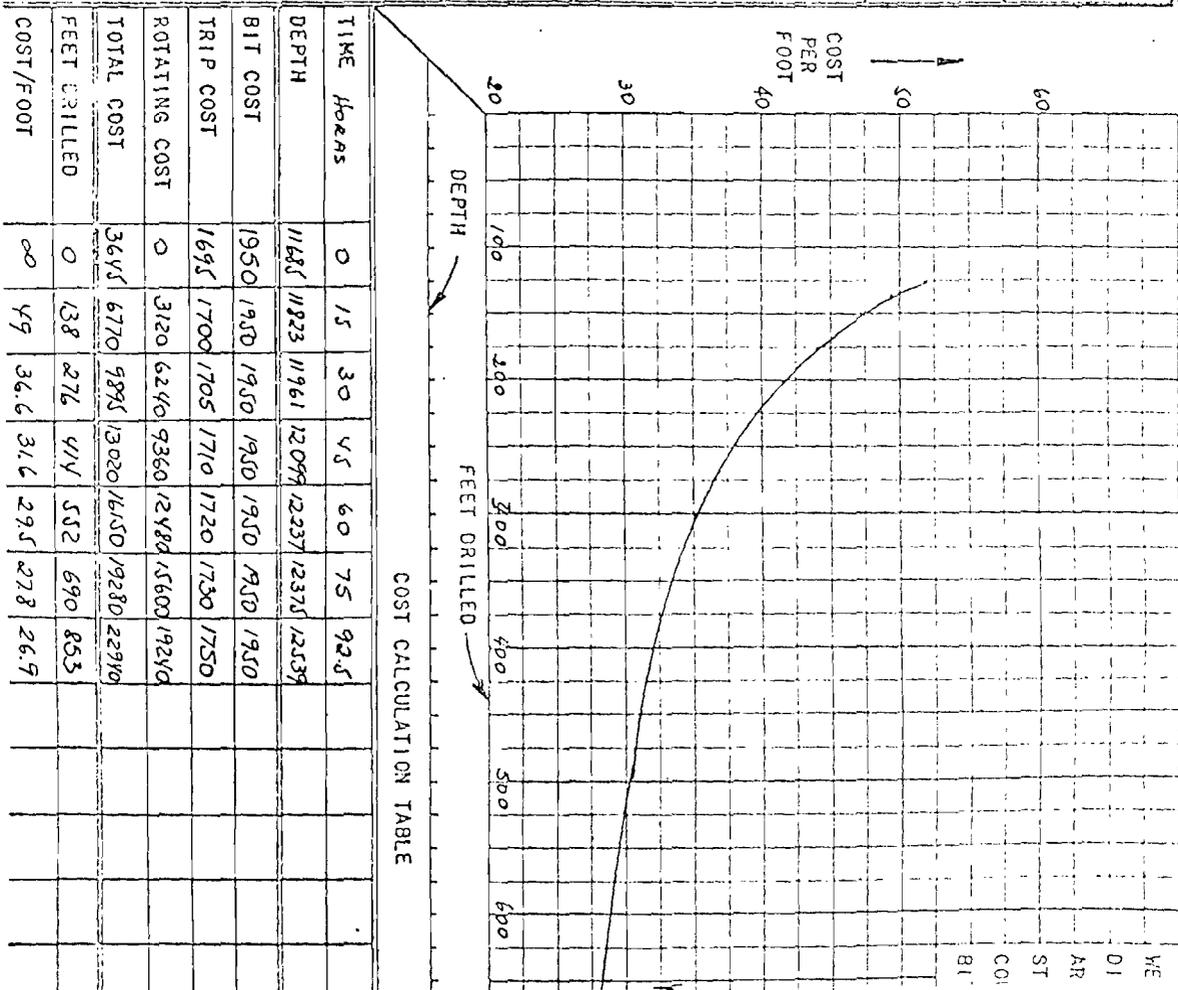
CHLORIDE CONTENT _____ ppm

SG DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl

ST _____ lb/bbl

OV/S RATIO _____

WATER CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

DEPTH	TIME Hours	BIT COST	TRIP COST	ROTATING COST	TOTAL COST	FEET DRILLED	COST/FOOT
0	0	1185	1950	0	3645	0	∞
15	1183	1950	1700	0	6770	138	49
30	1196.1	1950	1705	6240	9895	276	36.6
45	12099	1950	1710	9360	13020	414	31.6
60	12337	1950	1720	12480	16150	552	29.5
75	12375	1950	1730	15600	19280	690	27.8
92.5	12539	1950	1750	19200	22910	853	26.9

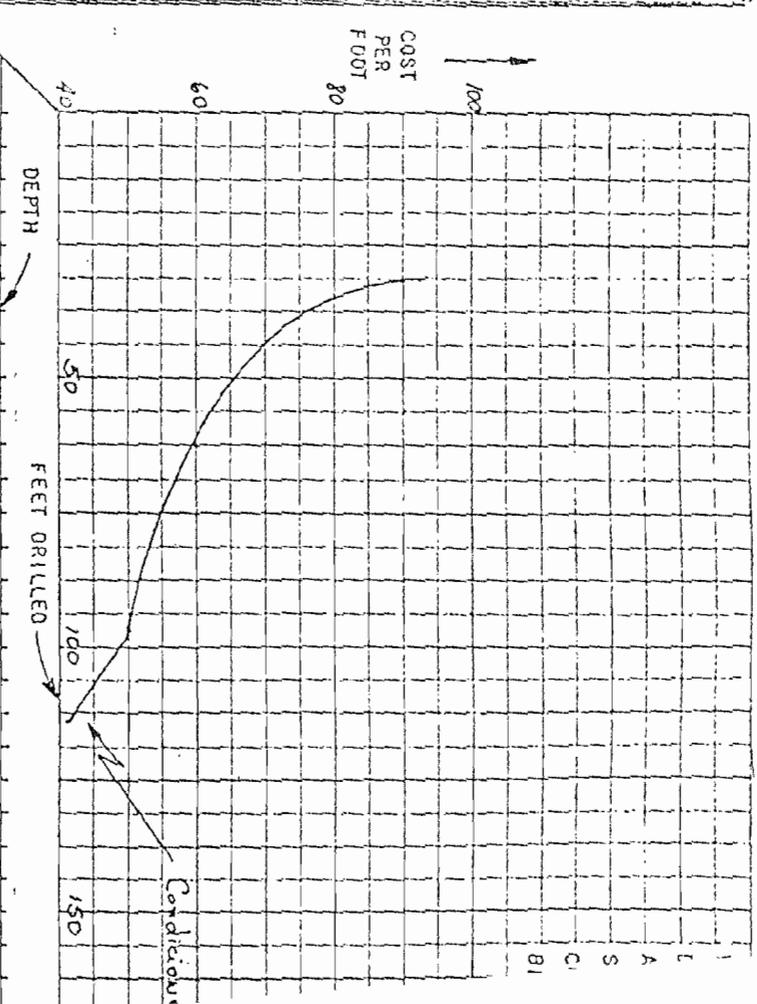
WELL NAME Bobonaza
 LOCATION PASTAZA
 DATE _____

PISTON TYPE HT-400 LITERS 5 1/2"
 PRESSURE 3000 RPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 18 SIZE 8 1/2" TYPE X16
 WOB 55 RPM 80 NOZZLES 10,10,9
 DRILL CONDITIONS: T 6, B 8, G 0
 WHY WAS BIT PULLED: Resaca, las uniones por diazoles de la broca # 17.

COMMENTS: Formación Terna, broca pora formación un poco dura. Perforó 115 ft en 11 1/2 horas, presenta un alto costo por pie perforado.

MUD WEIGHT 9.5 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 13 CP
 YIELD VALUE 21 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LON DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 RST _____ lb/bbl
 D/G RATIO _____
 CASITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME / HOURS	0	3	6	9	11.5									
DEPTH		1259	12569	12598	12627	12642								
BIT COST		390	390	390	390	390								
TRIP COST		1750	1760	1765	1770	1775								
ROTATING COST		0	624	1248	1872	2392								
TOTAL COST		2140	2774	3403	4032	4657								
FEET DRILLED		0	30	59	88	113								
COST/FOOT		∞	92.5	61.2	44.7	40.4								

WELL NAME Bobonaza

LOCATION PASTAZA

DATE _____

PUMP TYPE HT-400 LITERS 5 1/2"

PRESSURE 3 000 SPM 3 00

RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 19 SIZE 8 1/2" TYPE J33

NOB 50 RPM 75 NOZZLES 10,10,10

DRILL CONDITIONS: T 4, B 8, G 0
 WHY WAS BIT PULLED: Desgaste. Da vida de los dientes y totalmente la vida de los rollers.

COMMENTS: Formacion Tenu; broca para formaciones un poco más dura. Perforó 246 FT en 24 horas. Cambio de formación con broca # 20.

MUD WEIGHT 9.3 lb/gal

PLASTIC VISCOSITY 15 cp

YIELD VALUE 20 lb/100 sq. ft.

SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %

OIL CONTENT _____ VOL. %

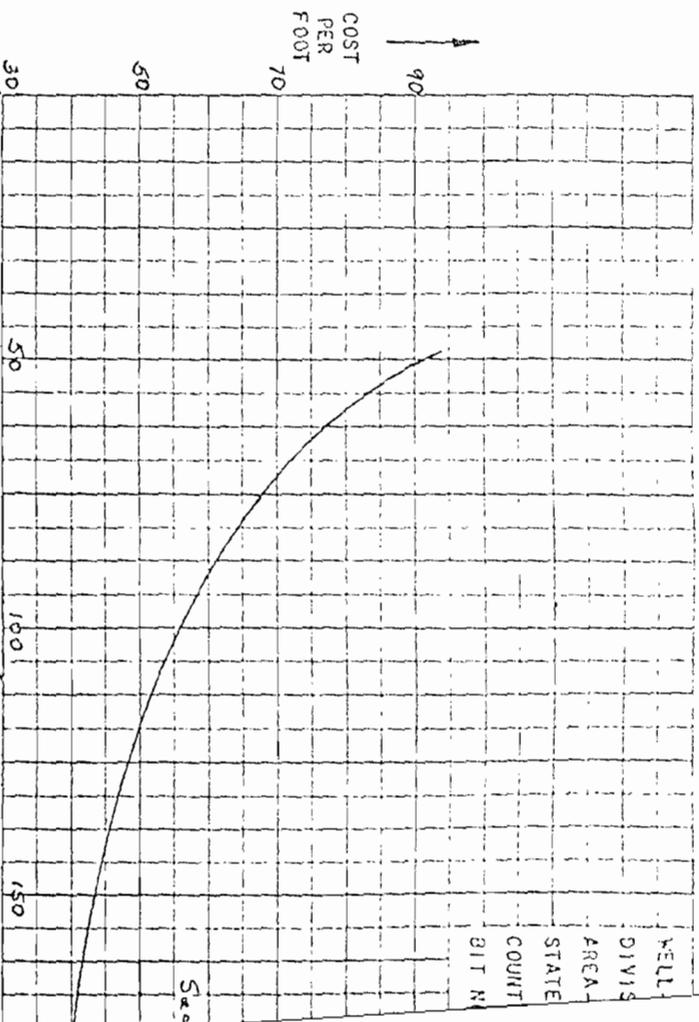
CHLORIDE CONTENT _____ ppm

LOG DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl

H₂O _____ lb/bbl

D/B RATIO _____

BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

DEPTH	TIME Hours	BIT COST	TRIP COST	ROTATING COST	TOTAL COST	FEET DRILLED	COST/FOOT
0	0	12652	12703	12754	12805	12856	12898
5	5	1950	1780	1785	1790	1795	1800
10	10	1950	2080	3120	4160	4992	
15	15	1950	1790	1795	1800	1800	
20	20	1950	1795	1795	1800	1800	
24	24	1950	1795	1795	1800	1800	
35.6	35.6	1950	1795	1795	1800	1800	
37.25	37.25	1950	1795	1795	1800	1800	
51	51	1950	1795	1795	1800	1800	
102	102	1950	1795	1795	1800	1800	
153	153	1950	1795	1795	1800	1800	
204	204	1950	1795	1795	1800	1800	
246	246	1950	1795	1795	1800	1800	
35.6	35.6	1950	1795	1795	1800	1800	

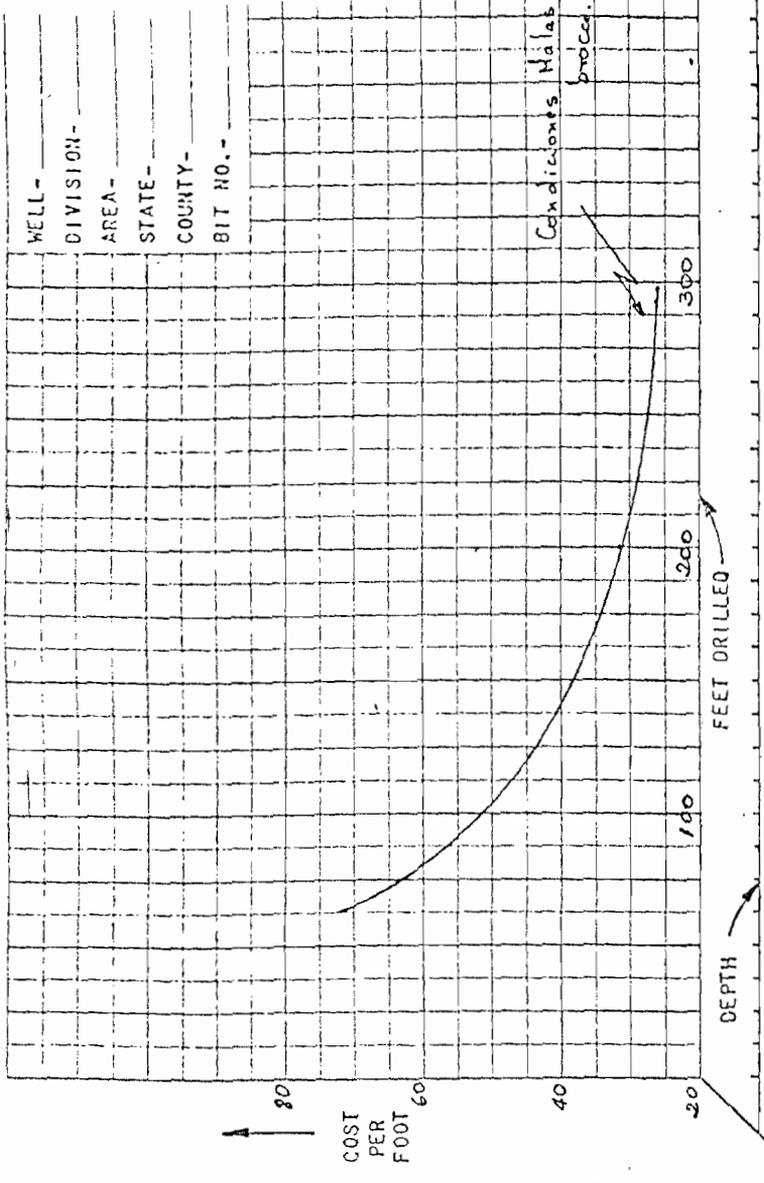
Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
 LOCATION PASTAZA
 DATE _____
 PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 3000 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 20 SIZE 8 1/2 TYPE 3JS
 ROP 50 RPM 50 NOZZLES 10, 10, 9
 GULL CONDITIONS: T 4, B 8, G 0
 WHY WAS BIT PULLED: Las mismas Condiciones de la broca #19.

COMMENTS: Formacion Tena, broca para formaciones duras, 289 FT perforados en 21.6 horas. Cambio de Formacion con broca # 21.

MUD WEIGHT 9 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 9 cp
 YIELD VALUE 9 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 RST _____ lb/bbl
 D/B RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME HOURS	0	5	10	15	21.5
DEPTH	12899	12965	13032	13099	13187
BIT COST	1470	1470	1470	1470	1470
TRIP COST	1800	1805	1810	1815	1820
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	4172
TOTAL COST	3270	4315	5360	6405	7462
FEET DRILLED	0	67	134	201	289
COST/FOOT	∞	64.5	40	32	26.9

Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza

LOCATION PASTAZA

DATE

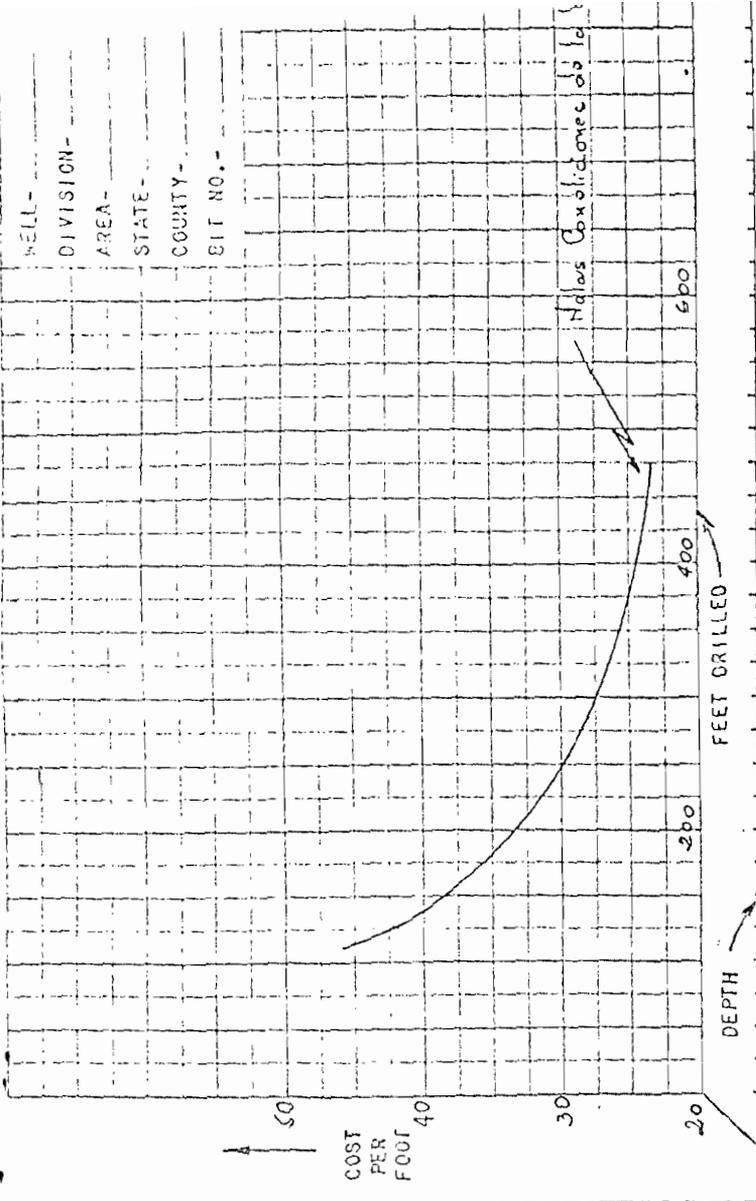
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 3000 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 21 SIZE 8 1/2" TYPE 3JS
 NOS 45 RPM 50 NOZZLES 9, 10

DRILL CONDITIONS: T 5, B 8, G 0
 WHY WAS BIT PULLED: Desgala parcialmente en los dientes y totalmente en la vida de los
refinamientos.

COMMENTS: Formación Napo. tipo de broca para formaciones duras. Perforado 469 pies en 37 horas.

MUD WEIGHT 9.4 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 14 cp
 YIELD VALUE 21 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LGW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 G/B RATIO _____
 GARBLE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME HOURS	0	10	20	30	37
DEPTH	13187	13133	13439	13561	13655
BIT COST	1470	1470	1470	1470	1470
TRIP COST	1820	1825	1830	1840	1850
ROTATING COST	0	2080	4160	6240	7696
TOTAL COST	3290	5375	7460	9550	11016
FEET DRILLED	0	126	252	378	468
COST/FOOT	∞	42.6	29.6	25.3	23.6

Waco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

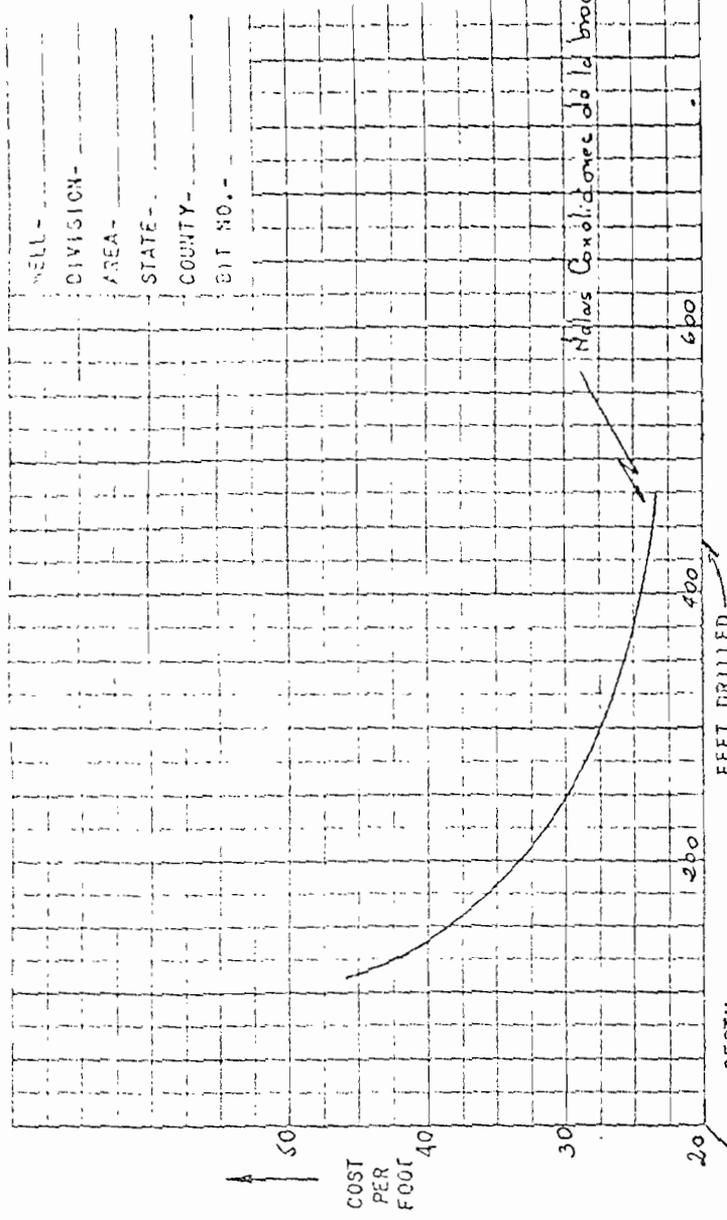
WELL NAME Bobonaza
LOCATION PASTAZA
DATE _____

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
PRESSURE 3000 SPH 300
RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 21 SIZE 8 1/2" TYPE 3IS
NOB 45 RPM 50 NOZZLES 9, 9, 10
DUAL CONNECTIONS: 7 5, 8 8, 6 0
REMARKS: WAS BIT PULLED: Derogaba parcialmente en los dientes y totalmente en la vida de los rulos.

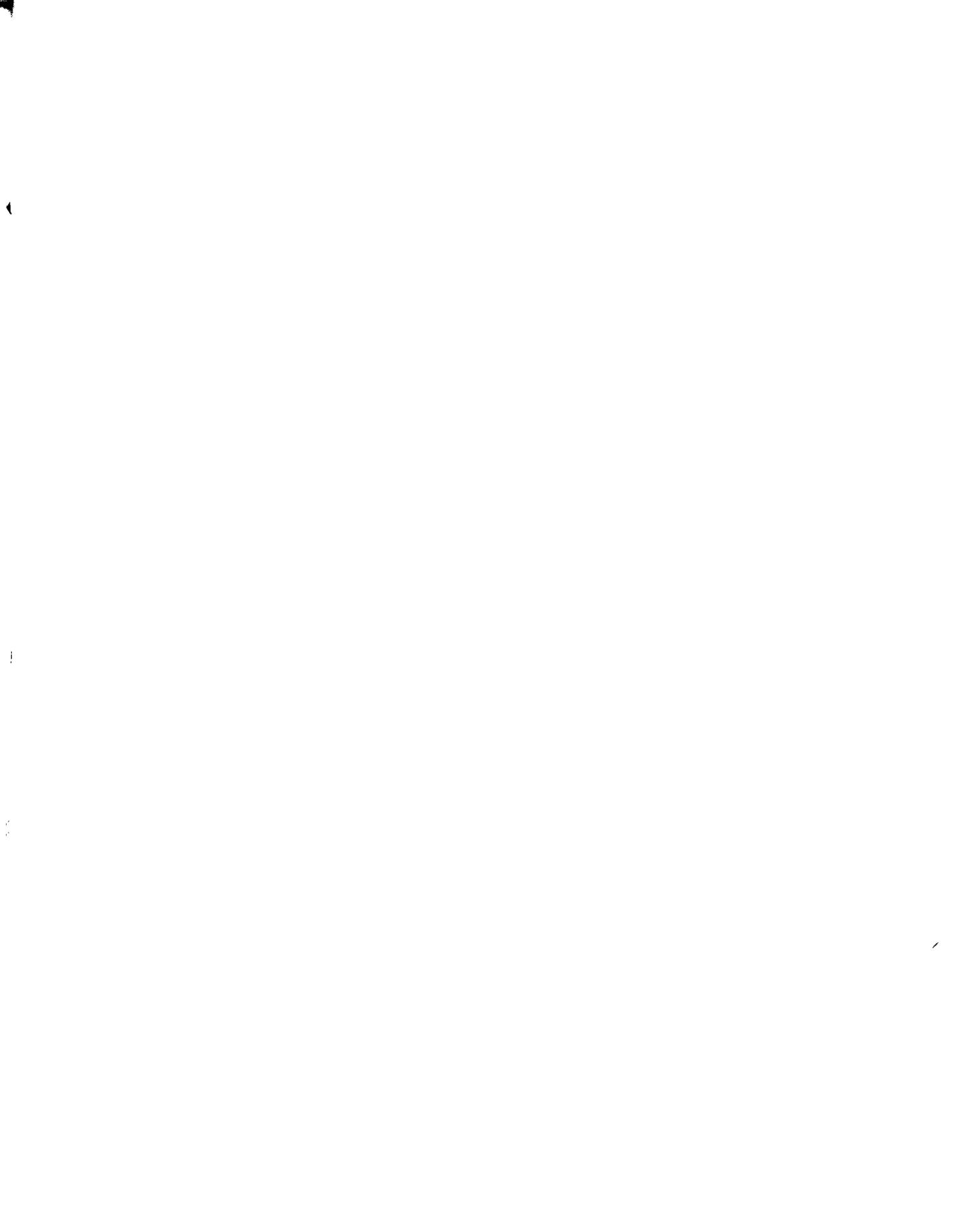
COMMENTS: Formacion Napo, tipo de broca para formaciones duras. Perforado 469 Pies en 37 horas.

MUD WEIGHT 9.4 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 14 cp
YIELD VALUE 21 lb/100 sq. ft.
SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
PBT _____ lb/bbl
G/R RATIO _____
BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME HOURS	0	10	20	30	37
DEPTH	13187	13133	13039	13565	13655
BIT COST	1470	1470	1470	1470	1470
TRIP COST	1820	1825	1830	1840	1850
ROTATING COST	0	2080	4160	6240	7696
TOTAL COST	3290	5375	7460	9550	11016
FEET DRILLED	0	126	252	378	468
COST/FOOT	∞	42.6	29.6	25.3	23.6



Drilling Company
 Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME BOBONAZA
 LOCATION PASTAZA
 DATE _____

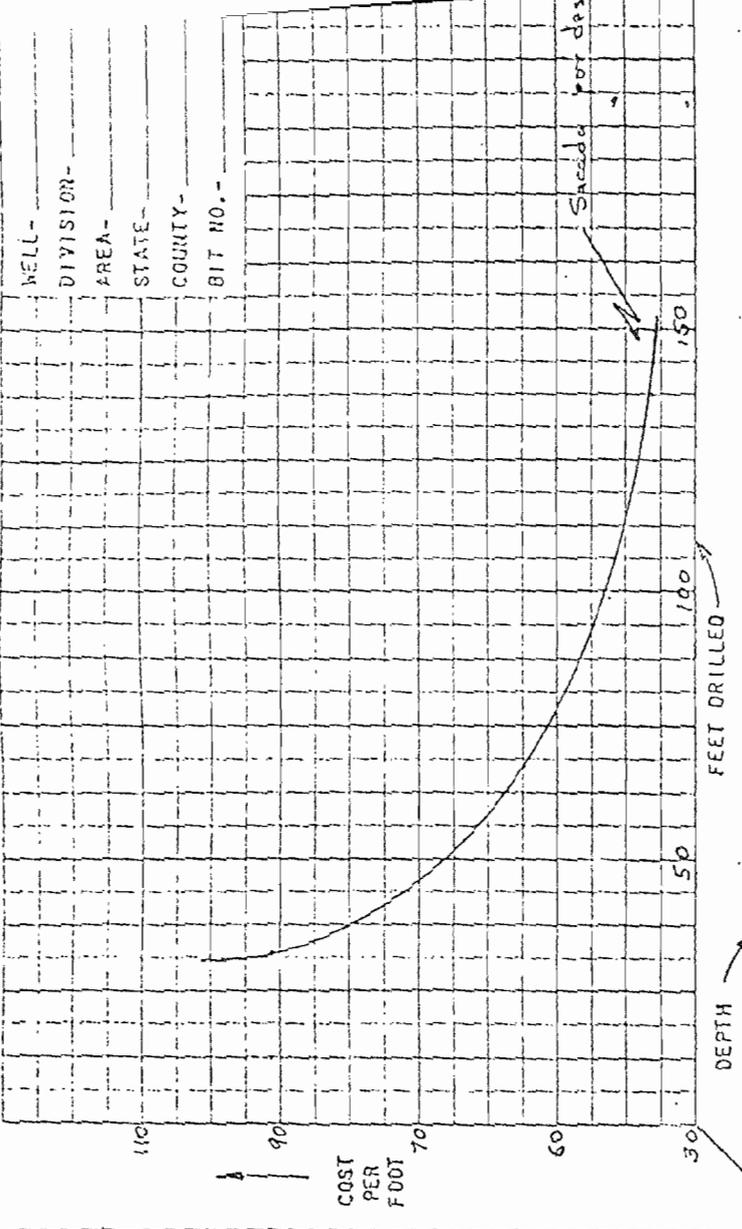
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 3000 RPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 22 SIZE 8 1/2" TYPE XDN
 WOB 45 RPM 75 NOZZLES 2, 2, 10
 DRILL CONDITIONS: I 4, 3, 5, 6, 0

REMARKS: BIT PULLED: Desgastada en su totalidad de la vida de la broca.

COMMENTS: Atravesando Formacion Napo, tipo de broca para formaciones densas perforados 136 Ft en 12 1/2 horas. Sacada para Sacar Nucleo.

MUD WEIGHT 9.3 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 12 cp
 YIELD VALUE 19 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 I/BT _____ lb/bbl
 D/B RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME HOURS	0	3	6	9	12.5
DEPTH	136.55	136.87	137.20	137.53	137.91
BIT COST	460	460	460	460	460
TRIP COST	1810	1860	1870	1880	1890
ROTATING COST	0	624	1248	1872	2600
TOTAL COST	2310	2944	3578	4212	4950
FEET DRILLED	0	32	65	98	136
COST/FOOT	∞	91.8	55	43.1	36.46

Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

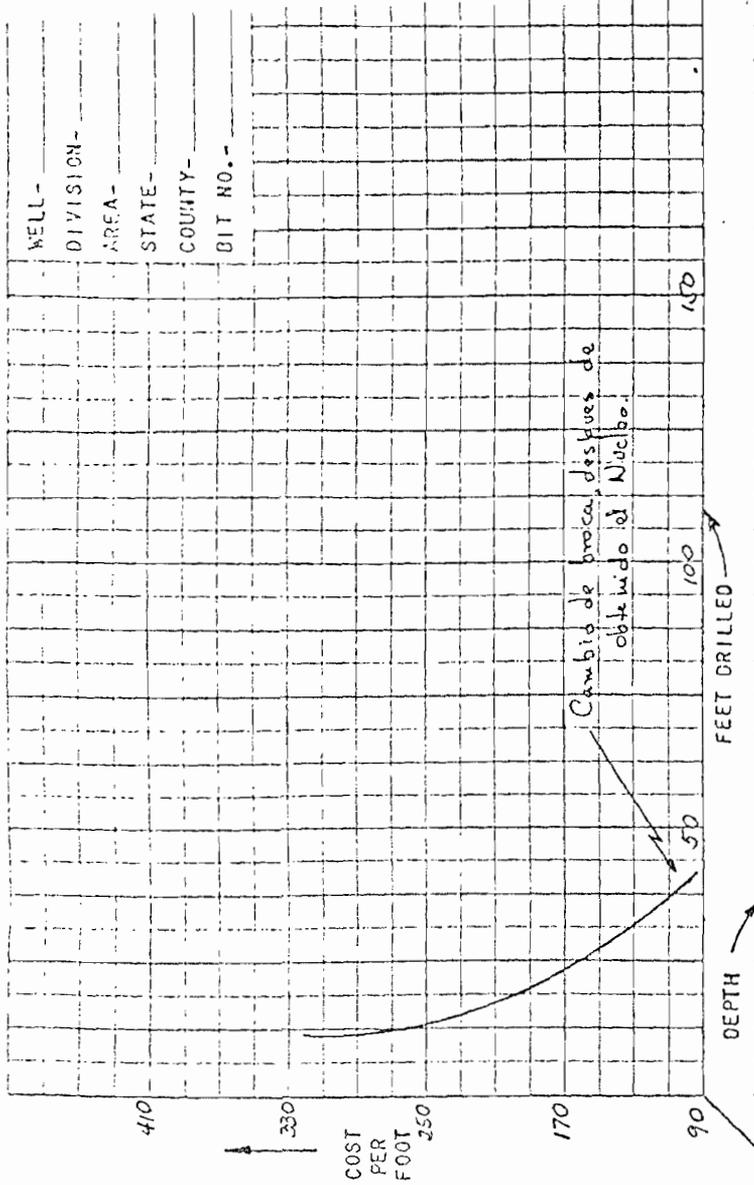
WELL NAME Bobouaza
LOCATION Pastaza
DATE _____

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
PRESSURE 2400 SPH 300
RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. Nucleo SIZE 8 1/2" TYPE _____
RQB 12 RPM 50 NOZZLES 32,32,32
DULL CONDITIONS: T 0, B 0, G 0
REASONS BIT PULLED: Condiciones de la broca de diamante optimas.

COMMENTS: Nucleo sacado de la formacion Napo. Perforados 38ft en 8 horas.

MUD WEIGHT 9.3 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 19 cp
YIELD VALUE 24 lb/100 sq. ft.
SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
RST _____ lb/bbl
O/B RATIO _____
BARITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Hours	0	2	4	6	8
DEPTH	13791	13801	13810	13819	13829
BIT COST	850	850	850	850	850
TRIP COST	1890	1896	1896	1896	1898
ROTATING COST	0	416	832	1248	1664
TOTAL COST	2740	2161	3577	3994	4412
FEET DRILLED	0	10	19	28	38
COST/FOOT	∞	316.1	189	143	93.8

Amco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

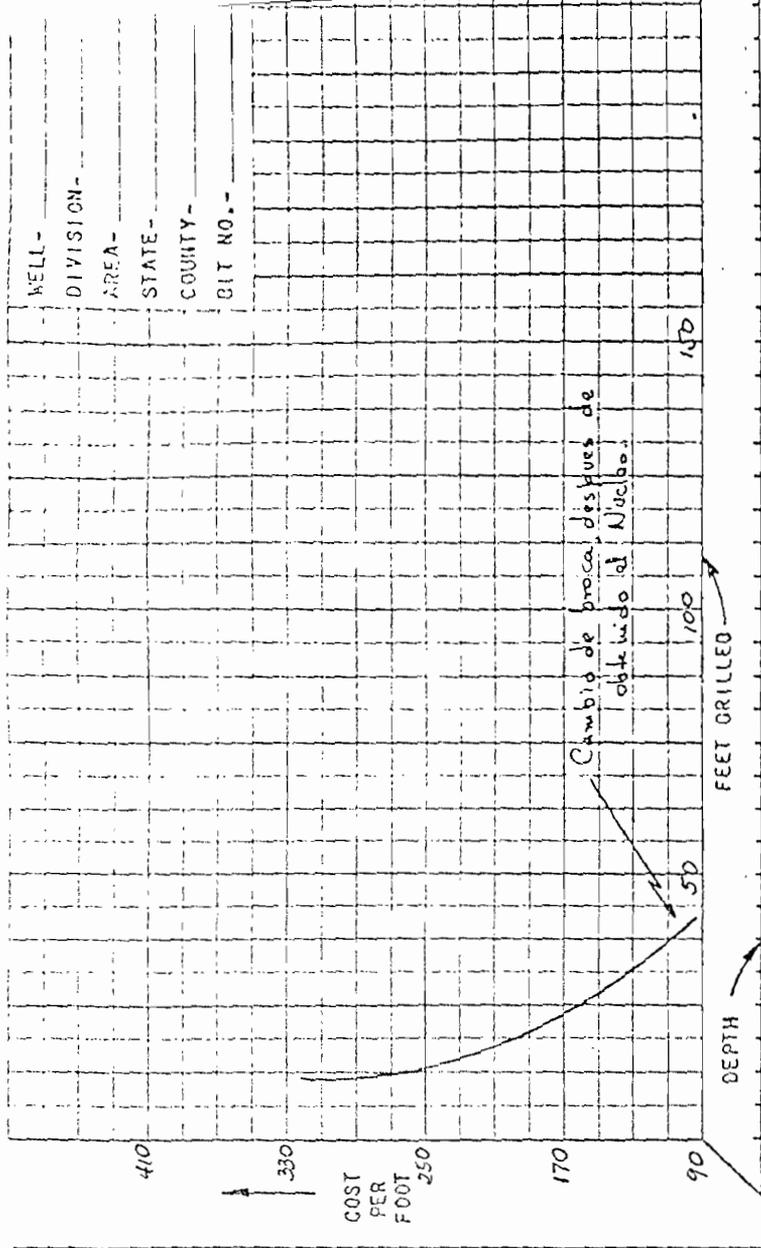
WELL NAME Bobovaza
LOCATION Pastaza
DATE _____

PUMP TYPE HT-400 LINES 5 1/2"
PRESSURE 2400 SPH 300
RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. Nucleo SIZE 8 1/2" TYPE _____
NOB 12 RPM 50 NOZZLES 32,32,32
DULL CONDITIONS: 1 0, 8 0, 6 0
REASON BIT PULLED: Condicionnes de la broca de diamante óptimas.

COMMENTS: Nucleo sacado de la formación Napo. Perforados 38 FT en 8 horas.

MUD WEIGHT 9.3 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 19 cp
YIELD VALUE 24 lb/100 sq. ft.
SOLIDS CONTENT (FRESH STILL) _____ VOL. %
OIL CONTENT _____ VOL. %
CHLORIDE CONTENT _____ ppm
LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
MST _____ lb/bbl
D/B RATIO _____
BAPITE CONTENT _____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

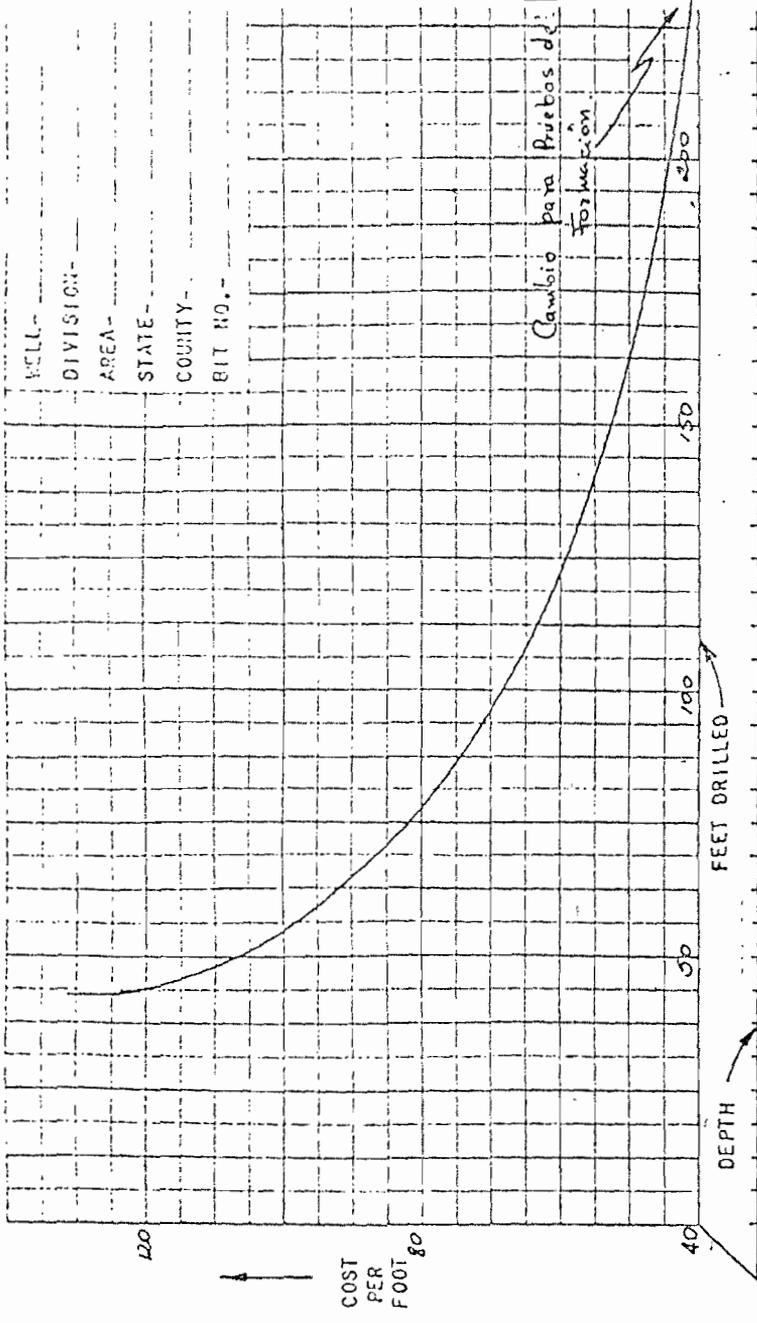
TIME Hours	0	2	4	6	8
DEPTH	13791	13801	13810	13819	13829
BIT COST	850	850	850	850	850
TRIP COST	1870	1896	1895	1896	1898
ROTATING COST	0	416	832	1248	1664
TOTAL COST	2740	2161	3577	3994	4412
FEET DRILLED	0	10	19	28	38
COST/FOOT	∞	316.1	189	143	93.8

Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
 LOCATION PASTAZA
 DATE _____

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
 PRESSURE 2800 SPM 300
 RIG COST 208 \$/HR.

BIT NO. 26 SIZE 8 1/2" TYPE J44
 WOB 45 RPM 50 NOZZLES 9, 9, 10
 DULL CONDITIONS: T 4, B 4, G 0
 WHY WAS BIT PULLED: Sacada para pruebas de Formacion; Condiciones de la broca desgastada la mitad.
 COMMENTS: Atravesando la Formacion Hollin y parte de la Chariza hasta la profundidad de 11702 FT. preferidos 234 FT en 27 1/2 Horas.



COST CALCULATION TABLE

TIME - Hours	0	5	10	15	20	27.5
DEPTH	1950	14511	14553	14576	14638	14702
BIT COST	1950	1950	1950	1950	1950	1950
TRIP COST	2330	2340	2345	2350	2355	2360
ROTATING COST	0	1000	2080	3120	4160	5720
TOTAL COST	4280	5330	6375	7420	8465	10030
FEET DRILLED	0	43	85	128	170	234
COST/FOOT	∞	120.4	75	58.1	49.7	41.03

MUD WEIGHT 10 lb/gal
 PLASTIC VISCOSITY 10 cp
 YIELD VALUE 30 lb/100 sq. ft.
 SOLIDS CONTENT (FROM STILL) _____ VOL. %
 OIL CONTENT _____ VOL. %
 CHLORIDE CONTENT _____ ppm
 LOW DENSITY SOLIDS _____ lb/bbl
 FBT _____ lb/bbl
 D/S RATIO _____
 BARITE CONTENT _____ lb/bbl