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

1973

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

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

POR

JORGE ENRIQUE ARBOLEDA JIMENEZ

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 ESTA TESIS CORRESPONDE EXCLUSIVAMENTE AL AUTOR.

Jorge E. Arboleda Jiménez

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 abnegación 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.

A MI :

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

MIEMBROS DEL JURADO EXAMINADOR

I N D I C E

Págs.

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 efectua 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 ~~datos~~ rasgos 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 Nº 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. Nº 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 buzando 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 constituída 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 Cuen ca Oriental Colombiana, que ha continuado hacia el Sur en territorio Ecuatoriano y continua 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 miem bros según Tschopp[3].

1. Chapiza Inferior

Este miembro alcanza una potencia máxima de 1.500 m tros y está constituída de alteraciones de lutitas areniscas en que los colores gris y rosado pueden do nar localmente sobre los matices pardo, rojo, ladril y violeta.

2. Chapiza Media

Tiene un espesor máximo de 1000 metros, constituída 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 metro presenta conglomerados de color rojo, así también co la presencia de lutitas y areniscas, además contiene una variedad de areniscas feldespáticas y tobas de c lor gris - verde.

Según la posición estratigráfica, la formación Chapi 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 Hollin

La formación Hollín está constituída 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, constituída 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 Hollin 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 cefálopodos.

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 constituída 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 constituídos de arenisca de color y tipo variables; en la parte superior en unos 100 a 150 metros está constituída de facíes 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 are arcillosa con intercalaciones de conglomerados de guija rros 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 roj en cambio que las arenas son siempre de color variado, e contrándose en mayor escalas de color grises y blancos.

Estas arenas son generalmente feldespáticas de baja poro sidad.

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 d crece hacia el Este hasta unos 170 metros en la sección del río Misahualli y aún más en la frontera Este del E-cuador que alcanza los 81 metros.

La formación Tiyuyacu comprende el Eoceno Superior.

F. Formación Chalcana

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

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

G. Formación Arajuno

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

Según Tschopp ésta formación está situada en el Miocen
Superior.

H. Formación Mesa

Esta formación está constituída litológicamente en to
su totalidad de arcillas y areniscas tobáceas, con vari
horizontes de conglomerados gruesos con estratificacion
cruzada de tipo torrencial.

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

La determinación de las características y topes litológ
cos aproximados de las formaciones fueron hechas, basán
se 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 característi cas litológicas de las formaciones, además se pudo dar una idea más clara del cambio de facíes en una misma formación de un sitio a otro.

Los topes fueron corregidos cuando se efectuó la perforación del pozo Bobonaza Nª 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   II

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 Nº 1

2.1 Característica de Pozo

a. LOCALIZACION: El pozo Bobonaza Nº 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. Nº 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 Orteguaza 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:

Bobonaza # 1	Correlación Horizontal	Guayusa # 1
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 no correlacionada	12737'(-11782')

2.3 Programas generales de Pozo

a. Programa de Casing

Diámetro del pozo, pulg.	Profundidad (FT.)	Casing diámetro 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.110,47lb/FT
				N.80,43.5lb/FT
				P.110,47lb/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 intervälos, 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 Bobonaza # 1, desde que inició su perforación hasta que se decidió abandonarlo por encontrarse hidrocarburos económicamente no recuperables. Ver Anexo Nº 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 Reaner) 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 Bentonita + 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 Bentonita + 0.3% de HR-12.

LODOS DE PERFORACION:

Bicarbonato de Soda	=	55 Sacos
Dextrix	=	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 efectua 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 Ls.) por cada parada. La cantidad de trabajo desarrollado es igual a 2MLsN.

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:

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

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:

$$1/2 \quad (WmLs + WmLsN)\ D \qquad ó$$

$$1/2 \quad (WmLs + WmD) \quad D \qquad (2)$$

Considerando que las pérdidas por fricción son las mismas que al meter y sacar tubería, el trabajo por consiguiente es el mismo, teniendo así que para un viaje redondo el trabajo efectuado es:

$$\frac{D\ Wm\ (Ls + D)}{1000 \times 1000} \qquad (3)$$

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:

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

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

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

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

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

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

$$Td = 3\ (T2 - T1)$$

Td = Toneladas-kilómetro ó toneladas Millas Perforando.

T1 = 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).

T2 = 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:

$$Tc = 2\ (T_4 - T_3)$$

Tc = 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:

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

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

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

en donde:

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

Lcs= Longitud de una parada 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:

$$Wcm = Wca \quad (1 - \frac{d}{7.8})$$

En donde:

Wca = 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 centifuga 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 lastrabarrenas de 7 3/4" x 3" de 30 FT. cada una y 40 de 6 1/4" x 2 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 roscas, al ser conectadas unas con otras.

C A P I T U L O III

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

Estos están constituídos por una fase líquida de agua conteniendo concentraciones muy pequeñas de sal.

Lodo inicial: Tiene como todo fluído 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 bentonita puede dar cerca de 100 bbl. 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 fluído de perforación puede ser necesaria para dar una alta viscosidad y gelificación si la circulación es perdida en las formaciones; la viscosidad 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 incremento 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 ripios contenidos en el lodo en cantidades excesivas contribuyen a la abrasión en las partes de la torre.
5. Asentamiento.

.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. Actua 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 fluídos 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 fluído 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 fluído 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 facilmente 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 fluído 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 presión o a la columna hidrostática muy pesada.

La reducción de la densidad de las lechadas de cementos 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 pérdida 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.

3.6 Resistividad.[7]

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 estandard 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 (Rmf) y resistividad del lodo (Rm).

1. Se toma el líquido con un absorvedor 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 fluído, 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 resitividades.
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 rajar 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:

$13^{3}/8$" a 5560 FT.; N-80, 72#/FT.

Tubería de revestimiento final:

$9^{5}/8$" 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 $7^{3}/4$"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 8"

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.

$V = 12 \times 8 \times 7$

$V = 672$ FT^3/cantina

672 FT^3/cantina x 5 cantinas = 3360 FT^3.

3360 FT^3 x 0.1781 Bbls/FT^3 = 598 Bbls de Lodo.

598Bbls/7 FT x FT/12" = 5.5 Bbls/pulgada.

5.5 Bbls/pulg. x 12 pulg./FT. = 66 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 Bbls/pulg. x (3 x 76 + 2 x 50) = 361 Bbls.

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

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

10400 FT. x 7.32 Bbl/100 FT* = 762 Bbls.

Para hueco de 8 1/2":

4302 FT. x 7.02 Bbl/100 FT* = 302 Bbls.

Volumen total:

762 Bbls + 302 Bbls. = 1064 Bbls.

*Tablas 1 y 2.

Desplazamiento de la tubería de perforación:

14402 FT. x 0.643 Bbls/100FT = 92 Bbls.

300 FT. x 0.45 Bbls/100 FT. = 1.5 Bbls.

Desplazamiento total 94 Bbls.

Volumen del hueco con la tubería de perforación:

V = Volumen total - desplazamiento de la tubería.

V = 1064 Bbls - 94 Bbls. = 970 Bbls.

IV. CICLO TOTAL DEL LODO EN MINUTOS:

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

Bbls/minuto = golpes/minutos x Bbls/golpes x 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 Nº 4.

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

$$\text{Ciclo total} = \frac{970\ \text{Bbls} + 3\ 61\ \text{Bbls}}{3.15\ \text{Bbls/minutos}}$$

$$= 1331\ \text{Bbls}/3.15\ \text{Bbls/ minutos}$$

$$= 423\ \text{minutos}$$

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

Capacidad total de la tubería de perforación = 0.01422 Bbls/FT. x 14402 FT.

= 205 Bbls.

Capacidad de los Lastrabarrenas = 300 FT. x 0.0074 Bbls/FT.

= 2.22 Bbls.

Capacidad total de la Sarta = 207 Bbls.

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

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

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

V. VELOCIDAD ANULAR:

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

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

a. Velocidad anular en Hueco abierto:

$$\text{Vol. Anular} = 7.02 \text{ Bbls/100 FT.}^{*} - \left(0.643 \text{ Bbls/100 FT.}^{*} + 1.422 \text{ Bbls/100 FT.}\right)$$

$$= 7.02 - 2.065$$

$$= 4.96 \text{ Bbls/100 FT.}$$

* Tablas # 2 y 3.

$$\text{Velocidad anular} = \frac{3.15 \text{ Bbls/minuto}}{4.96 \text{ Bbls/100 FT.}}$$

$$= \frac{0.63 \times 100 \text{ FT.}}{\text{Minutos}}$$

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

Vol. Anular = 7.87 Bbls/100 FT. - (0.643 Bbls/100FT.

+ 1.422 Bbls/100 FT.)

= 7.87 - 2.065

= 5.81 Bbls/100 FT.

$$\text{Velocidad anular} = \frac{3.15 \text{ Bbls/minuto}}{5.81 \text{ Bbls/100 FT.}}$$

$$= \frac{0.54 \times 100 \text{ FT.}}{\text{Minutos}}$$

= 54 FT./minutos.

VI. PRESION HIDROSTATICA:

= profundidad x 0.052 x Peso del Lodo.

= 14702 FT. x 0.052 x 9.7 #/gal.

= 7420 Psi.

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.

   = (Peso del lodo) x (profundidad) x (0.052).

3. Volumen de una Càntina de Lodo, Bbls.

   = 0.178 x largo x ancho x profundidad.

4. Bbls/pulg. de un Tanque rectangular.

   = 0.0148 x Longitud x ancho.

5. Peso del lodo.

   = (peso del lodo presente) x 5

   = Sacos x 100 Bbls. de lodo para incrementar el peso 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:

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

B. Lodos a base de agua.

1. Cambio de la Razón Aceite/Agua (0/W)

Porcentaje presente de Aceite = A

Porcentaje presente de Agua = B

Razón presente 0/W = $0_p/W_p$

Nueva razón de mezcla = $0_n/W_n$

0_p = Razón presente. Aceite/Agua.

$0_n/W_n$ = Razón de Mezcla Nueva.

0_p = aceite presente

W_p = agua presente

0_n = aceite de Mezcla.

W_n = agua de mezcla

Para incrementar el valor de 0_p, puede agregarse Diesel.

Aceite requerido por 100 Bbls. de Lodo, Bbls. $= \dfrac{(A+B) \times (0_n) - (100 \times A)}{(100 - 0_n)}$

Para disminuír el valor de 0_p puede agregarse agua.

Agua requerida por 100 Bbls. de Lodo, Bbls. $= \dfrac{(A+B) \times (W_n) - (100 \times B)}{(100 - W_n)}$

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.

Mezcla final del lodo, WT. $= \dfrac{(\text{Vol. } A \times Wt,A) + (\text{Vol. } B \times Wt,B)}{\text{Vól. } (A + B)}$

$$\text{Mezcla final para \% de Aceite} = \frac{(\text{Vol. A}\times\text{\% de Aceite A})+(\text{Vol. B}\times\text{\% de B})}{\text{Vol.}(A + B)}$$

$$\text{Mezcla final para \% de Agua} = \frac{(\text{Vol. A}\times\text{\% de Agua B})+(\text{Vol. B}\times\text{\% de B})}{\text{Vol.}(A + B)}$$

CAPITULO IV

PROGRAMA HIDRAULICO

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

Varias publicaciones sobre hidráúlica han aparecido en es s tiempos, con diferentes títulos, pero todos han llegado - mismo objeto; encontrar la combinación de los orificios pa las diferentes brocas a usarse.

El uso de calculadores y reglas de cálculos hidráúlicos - sido diseñados por manufacturadores de brocas y producto- de lodos de perforación para cálculos hidráulicos; con la jada de las computadoras se han simplificado más los cálcu en estos tiempos.

Todos los cálculos programados para la perforación de un) tendrán sus variaciones a medida que la perforación del) avanza y estos pequeños cambios serán corregidos por los enieros en el campo. Ver Anexo Nª 2.

Debido a las experiencias del campo y de los estudios rea dos para obtener un óptimo programa hidráúlico, se ha de-

erminado que informaciones básicas son requeridas para obte-
er un programa que se acerque a la realidad con un mínimo de
erramientas, tiempo y esfuerzo.

Una vez obtenidas las informaciones a base de lo expuesto nteriormente, este capítulo de Hidráulica se basará en la u-il·zación de métodos para los cálculos y estos son:

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

.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

rminado que informaciones básicas son requeridas para obte-
r un programa que se acerque a la realidad con un mínimo de
rramientas, tiempo y esfuerzo.

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

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

.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 diametros 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 ripios 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 hidraúlico máximo que se emplea en la broca es compensado con la velocidad del Chorro del fluído.

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 fluído 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 = [illegible] $(\sqrt{d} + 1.5)$

   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 Nº 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 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, como 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; modificaciones 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 Nª 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.

.os 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

Etapa 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.

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

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

eso 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 Nº 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 Nº 7.

Pérdida de presión en el equipo de Superficie.

= 60.0 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.

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

= 0.446

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

c. Rata de Circulación = 0.723 x 735

= 532 G.P.M.

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 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.

a. Corrección $= \dfrac{1000 \text{ psi.}^*}{180}$

$= 0.848$

*Tabla 5 .

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

$= 0.924$

c. Rata de Circulación corregida = 0.924 x 430

= 397 GPM.

PASO 7.

Area de los orificios = 0.26 pulg^2.

Combinación de los orificios : 9,9,13.

Cálculo Nª III

3. Etapa Final

Diametro del Hueco = 8 1/2" pulgadas

Profundidad = 17000 FT.

Longitud del Lastrabarrena = 900 FT.

10 lastrabarrena de 6 1/4" pulgadas

20 lastrabarrena de 7 3/4" pulgadas

Rata de Presión = 3000 psi.

Peso del Lodo = 11 lb/gal.

PASO 1.

Galones por Minutos Máximo = 376 GPM.

Galones por Minutos Mínimos = 248 GPM.

Pérdida de presión en 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 = 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	=	20 Psi.
Pérdida de presión total en el Sistema		698 Psi.

PASO 6.

Determinación de la rata de circulación corregida

a. Corrección $= \frac{1000}{[illegible]}$

$= 1.42$

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

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

$= 300$ GPM.

PASO 7.

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 Nº 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 cursos 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

$$HHP = \frac{\text{Volúmen x Presión}}{1714}$$

$$= \frac{\text{735 GPM x 2700 Psi}}{1714}$$

$$= \text{1150 HHP}$$

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.

HHP = 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 estandard, con 4" de diámetro interno. Para tubería de perforación.

55 FT. de tubería de 3" de diámetro interno. Para lastrabarrenas.

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 caida 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 caida 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.

Caida de presión en la tubería de perforación:

$= 216$ psi/1000 FT.

216 psi/1000 FT. x 7000 FT. = 1512 psi.

Columna 17. Columna 15 ÷ Columna 16

= 2340 FT.

Columna 19. Columna 17 + Columna 18

= 2340 FT. + 600 FT.

= 2940 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 FT/seg.

PASO 9.

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

Columna 21 = Columna 14 ÷ Columna 5

= 1750 psi ÷ 2700 psi.

= 0.646

= 64.6 %

PASO 10.

Determinación de los HHP de la Broca. Columna 22.

Columna 22 = Columna 6 x Columna 21

$= 960 \times 0.646$

$= 620$ HHP

PASO 11.

Determinación del área de los orificios.

Con los 15/32", por la tabla Nª 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:

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

= 770 HHP

b. Por la Regla

HHP = 770 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 psi + 156 psi = 179 psi.

3000 psi - 179 psi = 2821 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 psi/1000 FT. = 85 psi/1000 FT.

85 psi/1000 FT x 12000 FT. = 1020 psi.

Columna 17. 671 psi. ÷ 85 psi/1000 FT.

= 7900 psi.

PASO 8.

Velocidad del Chorro = 510 FT/seg.

PASO 9.

Determinación del % de HHP en la broca.

2150 psi $\div$ 3000 psi.

= 0.715

= 71.5 %

PASO 10.

Determinación de los HHP de la broca.

= 770 x 0.715

= 551 HHP

PASO 11.

Areas de los orificios = 0.2624 pulg.^{2}

Combinación 9, 9, 13.

CALCULO III

Etapa final.

PASO 1.

Galones por Minutos = 270 GPM.

PASO 2.

Velocidad anular = 120 FT/minutos.

PASO 3.

Fuerza Motriz Hidráulica:

a. Por la Fórmula

$$HHP = \frac{270 \times 3000}{1714}$$

$$= 475 \text{ HHP}$$

b. Por la Regla.

= 475 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 psi + 108 psi = 119 psi.

3000 psi - 119 psi = 2881 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 psi/1000 FT. x 17000 FT. = 680 psi.

Columna 17. 680 psi ÷ 40 psi/1000 FT. = 17025 FT.

17025 FT. + 900 FT. = 17925 FT.

PASO 8.

Velocidad del Chorro = 470 FT/seg.

PASO 9.

Determinación del % de los HHP de la broca.

2200 psi ÷ 3000 psi.

= 0.745

= 74.5 %

PASO 10.

Determinación de los HHP de la broca.

475 HHP x 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 Nª 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 sedimentarias 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 sartas 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. HALAS - 3

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 cierta cantidad de ies es colocado centralizadores, también el uso de raspadores n 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.

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 fluído 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 cementadoras.

MATeriales

Los grupos siguientes pertenecen a este grupo:

- 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 profundidad cuando se requieren propiedades especiales.

Cemento Clase B: Cuando se requieren resistencias moderadas a los sulfatos.

Cemento Clase C: Cuando se requieren fuerzas de aceleración.

Cemento Clase D: Diseñados para profundidades de 1830 metros 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 conecciones 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. Aditamenteos 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 desplazar 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 colocan previamente en la tubería de revestimiento a las profundidades deseadas.

EQUIPOS:

Estos aparatos son:

El Zapato Guia, 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 guia 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 fluído 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 con 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.

. 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 fluído de perforación por medio del primer tapón, que se va asentar en la unión diferencial del llenado, este fluído 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 colocarse 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 desplaza al cemento haciendolo salir por los orificios de la herramienta de válvula diferencial cementando los pies deseados 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 formación o fluído con el que se pueda poner en contacto.

6. Debe ser suficientemente estable para no deteriorarse,

descomponerse o de alguna otra forma perder sus cualidades 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 fluído 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 Reinolds 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 fluído no Newtoniano entra en tur 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 Nº 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 fluídos 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 fluído No-Newtoniano.

Fluído No Newtoniano:
Pueden ser definidos como esos fluídos 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. Indice de Comportamiento del flujo n'
2. Indice 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 nuestra de lodo es obtenida, estos valores de n' y k' pueden ser obtenidos a base del viscosimetro 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 estandard API, para preparar la lechada de cemento.

Viscosímetro rotacional.- El rango de este instrumento 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 turbùlento 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 indices 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/FT^2.

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

N = Rango de extensión del torque.

Y en las absisas 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:

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

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

5.10 FORMULAS DE CALCULO

1. Velocidad de desplazamiento.

$$V = \frac{17.15\ Qb}{D^2} = \frac{3.057\ Qcf}{D^2}$$

V = velocidad, FT/seg.

Qb = Rata de bombeo, Bbl/minuto

Qcf = Rata de bombeo, FT^3/minuto

D = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

Para el anulus

$$D^2 = Do^2 - Di^2$$

Do = Diámetro del hueco

Di = Diámetro de la tubería de revestimiento

2. Número de Reynolds

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

N_{Re} = Número de Reynolds, adimensional

V = Velocidad, FT/seg.

ρ = Densidad de la lechada, Lb/galón

n' = Indice de comportamiento de flujo, adimensional

k' = Indice de consistencia, $Lb\text{-}seg^{n'}/FT^2$

D = Diámetro interno de la tubería, pulgadas.

Para el anulus $D = Do - Di$

3. Caída de Presión Friccional

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

ΔPf = 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' = Indice de consistencia, $Lb\text{-}seg^{n'}/FT^2$

ρ = Densidad de la lechada, Lb/gal.

n' = Indice de Comportamiento de flujo, adimensional

5. Presión Hidrostática.

$$P_h = 0.052 . \rho . H$$

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 Nº 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 logaritmo.

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

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

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

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

2. Por el Viscosímetro Rotacional

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

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

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

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

$$n' = 3.32\ (0.06158)$$

$$n' = 0.202$$

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

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

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

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

$$= 0.5360$$

$$= 0.54$$

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

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

$$k' = 0.63$$

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

$n' = 0.20$

$k' = 0.63$

$\rho = 13.2$ lb/gal.

1. Rata de bombeo para Flujo Turbulento.

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

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

$D = Do - Di$, $D = 26" - 20"$, $D = 6"$

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

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

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

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

Velocidad crítica en el Anulus

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

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

Qb = 200 Bbls/minutos

Requeridos para obtener turbulencia en el Anulus.

2. Caída de Presión Friccional

a. Anulus

$$\Delta Pf = \frac{0.039 \ L. \rho . \ V^2 . \ f}{D}$$

f = Factor de fricción se lo obtiene a partir del número de Reynolds. Fig. Nº 3.

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

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

$$N_{Re} \doteqdot 2100$$

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 y f = 0.0074

D = Do - Di   D = 26"- 20"   D = 6"

$$\Delta Pf = \frac{0.038 \times 1000 \times 13.2 \times (12.5)^2 \times 0.0074}{6}$$

ΔPf = 99 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 FT/seg.

$$\Delta Pf = \frac{0.039.\ L.\ \rho.\ V^2.\ f}{D}$$

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

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

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

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

$$N_{Re} = 2266$$

$N_{Re} = 2266$ y f= 0.0072

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

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

$\Delta Pf = 18$ psi.

3. Caballosde Fuerza

HP = 0.0244 x 18 x 200

HP = 88 HP, requeridos

CALCULO Nº 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

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

$D = Do - Di = 17.5" - 12.347"$

$D = 5.153"$ pulgadas

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

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

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

$$V_c^{1.80} = 97$$

$V_c = 12.7$ FT/seg.

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

$D^2 = 306.25" - 151.29" = 154.96"$ pulgadas

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

Qb_1 = 112 Bbls/minuto

Requerido para obtener turbulencia en el anulus.

2. Caída de Presión

a. Anulus:

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

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

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

N_{Re} = 2106 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", N-80, 72#/FT.

$$V_{c_1} = \frac{17.15 \times 112}{(12.3470)^2}$$

$V_{c_1} = 13$ FT/seg.

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

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

Con $V_{c_1} = 13$, obtenemos $V^{2-n} = 100$,

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

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

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

$N_{Re} = 2612$ y $f = 0.0070$

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

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

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

3. Caballos de fuerza

$HP_1 = 0.0244 \times 300 \times 112$

$HP_1 = 820$ 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.

ID de la tubería de 20" = 19.124"

ID de la tubería de 13 3/8" = 12.347"

D = 19.124"- 12347"

D = 6.777" pulgadas

1. Rata de bombeo para flujo turbulento

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

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

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

$$V_c^{1.8} = 92$$

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

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

D^2 = ID - ID ; D^2 = 365.747" - 152.448"

D^2 = 213.3" pulgadas

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

Qb_2 = 150 Bbls/minuto

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

$Qb_1 + Qb_2$ = 112 Bbls+ 150 Bbls

Qbt = 262 Bbls.

2. Caída de presión

a. Anulus

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

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

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

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

$$N_{Re} = 2110$$

N_{Re} = 2110 y f = 0.00738

$$\Delta Pf_2 = \frac{0.039 \times 1000 \times 13.2 \times (12.1)^2 \times 0.00738}{6.777}$$

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta Pf_t = 300 + 74$$

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

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.

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

$D = Do - Di = 15" - 8.681" = 6.319"$ pulgadas

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

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

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

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

$D^2 = 225" - 75.36" = 149.64"$ pulgadas

$$Qb_1 = \frac{12.3 \times 149.64}{17.15} = \frac{1840.57}{17.15} = 107 \text{ Bbls/minutos}$$

Qb_1 = 107 Bbls/minutos

Requerido para obtener un flujo turbulento dentro del anulus.

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

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

$N_{Re} = 7082$ y $f = 0.00575$

$$\Delta Pf_1 = \frac{0.039 \times 7900 \times 13.2 \times (24)^2 \times 0.00575}{8.681}$$

$$= \frac{13487.15}{8.681}$$

$\Delta Pf_1 = 1554$ psi.

3. Caballos de fuerza

$HP_1 = 0.00244 \times 1554 \times 107$

$HP_1 = 4057$ HP

SEGUNDA ETAPA

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

1. Rata de bombeo para flujo turbulento

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

D = Do - Di, D = 13 3/8" - 9 5/8"

$$D = 12.347" - 8.681"$$

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

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

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

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

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

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

$$D^2 = 152{,}44" - 75.36"$$

$$D^2 = 77.08"$$

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

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

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

$Qb_1 + Qb_2 = 107 + 53 = 160$ Bbls/minutos

2. Caída de presión

a. Anulus

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

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

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

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

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

$$N_{Re} = 2107$$

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

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

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

$\Delta Pf_2 = 440$ psi.

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

$$= 718 + 440$$

$\Delta Pf_t = 1158$ psi.

b. Caída de Presión en la Tubería de Revestimiento

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

$V_c = 12$ FT/seg.

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

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

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

$$N_{Re} = 2125 \qquad y\ f = 0.00736$$

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

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

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

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

$$= 1554 + 157$$

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

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 FT^3/FT.

$1.5053\ FT^3/FT \times 1000\ FT = 1505.3\ FT^3$

$10.3\ gal/Sx \times \frac{FT^3}{7.48\ gal} = 1{,}385\ FT^3/Sx$

$1505.3\ FT^3 \div 1.34\ FT^3/Sx = 1088\ Sx$

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. Volumen = 0.6946 FT^3/FT

0.6946 FT^3/FT x 2000 FT = 1389 FT^3

1389 FT^3 x 1.2 (exceso del 20%) = 1666 FT^3

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

= 1.89 FT^3/Sx

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

881 Sx x 10.2 gal/Sx = 8986 galones

8986 gal. ÷ 42 gal/Bbls = 216 Bbls de Agua.

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

0.6946 FT^3/FT x 500 FT. = 350 FT^3

350 FT^3 x 1.2 (exceso) = 420 FT^3

420 FT^3 ÷ 1.15 FT^3/Sx = 366 Sx

366 Sx x 5.0 gal/Sx = 1830 gal.

1830 gal ÷ 42 gal/Bbls = 43.5 Bbls de agua.

B. SEGUNDA ETAPA

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

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

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

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

$220\ Sx \times 10.2\ gal/Sx = 2244\ gal.$

$2244\ gal. \div 42\ gal/Bbls = 52.5$ 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

$1.019\ FT^3/FT \times 1000\ FT = 1019\ FT^3$

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

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

$563\ Sx \times 10.2\ gal/Sx = 5743\ gal.$

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

Cementación total de los 1500 FT.

220 Sx + 563 Sx = 783 Sx

53 Bbls + 136 Bbls = 189 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 FT^3/FT x 3000 FT = 939.6 FT^3

939.6 FT^3 x 1.2 (exceso) = 1128 FT^3

1128 FT^3 ÷ 1.89 FT^3/Sx = 595 Sx

595 Sx x 10.2 gal/Sx = 6069 gal.

6069 gal ÷ 42 gal/Bbl = 145 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 FT^3/Ft x 500 FT = 157 FT^3

157 FT^3 x 1.2 (exceso) = 188 FT^3

188 FT^3 ÷ 1.15 FT^3/Sx = 163 Sx

163 Sx x 5.0 gal/Sx = 815 gal.

815 gal ÷ 42 gal/Bbls = 19.4 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 FT^3/FT x 2500 FT = 941 FT^3

941 FT^3 x 1.05 (exceso) = 988 FT^3

988 FT^3 ÷ 1.89 FT^3/Sx = 520 Sx

$520\ Sx \times 10.2\ gal/Sx = 5304\ gal.$

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

Un resumen general de las operaciones de cementación es mostrado en el Anexo Nº 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 nó. 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 fluído 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 ripios 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. Nº6

1. Un zapato ancla, que sirve como guía.
2. Un ancla perforada, que permite el paso del fluído 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 aisla 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 fluído recobrado tiene que ser medido con exactitud y será medido en el separador de pruebas, las muestras de cada tipo de fluído serán recojidas en superficie para analizarlas.

Se debe tener mucho cuidado al recobrar las muestras de fluídos que se encuentran en la tubería de perforación, una vez que se ha cerrado la válvula de presión inicial cerrada para evitar mezcla con fluídos diferentes.

Las copias de todos los resultados serán nuevamente analizados en el laboratorio.

6.2 Modo de Operación de la prueba

En los presentes dias 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 fluído de - perforación, que se encuentra en el pozo penetrará por el ancla perforada y otra se irá por el espacio anular. El fluído 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 fluído para que la tubería no se llene de lodo; encima de esta se encuentra la válvula probadora que baja cerrada y sirve de tope, la cual no permite el paso del fluído dentro de la tubería.

También hay que tomar en cuenta que la válvula de presión inicial 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 probarse; el puerto de paso es cerrado y debido a la diferencia de presión producida entre los Packer y el fondo del pozo -

los fluídos de la formación penetran por el ancla perforada - con dirección a la superficie, la válvula probadora se abrirá permitiendo el paso del fluído 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 fluído 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 dandole 14 vueltas.

Finalizados los dos períodos de flujo, la próxima operación - es desamblar 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 fluídos 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 fluído 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 requie re 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. Nº 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 fluído 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 fluído 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 fluído entrando para la prue

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 fluído 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 cúrva 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. Nª 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 leidos 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. Nª 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 FT^3 de volumen.

Profundidad de 14210 FT. a 14100 FT. en un hueco de 13" tenemos 101.40 FT^3. de volumen.

Diferencias de profundidad en el primer caso: 40 FT.

Diferencias de profundidad en el segundo caso: 110 FT.

$$40\ FT \times 0.3941\ FT^3/FT = 15.76\ FT^3$$

$$110\ FT \times 0.9218\ FT^3/FT = \underline{101.40\ FT^3}$$

$$\text{Volumen total} \qquad 117.16\ FT^3$$

$$117.16\ FT^3 \times 1.25\ FT^3/\ Sx = 95\ Sx$$

95 Sx x 94 #/Sx = 8940 Libras de cemento

8940 Libras x 0.005 (R-6) = 45 Libras de retardador R-6.

95 Sx x 5.4 gal/Sx = 514 galones de agua.

514 gal. x Bbl/42 gal. = 12.2 Bbls de agua.

Volumen total, Bbls = 14100 FT. x 0.01422 Bbls/FT*

= 201 Bbls de lodo

*Capacidad de la tubería de perforación.

DESPLAZAMIENTO:

a. o.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 Jurási co 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 Nº1

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 Registros eléctricos.	3	4.0%
Corrimiento de tubería de Revestimiento, cementación y frague.	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 perforación.	10	12 %
Levantamiento total de la Torre.	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 Nª 1 fué el uso del lodo xc - Polymeros de características muy diferentes al lodo Benex utilizado en la perforación del Conambo Nª 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 - Polymero es un lodo no dispersante con un bajo contenido de solidos.

El costo total para lodos en el Bobonaza Nª 1, ascendió a la suma de $ 55.303.50 ó $ 3.73 por FT., en cambio que para el Conambo Nº 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 Nº 1	Conambo Nº 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 Conambo.

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 Nª 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 Nº 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 Nº 1	CONAMBO Nº1
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
Rata 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.

		–	– –	1082	1082	17.	63.6	4.1	—	5756	—
2	17 1/2	S3S	1370	1859	777	23.5	33	4.1	9.18	7183	9.18
3	17 1/2	S3T	1370	2920	1061	13	81.6	4.8	4.79	5090	13.97
4	17 1/2	S3T	1370	3968	1068	35.5	30	5.5	9.28	0019	23.25
5	17 1/2	S3T	1370	4523	535	19	28.1	5.8	12.24	6551	35.49
6	17 1/2	S4T	1370	4919	396	20	19.8	6.1	17.19	6810	52.68
7	17 1/2	S3T	1370	5565	646	26	24.8	6.5	12.60	8143	65.28
8	12 1/4	OSX3	520	6682	1117	26	42.9	7.1	6.65	7434	71.93
9	12 1/4	X3	670	7946	1264	31	40.7	7.9	6.94	8782	78.87
10	12 1/4	X3A	670	9287	1341	33	40.6	8.7	6.98	9362	85.85
11	12 1/4	X3A	670	10108	821	26	31.5	9.1	9.74	8003	95.59
12	12 1/4	X16	670	10400	292	15.5	18.8	9.3	20.03	5850	115.62
13	8 1/2	X16	390	10485	85	9	9.4	7.5	45.11	3834	160.73
14	8 1/2	XV[illegible]	390	10701	216	23	9.3	7.6	31.35	6773	192.08
15	8 1/2	J33	1950	11502	801	93.5	8.5	8.0	28.83	23100	220.91
16	8 1/2	X1G	390	11685	183	11.5	15.9	8.1	24.45	4475	245.36
17	8 1/2	J33	1950	12539	853	92.5	9.2	8.5	26.95	22994	272.31
18	8 1/2	X16	390	12652	113	11.5	9.8	8.5	40.44	4570	312.75
19	8 1/2	J33	1950	12898	246	24	10.2	8.6	35.60	8758	348.35
20	8 1/2	3S	1470	13187	289	21.5	13.4	8.8	26.93	7785	375.28
21	8 1/2	3S	1470	13655	468	37	12.6	9.0	23.63	11059	398.91
22	8 1/2	XDV	460	13791	136	12.5	10.8	9.0	36.46	4958	435.37
23	8 1/2	COB	830	13829	38	8	4.7	9.1	93.80	3564	529.17
24	8 1/2	J44	1950	14290	461	44.5	10.3	9.3	28.55	13163	557.72
25	8 1/2	G88	1470	14468	178	14.5	12.2	9.4	36.23	6469	593.95
26	8 1/2	J44	1950	14702	234	27.5	8.5	9.0	41.03	9601	634.98

7.5 Resumen total de Costos de Perforación

En resumen el total de costos en la perforación del pozo Bobonaza 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 da 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.)

$$= \frac{A(C + E) + B}{D}$$

$$= \frac{208\ (12 + 12) + 830}{60}$$

$$= \frac{5822}{60}$$

$$= 97\ \$/FT \qquad (K_1)$$

2. Relación entre el costo de la torre por hora y el costo por pie perforado (FT/Hora)

$$= \frac{A}{K_1}$$

$$\frac{208\ \$/H}{97\ \$/FT}$$

$= 2.1$ 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:

$$\frac{(A \times E) + F}{K_1} =$$

$$\frac{(208 \times 12) + 3500}{97} =$$

$$\frac{5996\ \$}{97\ \$/FT} =$$

62 FT (K_3)

4. Tabulación y gráfico del comportamiento de la broca y determinación de otra que preste mejores servicios que la actual. Se recomienda este gráfico para la utilización de alguna otra posible.

Horas Perforadas (1)	K_2 (2)		K_3 (3)	Total de FT Perf. G. (1).(2)+(3) = (4)	Horas de Perf. (5)	Rata de pentr. H. (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. Nª 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.

$$K_1 \times G =$$

$$97\ \$/FT \times 143\ FT =$$

$$\$\ 13871$$

2. a. Costo de rotación

$$G/H \times A =$$

$$\frac{143}{4.7} \times 208 =$$

$$\$\ 6333$$

b. Costo de viaje

$$E \times A =$$

$$12 \times 208 =$$

$$\$\ 2496$$

c. Costo de la broca

$$F = \$\ 3500$$

$$(G\ H + E) \times A = \$\ 6333 + \$\ 2496 + \$\ 3500$$

$$= \$\ 12329$$

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. Nª 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 míni mo.

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.

$$C = \frac{1370 + 208\ (23.5 + 4.1)}{777}$$

$$= \frac{1370 + 5741}{777}$$

$$= \$ \ 9.18/\text{Pie}$$

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 Nº 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 también 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 Nª 1 en las distintas formaciones es presentado en el Anexo Nª 3.

El método analítico a base de un Programa de Computadoras es mostrado en el Anexo Nª 4.

CONCLUSIONES

El pozo exploratorio Bobonaza Nº 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 Nº 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 fosforecencia al ponerse bajo la acción del microscopio ultravioleta. Los Registros eléctricos y de Porosidad indicaron una alta Saturación dé 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 significiente 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, Mayo 1957.

5. Drilling Mud Handbook.
Pan American Petroleum Corporation. Dic. 1969.

6. Cementing Handbook.
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

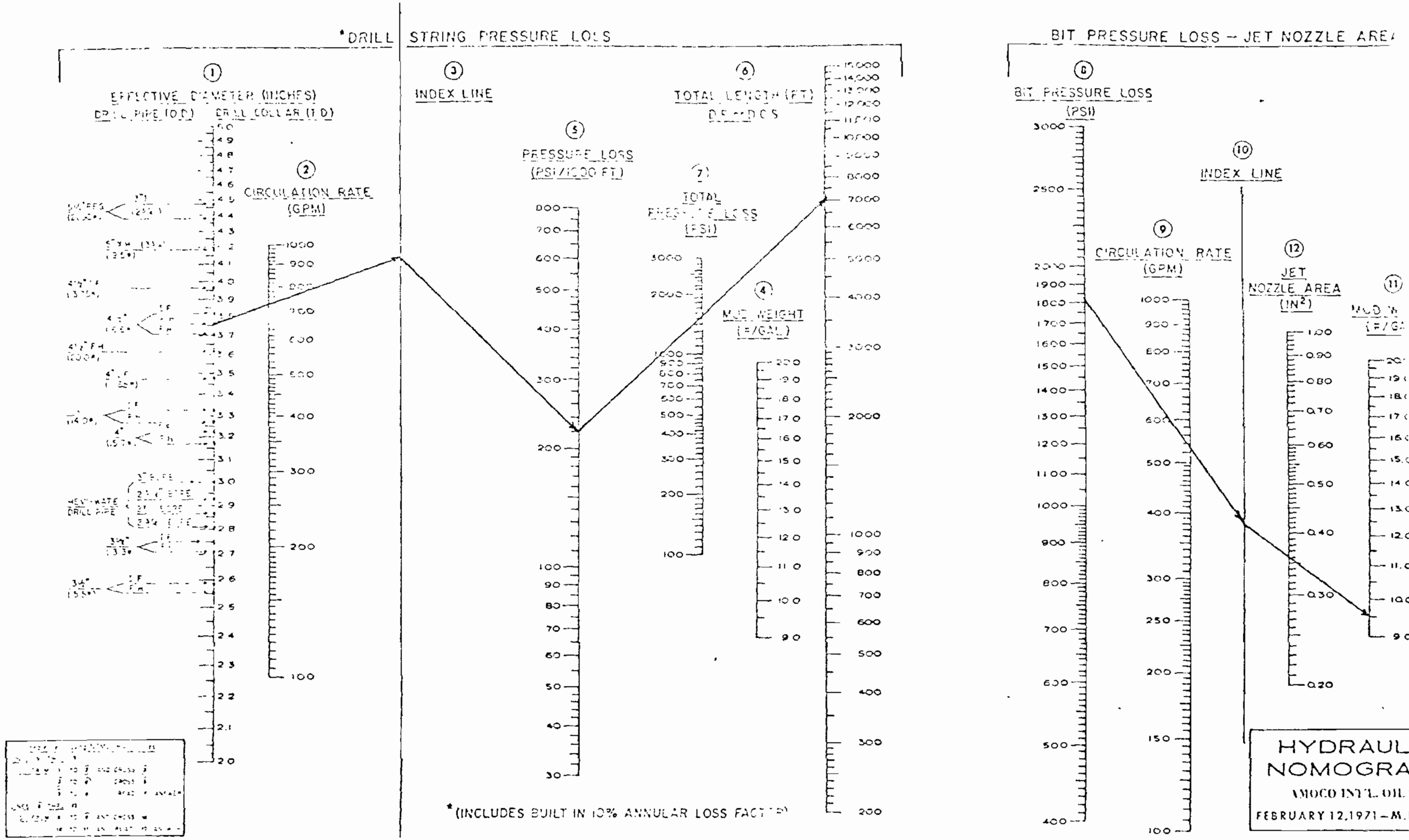
. SECCION APENDICES

. SECCION ANEXOS

Anexo Nº 5. Método Gráfico.

Costo por pie perforado por broca.

SECCION TABLAS


*DRILL STRING PRESSURE LOSS
BIT PRESSURE LOSS – JET NOZZLE ARE
① EFFECTIVE DIAMETER (INCHES)
DRILL PIPE (O.D.)
DRILL COLLAR (I.D.)
② CIRCULATION RATE (GPM)
③ INDEX LINE
⑤ PRESSURE LOSS (PSI/1000 FT)
⑦ TOTAL PRESSURE LOSS (PSI)
⑥ TOTAL LENGTH (FT)
④ MUD WEIGHT (#/GAL)
*(INCLUDES BUILT IN 10% ANNULAR LOSS FACTOR)
⑧ BIT PRESSURE LOSS (PSI)
⑨ CIRCULATION RATE (GPM)
⑩ INDEX LINE
⑫ JET NOZZLE AREA (IN²)
⑪
HYDRAUL
NOMOGRA
AMOCO INT'L OIL
FEBRUARY 12, 1971 – M.

Nomograma N°

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 HUECO ABIERTO

Diámetro pulg.	Capacidad Bbl. /100 Ft.
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 TUBERIA DE PERFORACION

API STANDARD

Tamaño Nominal	Día. Int. pulg.	Peso Lb. / Ft.	Capacidad Bbl./100 Ft.	Desplaz. Bbl./100 Ft.
2 3/8	1.815	6.65	.320	.287
2 7/8	2.151	10.40	.450	.406
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	[illegible].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"

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 (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

RATA DE CIRCULACION Y VELOCIDAD ANULAR

BIT SIZE (inches)	DRILL PIPE O.D. (inches)	G P M		ft/minutes	
		MAX.	MINIM.	MAX.	MINIM.
$4\frac{3}{4}$"	$2\frac{7}{8}$"	175	104	300	178
6"	$3\frac{1}{2}$"	237	147	244	151
$8\frac{1}{2}$"	$4\frac{1}{2}$"	376	248	177	117
$9\frac{7}{8}$"		458	311	145	98
$12\frac{1}{4}$"		613	430	116	81
15"		790	565	97	70
$17\frac{1}{2}$"		1000	735	86	63
$8\frac{1}{2}$"	5"	376	248	195	129
$9\frac{7}{8}$"		458	311	155	105
$12\frac{1}{4}$"		613	430	120	84
15"		790	565	99	71
$17\frac{1}{2}$"		1000	735	88	64

PERDIDA DE PRESION EN EL EQUIPO DE SUPERFIC

MUD WEIGHT #/Gal.	10	12	14	16
GPM	PRESSURE LOSS (P			
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

TABLA N-8 COMBINACION Y AREA DE LOS ORIFICIOS

NOZZLE COMBINATIONS Sizes in 1/32" Two	Three	AREA Square Inches
11 12		0.20325
	8 9 11	0.20402
	9 9 11	0.21706
	8 10 11	0.21859
12 12		0.22089
	8 9 12	0.22166
[illegible]		[illegible]
	10 10 [illegible]	[illegible]
	9 10 11	0.23163
	8 11 11	0.23470
	9 9 12	0.23470
	8 10 12	0.23623
12 13		0.24007
	9 11 11	0.24774
	9 10 12	0.24927
	9 9 13	0.25387
13 13		0.25924
12 14		0.26078
	10 10 12	0.26384
	9 11 12	0.26538
	9 10 13	0.26845
	11 11 11	0.27843
13 14		0.27995
	10 11 12	0.27995
12 15		0.28302
	9 12 12	0.28302
	10 10 13	0.28302
	9 11 13	0.28455
	10 12 12	0.29759
	10 11 13	0.29913
14 14		0.30066
13 15		0.30219
	9 12 13	0.30219
	10 10 14	0.30373
	9 11 14	0.30526
	11 11 13	0.31523
	10 12 13	0.31677
	10 11 14	0.31983
14 15		0.32290
13 16		0.32597
	12 12 12	0.33130
	11 12 13	0.33287
	10 13 13	0.33594
	11 11 14	0.33594
	10 12 14	0.33748
[illegible]		[illegible]
14 16		0.34668
	11 13 13	0.35205
	11 12 14	0.35358
	10 13 14	0.35665
	11 11 15	0.35818
	10 12 15	0.35972
15 16		0.36892
	12 12 14	0.37122
14 17		0.37199
	11 13 14	0.37276
	11 12 15	0.37583
	10 14 14	0.37736
	10 13 15	0.37889
	11 13 13	0.38680
	12 13 14	0.39040
16 16		0.39270
	11 14 14	0.39347
	12 12 15	0.39347
15 1		0.39423
	11 13 15	0.39500
	11 12 16	0.39960
	12 14 14	0.41111
	12 13 15	0.41264
	11 14 15	0.41571
	12 12 16	0.41724
16 17		0.41801
	11 13 16	0.41878
15 18		0.42108
	13 13 15	0.43152
	12 14 15	0.43335
	12 13 16	[illegible]
	11 15 15	0.43795
	11 14 16	0.43949
	12 12 17	0.44255
17 17		0.44332
	11 11 17	0.44409
16 18		0.44485
	14 14 14	0.45099
	13 14 15	[illegible]
	12 15 15	0.45559
	13 13 16	0.45559
	12 14 16	0.45713
	11 15 16	0.46173
	12 13 17	0.46173
17 18		0.47017
	13 15 15	0.47477
	13 14 16	0.47630
	12 15 16	0.47937
	13 13 17	0.48090
	12 14 17	0.48244
18 18		0.49701
	14 14 16	0.49701
	13 15 16	0.49854
	13 14 17	0.50161
16 20		0.50315
	12 16 16	0.50315
	12 15 17	0.50468
	13 13 18	0.50775
	12 14 19	0.50928
	15 15 15	0.51780
	14 15 16	0.51925
	13 16 16	0.52232
	14 14 17	0.52232
	13 15 17	0.52385
17 20		0.52846
	12 16 17	0.52845
	13 14 18	0.52845
	12 15 18	0.53152
	14 16 16	[illegible]
	14 15 17	0.54456
	13 16 17	0.54763
	14 14 18	0.54917
	13 15 18	0.55070
18 20		0.55530
	15 15 17	0.56681
	14 16 17	0.56834
	14 15 18	0.57141
	[illegible]	[illegible]
	13 16 18	0.57448
	15 16 16	0.58833
	15 16 17	0.59058
	14 17 17	0.59365
	15 15 18	0.59365
	14 16 18	0.59519
	13 17 18	0.59979
20 20		0.61359
	15 17 17	0.61593
	15 16 18	0.61745
18 22		0.61973
	14 17 18	0.62053
	13 18 18	0.62463
	14 15 20	0.62279
	13 16 20	0.63277
	16 16 19	0.64126
	15 17 18	0.64274
	14 18 18	0.64733
	15 15 20	0.65194
	14 16 20	0.65349
	17 17 17	0.66510
	15 17 18	0.66651
	15 18 18	0.66958
	15 16 20	0.67572
20 22		0.67832
	14 17 20	0.67879
	16 18 18	0.69116
	16 16 20	0.69950
	15 17 20	0.70173
	14 19 20	0.70563
	16 17 20	0.72481

SECCION FIGURAS

LOCALIZACION DE LA CONCESION AMOCO

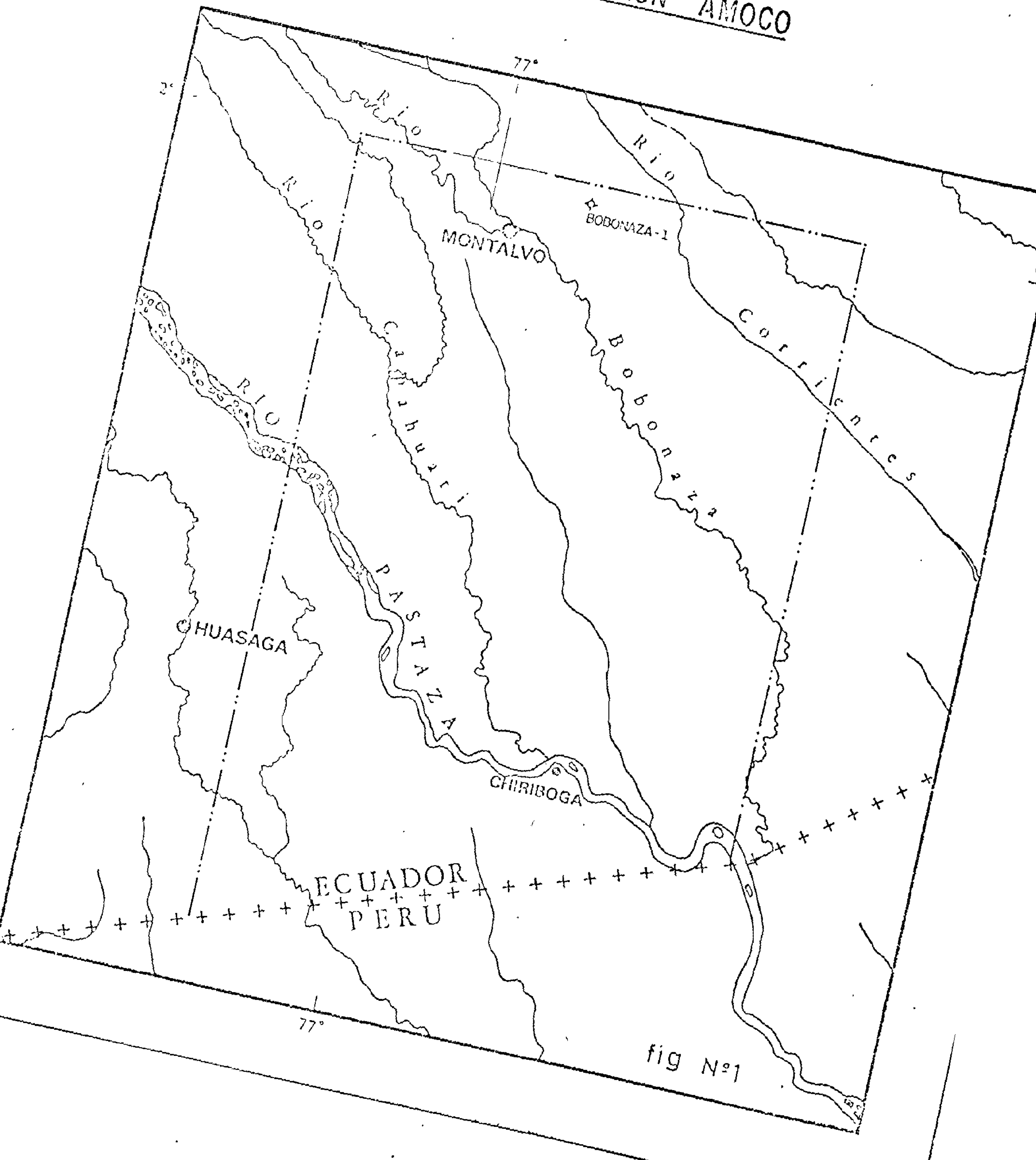
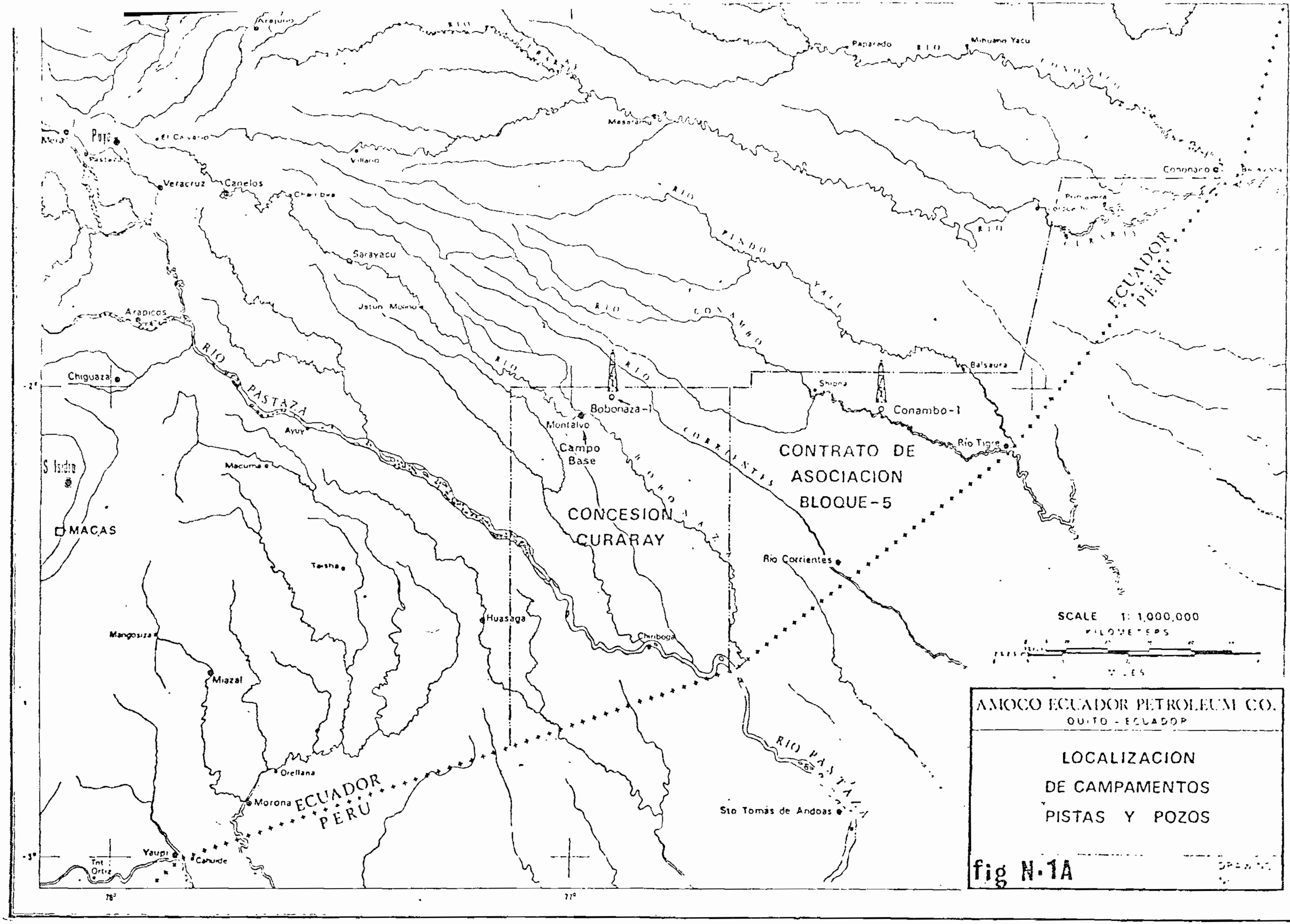
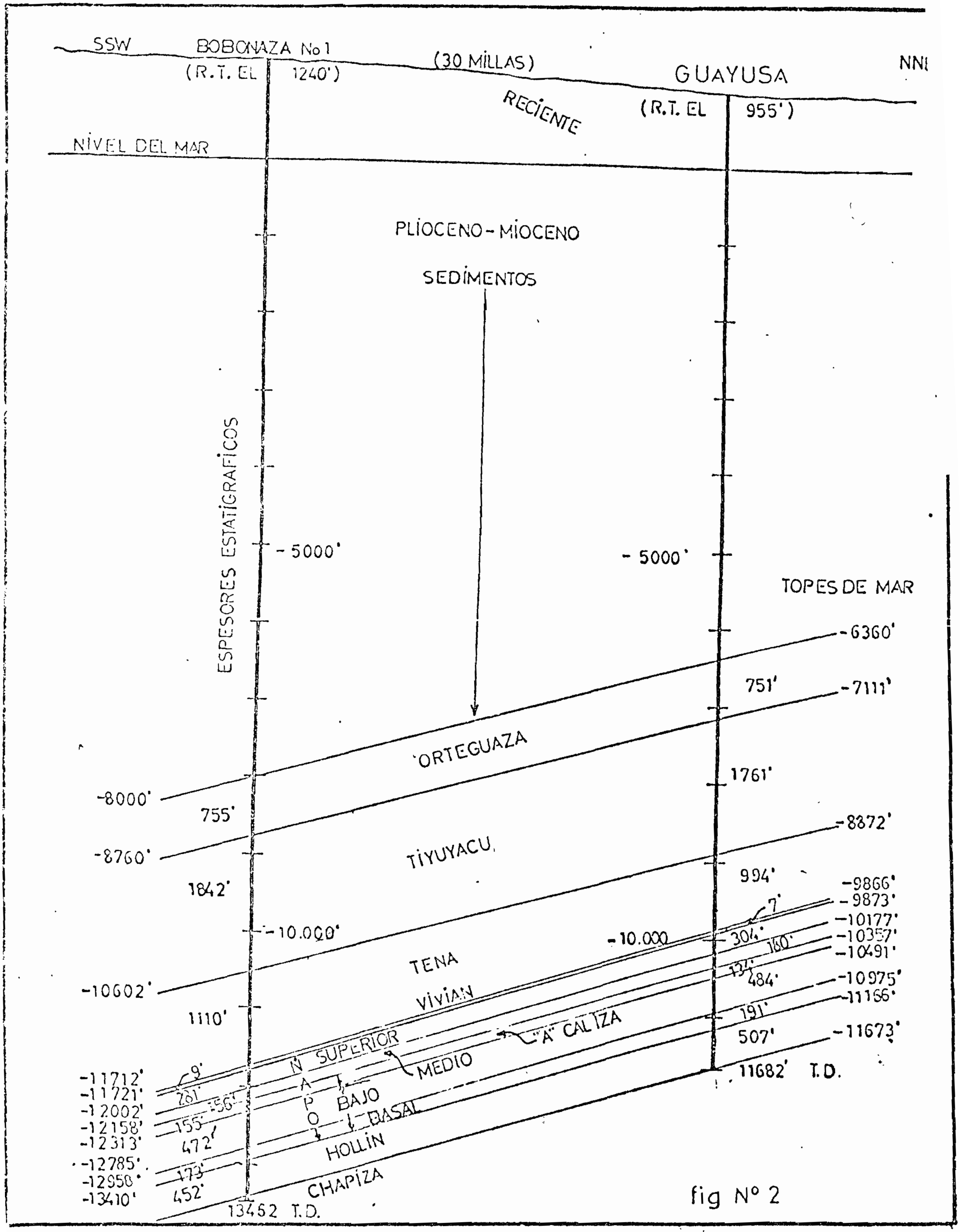


fig Nº1


AMOCO ECUADOR PETROLEUM CO.
QUITO - ECUADOR
LOCALIZACION
DE CAMPAMENTOS
PISTAS Y POZOS
fig N·1A
SCALE 1: 1,000,000
KILOMETERS
MILES
CONTRATO DE
ASOCIACION
BLOQUE-5
CONCESION
CURARAY
ECUADOR
PERU
RIO PASTAZA
RIO CORRIENTES
RIO CONAMBO
RIO PINDO YACU
RIO BOBONAZA
Conambo-1
Bobonaza-1
Montalvo
Campo
Base
Rio Tigre
Balsaura
Shiona
Rio Corrientes
Sto Tomas de Andoas
Chiriboga
Huasaga
Taisha
Macuma
Ayuy
Orellana
Morona
Miazal
Mangosiza
Yaupi
Cahuide
Tnt
Ortiz
MACAS
S Isidro
Chiguaza
Arapicos
Puyo
Pastaza
Mera
El Calvario
Veracruz
Canelos
Chambira
Villano
Sarayacu
Jatun Molino
Masaramu
Paparedo
Minuano Yacu
Cononaco
Arajuno
Primavera
2°
3°
78°
77°


SSW
BOBONAZA No 1
(R.T. EL 1240')
(30 MILLAS)
GUAYUSA
NNE
(R.T. EL 955')
RECIENTE
NIVEL DEL MAR
PLIOCENO - MIOCENO
SEDIMENTOS
ESPESORES ESTATIGRAFICOS
- 5000'
- 5000'
TOPES DE MAR
-6360'
751'
-7111'
ORTEGUAZA
-8000'
755'
1761'
-8872'
-8760'
TIYUYACU
1842'
994'
-9866'
-9873'
7'
-10177'
-10.000'
-10.000
304'
-10357'
180'
-10491'
TENA
134'
484'
-10975'
-10602'
-11166'
VIVIAN
191'
1110'
"A" CALIZA
-11673'
507'
SUPERIOR
MEDIO
11682' T.D.
N
A
P
O
BAJO
BASAL
HOLLIN
CHAPIZA
9'
261'
156'
155'
472'
173'
452'
-11712'
-11721'
-12002'
-12158'
-12313'
-12785'
-12958'
-13410'
13462 T.D.
fig Nº 2

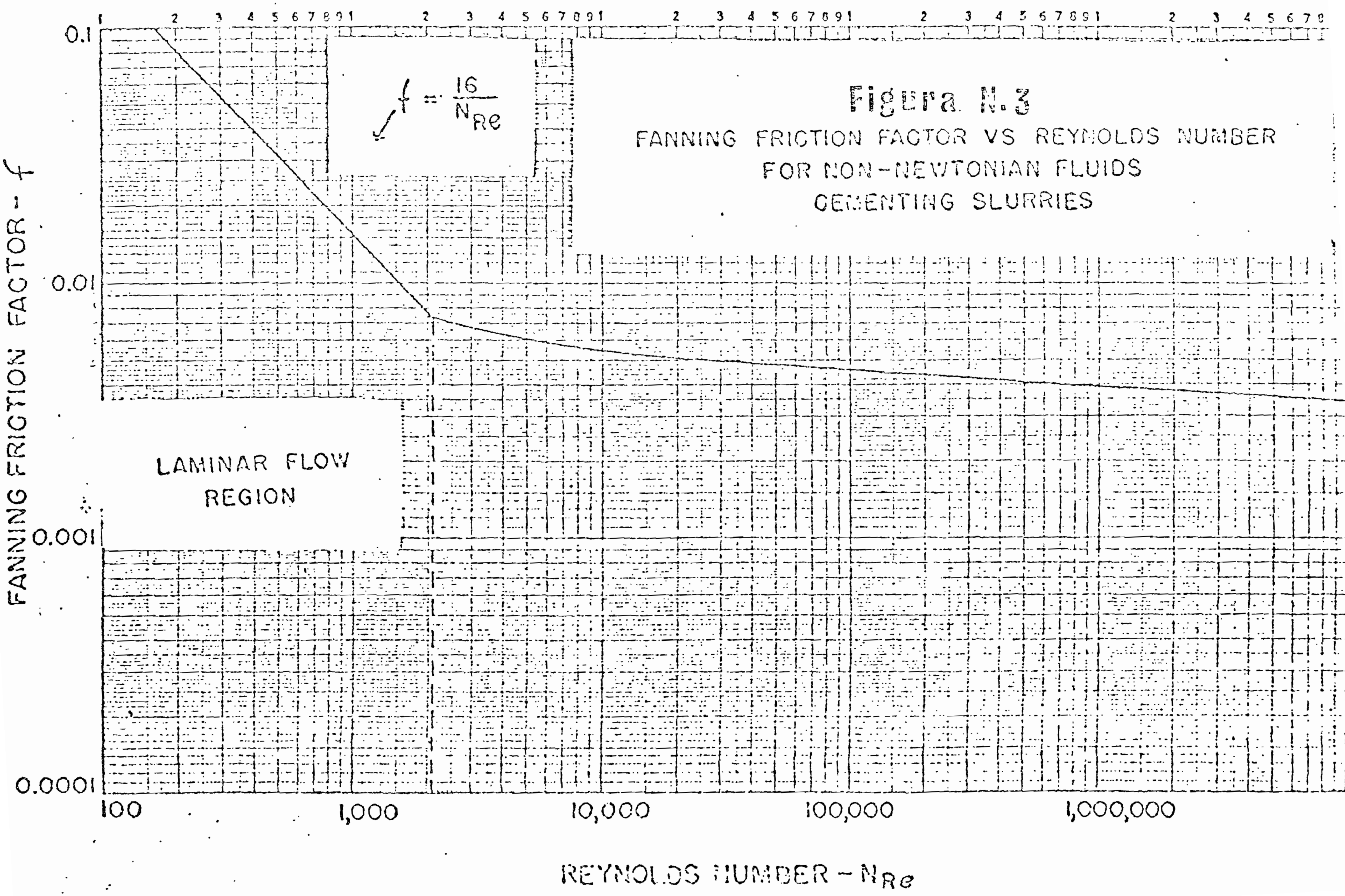
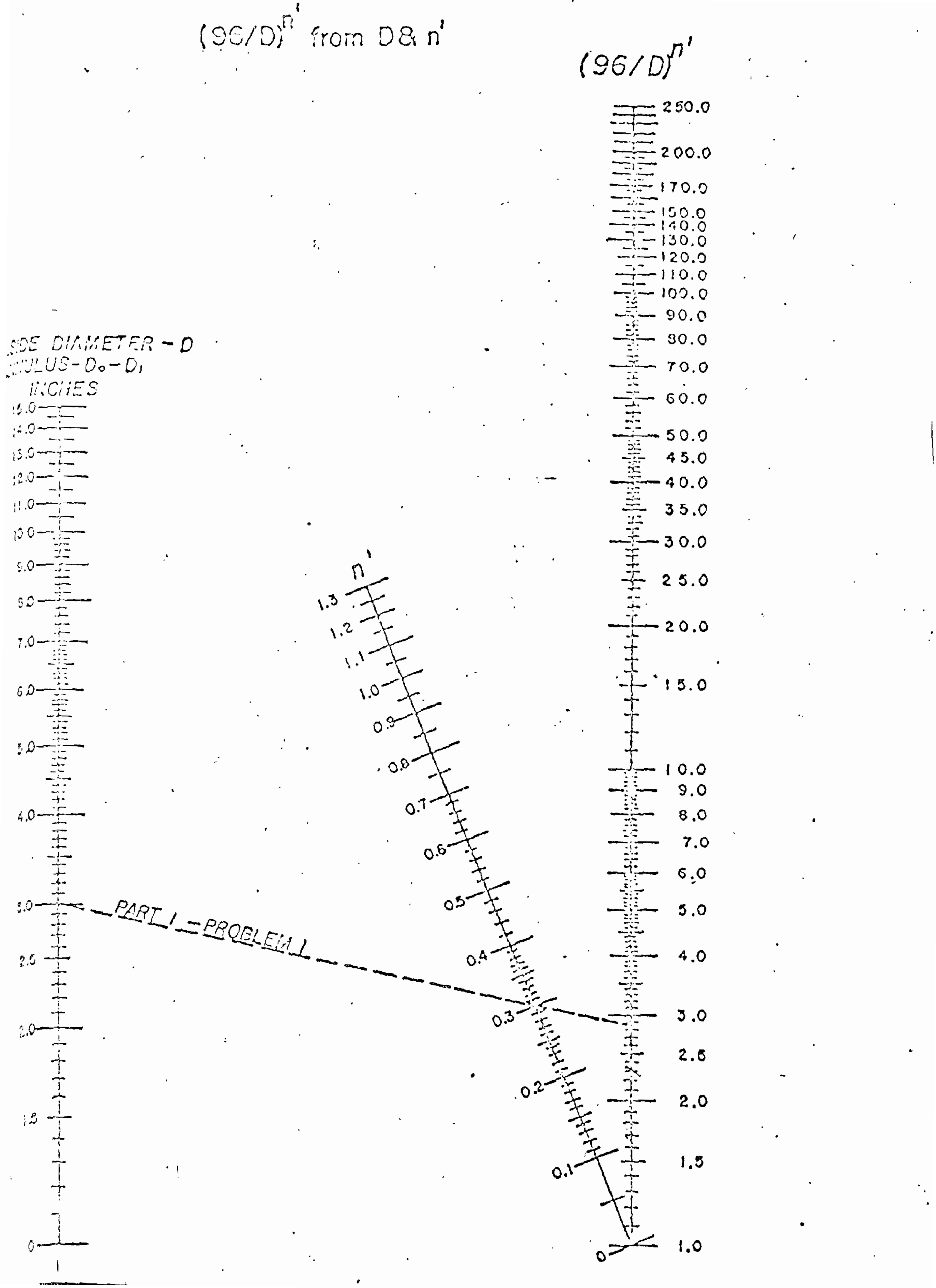
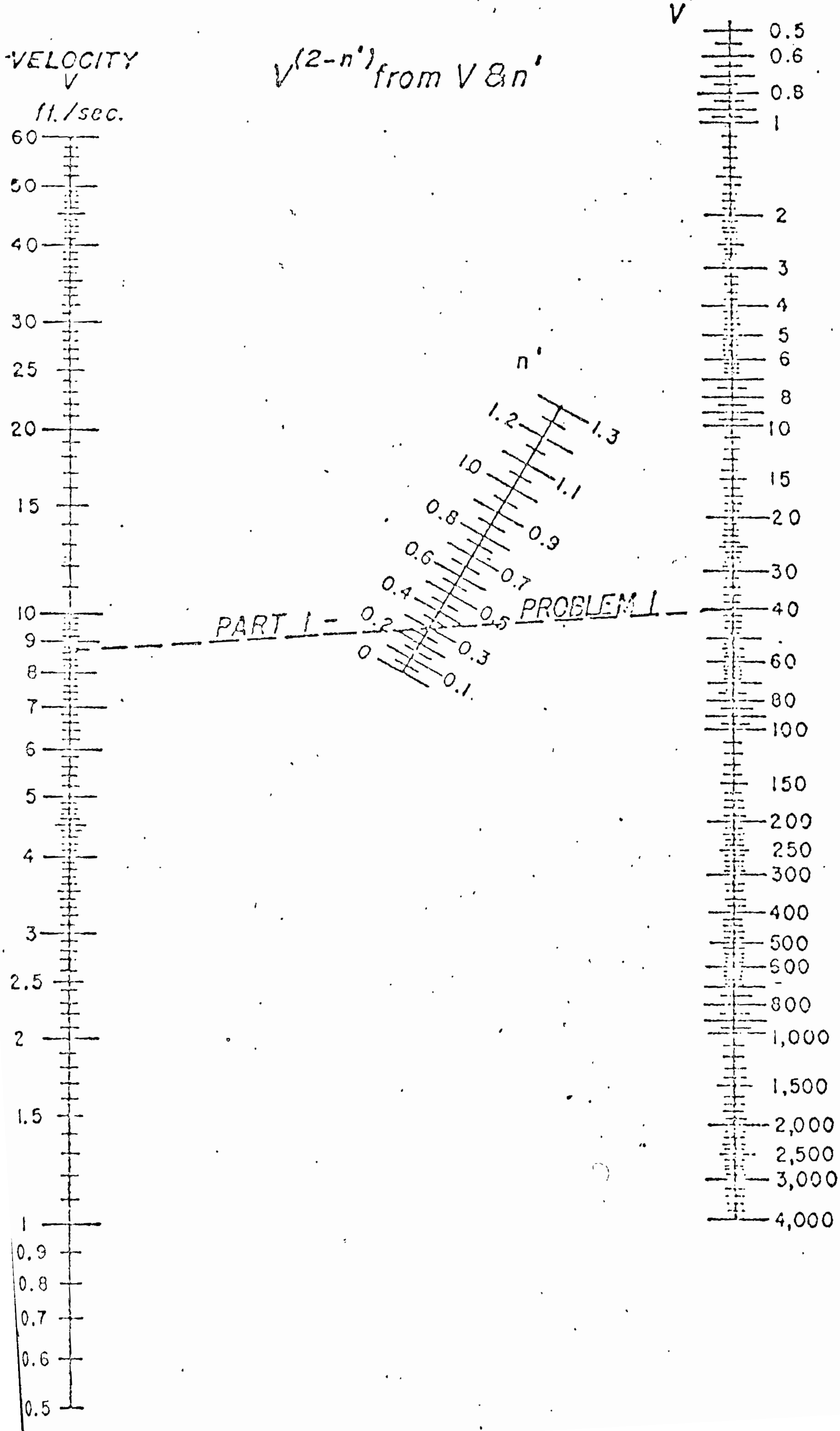


Figura N.3
FANNING FRICTION FACTOR VS REYNOLDS NUMBER
FOR NON-NEWTONIAN FLUIDS
CEMENTING SLURRIES
$f = \frac{16}{N_{Re}}$
LAMINAR FLOW
REGION
FANNING FRICTION FACTOR - f
0.1
0.01
0.001
0.0001
100
1,000
10,000
100,000
1,000,000
REYNOLDS NUMBER - N_{Re}



(96/D)^n' from D & n'
(96/D)^n'
250.0
200.0
170.0
150.0
140.0
130.0
120.0
110.0
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
45.0
40.0
35.0
30.0
25.0
20.0
15.0
10.0
9.0
8.0
7.0
6.0
5.0
4.0
3.0
2.6
2.0
1.5
1.0
n'
1.3
1.2
1.1
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
DIAMETER - D
INCHES
PART I - PROBLEM I

Figura N.5


$V^{(2-n')}$ from V & n'
VELOCITY
V
ft./sec.
60
50
40
30
25
20
15
10
9
8
7
6
5
4
3
2.5
2
1.5
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
n'
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1.0
1.1
1.2
1.3
PART 1 - PROBLEM 1
$V^{(2-n')}$
0.5
0.6
0.8
1
2
3
4
5
6
8
10
15
20
30
40
60
80
100
150
200
250
300
400
500
600
800
1,000
1,500
2,000
2,500
3,000
4,000

Drill Pipe				
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 ~~Side Wall Anchor~~ 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

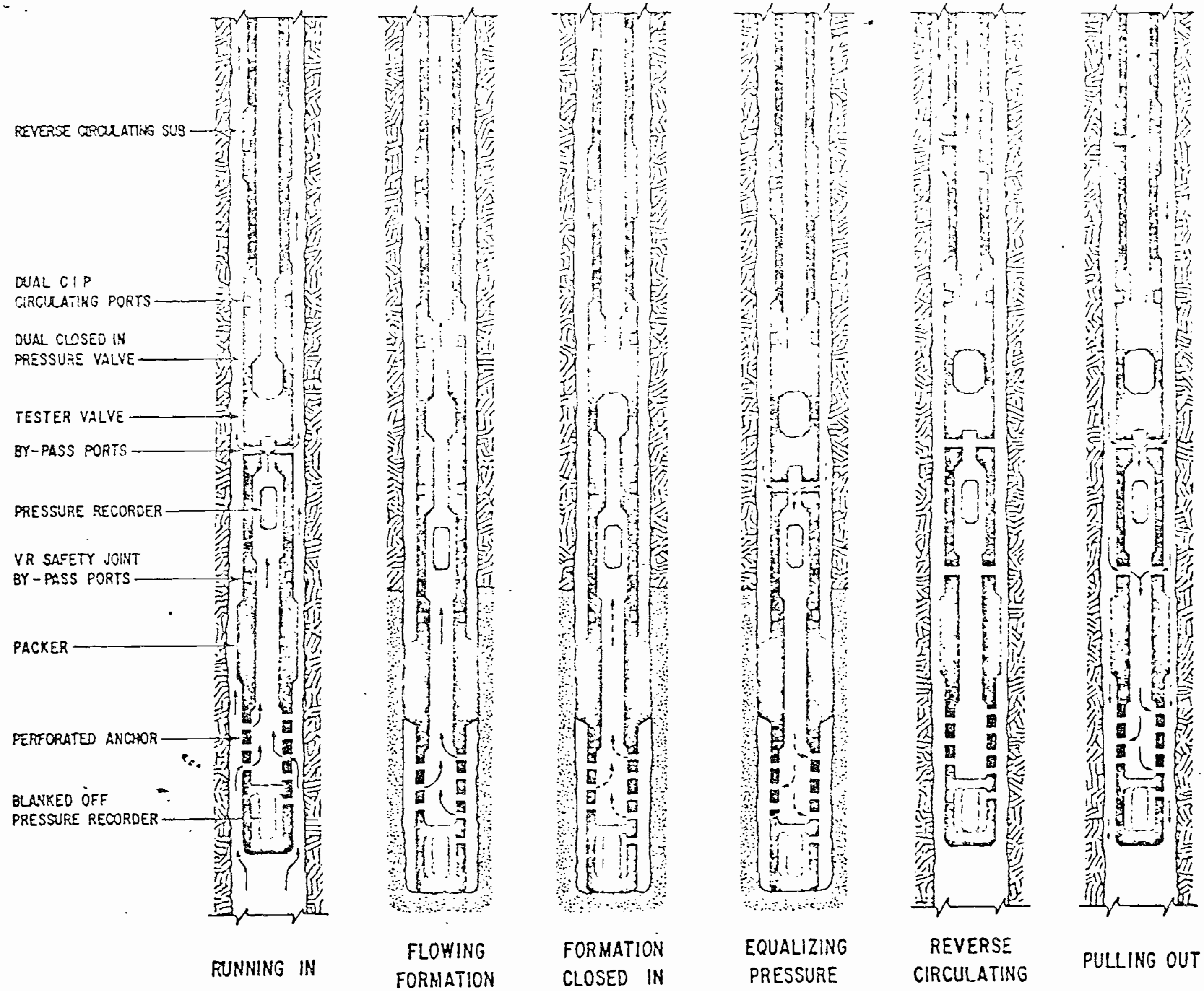
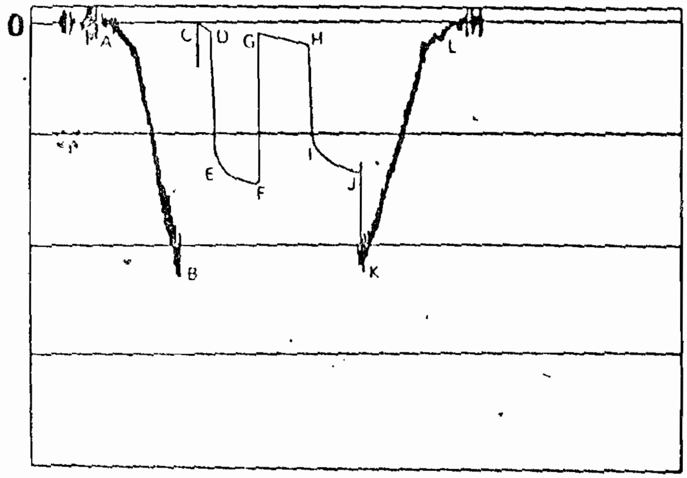
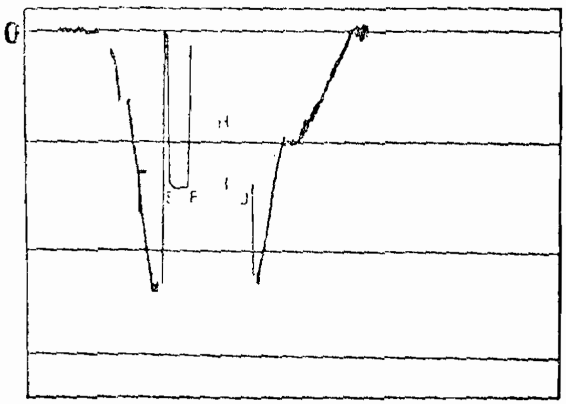


fig N° 7

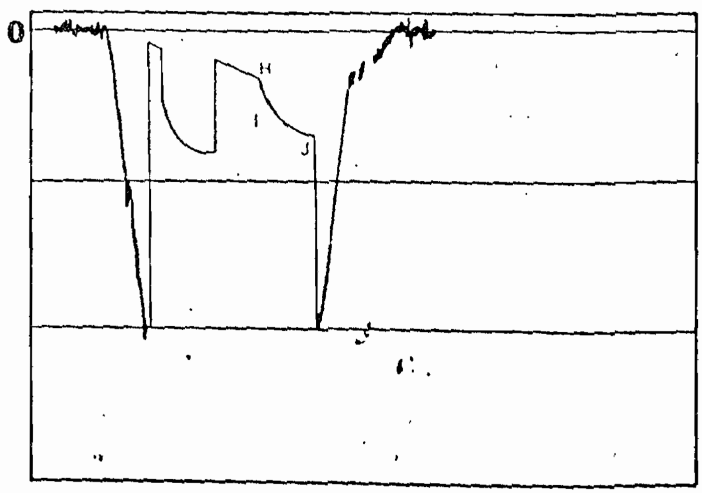
Interpretacion de Cartas DST



Operación de Presión Cerrada



Daño de Formación



Barrido

fig N° 8

COMPORTAMIENTO DE LA BROCA DE DIAMANTE

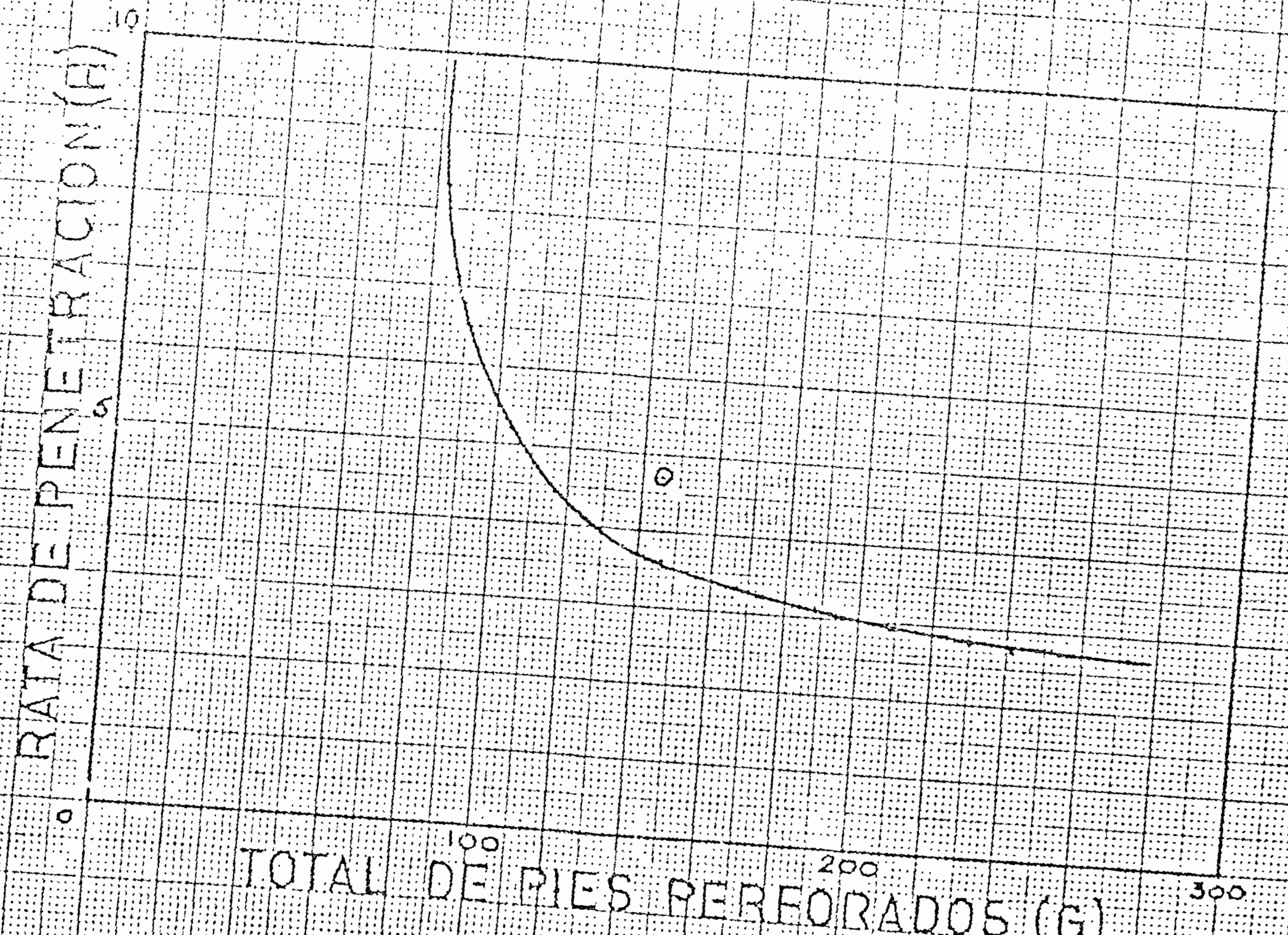


fig N·9

SECCION APENDICE

HYDRAULIC WORK SHEET

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' To ____

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 - POLYMER

Min. Ann. Vel.	Depth From	Depth To	Wt./Vis.
	0	7000	9.5 #/gal

PUMP NO. 1

Make HALLIBURTON Model HT - 400 D

Stroke Length 8" S.P.M. Max. 65

Input H.P. Rated ____ Actual ____

Liner Size	5 1/2"			
Press. Rate	2700			
Operating Press. Limit				

PUMP NO. 2

Make ____ Model ____

Stroke Length ____ S.P.M. Max. ____

Input H.P. Rated ____ Actual ____

Liner Size				
Press. Rate				
Operating Press. Limit				

ENGINES ON PUMP NO. 1

Make ____ Model ____

No. ____ Gov. R.P.M. ____ Fuel ____

Cont. H.P. Rating ____ Hydraulic H.P. ____

Type Drive ____

ENGINES ON PUMP NO. 2

Make ____ Model ____

No. ____ Gov. R.P.M. ____ Fuel ____

Cont. H.P. Rating ____ Hydraulic H.P. ____

Type Drive ____

PUMP DATA						Mud Wt.	CONSTANT LOSSES							VARIABLE LOSS		15 + 16	D.C. Length	Depth Limit 17 + 18	Jet Vel.	% H.P. At Bit 14 ÷ 5	Bit H.P. 6 x 21
Liner Size (1)	SPM (2)	Gal/Min (3)	Ann. Vel. (4)	Press. Limit (5)	Hyd. H.P. (6)	(7)	Surf. Conn. (8)	100' D.C. (9)	Total D.C. (10)	8 + 10 (11)	5 − 11 (12)	Jet Size (13)	Bit (14)	12 − 14 (15)	1000' D.P. (16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
5 1/2"	65			2700		9.5											600				
		735	63		1150		55														
								65	390	445	2255										
												3 − 15/32"	1750	505							
															216	2340		2940	455		
																				64.6	620
5 1/2"	65	735	63	2700	1150	9.5	55	65	390	445	2255	3 − 15/32"	1750	505	216	2340	600	2940	455	64.6	620
								CALCULO				Nº	1								

DATE ____ BY ____ SECURITY ____

PHONE:

Printed in USA

OILFIELD PRODUCTS DIVISION Dresser Industries, Inc.

APENDICE N°2

HYDRAULIC WORK SHEET

Contractor ______ Rig No. 107 Tool Pusher ______ Date ______

Well Name BOBONAZA No. 1 Field WILDCAT County PASTAZA State ECUADOR

Hole Size 12 1/4" To 12000' ______ To ______

Drill Pipe Size 4 1/2" Wt. 16.6 T.J. Size 4 1/2" Type X H

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 X C - POLYMER

Min. Ann. Vel.	Depth From	Depth To	Wt./Vis.
	7000	12000	9.7 #/gal

PUMP NO. 1					PUMP NO. 2				
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			Input H.P. Rated		Actual		
Liner Size	5 1/2"				Liner Size				
Press. Rate	3000				Press. Rate				
Operating Press. Limit					Operating Press. Limit				

ENGINES ON PUMP NO. 1			ENGINES ON PUMP NO. 2		
Make	Model		Make	Model	
No.	Gov. R.P.M.	Fuel	No.	Gov. R.P.M.	Fuel
Cont. H.P. Rating	Hydraulic H.P.		Cont. H.P. Rating	Hydraulic H.P.	
Type Drive			Type Drive		

PUMP DATA						Mud Wt.	CONSTANT LOSSES							VARIABLE LOSS		15 + 16	D.C. Length	Depth Limit 17 + 18	Jet Vel.	H.P. At Bit 14 + 5	Bit H.P. 6 x 21
Liner Size (1)	SPM (2)	Gal/Min (3)	Ann. Vel. (4)	Press. Limit (5)	Hyd. H.P. (6)	(7)	Surf. Conn. (8)	100' D.C. (9)	Total D.C. (10)	8 + 10 (11)	5 - 11 (12)	Jet Size (13)	Bit (14)	12 - 14 (15)	1000' D.P. (16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
5 1/2"	55			3000		9.7											600				
		441	83																		
					770		23														
								26	156	179	2821										
												3 - 11/32"	2150	671							
															85	7900		8500	510		
																				71.5	551
5 1/2"	65	441	83	3000	770	9.7	23	26	156	179	2821	3 - 11/32"	2150	671	85	7900	600	8500	510	71.5	551

CALCULO Nº 2

DATE ______ BY ______ SECURITY ______

PHONE:

Printed in USA

Security
OILFIELD PRODUCTS DIVISION Dresser Industries, Inc.

APENDICE N°3

HYDRAULIC WORK SHEET

Contractor ______ Rig No. 107 Tool Pusher ______ Date ______

Well Name BOBONAZA No. 1 Field WILDCAT County PASTAZA State ECUADOR

Hole Size 8 1/2" To 17000' To ______

Drill Pipe Size 4 1/2" Wt. 16.6 T.J. Size 4 1/2" Type X H

Drill Collar Length 900 O.D. x I.D. 6 1/4" x 3"

Drill Collar Length ______ O.D. x I.D. ______

Surface Connections Type (1) ____ (2) ____ (3) ____ (4) ____

Mud Program Type ______

Min. Ann. Vel.	Depth From	Depth To	Wt./Vis.
	12000	17000	11 #/gal

	PUMP NO. 1				PUMP NO. 2			
Make	HALLIBURTON	Model	HT-400 D		Make		Model	
Stroke Length	8"	S.P.M. Max.	50		Stroke Length		S.P.M. Max.	
Input H.P. Rated		Actual			Input H.P. Rated		Actual	
Liner Size	5 1/2"				Liner Size			
Press. Rate	3000				Press. Rate			
Operating Press. Limit					Operating Press. Limit			

ENGINES ON PUMP NO. 1				ENGINES ON PUMP NO. 2			
Make		Model		Make		Model	
No.		Gov. R.P.M.	Fuel	No.		Gov. R.P.M.	Fuel
Cont. H.P. Rating		Hydraulic H.P.		Cont. H.P. Rating		Hydraulic H.P.	
Type Drive				Type Drive			

PUMP DATA						Mud Wt.	CONSTANT LOSSES							VARIABLE LOSS		15 + 16	D.C. Length	Depth Limit 17 + 18	Jet Vel.	% H.P. At Bit 14 + 5	Bit H.P. 6 x 21
Liner Size (1)	SPM (2)	Gal/Min (3)	Ann. Vel. (4)	Press. Limit (5)	Hyd. H.P. (6)	(7)	Surf. Conn. (8)	100' D.C. (9)	Total D.C. (10)	8 + 10 (11)	5 - 11 (12)	Jet Size (13)	Bit (14)	12 - 14 (15)	1000' D.P. (16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
5 1/2"	50			3000		11.0											900				
		270	120																		
					475		11														
								12	108	119	2881										
												3 - 9/32"	2200	681							
															40	17025		17925	470		
																				74.5	365
5 1/2"	50	270	120	3000	475	11.0	11	12	108	119	2881	3 - 9/32"	2200	681	40	17025	900	17925	470	74.5	365

CALCULO Nº 3

DATE ______ BY ______ SECURITY
PHONE:

"METODO SECURITY"

PROFUNDIDAD	GPM Mínimo	VELOCIDAD ANULAR ft/minuto	HHP	P_{PES} Psi	P_{PDC} Psi	P_{PBroca} Psi	P_{PDP} Psi	VELOCIDAD del CHORRO	% HHP	HHP_{Broca}	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	2150	1020	510	71.5	551	02624	9, 9, 13
12000'-17000'	270	120	475	11	108	2200	660	470	74.5	365	01863	9, 9, 9

NOMOGRAMA SIMPLIFICADO "AIOC"

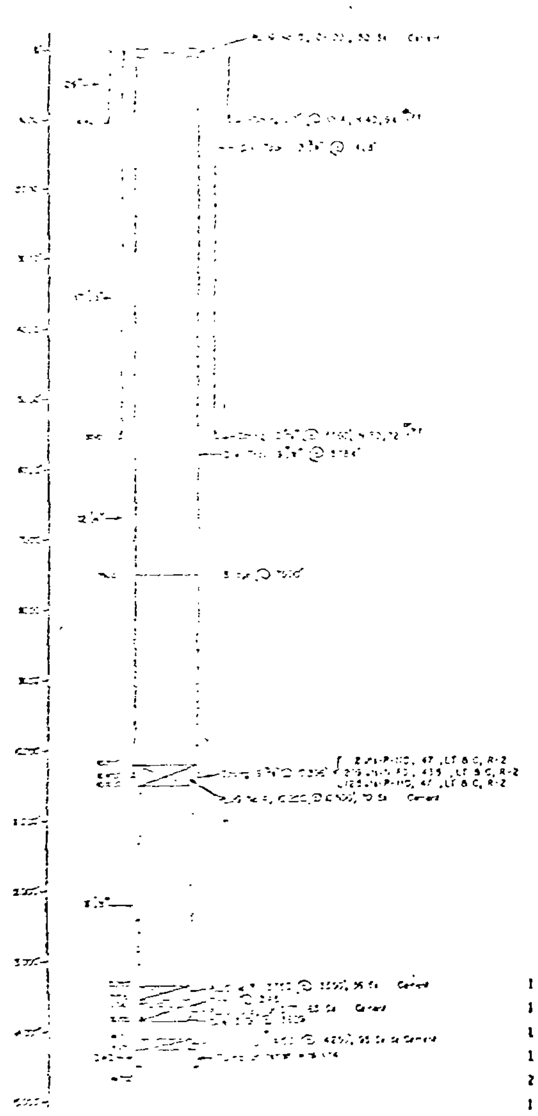
PROFUNDIDAD	GPM Max	GPM Min	P_{PBroca} Psi	P_{PS} Psi	P_{PDP} Psi	P_{PDC} Psi	P_{PES}	P_{PTS} $P_{PDP}+P_{PDC}+P_{PES}$	$V_{A\,Max}$ ft/minuto	$V_{A\,Min}$ ft/minuto	YET NOZZLES	COMBINACION
0'-7000'	1000	735	1825	875	1500	400	60	1960	86	63	0360	10, 12, 15
7000'-12000'	613	430	2000	1000	1000	155	25	1180	116	81	0260	9, 9, 13
12000'-17000'	376	248	2000	1000	580	98	20	698	177	117	0210	9, 9, 11

P_{PB} : Pérdida de Presión en la Broca.	$V_{A\,Min}$: Velocidad Anular Mínima.
P_{PS} : Pérdida de Presión en el Sistema.	P_{PTS} : Pérdida de Presión Total del Sistema.
P_{PDP} : Pérdida de Presión en la Tubería de Perforación.	YET NOZZLES : Orificio de Chorro.
P_{PDC} : Pérdida de Presión en el Drill Collars.	P_{PES} : Pérdida de Presión en el Equipo de Superficie.
$V_{A\,Max}$: Velocidad Anular Máxima	

APENDICE N°4

SECCION ANEXOS

BONANZA Nº 1



BITS

SIZE No.	SIZE	TYPE	DEPTH	FOOTAGE	TIME	T	B	G
1	17 1/2	S 3 S	1032	[illegible]	17	2	2	0
2	17 1/2	S 3 S	1859	781	23 1/2	4	5	-
3	17 1/2	S 3 T	2920	1061	13	3	5	I
4	17 1/2	S 3 T	3959	1009	13 1/2	4	5	0
5	17 1/2	S 3 T	4523	535	13	4	7	I
6	17 1/2	S 4 T	4917	355	20	4	4	OK
7	17 1/2	S 3 T	5565	645	25	3	3	OK
8	12 1/4	OSC 3-J	6..2	1117	26	6	6	I
9	12 1/4	X 3 J	7945	1264	31	5	6	I
10	12 1/4	X 3 A J	9237	1341	33	5	7	I
11	12 1/4	X 3 A J	10103	821	26	6	6	OK
12	12 1/4	X 1 S	10400	292	15 1/2	2	2	OK
13	8 1/2	X 1 S	10485	85	9	6	3	Lo
14	8 1/2	X V J	10701	215	23	6	8	I
15	8 1/2	J 3 3	11502	801	93 1/2	1	0	-
16	8 1/2	X 1 G	11685	183	11 1/2	6	7	I
17	8 1/2	J 3 3	12539	854	52 1/2	4	8	I
18	8 1/2	X 1 S	12652	113	11 1/2	6	8	I
19	8 1/2	J 3 3	12893	245	24	4	8	I
20	8 1/2	3 4 S	13167	263	21 1/2	4	8	I
21	8 1/2	3 J S	13555	458	37	5	8	I
22	8 1/2	X D V	13751	136	12 1/2	4	5	I
CB No. 1	8 15/32	20 A	13529	38	8	Good	Condition	
23	8 1/2	J 4 4	14230	451	44	6	8	0
24	8 1/2	S 83	14453	173	14 1/2	4	5	0
25	8 1/2	J 4 4	14702	234	27 1/2	4	4	0
1 A	26	S E C	1075	1075	24 1/2	-	-	-
TOTAL HOURS :					700			

FISH

1 PACKER ASSEMBLY TOP
1 PACKER ASSEMBLY BOTTOM
1 SUB
1 SUB
2 DRILL COLLARS
1 SUB
1 SUB
1 FLUSH JOINT ANCHOR
1 ELBOWED OF B.T. RUNNING CASE
TOP @ 13561 Ft
BOTTOM @ 13578 Ft

ABANDONMENT PLUGS

PLUG	DEPTH INTERVAL	CEMENTING
PLUG No. 1	14 250 – 14 100	35
PLUG No. 2	13 850 – 13 550	165
PLUG No. 3	13 550 – 13 350	36
PLUG No. 4	10 500 – 10 200	70
PLUG No. 5	120 – 0'	50
BRIDGE PLUG @ 7500'		

MUD [illegible]

MATERIALS	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	TOTAL
[illegible]	[illegible]	33	[illegible]	5	[illegible]
[illegible]		33	[illegible]	13	[illegible]
[illegible]		12		2	[illegible]
[illegible]		6	[illegible]	112	[illegible]
[illegible]			5	3	3
[illegible]			2-3	[illegible]	[illegible]
[illegible]				5	5
[illegible]				2	2
[illegible]				47	[illegible]
[illegible]				6"	5"
TOTAL COST $ [illegible]					

CEMENTING		
SURFACE CASING 20"		500 Sx, Cement Class "G", W/ 3% Gel + (3%) CaCl2
		500 Sx, Cement Class "G", W/3% CaCl2
INTERMEDIATE CASING 13 3/8	FIRST STAGE	850 Sx, Cement Class "G", W/8% P.H. Gel
		Followed W/350 Sx, Cement Class "G", W/.1% HR 12
	SECOND STAGE	500 Sx, Cement Class "G", W/ 8% P.H. Gel
		Followed W/200 Sx, Cement Class "G", Neat.
LONG STRING 9 5/8	FIRST STAGE	1250 Sx, Cement Class "G", W/2.3% P.H.G + 0.3 HR-12
		Followed W/155 Sx of Cement Class "G"
	SECOND STAGE	450 Sx, Cement Class "G", W/2.3% P.H.G + 0.3 HR-12

LOGS	SCALE	DEPTH INTERVAL No. 1	No. 2	No. 3
INDUCTION ELECTRIC (Arithmetic Scale)	1/200 – 1/500	1064' – 5553'	5553 – [illegible] / [illegible]	12 500 – 14 702
BHC SONIC LOG GAMMA RAY	1/200 – 1/500	1064' – 5550'	5553 – 10 400	10 350 – [illegible]
INDUCTION ELECTRIC (Logarithmic Scale)	1/200 – 1/200	—	—	12 546 – 14 702 / 10 350 – 14 702
FORMATION DENSITY GAMMA RAY	1/200	—	—	12 770 – 14 702
CALIPER FROM FDC	1/200	—	—	10 390 – 12 510
PROXIMITY MICROLOG	1/200 – 1/500	—	—	12 750 – [illegible] / 12 800 – [illegible]

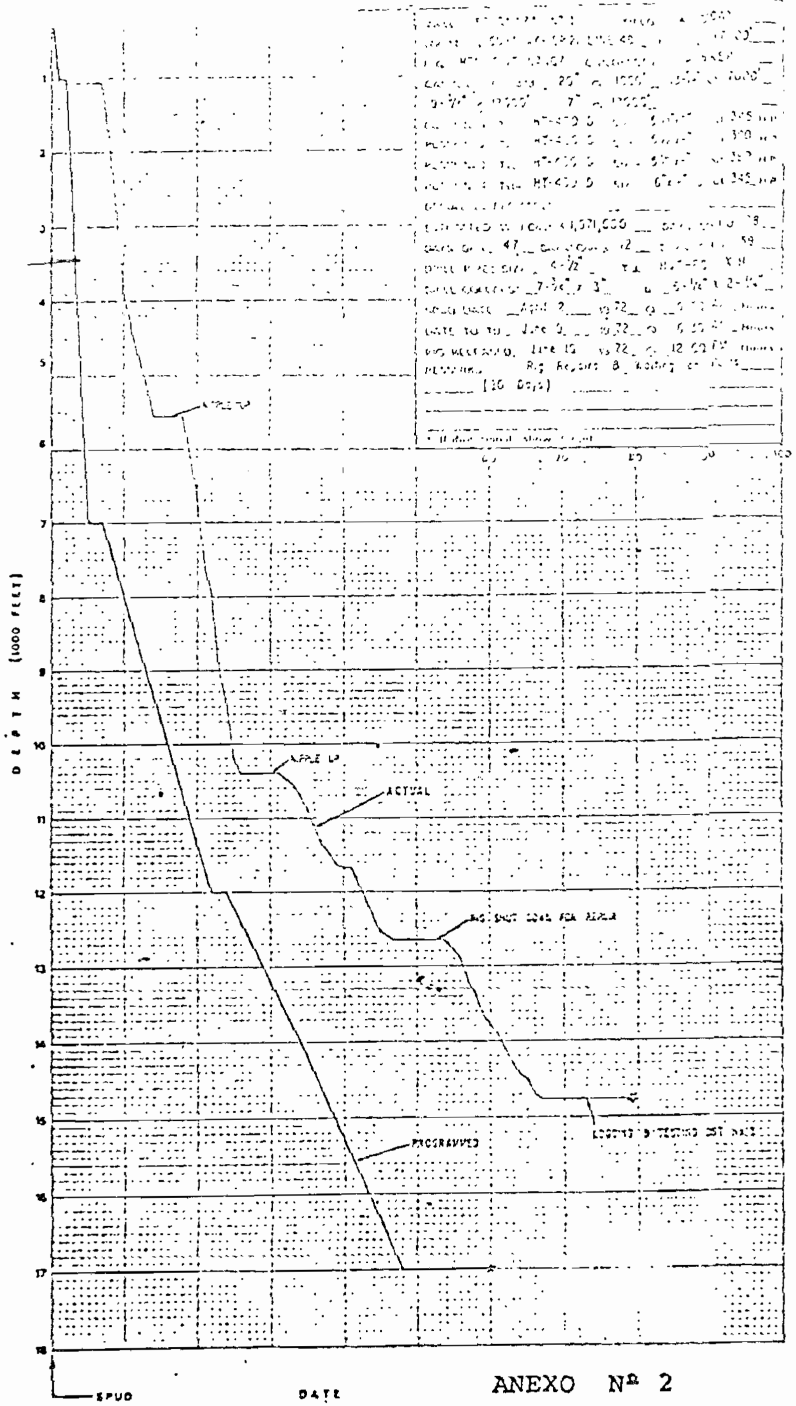
CASING

HOLE	HOLE DEPTH	CASING	CASING DEPTH	TYPE
26	1032'	20"	1064	H-40 94
17 1/2	5555'	13 3/8	5550	N-80 72
12 1/4	400'	9 5/8	10225	[illegible]
8 1/2	4702'	—	—	—

TIME DISTRIBUTION

MOVE & RIG UP 22 DAYS
SPUD DATE: [illegible]
DRILLING 1 0 5 7 DAYS
RIG REPAIR. 10 DAYS
TESTING: 1 2 DAYS
RIG RELEASED: [illegible]
TOTAL DAYS: 152

ANEXO Nº 1



ANEXO Nº 2

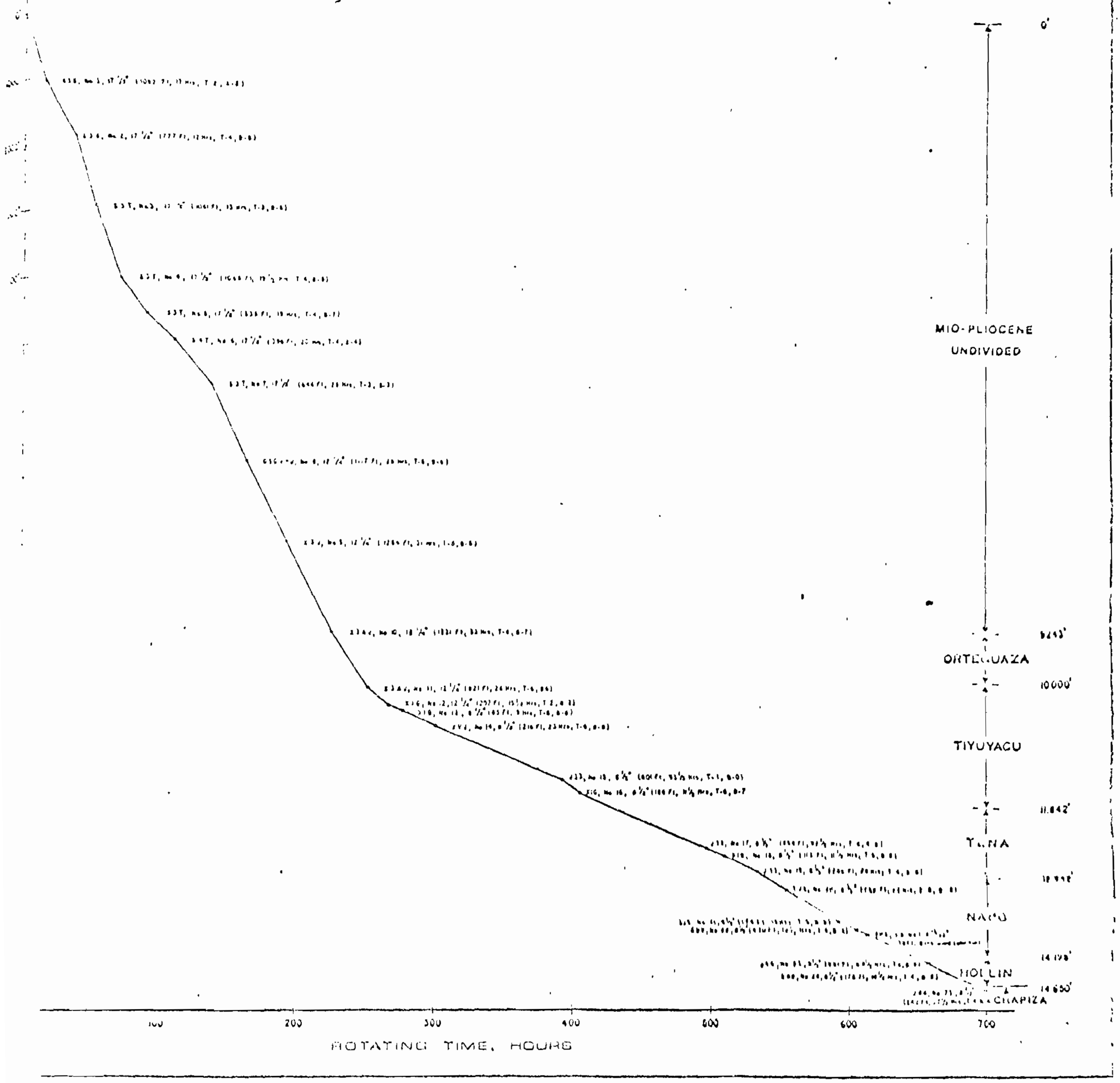
PREPARED BY: BUZZO DATE: MAR 15 19 72

APPROVED BY: ZAREMBA DATE: MAR 22 19 72

PLANNING MEETING ATTENDANCE: ZAREMBA, BUZZO, LAKE, SUMMERS, [illegible], MATEUS

BIT RESULTS

BOBONAZA Nº 1



ANEXO Nº 3

PRUEBAS DE FORMACION

AMOCO ECUADOR PETROLEUM COMPANY

DRILL STEM TEST REPORT

WELL Bobonaza Nº 1 DATE June 16-17 1972

DST Nº 1 INTERVAL 13678-13576

BHA 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 BOMB @ 13554	BOT BOMB @ 13674
PKR SET	23:00		IHMP	7020	
DCIP OPEN	23:10		IFP-1	3129	
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 PL'D	06:07		FHMP	7020	

WATER CUSH. TO SURF IN No

FLUID TO SURF IN No

GAS TO SURF IN No - blow immediately

RECOVERY

FLUID TYPE		DRILL STRING		PIPE CAP-		
MUD	943 Ft.	280 Ft.	DC	x 0.0074	B/Ft. =	7
WATER (___ PPM)	12591 Ft.	13254 Ft.	DP	x 0.0142	B/Ft. =	165
OCM	Ft.	Ft.	OTHER	x	B/Ft. =	
OIL (___ °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

1 Ticket No. HE-0502

...-Napo Interval 13,576-13,678

$\left(\frac{\text{Flowing Time}}{\text{Shut-in Time}} + 1\right) = \frac{(208)}{(209)} + 1$

= ( ) + 1 = 2

...l Shut-in pressure (ISIP) = 5550 psig
...tial curve must have built-up
...pletely. If so, plot ISIP
$\frac{T}{\theta} + 1 = 1$)

Shut-in pressure (FSIP) = 5524 psig
...t at $\frac{T}{\theta} + 1$ from 1. above.)

...cycle = 200 psi/cycle
...om graph at right or 'Transmissibility
...ctor' from Halliburton Nomograph No. 2)

...lowing pressure (FFP) = 5314 psig

...Ratio (DR) = $\frac{0.184(\text{ISIP} - \text{FFP})}{\Delta P \text{ 1 cycle}}$

$\frac{(235)}{(160)}$ = .270

...eater than unity indicates damage.

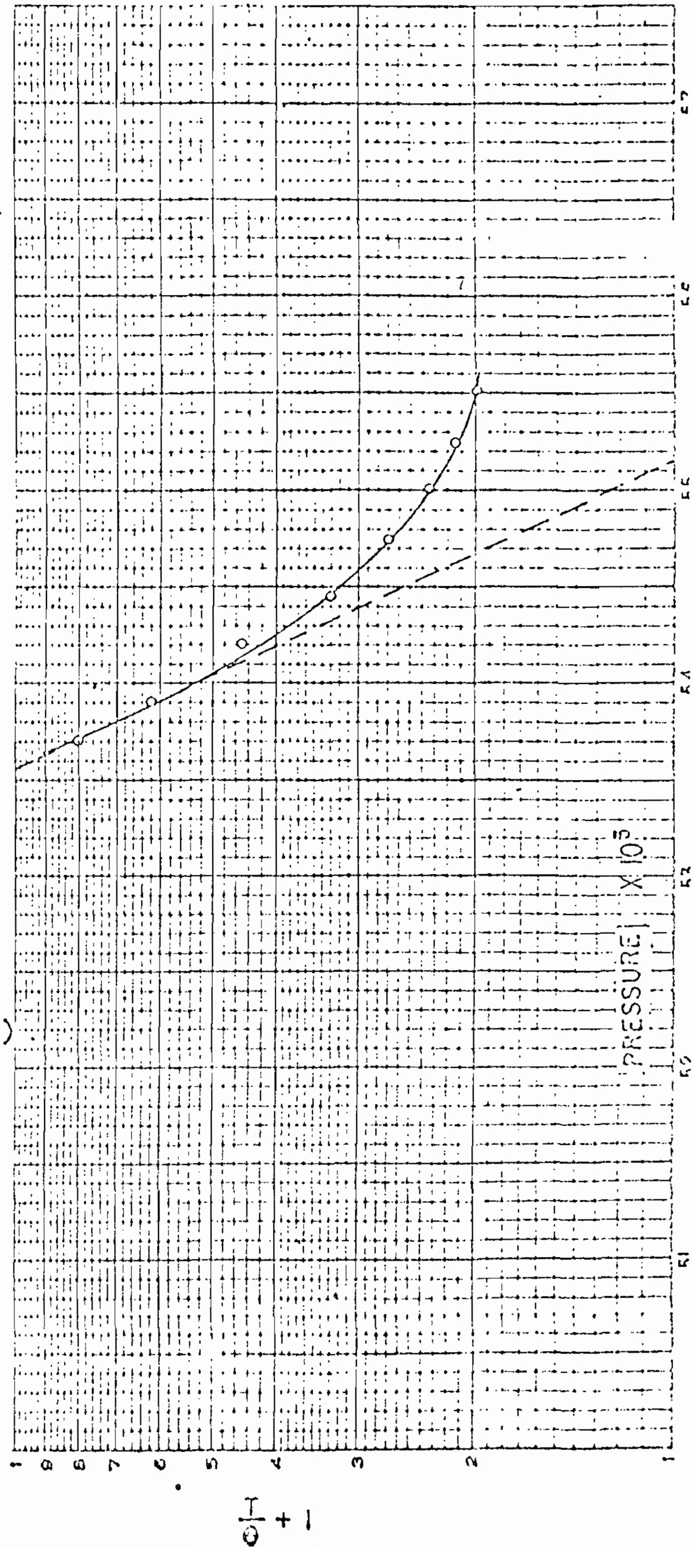
...olume recovered
...e recovery (ft) x Pipe capacity (bbl/ft)
) x ( ) = 172 bbl
water & mud

...ion rate during test = q_t
$\frac{\text{1440 x Fluid vol. recovered}}{\text{Total flowing time (minutes)}}$

$\frac{1440\ (172)}{(209)}$ = 1185 bbl/day
salt water

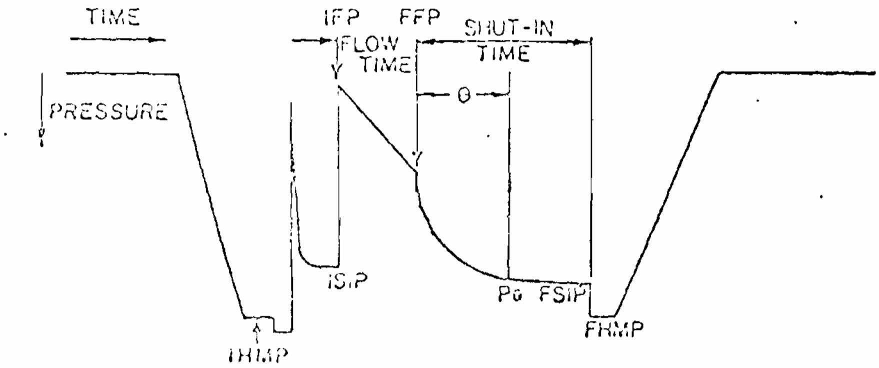
...ssibility $\frac{kh}{\mu} = \frac{162.6\ q_t}{\Delta P \text{ 1 cycle}}$

$\frac{162.6\ (1185)}{(160)}$ = 1204 $\frac{\text{md.ft}}{\text{cp}}$



Location Bobonaza Well No. 1

Test No. 1 Ticket No. HE-0502



Typical DST Chart (Double Shut-in Test)

1. Pressure Calibration of Chart

	(1) Office Corrected Pressure psig	(2) Chart Ordinate units	(3) Pressure Calibration Factor psig/unit (1)/(2)
IHMP	7020	2.67	2.629
ISIP			
FSIP	5524	2.10	2.630
FHMP	7020	2.67	2.629
		Average Calibration Factor	F_p 2,629 psig/unit

2. Build-up Curve Data

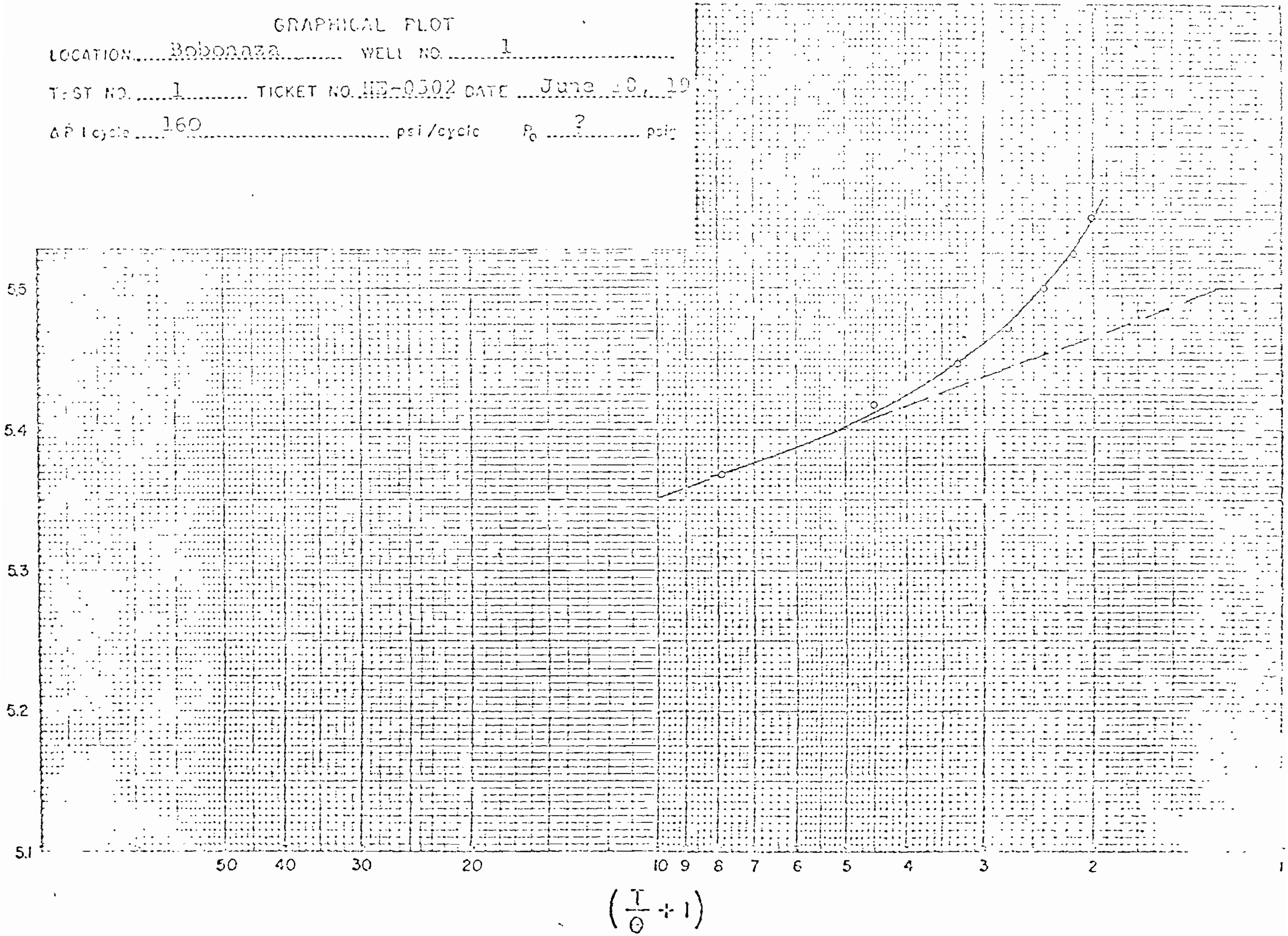
(1) Total Flowing Time t_f minutes or units	(2) θ minutes or units	(3) $\frac{t_f}{\theta} + 1$ $\frac{(1)}{(2)} + 1$	(4) P at θ units	(5) P at θ psig (4) x F_p
208	30	1.93	2.04	5363
	60	4.46	2.06	5415
	90	3.31	2.07	5442
	120	2.73	2.08	5468
	150	2.38	2.09	5495
	180	2.15	2.10	5521
	210	1.99	2.11	5547

GRAPHICAL PLOT

LOCATION Bobonaza WELL NO. 1

TEST NO. 1 TICKET NO. HE-0302 DATE June 18, 19

ΔP / cycle 160 psi/cycle P_o ? psig



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_f 208 min. Time closed in: Initial 209 min. Final ______ min

1. Recovery

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 Recovered Q_T =	172	Bbl

Totals must be equal

2. Gas Recovery No Mcf/d (If test indicates gas well, do not complete analysis which does not apply to gas flow)

3. Final flowing pressure FFP= 5314 psig

4. Approximate feet of liquid recovery calculated from final flowing pressure

= FFP(5314)psi x 2.2 ft/psi = 1169 ft

Recovery Verification

5. [Recovery from (4) 11691 ft ÷ Recovery(1) 13534 ft] x 100 = 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

. Volume of hole below packer

Q_H = Hole capacity .0787 Bbl/ft x h(102)ft = 8.02 Bbl

. Recovery in pipe obtained from formation Q_F

$Q_F = Q_T$(172) − Q_H(8.02) = 164 Bbl

. Q_F as per cent of Q_T = [Q_F(164) ÷ Q_T(172)] x 100 = 95.5 %

. Feet of pipe recovery obtained from formation

= Recovery 1.(13534) x % $\frac{Q_F}{Q_T}$($\frac{164}{172}$) = 12925 ft

10. Feet of pipe recovery from hole below packer

= 1.(   )ft − 9.(   )ft = ______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

11. Hydrostatic mud pressures - Initial IHMP = 7020 psig
Final FHMP = 7020 psig
Difference, △HMP = 0 psig

Per cent difference (△HMP 0 ÷ IHMP 7020) x 100 = 0 %

(Less than 0.5 % indicates excellent test. Greater than 3 %, check 10. and service report for mud loss.)

Gauge Calibration Verification

. Calculated hydrostatic mud pressure

HMP_{Calc} = Gauge depth(13570)ft x Mud Wt(10)lb/gal x .052 = 7060 psi

. % HMP error(HMP_{Calc} 7060 ÷ IHMP 7020) x 100 = 100 %

(Should be within 2% of 100% for good calibration and good mud weight)

Average production rate during test

q_t = 1440 x Q_T(172)bbl ÷ t_f(20.8)min = 1191 Bbl/d

From graphical plot, △P/cycle = 160 psi/cycle

. Transmissibility $\frac{kh}{\mu}$ = 162.6 x q_t(119)bbl/d ÷ △P/cycle(160)psi

= 1210 $\frac{md\text{-}ft}{cp}$

17. Kh = 16.(1210) $\frac{\text{md-ft}}{\text{cp}}$ x μ(0.6)cp = 725 md-ft

18. Permeability k = 17.(726)mdft ÷ h(102)ft = 7.11md
(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 = 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_t(1191)bbl/d ÷ $[P_o(5824) - P_f(5314)]$ = 2.33 bbl/d/psi

21. Specific PI = 20.(2.33) ÷ h(102)ft = .022 bbl/d/psi/ft

Damage Ratio - DR

22. DR = 0.184 x $[P_o(5824) - P_f(5314)]$ ÷ ΔP 1 cycle(160) = .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)

Undamaged productivity = q_t(1191)bbl/d x DR(.57) = 679 Bbl/d

DRILL STEM TEST ANALYSIS SUMMARY SHEET

Form 3

Analyst ______________________

Date Junio 23-28/72

Location Bobonaza Well No. 1

Province Pastaza KB Elev. 1238

Test No. 1 Ticket No. HE-0502 Date of Test 6-18-72

Data Consistency (Circle appropriate quality designation)

				Remarks
Fluid recovery verification (5.)	Good	Fair	Poor	
Mud recovery verification (10.)	Good	Fair	Poor	
Gauge repeatability (11.)	Good	Fair	Poor	
Gauge calibration (13.)	Good	Fair	Poor	

Reservoir Information Summary

Average 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 $\frac{md.ft}{cp}$

kh (17.) 726 md.ft

k (18.) 7.11 md (Based on tested or productive thickness?)

Original or Completion pressure (19.) P_o 5824 psig at 13678 KB

PI (20.) 2.33 bbl/d/psi

SPI (21.) 0.022 bbl/d/psi/ft

Damage Ratio (22.) .57

Damage - greater than 1

No Damage - less than 1

Undamaged productivity (23.) 679 bbl/d

Remarks

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.

	RESISTIVITY	CHLORIDE CONTENT
Recovery Water	@ °F.	ppm
Recovery Mud	@ °F.	
Recovery Mud Filtrate	@ °F.	ppm
Mud Pit Sample	@ °F.	
Mud Pit Sample Filtrate	@ °F.	ppm
Mud Weight	vis.	cp

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 Napo
Elevation ______ Ft.
Net Productive Interval ______ Ft.
All Depths Measured From RBD
Total Depth 13678 Ft.
Main Hole/Casing Size 8-1/2 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.

Cushion Type water Amount 1323 Ft. Depth Back Pres. Valve ______ Surface Choke 1/2" & 1/4 Bottom Choke none

Recovered 1323 Feet of fresh water
Recovered 12591 Feet of salt water
Recovered 943 Feet of mud
Recovered ______ Feet of
Recovered ______ Feet of

Meas. From Tester Valve

Remarks D.C. capacity .0074 bbls/ft.

TEMPERATURE	Gauge No. 939 top		Gauge No. 1892 bottom		Gauge No.		TIME	
	Depth: 13554 Ft.		Depth: 13674 Ft.		Depth: Ft.			
	3335 24 Hour Clock		3333 24 Hour Clock		Hour Clock		Tool Opened	11:10 P.M.
Est. °F.	Blanked Off		Blanked Off		Blanked Off		Tool Closed	6:07 A.M.
Actual °F.	Pressures		Pressures		Pressures			
	Field	Office	Field	Office	Field	Office	Reported Minutes	Computed Minutes
Initial Hydrostatic	7229	7020						
First Period Flow Initial	3050	3129					—	—
First Period Flow Final	5357	5314					208	
First Period Closed in	5590	5524					209	
Second Period Flow Initial			Was not				—	—
Second Period Flow Final			recovered					
Second Period Closed in			from hole					
Third Period Flow Initial							—	—
Third Period Flow Final								
Third Period Closed in								
Final Hydrostatic	7229	7020					—	—

Legal Location Sec. - Twp. - Rng. Bobonaza No. 1
Lease Name Curaray
Well No. 1
Test No. 1
Field Area
Tested Interval 13678-13573
County
State
Lease Owner/Company Name Amoco Ecuador Pet. Co.

FORMATION TEST DATA

METODO ANALITICO

PROGRAMA DE COMPUTADORAS

ANEXO N·4

```
 DRIVE    CART SPEC    CART AVAIL   PHY DRIVE
             0001         0001         0000

  V2   ACTUAL  8K  CONFIG  8K

 FOR
 IOCS (CARD, 1132 PRINTER)
 ONE WORD INTEGERS
 LIST SOURCE PROGRAM
    JULIO FERMIN ARBOLEDA JIMENEZ
      WRITE (3,5)
    5 FORMAT (1H1)
      WRITE (3,6)
    6 FORMAT (1 X,'CALCULO D  COSTO DE PERFORACION POR BROCA')
      WRITE (3,11)
   11 FORMAT (////)
      WRITE (3,7)
    7 FORMAT (8X,'BROCAS',2X,'COSTO',4X,'PIES',3X,'HORAS',3X,'TIEMPO',
     1 X,'COSTO',3X,'COSTO',3X,'COSTO')
      WRITE (3,4)
    4 FORMAT (6X,'( )',6X,'  ',4X,'PERFO.',4X,'DE',6X,'DE',5X,'POR',5X,
     1 ' ',4X,'AC .')
      WRITE (3,3)
    3 FORMAT ( 2X,'BROCA', 1X,'PERFO.',2X,'VIAJE',4X,'PIE',4X,'CORR.')
      WRITE (3,2)
    2 FORMAT (14X,'($)',5X,'(FT)',4X,'(HR)',4X,'(HR)',3X,'($/FT)',2X,
     1'($/FT)',2X,'($/FT)')
      WRITE (3,1)
    1 FORMAT (////)
      IBROC = 1
      CPA = 0.0
      READ (2,8) R
    8 FORMAT (F4.0)
   13 READ (2,10) COSB,FTP,TFTP,TV
   10 FORMAT (F4.0,F4.0,F3.1,F2.1)
      IF (COSB) 15,14,15
   15 C= (COSB+R*(TFTP+TV))/FTP
      CPC =FTP*C
      CPA =C+CPA
      WRITE (3,12) IBROC,COSB,FTP,TFTP,TV,C,CPC,CPA
   12 FORMAT (6X,I2,6X,F5.0,3X,F5.0,3X,F4.1,5X,F3.1,4X,F5.2,2X,F6.0,3X,
     1F6.2)
      IBROC = IBROC+1
      GO TO 13
   14 CALL EXIT
      END

 FEATURES SUPPORTED
  ONE WORD INTEGERS
 IOCS

 CORE REQUIREMENTS FOR
 COMMON      0  VARIABLES      13  PROGRAM     330

 END OF COMPILATION
```

BROCAS (N)	COSTO DE BROCA ($)	PIES PERF. (FT)	HORAS DE PERFO. (HR)	TIEMPO DE VIAJE (HR)	COSTO POR PIE ($/FT)	COSTO POR CORR. ($/FT)	COSTO ACUM. ($/FT)
1	1370.	1082.	17.0	4.1	5.32	5758.	5.32
2	1370.	777.	23.5	4.1	9.15	7110.	14.47
3	1370.	1061.	13.0	4.8	4.78	5072.	19.25
4	1370.	1069.	35.5	5.5	9.26	9898.	28.52
5	1370.	535.	19.0	5.8	12.20	6528.	40.72
6	1370.	396.	20.0	6.1	17.16	6798.	57.89
7	1370.	646.	26.0	6.5	12.58	8130.	70.47
8	520.	1117.	26.0	7.1	6.62	7404.	77.10
9	670.	1264.	31.0	7.9	6.93	8761.	84.03
10	670.	1341.	33.0	8.7	6.96	9343.	91.00
11	670.	821.	26.0	9.1	9.70	7970.	100.71
12	670.	292.	15.5	9.3	19.96	5828.	120.67
13	390.	85.	9.0	7.5	44.96	3821.	165.64
14	390.	216.	23.0	7.6	31.27	6754.	196.91
15	1950.	801.	93.5	8.0	28.79	23062.	225.70
16	390.	183.	11.5	8.1	24.40	4466.	250.11
17	1950.	853.	92.5	8.5	26.91	22958.	277.02
18	390.	113.	11.5	8.5	40.26	4550.	317.29
19	1950.	246.	24.0	8.6	35.49	8730.	352.78
20	1470.	289.	21.5	8.8	26.89	7772.	379.67
21	1470.	468.	37.0	9.0	23.58	11038.	403.26
22	460.	136.	12.5	9.0	36.26	4932.	439.52
23	1.	38.	8.0	9.1	93.62	3557.	533.15
24	1950.	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

```
)B T

RIVE    CART SPEC    CART AVAIL   PHY DRIVE
0          0001          0001          0000

.0    ACTUAL  8K   CONFIG  8K

.R
(S CARD, 1132 PRINTER)
E WORD INTEGERS
ST SOURCE PROGRAM
  JORGE ENRIQUE ARBOLEDA JIMENEZ
  WRITE (3,8)
 FORMAT (1H1)
  WRITE (3,6)
 FORMAT (14X,'CALCULO DE COSTO VS TIEMPO DE PERFORACION')
  WRITE (3,11)
 FORMAT (////)
  WRITE (3,7)
 FORMAT (13X,'BROCAS',2X,'COSTO',4X,'PIES',3X,'HORAS',3X,'TIEMPO',
 12X,'COSTO')
  WRITE (3,4)
 FORMAT (14X'(N)',6X,'DE',4X,'PERFO.',4X,'DE',6X,'DE',5X,'POR')
  WRITE (3,3)
 FORMAT (21X,'BROCA',11X,'PERFO.',2X,'VIAJE',3X,'HORA')
  WRITE (3,2)
 FORMAT (22X,'($)',5X,'(FT)',4X,'(HR)',4X,'(HR)',3X,'($/H)')
  WRITE (3,1)
 FORMAT (////)
  READ (2,9) R
 FORMAT (F4.0)
  AUM = 0.0
  DO 22 IBROC=1,26
 READ (2,10) COSB,FTP,TFTP,TV
 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
 FORMAT (13X,I2,6X,F5.0,3X,F5.0,3X,F4.1,5X,F3.1,2X,F7.2)
  IF(AUM-TFTP)15,15,23
  CONTINUE
 AUM=0.
  WRITE (3,16)
 FORMAT (//)
  CONTINUE
 CALL EXIT
  END

ERENCED STATEMENTS
     14

RES SUPPORTED
WORD INTEGERS
```

:E 2

: OF COMPILATION

XEQ

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	11.96

	1370.	79.	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.	198.	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.	505.	16.0	9.1	11.65
11	670.	631.	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	670.	[illegible]	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	[illegible]	47.83
13	390.	113.	12.0	[illegible]	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.[illegible]
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.	9.0	8.5	72.95
17	1950.	[illegible]	12.0	8.5	56.15

	1950.	184.	20.0	8.5	42.71
17	1950.	221.	24.0	8.5	39.35
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	460.	87.	8.0	9.0	45.90
22	460.	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

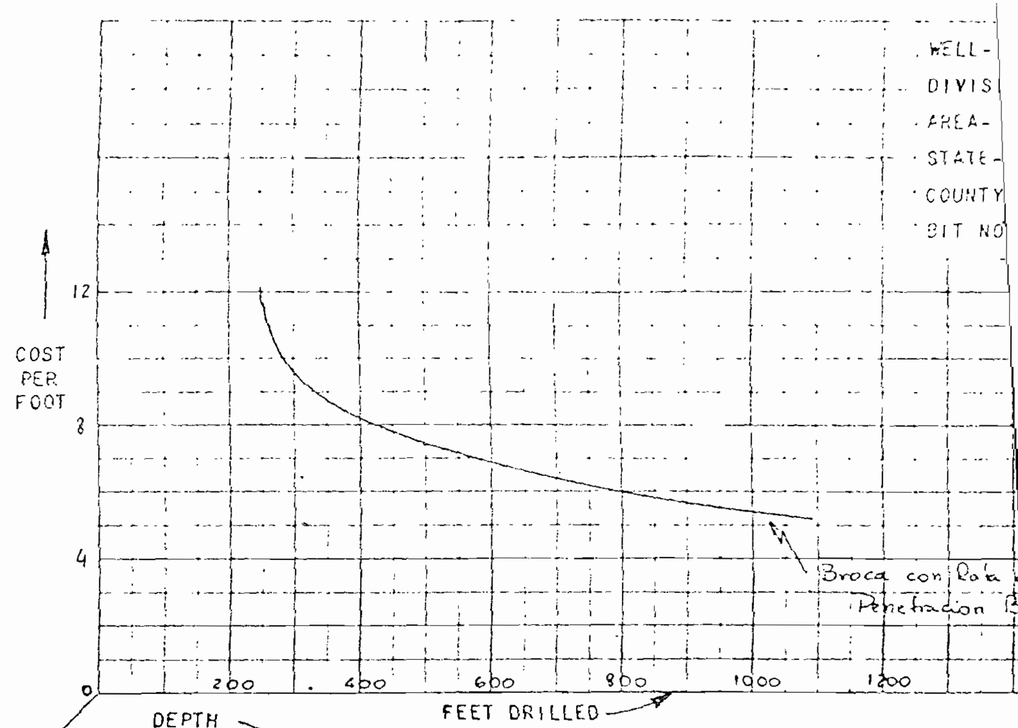
Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2000 SPM 300
RIG COST 208 $/H

BIT NO. 1 SIZE 17½ TYPE S35
WOB 50 RPM 130 NOZZLES 14,15,15
DULL CONDITIONS: T 3 B 8 G 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca pésima, lo que hace que la rata de penetración decaiga.
COMMENTS: Broca Perforando la formación Mio. Plioceno, tipo de broca para formaciones Suaves.

MUD WEIGHT 9.3 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 9 cp
YIELD VALUE 16 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



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	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

Form 49 3-72

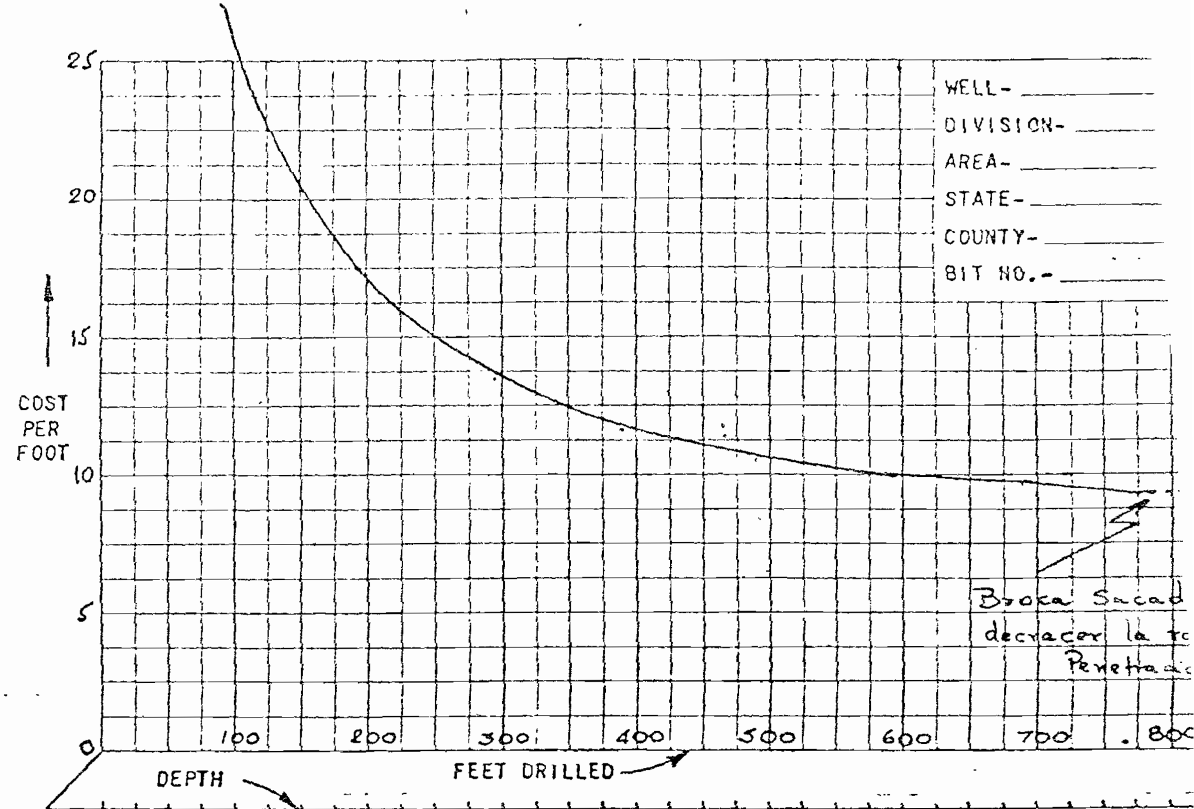
... ing Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza.
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 2 SIZE 17½" TYPE S35
WOB 50 RPM 120 NOZZLES 14,14,15
DULL CONDITIONS: T 4, B 8, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Los dientes de la broca salieron totalmente arruinados y decrecen la rata de Penetración.
COMMENTS: Broca Perforando la Formación Mio-Plioceno; el tipo de broca utilizado es para formaciones Suaves. Utilización de broca nueva después 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
MBT ______ lb/bbl
O/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl



WELL-
DIVISION-
AREA-
STATE-
COUNTY-
BIT NO.-

COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	3	6	9	12	15	18	21	23.5					
DEPTH	1082	1181	1280	1379	1478	1577	1676	1775	1859					
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					

Form 49 3-72

WELL NAME Bobonaza

LOCATION Pastaza

DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"

PRESSURE 2000 SPM 300

RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 3 SIZE 17½" TYPE S3T

WOB 35 RPM 130 NOZZLES 15/15/15

DULL CONDITIONS: T 3, B 5, G O

WHY WAS BIT PULLED: Los dientes 3/8 perdidos y 5/8 de los tulintanes usados, La rata de penetracion decrece.

COMMENTS: Broca Perforando la Formación Mio-Plioceno; tipo de broca para formaciones Suaves.

MUD WEIGHT 10.1 lb/gal

PLASTIC VISCOSITY 9 cp

YIELD VALUE 8 lb/100 sq. ft.

SOLIDS CONTENT (FROM STILL) VOL. %

OIL CONTENT VOL. %

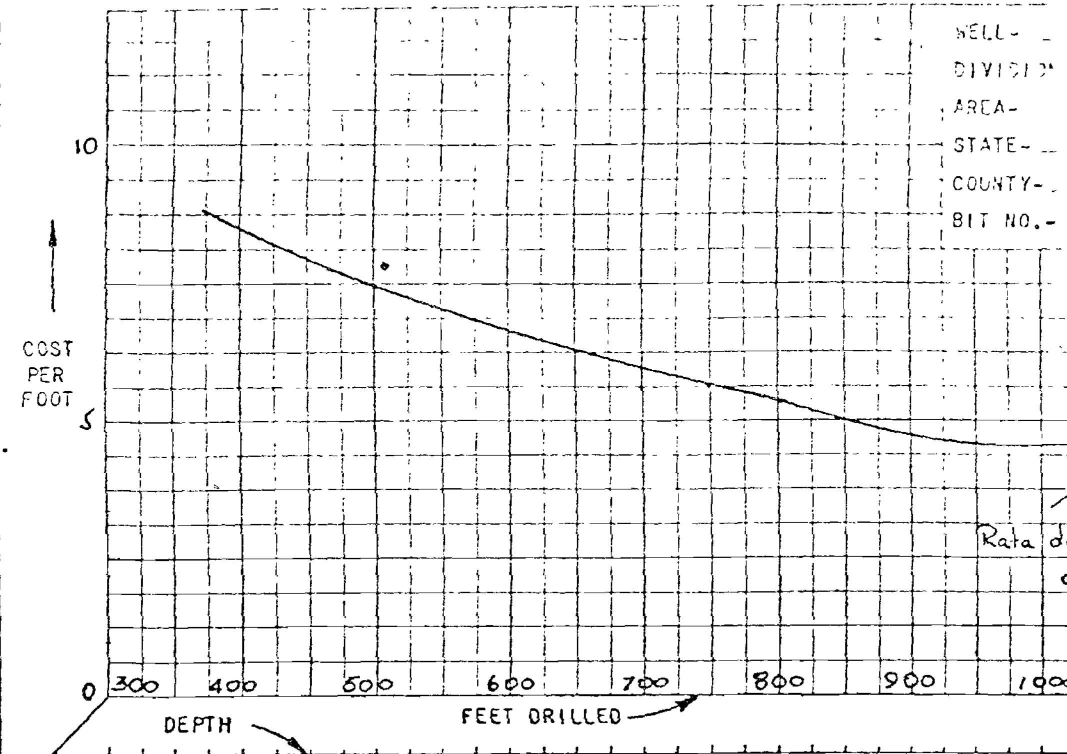
CHLORIDE CONTENT ppm

LOW DENSITY SOLIDS lb/bbl

MBT lb/bbl

O/B RATIO

BARITE CONTENT lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	5	10	13
DEPTH	1859	2267	2675	2920
BIT COST	1370	1370	1370	1370
TRIP COST	870	920	970	1010
ROTATING COST	0	1040	2080	2704
TOTAL COST	2240	3350	4420	5084
FEET DRILLED	0	408	816	1061
COST/FOOT	∞	8.2	5.45	4.79

Form 49 3-72

Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

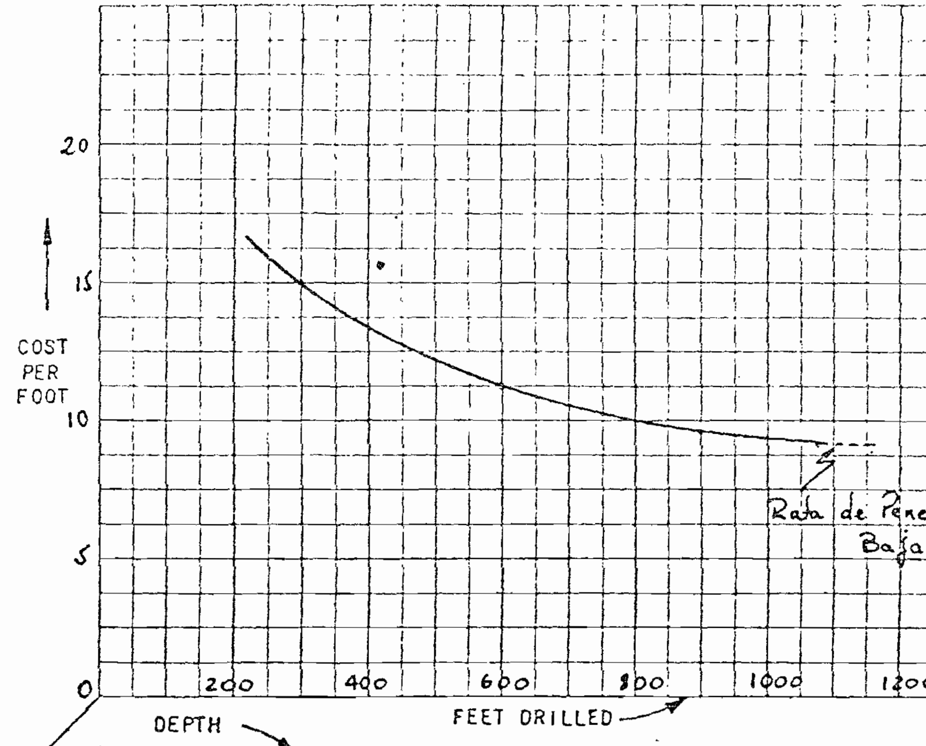
WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2300 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 4 SIZE 17½" TYPE 33T
WOB 35 RPM 130 NOZZLES 15/15/15
DULL CONDITIONS: T 4, B 5, G 0
WHY WAS BIT PULLED: La rata de Penetración decrece; 4/8 de los dientes perdidos y 5/8 de los rulimanes usados
COMMENTS: Broca para formaciones Suaves, 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
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl

WELL-
DIVISION-
AREA-
STATE-
COUNTY-
BIT NO.-



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas.	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

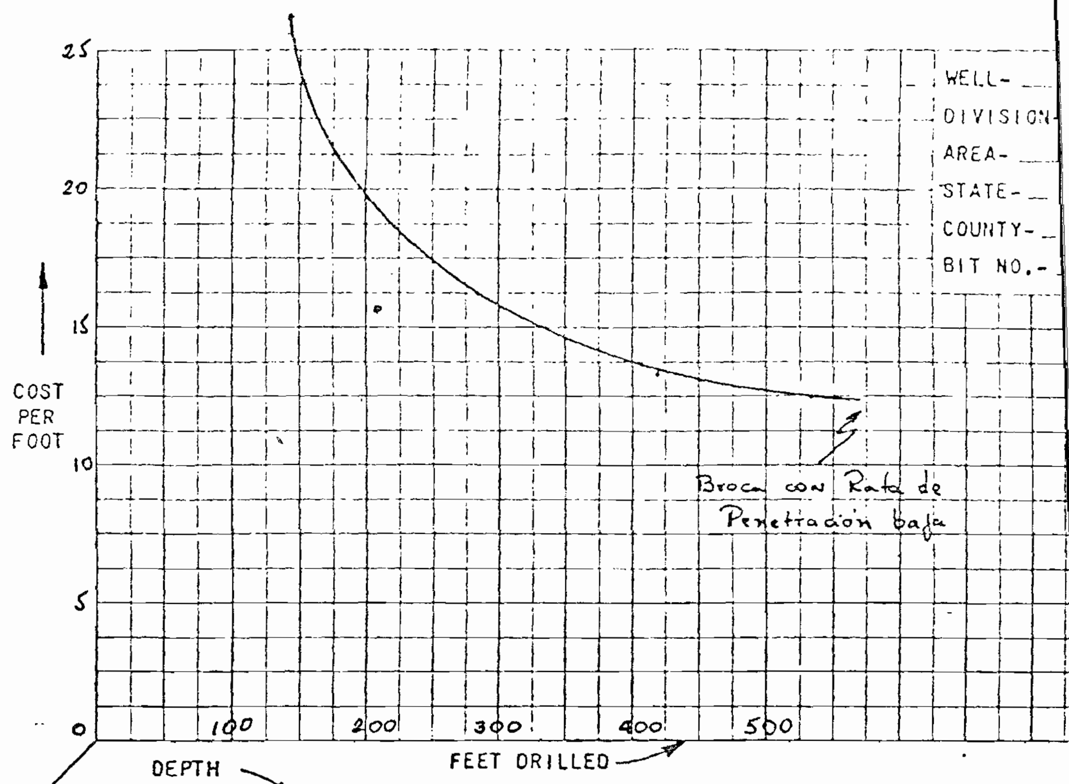
Amoco Production Company
D...ing Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 1350 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 5 SIZE 17½" TYPE S3T
WOB 40 RPM 120 NOZZLES 15/15/16
DULL CONDITIONS: T 4, B 7, G 0
WHY WAS BIT PULLED: La condición de los rulimanes desgastados 7/8, y 4/8 de los dientes lo que da una baja rata de Penetrac.
COMMENTS: Broca para formaciones Suaves, atravesando la formación Mio-Plioceno.- Pies 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
MBT lb/bbl
D/B RATIO
BARITE CONTENT lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

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

Form 47 3-72

Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza

LOCATION Pastaza

DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"

PRESSURE 1000 SPM 300

RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 6 SIZE 17½" TYPE S4T

WOB 35 RPM 120 NOZZLES 15,15,16

DULL CONDITIONS: T 4, B 4, G O

WHY WAS BIT PULLED: Broca con un desgaste de ½ de dientes y ½ de desgastes en los rulimanes.. Podia seguir perforando.-

COMMENTS: Broca para formaciones Suaves atravesando la formación Mio-Plioceno.- Cambio de la Composición en la Litologia 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. %

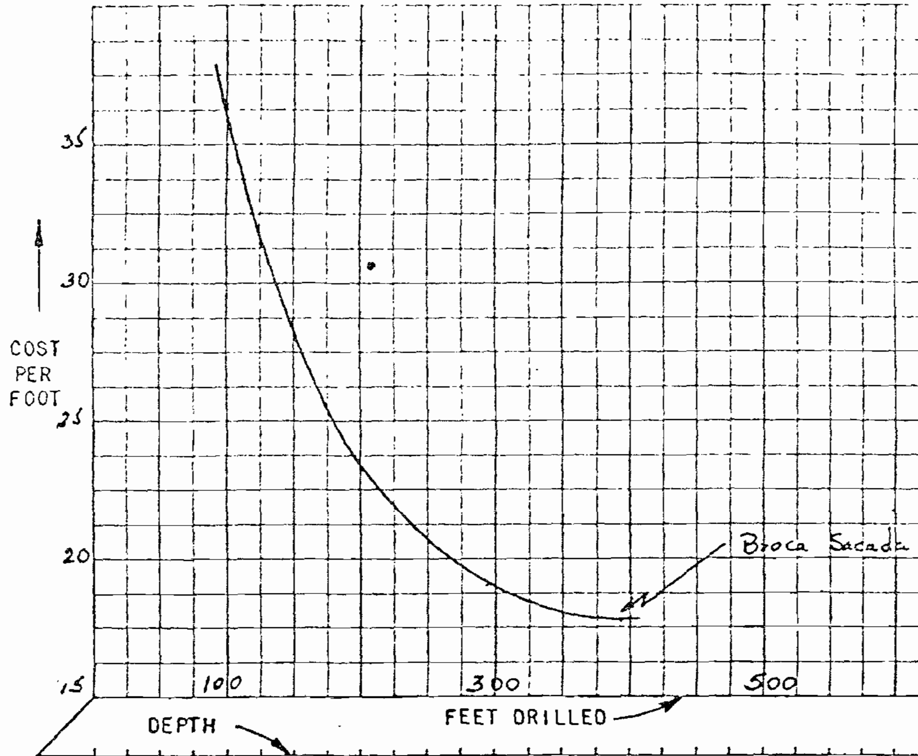
CHLORIDE CONTENT ppm

LOW DENSITY SOLIDS lb/bbl

MBT lb/bbl

D/B RATIO

BARITE CONTENT lb/bbl



WELL-

DIVISION-

AREA-

STATE-

COUNTY-

BIT NO.-

COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	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

Form 49 3-72

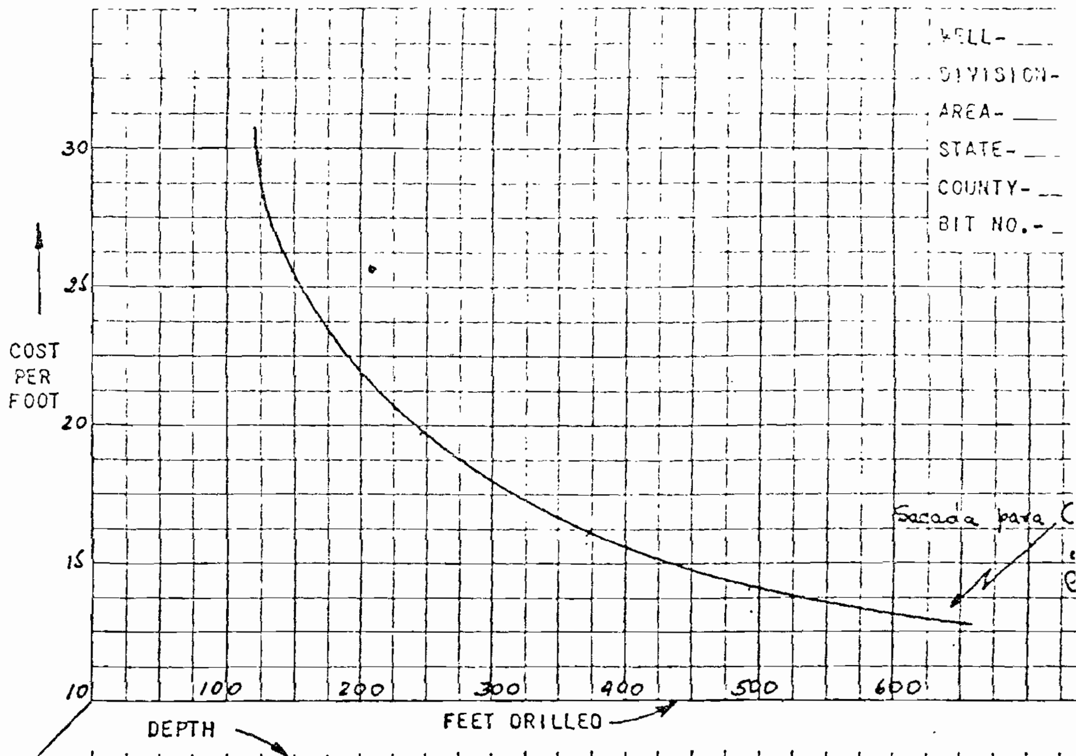
Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 1000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 7 SIZE 17½" TYPE 53T
WOB 40 RPM 120 NOZZLES 15,15,16
DULL CONDITIONS: T 3, B 3, G O
WHY WAS BIT PULLED: Broca con un desgaste de 3/8 en los dientes y rulimanes.- Sacada para Cementación de Casing.
COMMENTS: Broca para formaciones Suaves, perforando la formación Mio-Plioceno. Condiciones de la broca buena, podía 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
MBT lb/bbl
D/B RATIO
BARITE CONTENT lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	5	10	15	20	26						
DEPTH	4919	5043	5167	5291	5415	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						

Form 49 3-72

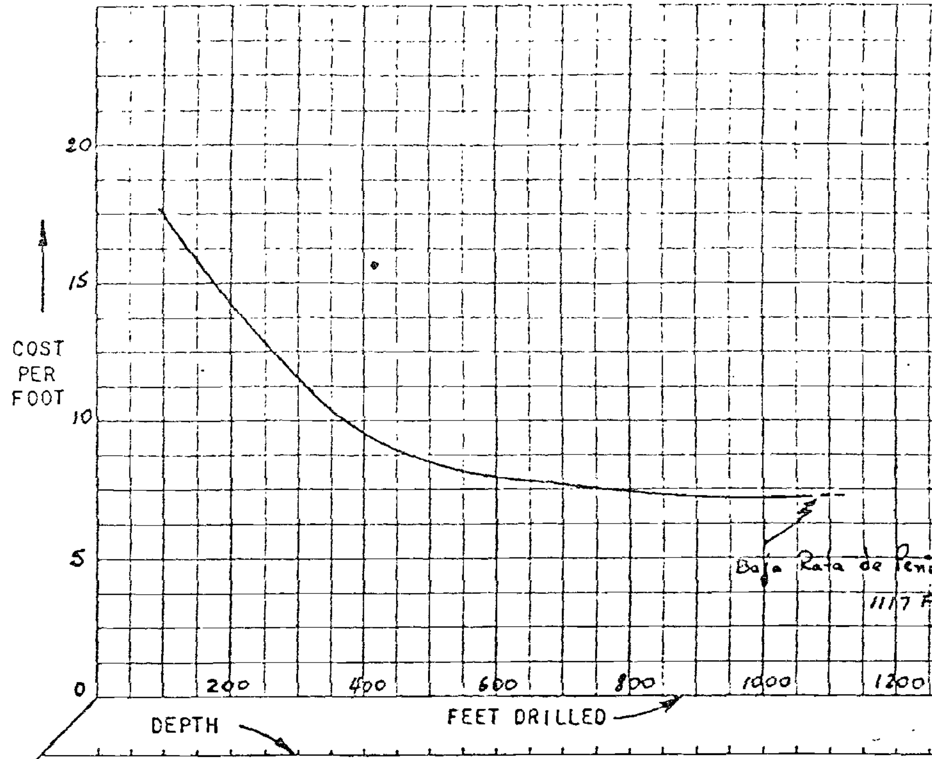
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
PRESSURE 2000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 8 SIZE 12 1/4" TYPE OSC3
WOB 45 RPM 125 NOZZLES 12/12/12
DULL CONDITIONS: T 6, B 6, G O
WHY WAS BIT PULLED: Desgastada en sus 6/8 de los dientes y rulimanes.. Cambiada debido a la baja rata de Penetración.-
COMMENTS: Para formaciones Suaves.- Formación Mio-Plioceno.- Pies perforado 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 Horas	0	4	8	12	16	20	26
DEPTH	5565	5737	5908	6080	6252	6423	6682
BIT COST	520	520	620	520	520	520	520
TRIP COST	1360	1375	1390	1420	1440	1470	1500
ROTATING COST	0	832	1664	2496	3328	4160	5408
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

Form 49 3-72

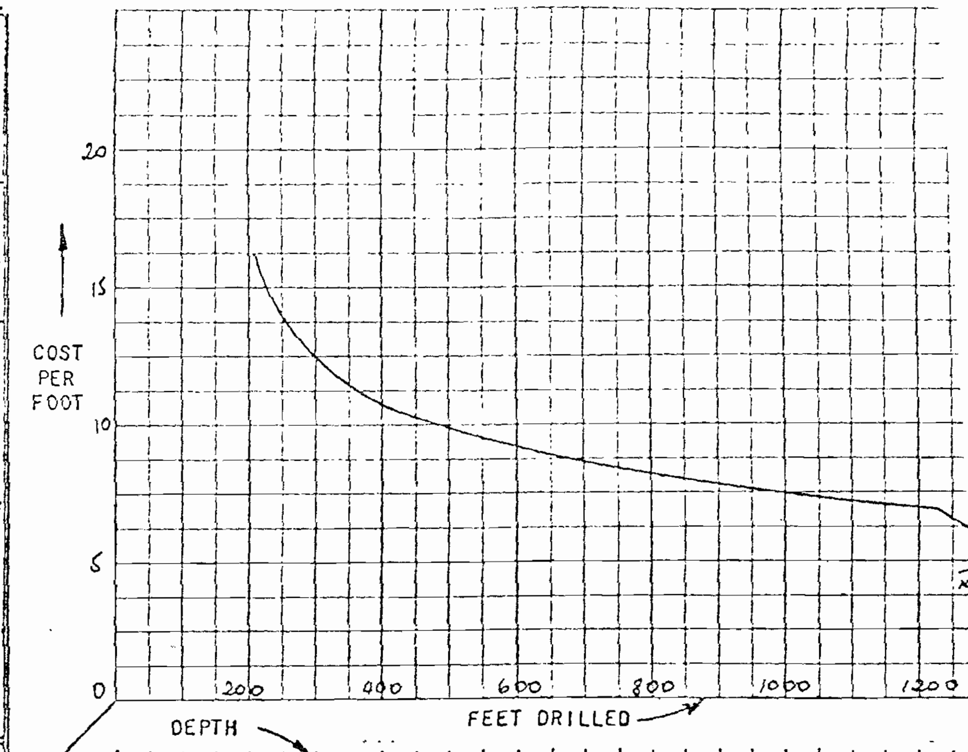
Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 9 SIZE 12¼" TYPE X3
WOB 45 RPM 120 NOZZLES 12,12,12
DULL CONDITIONS: T 5, B 6, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Desgastada en sus 5/8 y 3/4, de los dientes y rulimanes respectivamente. Rata de Penetración Baja.
COMMENTS: Formación Mio-Plioceno. Pies perforados con esa broca 1264 FT.

MUD WEIGHT 9.7 lb/gal
PLASTIC VISCOSITY 6 cp
YIELD VALUE 20 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



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	5	10	15	26	30	31			
DEPTH	6682	6886	7089	7293	7710	7903	7946			
BIT COST	670	670	670	670	670	670	670			
TRIP COST	1500	1510	1530	1560	1620	1640	1650			
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	5200	6240	6448			
TOTAL COST	2170	3220	4280	5350	7490	8550	8768			
FEET DRILLED	0	204	407	611	1028	1221	1264			
COST/FOOT	∞	15.8	10.5	8.8	7.3	7.0	6.94			

Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

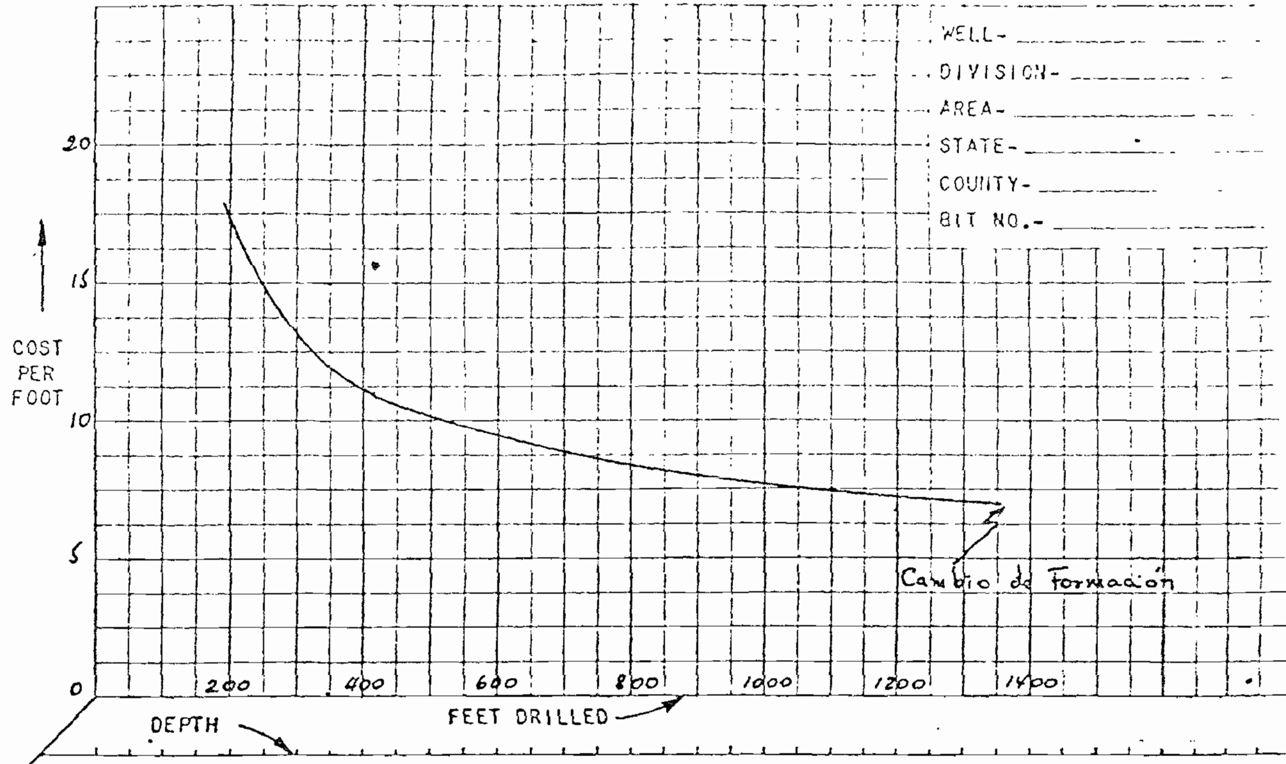
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2300 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 10.0 SIZE 12¼" TYPE X3A
WOB 35 RPM 120 NOZZLES 12, 12, 13
DULL CONDITIONS: T 6, B 7, G O
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la Broca Malas, Rata de Penetración Baja.

COMMENTS: Pies perforados 1341.- para la formacion Mio-Plioceno, broca para formaciones un poco Suave. 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
MBT ______ lb/bbl
D/S RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl

WELL-
DIVISION-
AREA-
STATE-
COUNTY-
BIT NO.-



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

Form 49 3-72

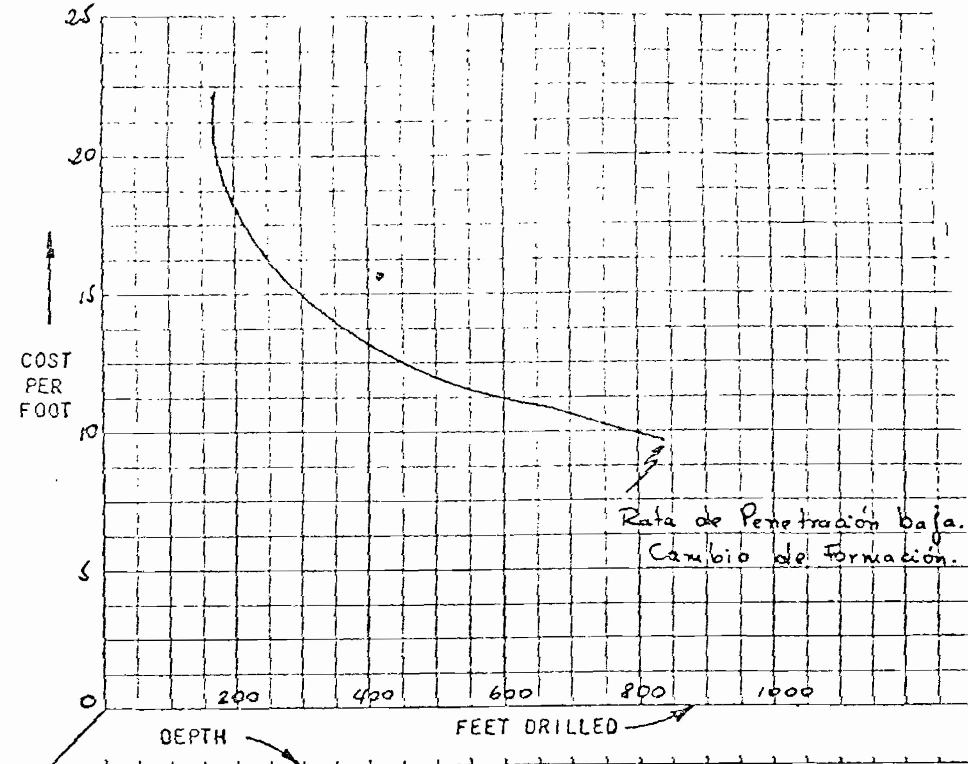
Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2200 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 11 SIZE 12¼" TYPE X3A
WOB 42 RPM 120 NOZZLES 12,12,12
DULL 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 despues 821 FT.
COMMENTS: Cambio de Formación Mio-Pliocena a la Formación Orteguaza, 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
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	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

Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

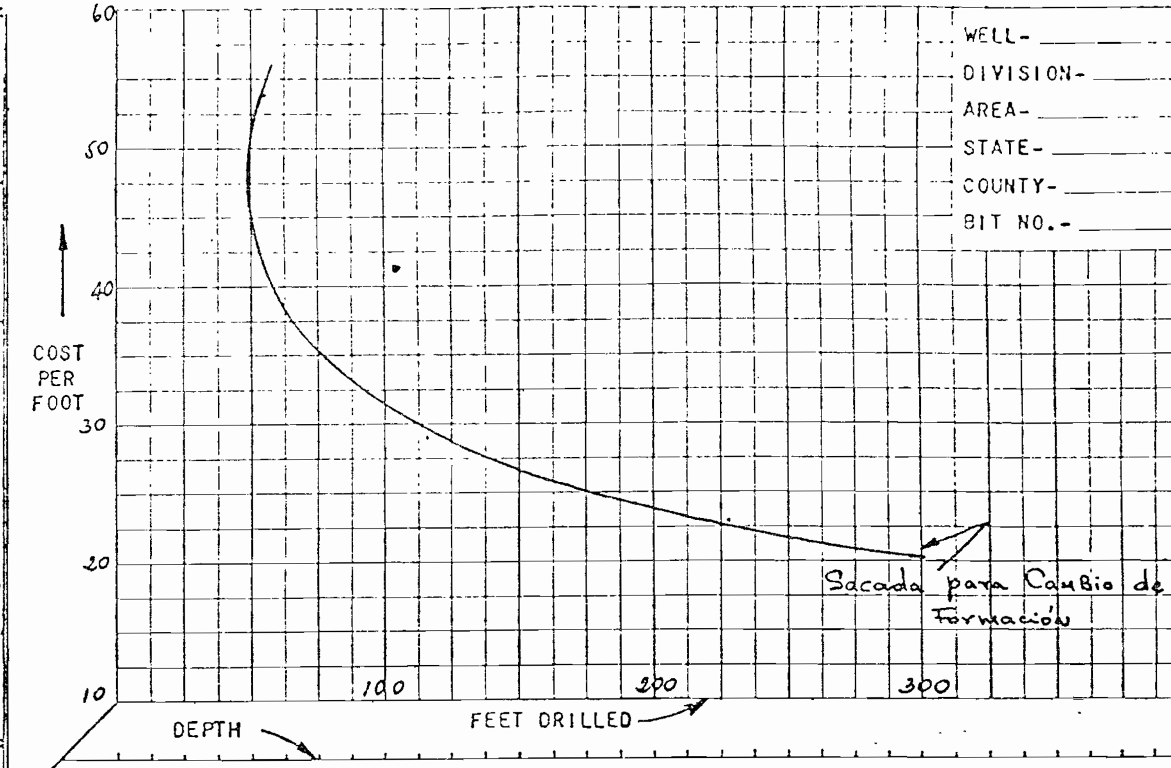
WELL NAME: Bobonaza
LOCATION: Pastaza
DATE:

PUMP TYPE: HT-400 LINERS: 5½"
PRESSURE: 3000 SPM: 300
RIG COST: 208 $/HR.

BIT NO. 12 SIZE 12¼" TYPE X1G
WOB 65 RPM 120 NOZZLES 12,12,12
DULL CONDITIONS: T 2, B 2, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca buena; gastada ¼ del total de la Broca. Podía seguir Perforando.. Cambio de Formación
COMMENTS: Broca atravesando la formación Tiyuyacu.- para formaciones Medio Suaves.

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
MBT ____ lb/bbl
O/B RATIO ____
BARITE CONTENT ____ lb/bbl

WELL- ____
DIVISION- ____
AREA- ____
STATE- ____
COUNTY- ____
BIT NO.- ____



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	20.03

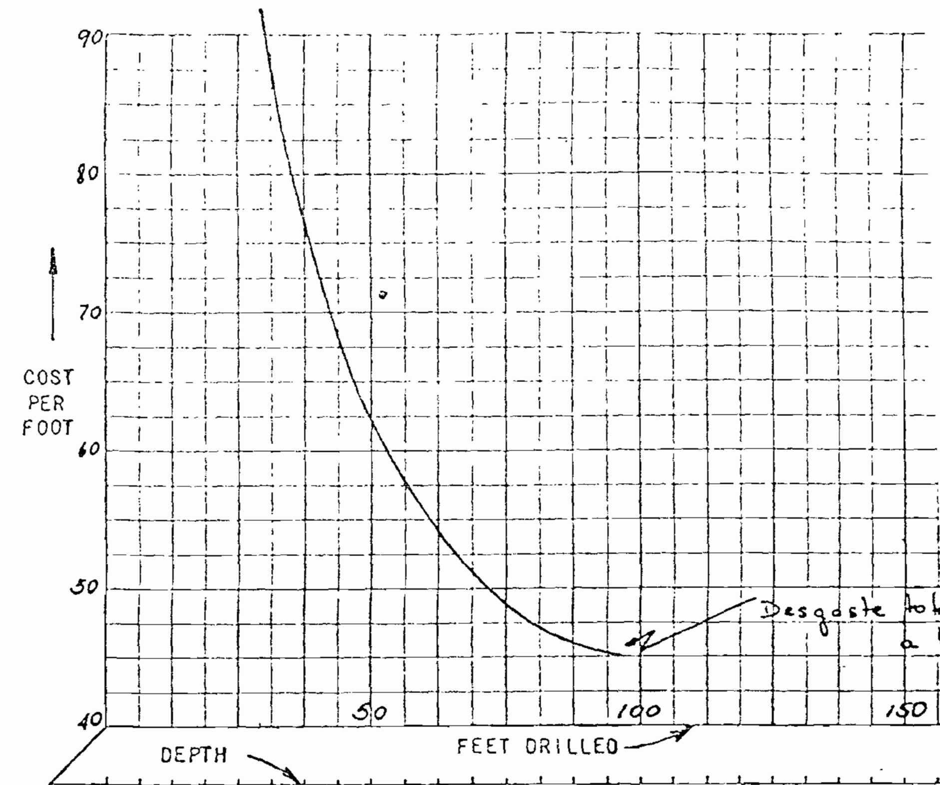
Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2850 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 13 SIZE 8½" TYPE X1G
WOB 50 RPM 70 NOZZLES 10,10,9
DULL CONDITIONS: T 6, B 8, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca malas, desgostada los ¾ de los dientes. La vida total de los rulimanes gastado.
COMMENTS: Broca para formaciones Medio Suaves, atravesando la formacion. Tiyuyacu, Pies 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
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	3	6	9
DEPTH	10400	10428	10456	10485
BIT COST	390	390	390	390
TRIP COST	1550	1560	1565	1570
ROTATING COST	0	624	1248	1872
TOTAL COST	1940	2574	3193	3832
FEET DRILLED	0	28	56	85
COST/FOOT	∞	91.8	57	45.11

Form 42 3-72

Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

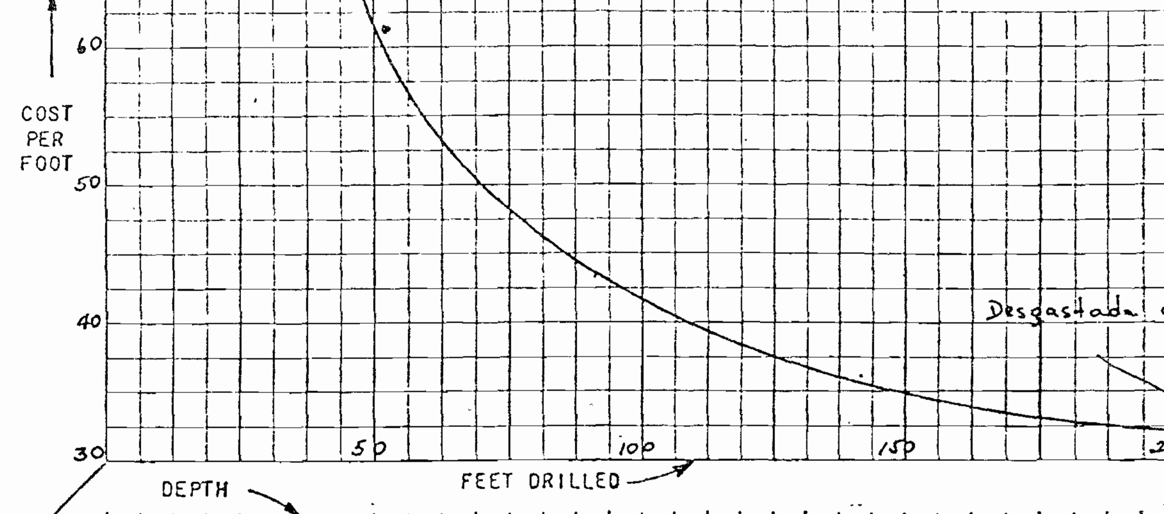
WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2850 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 14 SIZE 8½" TYPE XV
WOB 50 RPM 70 NOZZLES 10,10,9
DULL CONDITIONS: T 6, B 8, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca Mala. Desgastada Dos 3/4 de los dientes y por completo la vida de los rulimanes.
COMMENTS: Atravesando la formación Tiyuyacu, broca para formaciones Medio Suavec.

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
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl

WELL-
DIVISION-
AREA-
STATE-
COUNTY-
BIT NO.-



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	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

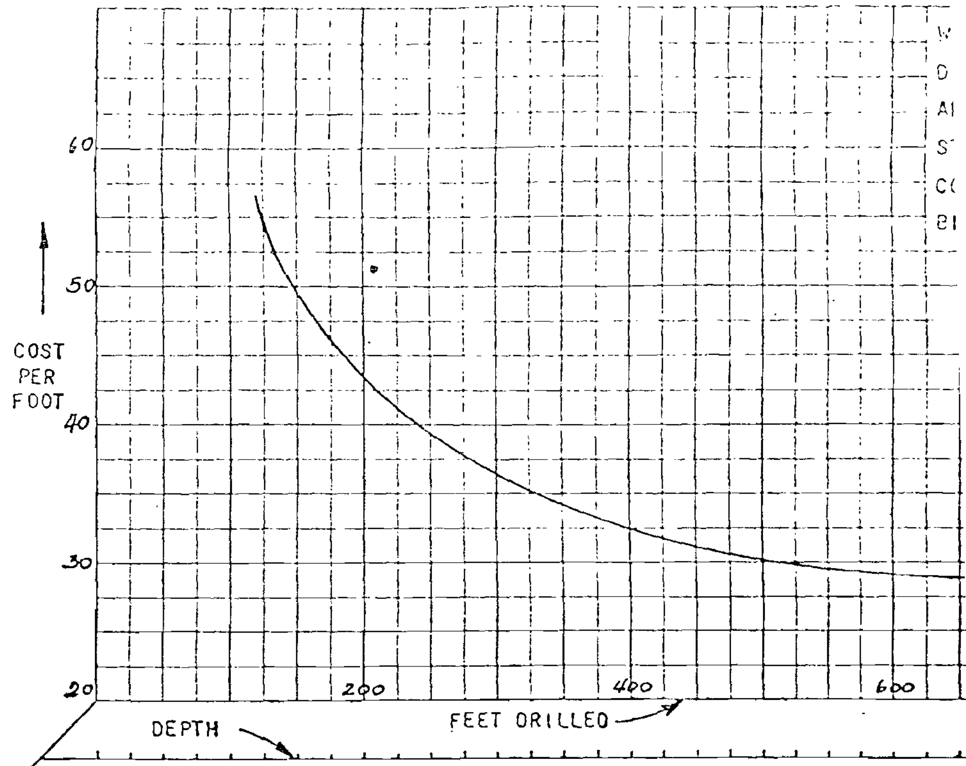
Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5 1/2"
PRESSURE 3000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 15 SIZE 8 1/2" TYPE J 33
WOB 50 RPM 50 NOZZLES 10,10,10
DULL CONDITIONS: T 1, B 0, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca óptimas. Podia seguir perforando.. Cambio de la Constectora de la formacion
COMMENTS: Formación Tiyuyacu 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
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	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	23058
FEET DRILLED	0	128	255	383	510	638	801
COST/FOOT	∞	52	38.4	33.8	31.6	30.1	28.8

Form 49 3-72

Amoco Fr..duction Company
Drilling Cost Calculation Sheet

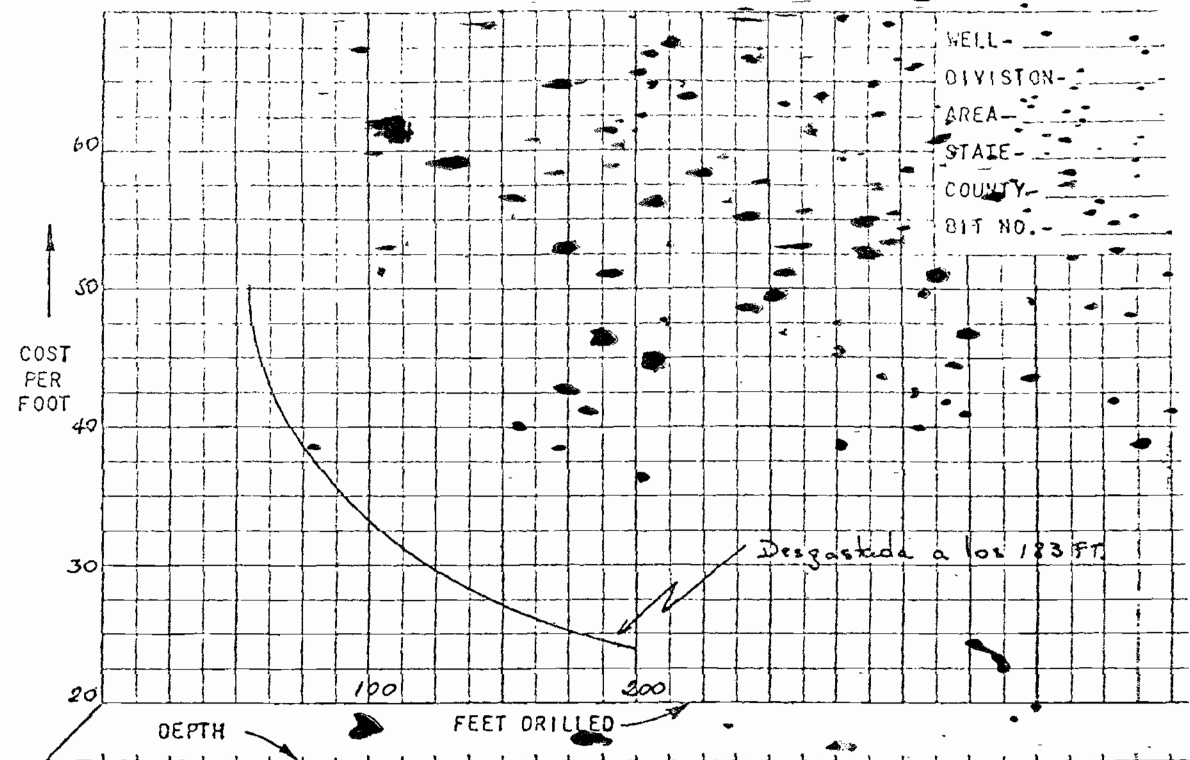
WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2300 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 16 SIZE 8½" TYPE X1G
WOB 45 RPM 80 NOZZLES 10,10,9
DULL CONDITIONS: T 6, B 7, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones Malas de la broca, gastada totalmente en sus dos caracteristicas

COMMENTS: Formacion Tiyuyacu, desgastada despues de perforar 183 FT en 11½ Horas. 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
LOW DENSITY SOLIDS ______ lb/bbl
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	3	6	9	11.5
DEPTH	11502	11550	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	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	0	48	95	143	183
COST/FOOT	∞	55.8	35	27.6	24.4

Form 49 3-72

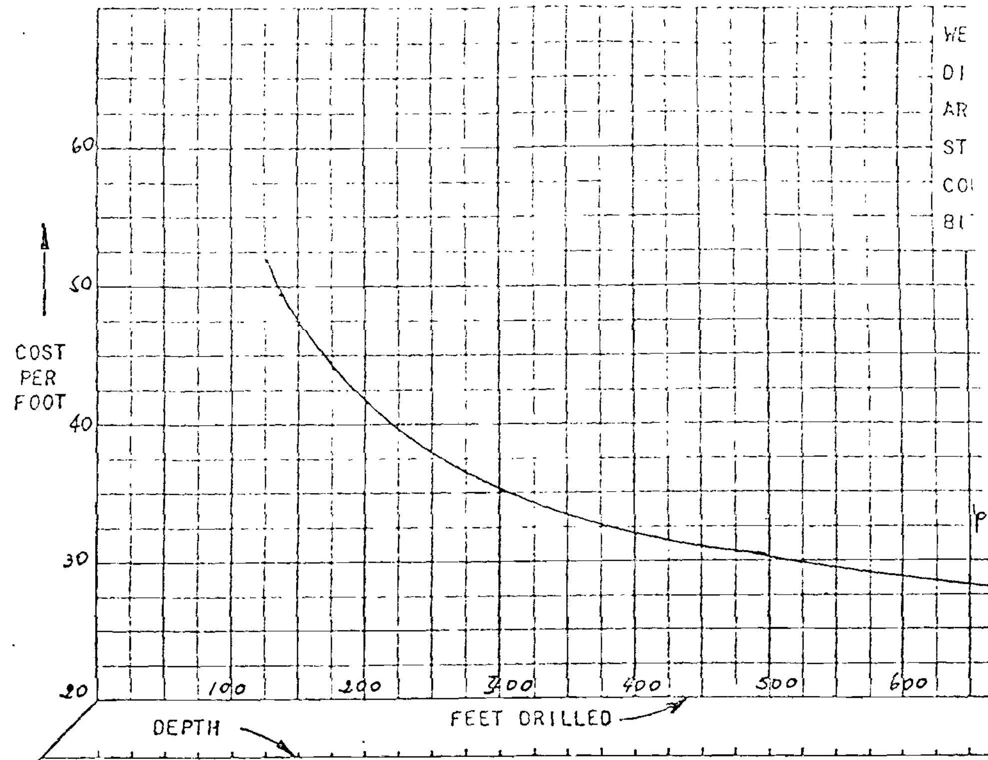
Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 3000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 17 SIZE 8½" TYPE J33
WOB 55 RPM 74 NOZZLES 10,10,9
DULL CONDITIONS: T 4, B 8, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Desgatada la mitad de sus dientes y totalmente perdida la vida de los rulimanes.
COMMENTS: Broca para formaciones un poco más dura, atravesando la formación 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
LOW DENSITY SOLIDS ______ lb/bbl
MBT ______ lb/bbl
O/W RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	15	30	45	60	75	92.5				
DEPTH	11685	11823	11961	12099	12237	12375	12539				
BIT COST	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950				
TRIP COST	1695	1700	1705	1710	1720	1730	1750				
ROTATING COST	0	3120	6240	9360	12480	15600	19240				
TOTAL COST	3645	6770	9895	13020	16150	19280	22940				
FEET DRILLED	0	138	276	414	552	690	853				
COST/FOOT	∞	49	36.6	31.6	29.5	27.8	26.9				

WE
DI
AR
ST
CO
BI

Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza —

LOCATION Pastaza

DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"

PRESSURE 3000 SPM 300

RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 18 SIZE 8½" TYPE X1G

WOB 55 RPM 80 NOZZLES 10,10,9

DULL CONDITIONS: T 6, B 8, G 0

WHY WAS BIT PULLED: Presenta las mismos condiciones de la broca # 17.

COMMENTS: Formación Tena, broca para formación un poco dura. Perforó 113 ft en 11½ 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. %

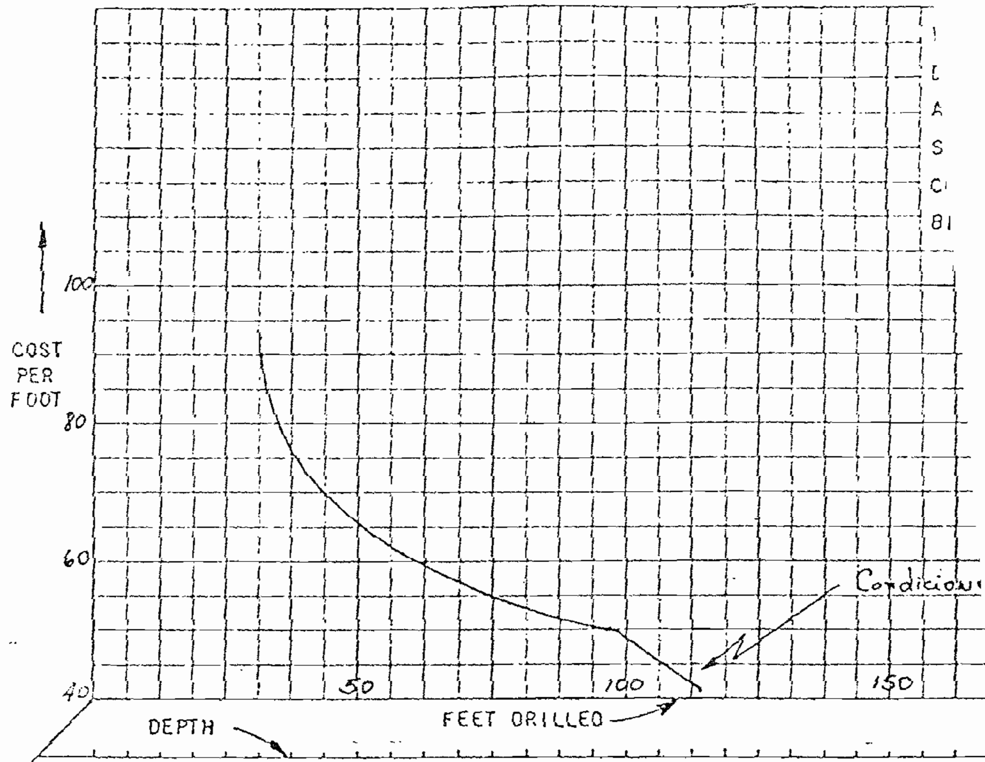
CHLORIDE CONTENT ______ ppm

LOW DENSITY SOLIDS ______ lb/bbl

MBT ______ lb/bbl

O/B RATIO ______

BARITE CONTENT ______ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	3	6	9	11.5							
DEPTH	12539	12569	12598	12627	12652							
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	4557							
FEET DRILLED	0	30	59	88	113							
COST/FOOT	∞	92.5	61.2	45.7	40.4							

Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza

LOCATION Pastaza

DATE

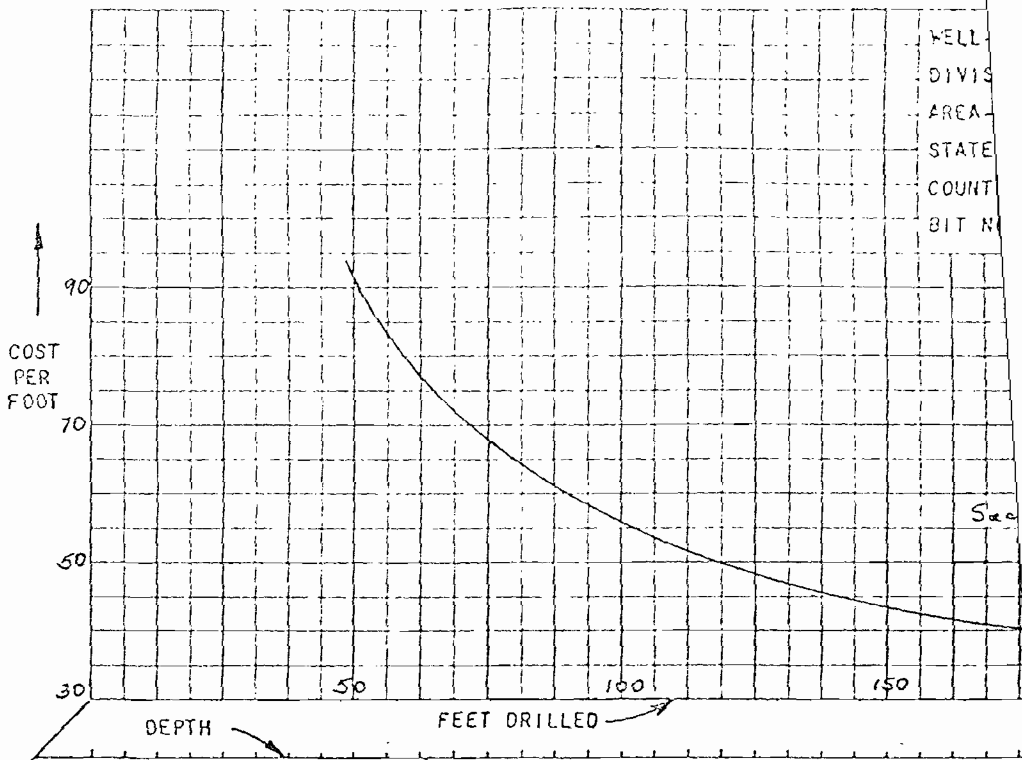
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 3000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 19 SIZE 8½" TYPE J33
WOB 50 RPM 75 NOZZLES 10,10,10
DULL CONDITIONS: T 4, B 8, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Desgasta la mitad de los dientes y totalmente la vida de los rulimanes.

COMMENTS: Formación Tena, broca para formaciones un poco más dura.. Perforó 246 FT en 24 Horas. Cambio de Formacion 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
LOW DENSITY SOLIDS ______ lb/bbl
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl

WELL
DIVIS
AREA
STATE
COUNT
BIT N



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	5	10	15	20	24
DEPTH	12652	12703	12754	12805	12856	12898
BIT COST	1950	1950	1950	1950	1950	1950
TRIP COST	1775	1780	1785	1790	1795	1800
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	4160	4992
TOTAL COST	3725	4770	5715	6860	7905	8742
FEET DRILLED	0	51	102	153	204	246
COST/FOOT	∞	90	56.1	44.8	38.8	35.6

Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

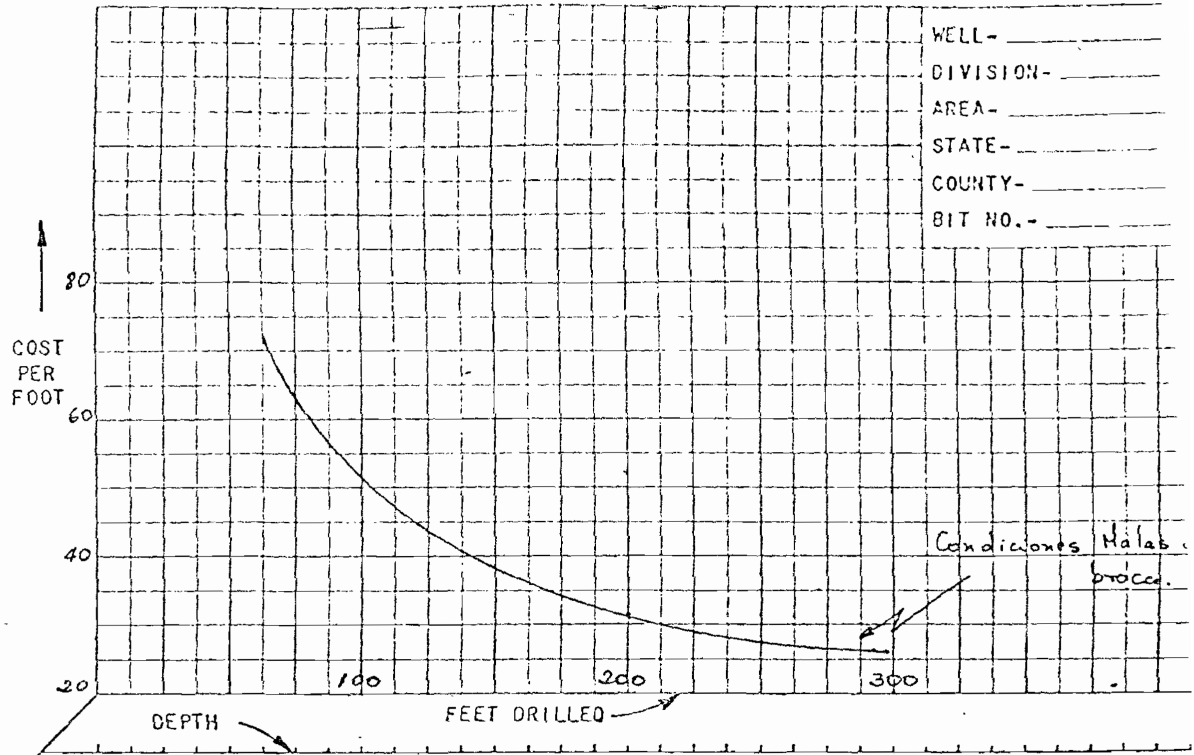
WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE ____

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 3000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 20 SIZE 8½ TYPE 3JS
WOB 50 RPM 50 NOZZLES 10,10,9
DULL 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 21.5 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
MBT ____ lb/bbl
D/B RATIO ____
BARITE CONTENT ____ lb/bbl



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	5	10	15	21.5
DEPTH	12898	12965	13032	13099	13187
BIT COST	1470	1470	1470	1470	1470
TRIP COST	1800	1805	1810	1815	1820
ROTATING COST	0	1040	2080	3120	4472
TOTAL COST	3270	4315	5360	6405	7762
FEET DRILLED	0	67	134	201	289
COST/FOOT	∞	64.5	40	32	26.9

... Company
Drilling Cost Calculation Sheet

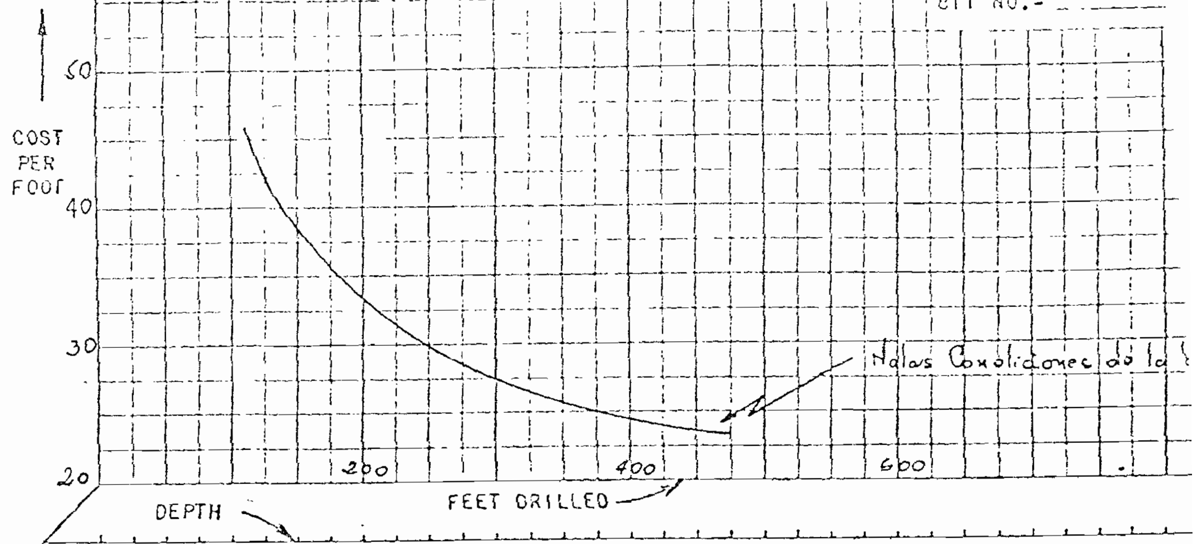
WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE Ht-400 LINERS 5½"
PRESSURE 3000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 21 SIZE 8½" TYPE 3J5
WOB 45 RPM 50 NOZZLES 9,9,10
DULL CONDITIONS: T 5, B 8, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Desgaste parcialmente en los dientes y totalmente en la vida de los rulimanes.
COMMENTS: Formación Napo. tipo de broca para formaciones duras. Perforado 468 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
MBT ______ lb/bbl
O/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl

WELL-
DIVISION-
AREA-
STATE-
COUNTY-
BIT NO.-



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	10	20	30	37
DEPTH	13187	13133	13439	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

Form 49 3-72

[illegible]eco [illegible]duction Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

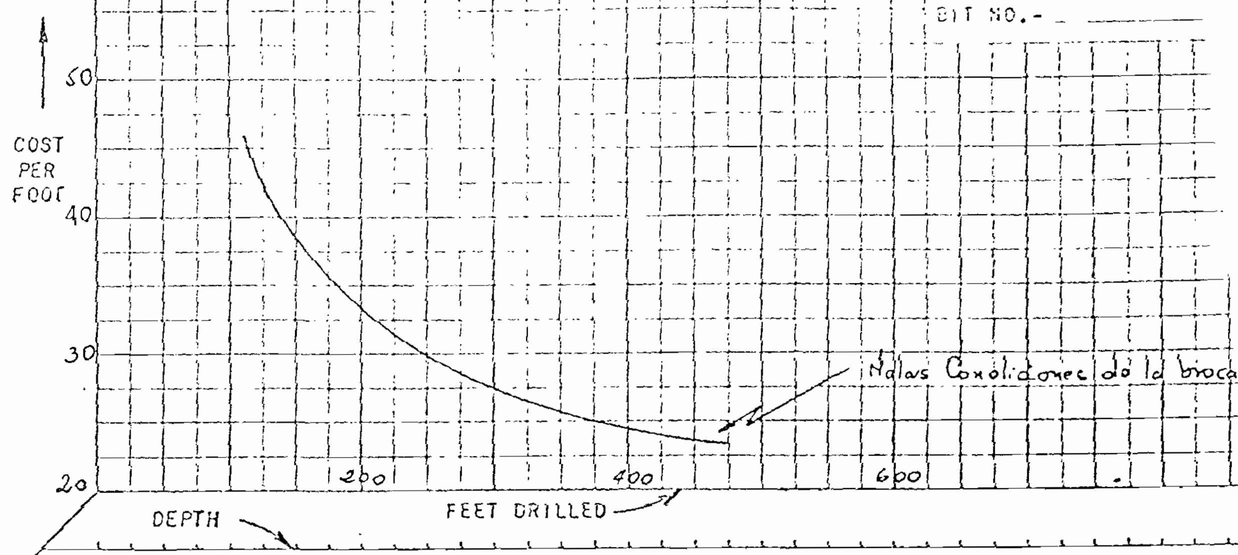
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 3000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 21 SIZE 8½" TYPE 3JS
WOB 45 RPM 50 NOZZLES 9,9,10
DULL CONDITIONS: T 5, B 8, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Desgaste parcialmente en los dientes y totalmente en la vida de los rulimanes.

COMMENTS: Formación Napo. tipo de broca para formaciones duras. Perforado 468 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
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl

WELL -
DIVISION -
AREA -
STATE -
COUNTY -
BIT NO. -



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	10	20	30	37
DEPTH	13187	13133	13439	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

duction Company
Drilling Cost Calculation Sheet

WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

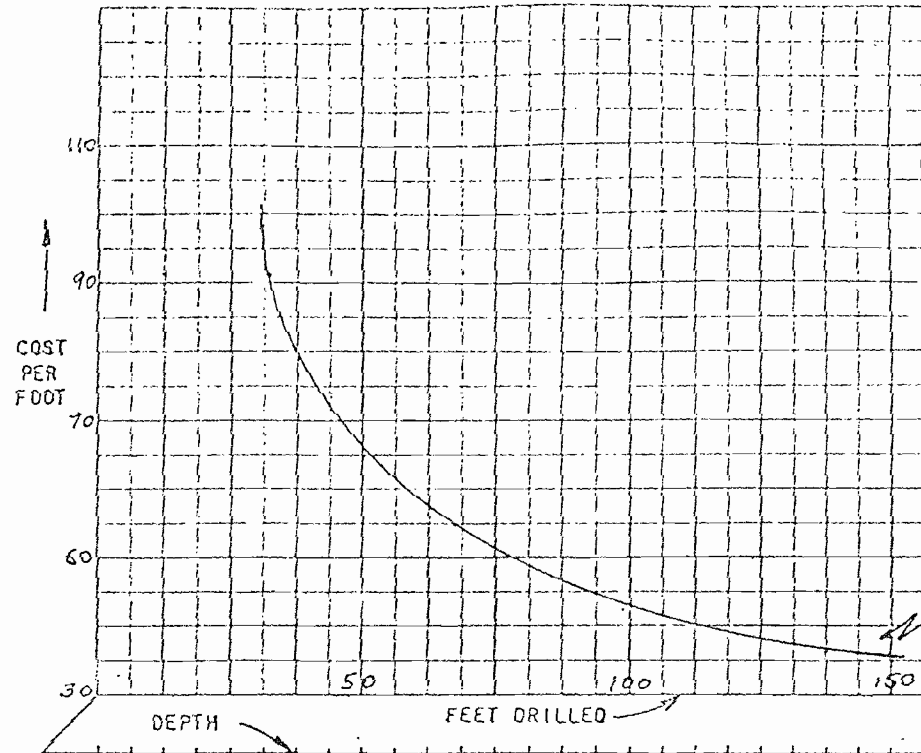
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 3000 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 22 SIZE 8½" TYPE XDV
WOB 45 RPM 75 NOZZLES 9,9,10
DULL CONDITIONS: T 4, B 5, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Desgatada la mitad total de la vida de la broca.

COMMENTS: Atravesando Formacion Napo, tipo de broca para formaciones duras. Perforados 136 FT en 12½ 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
MBT ______ lb/bbl
O/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl

WELL-
DIVISION-
AREA-
STATE-
COUNTY-
BIT NO.-



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	3	6	9	12.5
DEPTH	13655	13687	13720	13753	13791
BIT COST	460	460	460	460	460
TRIP COST	1850	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

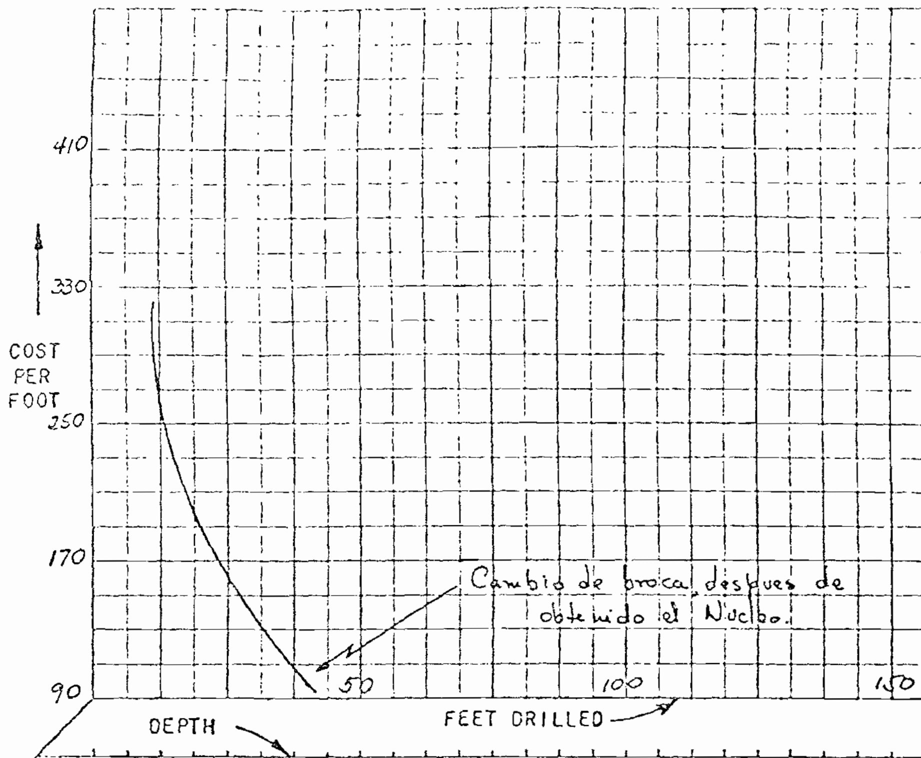
WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2400 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. Nucleo SIZE 8½" TYPE
WOB 12 RPM 50 NOZZLES 32,32,32
DULL CONDITIONS: T 0, B 0, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones de la broca de diamante óptimas.

COMMENTS: Nucleo sacado de la formación 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
MBT ____ lb/bbl
D/B RATIO ____
BARITE CONTENT ____ lb/bbl



WELL-
DIVISION-
AREA-
STATE-
COUNTY-
BIT NO.-

COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	2	4	6	8
DEPTH	13791	13801	13810	13819	13829
BIT COST	850	850	850	850	850
TRIP COST	1890	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

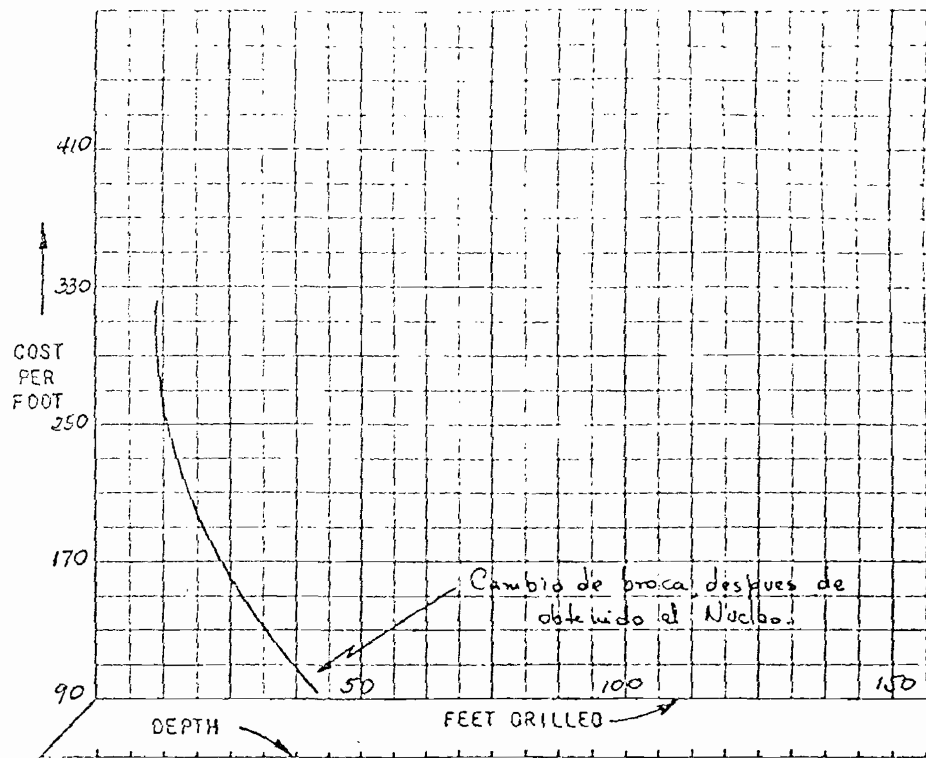
PUMP TYPE HT-400 LINERS 5½"
PRESSURE 2400 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. Nucleo SIZE 8½" TYPE
WOB 12 RPM 50 NOZZLES 32,32,32
DULL CONDITIONS: T 0, B 0, G 0
WHY WAS BIT PULLED: Condiciones 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 (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 Horas	0	2	4	6	8
DEPTH	13791	13801	13810	13819	13829
BIT COST	850	850	850	850	850
TRIP COST	1890	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

Form 49 3-72

Amoco Production Company
Drilling Cost Calculation Sheet

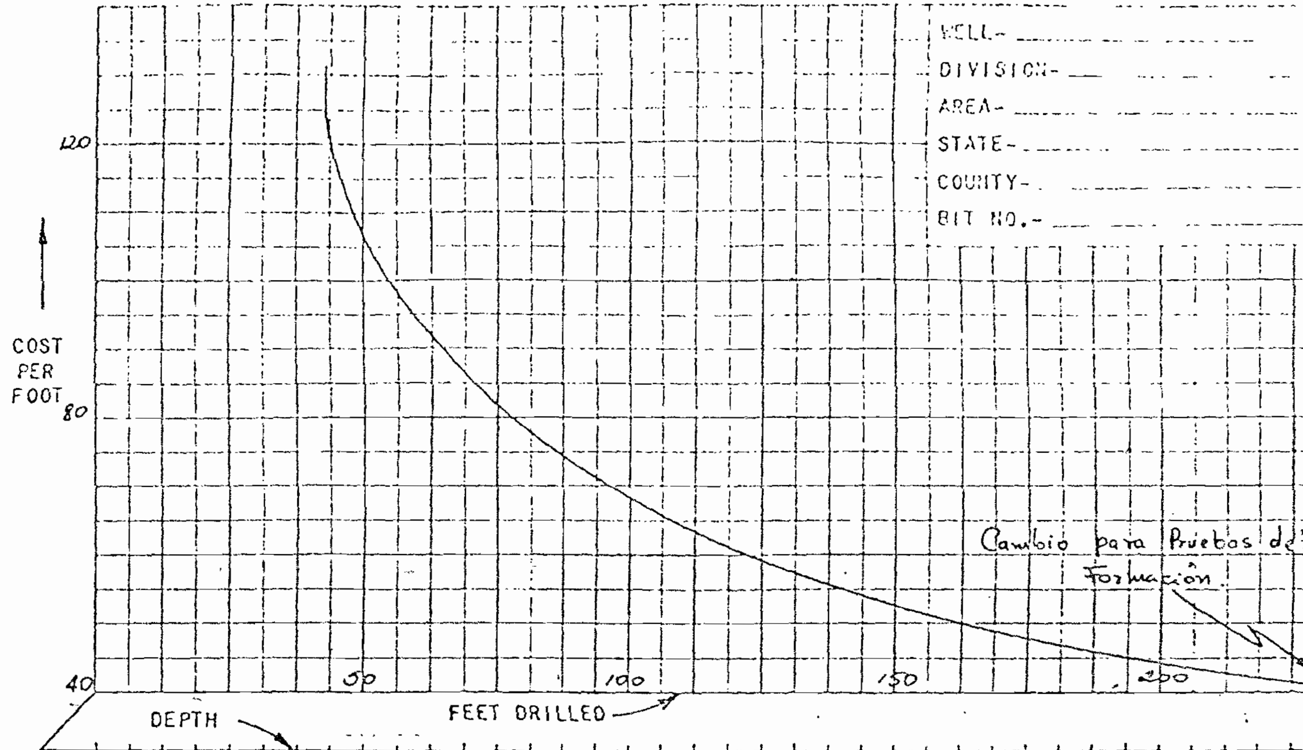
WELL NAME Bobonaza
LOCATION Pastaza
DATE

PUMP TYPE HT- 400 LINERS 5½"
PRESSURE 2800 SPM 300
RIG COST 208 $/HR.

BIT NO. 26 SIZE 8½" 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 Chapiza hasta la profundidad de 14702 FT. perforados 234 FT en 27½ Horas.

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
MBT ______ lb/bbl
D/B RATIO ______
BARITE CONTENT ______ lb/bbl

WELL-
DIVISION-
AREA-
STATE-
COUNTY-
BIT NO.-



COST CALCULATION TABLE

TIME Horas	0	5	10	15	20	27.5
DEPTH	14468	14511	14553	14596	14638	14702
BIT COST	1950	1950	1950	1950	1950	1950
TRIP COST	2330	2340	2345	2350	2355	2360
ROTATING COST	0	1040	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