



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

Facultad de Ingeniería

**HISTORIA DEL POZO JUJO No. 2 - A DEL  
DISTRITO COMALCALCO**

**T E S I S**

Que para obtener el título de:

**INGENIERO PETROLERO**

**P r e s e n t a :**

**RAUL ORDAZ MORENO**



México, D. F.

1983



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## I N D I C E

	<u>PAG.</u>
INTRODUCCION .....	1
1. ANTECEDENTES GENERALES .....	5
a) Nombre y Número de Pozo .....	5
b) Nombre del Campo .....	5
c) Nombre del Distrito .....	5
d) Ubicación del Pozo .....	5
e) Coordenadas de Referencia .....	5
f) Localización .....	5
g) Situación Estructural y Objetivo .....	5
h) Situación Legal del Terreno .....	6
i) Nombre del Municipio .....	6
2. DATOS GEOLOGICOS .....	7
a) Provincia o Cuenca Sedimentaria .....	7
b) Plano de Localización Regional .....	8
c) Plano Estructural del Campo .....	8
d) Tipo de Trampa Geológica y Descripción ..	8
e) Profundidad de cada una de las formaciones Perforadas .....	9

PAG.

f) Descripción, Edad y Litología de cada una - de las Formaciones Perforadas .....	9
g) Horizontes con Contenido de Fluídos .....	16
3. CLASIFICACION DEL YACIMIENTO .....	20
a) Tipo de Yacimiento .....	20
b) Area del Yacimiento .....	20
c) Profundidad Media del Yacimiento .....	20
d) Temperatura del Yacimiento .....	20
e) Porosidad .....	20
f) Resistividad del Agua .....	20
g) Densidad de Fluídos .....	20
h) Relación Gas-Aceite .....	20
i) Coloración de Líquidos .....	20
j) Saturación Media de Agua .....	20
k) Condiciones de Producción .....	20
l) Condiciones de Separación .....	20
m) Condiciones de Presión .....	21
n) Desarrollo .....	21
ñ) Tipo de Empuje .....	21
o) Cálculo de Recuperación .....	21
4. DATOS MECANICOS DEL POZO .....	23
a) Profundidad máxima del Pozo Original .....	23

	<u>PAG.</u>
b) Pozo Unico o Gemelo .....	23
c) Tuberías Cementadas .....	23
d) Fecha de Inicio y Terminación de la Perforación .....	24
e) Equipo de Perforación (Características) ..	24
f) Diseño de las Sartas de Perforación .....	26
g) Recomendaciones de Hidráulica .....	33
h) Fecha de Inicio y Final de la Terminación - del Pozo .....	35
i) Equipo de Terminación (Características) ..	35
j) Elevación del Terreno y Mesa Rotaria .....	35
k) Barrenas empleadas en la Perforación .....	35
l) Cementaciones Realizadas .....	35
m) Distribución del Aparejo de Producción ...	42
n) Tipo de Terminación .....	43
ñ) Conexiones Superficiales .....	43
o) Intervalos Perforados .....	43
p) Avance de la Perforación .....	44
q) Terminación del Pozo (Antecedentes y Operaciones) .....	48
r) Características de los Núcleos Recuperados	51
 5. REGISTROS TOMADOS .....	 64
a) Tipo de Registro y Explicación de cada uno	

	<u>PAG.</u>
de Ellos .....	64
b) Reporte de los Registros de Desviación tomados durante la Perforación .....	70
c) Correlación de los Registros tomados, en el Intervalo de Interés .....	71
6. FLUIDOS DE PERFORACION .....	82
a) Programa de Lodos Utilizados .....	82
b) Condiciones del Lodo durante la Perforación .....	82
c) Material para Emergencias .....	82
d) Variación de la Densidad del Lodo de Perforación con respecto a la Profundidad .....	82
7. ESTIMULACIONES .....	85
a) Primera Estimulación .....	85
8. DATOS DE PRODUCCION .....	88
a) Historia de las Mediciones de Producción .....	88
9. CONCLUSIONES .....	90

#### A P E N D I C E S

APENDICE "A" Características de Diseño de las Barrenas de Perforación .....	91
---	----

	<u>PAG.</u>
APENDICE "B"      Características de los Tipos de Cementos y Aditivos empleados en las Cementaciones del Pozo      ....	96
APENDICE "C"      Características de las Tuberías de: Perforación, Revestimiento y Producción .....	101
APENDICE "D"      Procedimiento para la Colocación y uso de Centra <span style="font-variant: small-caps;">do</span> res, Raspadores y Collarines .....	103
APENDICE "E"      Características de la Termina- - ción Sencilla con Empacador en - Agujero Ademado .....	105
APENDICE "F"      Funciones de las Herramientas Em pleadas en el Aparejo de Produc- ción y Características del Empa- cador .....	109
APENDICE "G"      Características de los Lodos Em- pleados .....	111
APENDICE "H"      Aditivos Empleados en la Estimula- ción y Programa .....	115
BIBLIOGRAFIA .....	122

## INTRODUCCION

Huimanguillo, la población se localiza en las cercanías del río Mezcalapa, bordeando la Chontalpa, en la que 13 campos de gas y condensado y aceite volátil producen hoy 300,000 BPD de crudo y líquidos superligeros y 1,300 MMPCD de gas; en diciembre de 1977 se obtenían de ahí sólo 5,500 BPD de aceite y 16 MMPCD de gas en 3 campos en etapa inicial de explotación. En ese entonces el gas de la región representaba menos del 1% del total de México.

De los 500 MMPCD en que se incrementó la capacidad nacional de producción de gas durante 1981, 400 MMPCD provinieron de Huimanguillo. Esta composición habla por sí sola de la importancia de la región y subraya la necesidad de cuantificar y proyectar en el tiempo su capacidad productiva de hidrocarburos.

Varias circunstancias hacen necesario revisar nuevamente la situación de Huimanguillo y sus perfiles de capacidad de producción. Tres nuevos campos, Mora, Bellota y Muspac, se han integrado a la región y con seguridad, uno más, Jolote lo hará en breve. Por otro lado Jujo, catalogado entonces como un campo de aceite negro ligero, y cuya presencia en el área resultaba incongruente, ofrece -



ahora evidencias de contener aceite volátil, en concordancia con el esquema general de distribución de fluídos en el área; su único pozo es actualmente el máximo productor del Mezozoico con 1,600 BPD.

Referente a las características de los nuevos campos se puede decir que, de los 4 campos incorporados durante 1981 y principios de 1982 al área de Huimanguillo, 3 fueron de aceite volátil ubicados en el sector Norte, Mora, Bellota y Jujo y uno de gas y condensado en el Sur, Muspac. Cumpliendo la característica general de su sector, los primeros corresponden a estructuras de gran profundidad, baja porosidad primaria y crudo volátil muy bajo saturado.

De la capacidad de producción del Municipio de Huimanguillo se puede decir que con los ajustes consecuentes a la nueva información disponible, se recalcularon los volúmenes originales de hidrocarburos de los diversos yacimientos del área y se asignó, de acuerdo a las nuevas dimensiones areales y verticales de las estructuras, el número de pozos productores para drenarlas adecuadamente.

De los 200 pozos estimados para explotar, el Huimanguillo que hoy se conoce, la mitad se destinarán a las estructuras de aceite volátil del sector norte.

Después de un año de intenso desarrollo, un cú

mulo considerable de información se ha sumado al conocimiento que se tenía de Huimanguillo en 1981. Como es normal, algunas estimaciones quedaron por debajo de lo real (Fenix y Comoapa); otras resultaron lo espectacular que se esperaba (Agave, Giraldas, Paredón). A Cárdenas, en cambio, se le asignaron hace un año capacidades muy por debajo de lo que hoy muestra. Pero algo todavía más importante: Huimanguillo no ha dejado de crecer y no parece que vaya a dejar de hacerlo pronto.

Se confirma como la principal Provincia productora de gas del País, aparte de su considerable contribución de hidrocarburos ligeros y superligeros, que tanta demanda tienen actualmente en el mercado. Para ubicar la gran potencialidad y acelerado crecimiento de Huimanguillo, que a menos de 5 años ha iniciado su desarrollo aporta - - 1,325 MMPCD de gas, baste recordar que la producción nacional de este fluido en diciembre de 1976 ascendió a 1,960 MMPCD.

Actualmente, el desarrollo petrolero ha sido - muy extenso y rápido y es precisamente por esto que se - - cuenta con muy poca información referente a los nuevos yacimientos descubiertos.

El presente trabajo esta encaminado a que sir

va como información de los trabajos y problemas que se presentaron dentro del campo Jujo, específicamente en el pozo Jujo 2-A, del Distrito de Comalcalco en Tabasco.

Este trabajo se puede tomar como base para relacionarla tanto con otros campos o yacimientos, como para los diferentes pozos en vías de perforación dentro del mismo campo y así poder predecir contactos, litologías, producciones esperadas, etc.

Se mencionan también todas las herramientas y materiales usadas durante las operaciones efectuadas durante la perforación y terminación del pozo.

## 1. ANTECEDENTES GENERALES

- a) Nombre y Número del Pozo: Jujo 2-A.
- b) Nombre del Campo: Jujo.
- c) Nombre del Distrito: Comalcalco.
- d) Ubicación del Pozo: Terrestre.
- e) Coordenadas de Referencia:
- X = + 74208.49 Sistema.
- Y = - 36036.62 P. Gorda.
- f) Localización: A 8100 m. al S20°30' E del pozo Tecominoacán 6, cuyas -- coordenadas en el sistema P. gorda son:
- X = + 71375.9 Y = - 28451.7
- g) Situación Estructural y Objetivo:
- La estructura Jujo se sitúa al Sureste inmediato a la de Tecominacán dentro del mismo alineamiento Sunuapa-Tecominoacán. Es un cuerpo -- prominente de gran dimensión que adopta la forma de un domo alargado en dirección Norte-Sur con flancos extensos en todas direcciones; el más corto, hacia el norte, se ve interrumpido por una falla normal que separa esta estructu- ra de la de Tecominoacán. La localización se ubica en la zona culminante.

El objetivo propuesto era el de investigar la acumulación de hidrocarburos en las rocas carbonatadas del cretácico, así como en sedimentos miocénicos.

h) Situación Legal del Terreno:

La localización se ubica en el predio Z.S Tabasco 4, Asignación 84.

i) Municipio: Huimanguillo.

## 2. DATOS GEOLOGICOS

### a) Provincia o Cuenca Sedimentaria.

El campo Jujo se encuentra en la Provincia de las Cuencas terciarias del sureste la cual se encuentra dividida en subprovincias que son la de Agua Dulce, Comalcalco y Macuspana. Frente a ellas se encuentra localizada la Provincia marina de Coatzacoalcos.

Su principal fuente de sedimentos proviene de las distintas serranías o masas continentales hacia el mar, remontándose estos sedimentos -- desde el cretácico hasta la fecha.

En esta Provincia, los sedimentos terciarios depositados, en especial los del terciario inferior son de características estratigráficas peculiares de acuerdo con el medio de depósito, sin embargo en términos generales son en común de carácter regresivo cuyo retiro se llevó a cabo de Occidente a Oriente o de Norte a Sur.

Los fenómenos estructurales están influenciados por la combinación del empuje de la sierra de Chiapas y el movimiento de los núcleos salinos que subyacen a los sedimentos terciarios.

En estas Provincias se tiene producción en arenas del oligoceno y mioceno, muy poca producción en calizas (caliza macuspana) de edad mioceno-oligoceno

La falla, (planos de ruptura en las rocas, debido al desplazamiento o hundimiento de un estrato sobre otro causado por movimientos tectónicos) que atravieza a este campo es normal, llamada también de gravedad o de tensión, la cual es producto del desplazamiento del bloque de techo hacia arriba en relación al bloque de piso.

- b) Plano de Localización Regional.  
(Ver Figura II.A).
- c) Plano Estructural del Campo.  
(Ver Figura II.B).
- d) Tipo de Trampa Geológica y Descripción.

La trampa corresponde a las de tipo estructural en las que intervienen principalmente factores tectónicos como pliegues, fallas y sus combinaciones. Y como se menciona en el capítulo I inciso "g" el campo adopta la forma de un domo alargado de Norte a Sur con sus flancos extensos en todas direcciones.

e) Profundidad de cada una de las Formaciones Perforadas.

FORMACION	PROFUNDIDAD PROGRAMADA (m)	PROFUNDIDAD REAL (m)
Paraje solo	Aflora	Aflora
Filisola	876	876
Concepción Sup.	1084	1130
Concepción Inf.	1250	1250
Depósito	1300	1480
Oligoceno	Indeterminado	2920
Eoceno	3800	3260
Paleoceno	4150	3555
K. Superior	4350	4410 (MENDEZ)
K. Superior (AN.)	4350	4756 (Sn. Felipe)
K. Medio	4900	4900
K. Inferior	5200	5063

f) Descripción, Edad y Litología de cada una de las Formaciones Perforadas.

PARAJE SOLO.- Se compone de areniscas grises, verde-amarillentas pardas, con intercalaciones de lignita y lentes de grava. Los fósiles -- consisten en ostreas y gasterópodos. En forma general la formación esta constituida por -- clásticos de finos a gruesos depositados en -- aguas salobres, con fauna más bien escasa. En la localidad tipo se presentan ocasionalmente



lechos de lignitas de más de 50 cm. de espesor y hojas fósiles y restos de vegetales carbonizados.

La formación paraje solo descansa generalmente sobre los sedimentos de la formación filisola y esta cubierta en discordancia algunas veces, por la formación Agueguexquite. Su espesor - medido en la superficie varía entre los 300 y los 600 m., y se le considera como la parte superior del Mioceno Medio de la Cuenca Salina - del Istmo.

FILISOLA.- En la geología petrolera, se identifica a esta formación por sus grandes espesores de arenas y areniscas, de arenas cuarcíferas de grano fino a grueso con escasas intercalaciones de capas delgadas de lutitas suaves - de color gris azulado. Pertenece al Mioceno Medio, normalmente se encuentra encima de la - Concepción Superior, siendo su contacto aparentemente concordante no contiene fauna determinativa aunque pueden distinguirse algunos fósiles (Ostrea, Mactra, Pecten, etc.)

CONCEPCION SUPERIOR.- Los sedimentos se consideran como de mares poco profundos y litológico-

camente consta principalmente de lutitas arenosas de color azul grisáceo compactos, cuyos planos de estratificación no existen o están muy mal definidos.

Su espesor varía de 100 a 200 m. en la superficie, los fósiles característicos son Robulos - Rotalutus y Cibicides Filiselaensis Nuttall.

Esta formación se considera del Mioceno Inferior.

CONCEPCION INFERIOR.- Esta formada principalmente por lutitas bien consolidadas, mal estratificadas, de color gris, azul claro y azul -- obscuro, micacíferos, generalmente muy fosilíferos, que contienen gasterópodos y pelecípodos junto con una gran cantidad de foraminíferos.

La potencia de la formación es muy variable; - en sus afloramientos superficiales varía entre 200 y 400 m. según la localidad que se considere.

Conforme a su contenido faunístico, se le considera perteneciente al Mioceno Inferior.

DEPOSITO.- Esta formada por lutitas de color

gris a gris azulado, ligeramente arenosas, bien estratificadas con intercalaciones de cenizas -- volcánicas, cuyos espesores varían entre 30 cm. y 5 m. presenta intercalados algunas capas delgadas de areniscas.

El espesor máximo se considera del orden de - - 1000 m. Se considera perteneciente al Mioceno u Oligoceno Superior.

EOCENO.- Formada principalmente por lutitas de color que varía entre gris azulado y café, estando bien estratificadas en capas que varían - entre 1 y 3 m. Superpuestas a estas arenas se encuentran potentes espesores de lutitas gris - obscuro con ocasionales lechos lenticulares de caliza del mismo color.

Su espesor es de 400 a 600 m.

OLIGOCENO.- Esta formación es de aguas más profundas que las formaciones que tiene sobrepuestas y las que le subyacen. Consta esencial-- mente de lutitas grises, azulosas, verdes y aún negras, generalmente duras, quebradizas y muy - bien estratificadas, alternadas con capas de -- arenas, areniscas no consolidadas y areniscas - duras calcáreas.

La fauna no esta muy bien caracterizada, pero puede señalarse por la ausencia de especies comunes al Oligoceno Inferior y Superior.

Se espesor varía de 1000 a 1200 m.

PALEOCENO.- Las rocas de esta formación se encuentran subyaciendo normalmente a los sedimentos del Eoceno: Litológicamente esta formada por un potente cuerpo de lutita gris verdoso y gris oscuro, semidura a dura, arenosa, calcárea, con delgadas intercalaciones de arena gris claro y gris oscuro, de granos que varían de fino a muy fino, en partes bien cementadas por material calcáreo.

Hacia la parte inferior se observan tres cuerpos de areniscas con altas resistividades, con posible impregnación de aceite que puede significar un nuevo intervalo productor.

CRETACICO SUPERIOR (MENDEZ).- Esta formación esta constituida por margas, café rojizo a gris verdoso suave a semidura, con intercalaciones de bentonita gris a gris verdoso y verde claro, y lutita calcárea de color verde grisáceo a café suave y pequeños cuerpos de brechas formadas por fragmentos de mudstone crema

arcilloso, compacto. Su espesor varía de 220 a 300 m.

CRETACICO SUPERIOR (SAN FELIPE).- Esta constituida principalmente por mudstone arcilloso de color gris claro a gris verdoso con intercalaciones de mudstone bentonítico, gris verdoso a gris oscuro, con fracturas rellenas de caliza blanca y horizontes de bentonita verde claro y gris claro. Su espesor varía de 150 a 200 m.

CRETACICO MEDIO.- Se encuentra en una discordancia regional con el Cretácico Superior la cual omite sedimentos de ambas edades. Estas rocas están compuestas principalmente por dolomías de color blanco cremoso, gris claro y gris oscuro, microcristalina y cristalina, fracturada; hacia su parte basal se presenta ligeramente con impregnación de aceite ligero, intercristalino. Su espesor es de 250 m.

CRETACICO INFERIOR.- Se encuentra en contacto normal con el cretácico medio. En la parte superior los sedimentos están constituidos por mudstone verde claro y gris verdoso arcilloso, bentonítico y ligeramente dolomitizado, siendo

éste el horizonte que se forma para marcar el contacto litológico entre las rocas del Cretácico Medio e Inferior. La parte media y basal se caracteriza por estar formado por dolomías y calizas dolomíticas, café claro, gris claro y verde grisáceo, arcillosas, criptocristalinas y microcristalinas, con escasas fracturas selladas de calcita con impregnación de -- aceite ligero.

Su espesor es de 350 m.

g) Horizontes con Contenido de Fluidos.  
(Ver Tabla II-C).

FORMACION	INTERVALO (mbMR)	h (m)	$\phi$ (fracc)	SW (fracc)	Ih ( $m^3/m^2$ )	PREDICION
KS	4906-4910	3	0.04	0.13	0.10	ACEITE
KS	4910-4913	2	0.04	0.15	0.07	ACEITE
KS	4913-4916	2	0.08	0.17	0.13	ACEITE
KS	4916-4921	4	0.08	0.12	0.28	ACEITE
KS	4921-4925	3	0.04	0.11	0.11	ACEITE
KS	4925-4931	4	0.04	0.13	0.14	ACEITE
KS	4931-4937	4	0.07	0.09	0.25	ACEITE
KS	4937-4941	4	0.06	0.11	0.21	ACEITE
KS	4941-4950	6	0.04	0.09	0.22	ACEITE
KS	4950-4955	4	0.06	0.11	0.21	ACEITE
KS	4955-4960	3	0.04	0.11	0.11	ACEITE
KS	4960-4966	3	0.07	0.03	0.20	ACEITE
KM	4966-4969	2	0.02	0.18	0.03	ACEITE
KM	4969-4972	2	0.04	0.24	0.06	ACEITE
KM	4972-4974	1	0.03	0.14	0.03	ACEITE
KM	4974-4978	3	0.03	0.28	0.06	ACEITE
KM	4978-4981	2	0.03	0.26	0.04	ACEITE
KM	4991-4993	2	0.03	0.11	0.05	ACEITE
KM	4994-5002	4	0.07	0.04	0.27	ACEITE
KM	5006-5014	4	0.02	0.20	0.06	ACEITE
KM	5034-5041	3	0.02	0.06	0.06	ACEITE
KM	5065-5068	2	0.02	0.15	0.03	ACEITE
KI	5112-5118	4	0.02	0.20	0.06	ACEITE
KI	5126-5134	2	0.02	0.18	0.03	ACEITE
KI	5142-5147	4	0.02	0.20	0.06	ACEITE
KI	5147-5154	5	0.02	0.09	0.09	ACEITE
KI	5162-5166	2	0.02	0.07	0.04	ACEITE
KI	5209-5221	5	0.02	0.09	0.09	ACEITE
KI	5254-5773	11	0.02	0.07	0.20	ACEITE
KI	5274-5280	3	0.02	0.07	0.06	ACEITE
KI	5313-5329	9	0.02	0.07	0.17	ACEITE
KI	5329-5333	2	0.02	0.07	0.04	ACEITE
KI	5333-5336	2	0.05	0.08	0.09	ACEITE
KI	5336-5362	13	0.02	0.07	0.24	ACEITE
KI	5362-5377	10	0.02	0.07	0.19	ACEITE
KI	5377-5399	7	0.02	0.07	0.13	ACEITE
KI	5399-5421	12	0.02	0.07	0.22	ACEITE

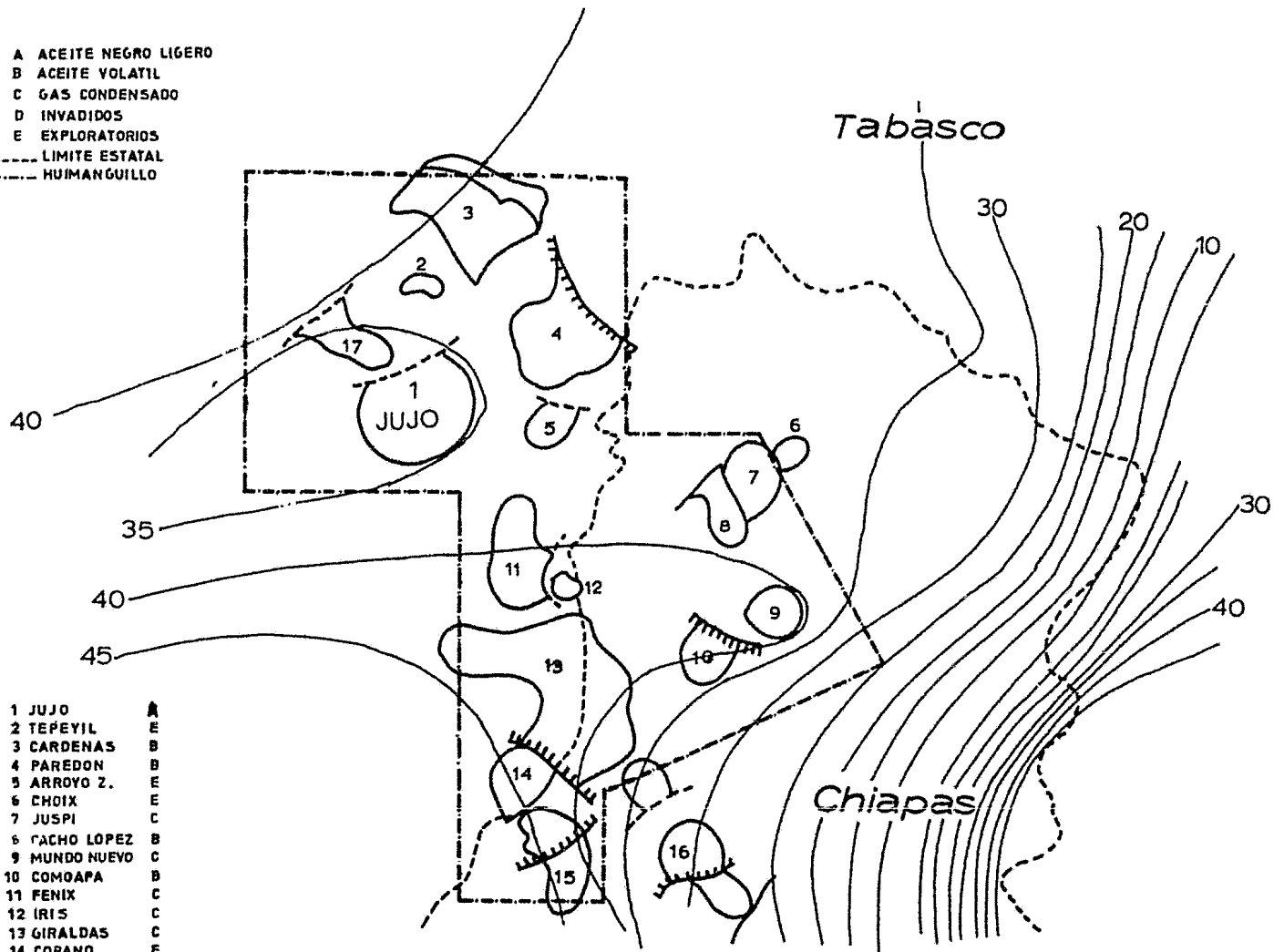
TABLA II - C

FORMACION	INTERVALO (mbMR)	h (m)	$\phi$ (fracc)	SW (fracc)	Ih ( $m^3/m^2$ )	PREDICION
KI	5421-5442	12	0.02	0.07	0.22	ACEITE
KI	5442-5453	6	0.04	0.04	0.23	ACEITE
KI	5453-5466	7	0.02	0.07	0.13	ACEITE
KI	5466-5485	13	0.02	0.07	0.24	ACEITE
KI	5485-5497	7	0.02	0.07	0.13	ACEITE
KI	5497-5502	4	0.08	0.02	0.31	ACEITE
KI	5508-5513	4	0.05	0.03	0.19	ACEITE
KI	5515-5528	10	0.04	0.04	0.38	ACEITE
KI	5536-5548	10	0.05	0.03	0.49	ACEITE
KI	5548-5562	12	0.05	0.03	0.58	ACEITE
KI	5562-5570	6	0.05	0.03	0.29	ACEITE
KI	5572-5576	3	0.04	0.04	0.12	ACEITE
KI	5577-5579	2	0.05	0.03	0.10	ACEITE
KI	5581-5586	3	0.04	0.05	0.11	ACEITE
KI	5586-5591	4	0.03	0.05	0.11	ACEITE
KI	5591-5596	4	0.04	0.04	0.15	ACEITE
KI	5596-5604	6	0.03	0.05	0.17	ACEITE
KI	5605-5613	7	0.04	0.04	0.27	ACEITE
KI	5615-5622	5	0.04	0.04	0.19	ACEITE
KI	5623-5633	7	0.04	0.04	0.27	ACEITE
KI	5633-5644	7	0.03	0.05	0.20	ACEITE
KI	5657-5664	5	0.04	0.04	0.19	ACEITE
		$h_T =$ 302 m	$\bar{\phi} =$ 0.03	$S_{\bar{W}} =$ 0.08	$Ih_T =$ 9.56 ( $m^3/m^2$ )	

TABLA II - C  
(Continuación)



- A ACEITE NEGRO LIGERO
- B ACEITE VOLATIL
- C GAS CONDENSADO
- D INVADIDOS
- E EXPLORATORIOS
- LIMITE ESTATAL
- HUIMANGUILLO



- 1 JUJO A
- 2 TEPEVIL E
- 3 CARDENAS B
- 4 PAREDON B
- 5 ARROYO Z. E
- 6 CHOIX E
- 7 JUSPI C
- 8 CACHO LOPEZ B
- 9 MUNDO NUEVO C
- 10 COMOAPA B
- 11 FENIX C
- 12 IRIS C
- 13 GIRALDAS C
- 14 COPANO E
- 15 CHIAPAS C
- 16 SUNUAPA A
- 17 TECOMINOACAN.



### 3. CLASIFICACION DEL YACIMIENTO

- a) Tipo de Yacimiento: Aceite Volátil.
- b) Area del Yacimiento: 21 Km<sup>2</sup>.
- c) Profundidad Media del Yacimiento: 5200 m.
- d) Temperatura del Yacimiento: 139°C.
- e) Porosidad: 0.03%
- f)  $R_w = 0.019 @ 146^\circ\text{C}$ .
- g) Densidad de Fluídos: 38° API.
- h) Relación Gas-Aceite: 240
- i) Coloración de Líquidos: Negro-Café.
- j) Saturación Media de Agua: 0.08%
- k) Condiciones de Producción:

CAMPO	ACEITE (MBPD)	LIQUIDOS (MBPD)	GAS (MMPCD)	POZOS ABIERTOS
Jujo	16.2	-	11.9	1

- l) Condiciones de Separación:

CONDICIONES DE SEPARACION EN %			GASTO PROMEDIO POR POZO	
ALTA	INTERMEDIA	BAJA	GAS (MMPCD)	CRUDO O LIQUIDO (MBPD)
-	-	100	11.9	16.2

m) Condiciones de Presión:

PRESIONES (Kg/cm <sup>2</sup> )			
INICIAL	ACTUAL	ROCIO	BURBUJEO
685	-	-	340

n) Desarrollo:

NUMERO DE POZOS		
PROD. ACTUALES	EN PERFORACION	NECESARIOS
1	9	16

ñ) Tipo de Empuje: Volumétrico.

o) Cálculo de Recuperación:

La recuperación ( $N_p/N$ ) se puede obtener, despejándola de la ecuación de saturación de aceite:

$$S_o = \frac{(1 - N_p/N) B_o (1 - S_w)}{B_{oi}} - (1)$$

donde se consideran como condiciones iniciales las que prevalecen en el yacimiento a la presión de saturación, por lo tanto  $P_i = p_b$ ;

$$B_{oi} = B_{ob} \text{ y } N = N_b$$

Despejando  $N_p/N$  de (1):

$$R_{ec} = \frac{N_p}{N} = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{(1 - S_w) B_o} \quad (2)$$

Esta ecuación (2) se puede deducir también de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} Rec &= \frac{\text{Vol. de aceite recuperado @ c.s.}}{\text{Vol. de aceite inicial @ c.s.}} \\ &= \frac{\text{Vol. aceite inicial @ c.s.} - \text{Vol. aceite residual @ c.s.}}{\text{Vol. de aceite inicial @ c.s.}} \end{aligned} \quad (3)$$

Tomando como base el aceite contenido en un volumen poroso unitario, se tiene:

$$Rec = \frac{S_{oi}/B_{oi} - S_o/B_o}{S_{oi}/B_{oi}} = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{S_{oi} B_o} \quad (4)$$

#### 4. DATOS MECANICOS DEL POZO

a) Profundidad Máxima del Pozo Original: 5786 m.

b) Pozo Unico o Gemelo:

Este pozo es gemelo debido a que originalmente se perforó el pozo Jujo 2 el cual se tuvo que taponar a causa de un accidente mecánico a la profundidad de 4882.0 m., consistente en un pes cado de 5 cuchillas de escariador de 5 7/8". - Se colocó tapón de cemento con 5 toneladas de cemento tipo "H" y se corrió el equipo 5 m. al frente dando principio la perforación de el po zo Jujo 2-A.

c) Tuberías Cementadas:  
(Ver Figura IV-A).

Ø	GRADO	PESO (Lb/pie)	CEMENTADA DESDE	HASTA	PESO LO DO(gr/cc)	OBSERV.
30"	B	-	0.0 m	30.0 m	1.08	Conductor
16"	J-55	84	0.0 m	1144.0m	1.19	-
10 3/4"	P-110	51	0.0 m	1353.05	1.19	Combinada
	N-80	51	1353.74	1930.63	1.19	"
	P-110	55.7	1930.63	2661.0	1.19	"
	P-110	60.7	2661.0	2894.02	1.19	"
	P-110	60.7	2894.52	2919.7	1.19	"
7 5/8"	V-150	39	2920.0	4704.0	2.08	-
5 "	P-110	18	3691.2	5783.0	1.33	-

d) Fecha de Inicio y Terminación de la Perforación:

Del 29 de mayo de 1979 al 28 de mayo de 1980.  
Habiéndose programado un tiempo de 205 días y  
teniéndose un tiempo real de 364 días de perforación.

e) Equipo de Perforación (Características):

EQUIPO DE PERFORACION  
(Diesel Eléctrico Terrestre)

NUMERO	MODELO	MARCA	CAPACIDAD	SISTEMA	TIPO	POTENCIA MAXIMA DE ENTRADA AL MALACATE
PEMEX 302	IDECO	G.E.	5000 lb.	CD/CD	EXCITACION ESTATICA	2000

M A S T I L

MARCA	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (lb)
Full V	165	1 000 000

M A L A C A T E

MARCA	MODELO	CABLE Ø	H.P. NOMINAL	CAOPERACION
IDECO	E-2100 DE.	1 3/8"	2000	339 C/12L

MOTORES DEL MALACATE

CANTIDAD	MODELO DEL GENERADOR ELECTRICO	H.P.	R.P.M.
2	752	800	1200

BOMBAS DE LODO

CANTIDAD	MARCA	MODELO	H.P.	CARRERA	MAX.E.P.M.	MAX.PRES	CAMISA
2	IDECO	1450 DPX	1625	18"	65	3010	7"

MOTORES DE LAS BOMBAS DE LODO

CANTIDAD	MARCA	MODELO	CORRIENTE	H.P.	R P M
2	G.E.	752	DIRECTA	800	1200

PLANTAS DE LUZ

No.	GENERADOR			MOTORES	
	MARCA	MODELO	KWN	MARCA	MODELO
1	CATERPILLAR	350-TH	450	CATERPILLAR	D-379
2	CATERPILLAR	350-H	400	CATERPILLAR	D-379



CAPACIDAD PARA INTRODUCIR T.R.

T.R.	LONGITUD	CARGA TOTAL (1b)
10 3/4"	3500	700,000
7 5/8"	5400	700,000

CAPACIDAD DEL FRENO ELECTROMAGNETICO Y CAPACIDAD TR 10 3/4"

8 LINEAS		10 LINEAS		12 LINEAS	
TONELADAS	METROS	TONELADAS	METROS	TONELADAS	METROS
131	1800	186	2545	234	3200

f) Diseño de las Sartas de Perforación:  
(Ver Figura IV-C, IV-D y IV-E)

I. Sarta de Perforación No. 1:

Profundidad Programada: 2920.0 m.  
 Diámetro de Barrena: 14 3/4"  
 Ultima TR: 16" a 1150 m.  
 Boca Liner: - a - m.  
 Densidad del Lodo: 1.40 gr/cm<sup>3</sup>.

LONG. TONS.(AIRE)

<u>3</u>	LASTRA BARRENAS	<u>9<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"</u> D.E. x <u>3"</u> D.I.	<u>27 m.</u>	<u>8.721</u>
<u>9</u>	"	<u>8"</u> D.E. x <u>3"</u> D.I.	<u>81 m.</u>	<u>18.200</u>
<u>18</u>	"	<u>4<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"</u> D.E. x <u>2<sup>3</sup>/<sub>4</sub>"</u> D.I.	<u>162 m.</u>	<u>10.144</u>
			TOTAL	<u>270 m.</u> <u>37.065</u>

MARGEN PARA JALAR-MOP. 30 TONS.

TUBERIAS DE PERFORACION

DIAMETRO	JUNTA	GRADO	PESO NOM. lb/Pie	PESO AJUST. WTP(Kg/m)	CLASS. API	TENSION R <sub>t</sub> (Kg)
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	F.H.	E	16.6	26.37	2	106404
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	F.H.	X-95	16.6	27.28	2	134779

CALCULOS

\* FACTOR DE FLOTACION  $F_b = 1 - \frac{\sigma_m}{7.85} = 1 - \frac{1.40}{7.85} = 0.822$

\* PESO  $H_{TA} (W_{HTA}) = 30.476$  Tons.

$$L_n = \frac{R_{tn} - R_{tn-1}}{W_{TPN} \times F_b} \quad * \quad L_1 = \frac{R_{t1} - (W_{HTA} + MOP)}{W_{TP1} \times F_b} =$$

$$\frac{106404 - (30467 + 30000)}{26.37 \times 0.822} = 2119 \text{ m.}$$

$$W_{L1} = 2119 \times 26.37 \times 0.822 = 45.937 \text{ Tons.}$$

$$* L_2 = \frac{R_{t2} - R_{t1}}{W_{TP2} \times F_b} = \frac{134779 - 106404}{27.28 \times 0.822} = 1261 \text{ m.}$$

De los cuales sólo usaremos 531 m.

$W_{L2}$  a usar =  $531 \times 27.28 \times 0.822 = 11.907$  Tons.

- SARTA PARA PERFORAR -

SECCION	LONG.(m)	DIAMETRO	GRADO	PESO DE LA - SECCION (Tons)
DC-HW	270	9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "-8"-4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " HW	-	30.467
1	2119	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	E C-2	45.937
2	531	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	X-95 C-2	11.907
	<hr/>			<hr/>
	2920			88.311

Márgen Real para Jalar: 30 Tons.

Longitud Total de la Sarta: 2920 m.

Peso Total de la Sarta: 88311 Kg.

\* (Ver Figura IV-C).

II. Sarta de Perforación No. 2:

Profundidad Programada: 4756 m.

Diámetro de Barrena: 9<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"

Ultima TR: 10<sup>3</sup>/<sub>4</sub>" a 2920 m.

Boca Liner: - a - m.

Densidad de Lodo: 2.08 gr/cm<sup>3</sup>.

		LONG.(m)	TONS.(AIRE)
18	LASTRA BARRENAS $7\frac{1}{4}$ " D.E. x $2\frac{3}{4}$ " D.I.	162	28.933
18	HEAVI WATER <u>5"</u> D.E. x <u>3"</u> D.I.	162	12.075
	TOTAL	324	41.008

Márgen para Jalar-MOP = 30 Tons.

#### TUBERIAS DE PERFORACION

DIAMETRO	JUNTA	GRADO	PESO NOM.	PESO AJUST. WTP	CLASS. API	TENSION $R_t$
5"	XH	E	29.5	31.27	2	127390
5"	XH	X-95	29.5	31.79	2	161361
5"	XH	GX-105	29.5	32.18	2	178347

#### CALCULOS:

$$* \text{ FACTOR DE FLOTACION } F_b = 1 - \frac{S_m}{7.85} = 1 - \frac{2.08}{7.85} = 0.735$$

$$* \text{ PESO HTA } (W_{HTA}) = 30.41 \text{ Tons. (Lodo)}$$

$$* L_1 = \frac{R_{t1} - (W_{HTA} + \text{MOP})}{W_{TP1} \times F_b} = \frac{127390 - (30410 + 30000)}{31.27 \times 0.735} = 2926\text{m}$$

$$W_1 = 2926 \times 31.27 \times 0.735 = 67239 \text{ Tons.}$$

$$* L_2 = \frac{161361 - 127390}{31.79 \times 0.735} = 1454 \text{ m.}$$

$$W_2 = 1454 \times 31.79 \times 0.735 = 33965 \text{ Tons.}$$

$$* L_3 = \frac{178347 - 161361}{32.18 \times 0.735} = 52 \text{ m.}$$

$$W_3 = 52 \times 32.18 \times 0.735 = 1230 \text{ Tons.}$$

- SARTA DE PERFORACION -

SECCION	LONG.(m)	DIAMETRO	GRADO	PESO DE LA SECCION (Kg)
DC	162	O.D 7 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> ", I.D 2 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	-	-
HW	162	O.D 5", I.D 3"	E	30141
TP	2926	5"	E	67239
TP	1454	5"	X-95	33965
TP	52	5"	GX-105	1230
	<u>4756</u>			<u>132575</u>

Márgen Real para Jalar: 30 Tons.

Longitud Total de la Sarta: 4756 m.

Peso Total de la Sarta: 132575 Kg.

\* (Ver Figura IV-D).

III. Sarta de Perforación No. 3.

Profundidad Programada: 6000 m.

Diámetro de Barrena: 6<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"

Ultima TR: 7<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" a 4704 m.

Boca Liner: - a - m.

Densidad del Lodo: 1.35 gr/cm<sup>3</sup>.

	LONG.(m)	TONS.(AIRE)
<u>30</u> LASTRA BARRENAS <u>5"</u> DE x <u>2<sup>1</sup>/<sub>4</sub>"</u> D.I.	<u>270</u>	<u>24.411</u>
TOTAL	<u>270 m</u>	<u>24.411</u> Tons

Márgen para Jalar-MOP = 30 Tons.

#### TUBERIAS DE PERFORACION

DIAMETRO	JUNTA	GRADO	PESO NOM.	PESO AJUST. WTP	CLASS. API	TENSION (R <sub>t</sub> )
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	IF	E	19.81	20.65	2	86829
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	IF	X-95	19.81	21.33	2	109984
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	IF	X-105	19.81	21.42	2	121984
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	IF	S-135	19.81	22.27	2	156293

#### CALCULOS :

$$* \text{FACTOR DE FLOTACION } F_b = 1 - \frac{\delta_m}{7.85} = 1 - \frac{1.35}{7.85} = 0.828$$

$$* \text{PESO HTA } (W_{HTA}) = 17.728 \text{ Ton. (lodo)}$$

$$* L_1 = \frac{R_{t1} - (W_{HTA} \times MOP)}{W_{TP1} \times F_b} = \frac{86829 - (17728 + 30000)}{20.65 \times 0.828} = 2286 \text{ m}$$

$$* W_{L1} = 20.65 \times 0.828 \times 2286 = 39086 \text{ Kg.}$$

$$* L_2 = \frac{R_{t2} - R_{t1}}{W_{TP2} \times F_b} = \frac{109984 - 86829}{21.33 \times 0.828} = 1311 \text{ m.}$$

$$W_{L2} = 1311 \times 21.33 \times 0.828 = 23154 \text{ Kg.}$$

$$* L_3 = \frac{R_{t3} - R_{t2}}{W_{TP3} \times F_b} = \frac{121561 - 109984}{21.42 \times 0.828} = 652 \text{ m.}$$

$$W_{L3} = 652 \times 21.42 \times 0.828 = 11563 \text{ Kg.}$$

$$* L_4 = \frac{R_{t4} - R_{t3}}{W_{TP4} \times F_b} = \frac{156293 - 121561}{22.27 \times 0.828} = 1883 \text{ m.}$$

De las cuales se usarán solamente 1481 m.

$$W_{L4} = 27309 \text{ Kg.}$$

- SARTA DE PERFORACION -

SECCION	LONG.(m)	DIAMETRO	GRADO	PESO DE LA SECCION (Kg)
DC	279	5"	-	17728
L <sub>1</sub>	2286	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	E	39086
L <sub>2</sub>	1311	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	X-95	23154
L <sub>3</sub>	652	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	X-105	11563
L <sub>4</sub>	1481	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	S-135	27309
				118840 Kg.
6000 m.				

Márgen Real para Jalar: 30 Ton.

Longitud Total de la Sarta: 6000 m.

Peso Total de la Sarta: 118840 Kg.

\* (Ver Figuera IV-E).

g) RECOMENDACIONES DE HIDRAULICA: (Ver Tablas IV-F y IV-G)

VASTAGO		3 1/8"		INTERVALO DE 30 m.				HASTA 1150 m.		Ø POZO = 22"			
BOMBA No. 1	<u>IDECO</u>	MODELO	<u>1450 DPX</u>	CARRERA	<u>18"</u>	CAMISA	<u>7"</u>	MAX. EPM	<u>65</u>	MAX. PRESION	<u>3010</u>		
H P	<u>1625</u>					CAMISA	<u>7"</u>	MAX. EPM	<u>50</u>	MAX. PRESION	<u>2400</u>		
												(PSI)	
BOMBA No. 2	<u>IDECO</u>	MODELO	<u>1450 DPX</u>	CARRERA	<u>18"</u>	CAMISA	<u>7"</u>	MAX. EPM	<u>65</u>	MAX. PRESION	<u>3010</u>		
H P	<u>1625</u>					CAMISA	<u>7"</u>	MAX. EPM	<u>50</u>	MAX. PRESION	<u>2400</u>		
DENSIDAD gr/cc	lb/gal.	V <sub>p</sub>	Y <sub>p</sub>	PROF.	TP = 4 1/2" D.E. Peso = 16.6 lb/pies Junta = F. H. D. I. = 3.826"		No. Drill Collars	Long. D.E. (m)	D.I. (")	D.I. (")	CONEXIONES SUPERFICIALES CASO No. <u>3</u>		
1.08	9.0	8	1	350									
1.08	9.0	8	1	350									
1.15	9.60	10	1.5	1150			3	27	9 1/2"	3"			
1.15	9.60	10	1.5	1150			9	81	8"	3"			
PROF.	PRESION TRABAJO	CAMISA	EPM	GPM	INPUT, H P	VELOCIDAD ANULAR TP	VELOCIDAD CORTE	PERDIDAS SISTEMA	PRES. DISP.	TOBERAS	VEL. TOB.	HP	HP/pulg <sup>2</sup>
274	2200	7"	96	950	1434	51 ft/min.	28 ft/min.	858	1342	18 18 20	379	744	2
693	2200	7"	96	950	1434	51 ft/min.	28 ft/min.	1100	1100	18 20 20	354	609	1.6
855	2400	7"	86	850	1466	45 ft/min.	19 ft/min.	960	1440	16 18 18	393	714	2
1103	2400	7"	86	850	1466	48 ft/min.	22 ft/min.	1032	1368	16 18 18	383	678	1.8

TABLA IV - F.



INTERVALO DE 1150 m. HASTA 2950 m.										Ø POZO = 14 3/4"			
BOMBA No. 1	<u>IDECO</u>	MODELO	<u>1450 DPX</u>	CARRERA	<u>18"</u>	CAMISA	<u>7"</u>	MAX. EPM	<u>65</u>	MAX. PRESION	<u>3010 PSI</u>		
H P	<u>1625</u>					CAMISA	<u>7"</u>	MAX. EPM	<u>62</u>	MAX. PRESION	<u>2400 PSI</u>		
BOMBA No. 2	<u>IDECO</u>	MODELO	<u>1450 DPX</u>	CARRERA	<u>18"</u>	CAMISA	<u>7"</u>	MAX. EPM	<u>65</u>	MAX. PRESION	<u>3010 PSI</u>		
H P	<u>1625</u>					CAMISA	<u>7"</u>	MAX. EPM	<u>62</u>	MAX. PRESION	<u>2400 PSI</u>		
DENSIDAD gr/cc	lb/gal.	V <sub>p</sub>	Y <sub>p</sub>	PROF.	TP = 5" D.E. Peso = 19.5 lb/pie Junta = XII D.I. = 4.276	No. DRILL COLLARS	LONG. (m)	D.E.	D.I.	CONEXIONES SUPERFICIALES CASO No. 3			
1.15	9.60	12	3	1500		3	27	9 1/2"	3"				
1.20	10.0	13	4	2000		9	81	8"	3"				
1.30	10.83	16	6	2500		18 HW	162	5"	3"				
1.40	11.66	19	7	2700									
1.50	12.5	24	9	2950									
PROF.	PRESION TRABAJO	CAMISA	EPM	GPM	INPUT, H P	VELOCIDAD ANULAR ft/min.	VELOCIDAD CORTE ft/min.	PERDIDAS SISTEMA	PRES. DISP.	TOBERAS	VEL. TOB.	H.P.	HP/pulg <sup>2</sup> .
1219	2200	7"	67	650	981	83	70	836	1364	15 15 15	403	517	3
1829	2200	7"	62	600	981	83	71	880	1320	15 15 16	385	462	2.9
2134	2200	7"	56	550	755	70	48	836	1364	14 14 14	373	437	2.5
2439	2400	7"	56	550	906	70	71	984	1416	14 14 15	373	454	2.7
2740	2400	7"	46	450	741	57	54	792	1608	12 13 13	390	422	2.5

TABLA IV - G.

\* NOTA: Se utilizarán las 2 bombas (65 EPM c/u) ya que son necesarias de 86 a 96 EPM.

h) Fecha de Inicio y Final de la Terminación del Pozo:

Del 30 de agosto de 1980 hasta el 18 de octubre de 1980.

i) Equipo de Terminación (Características):

Se utilizó el mismo equipo usado para la perforación y por lo tanto tienen las mismas características.

j) Elevación del Terreno: 26.620 m.

Elevación de la Mesa Rotaria: 36.786 m.

k) Barrenas Empleadas en la Perforación: (\*)

(Ver Tabla IV-H).

l) Cementaciones Realizadas: (\*\*)

L-1) Cementación del tubo conductor de 30" -- grado "B" hasta una profundidad de 30 m. desde la superficie; cementada con 10 toneladas de cemento tipo "G" y desplaza-

(\*) Se recomienda ver Apéndice "A".

(\*\*) Se recomienda ver Apéndice "B".

do con  $13.5 \text{ m}^3$ . de agua. Teniéndose como objetivo el aislar acuíferos superficiales mal consolidados y tener un medio para la circulación del fluido de perforación.

- L-2) Cementación de la TR de 16", J-55 y 84 lb/pie desde la superficie hasta 1144 m. Se cementó con 80 toneladas (tipo H), al 0.2% de HR-4 con previo bache de 20 bls. de agua, se desplazó con  $119 \text{ m}^3$ . de lodo LSF (1.19 gr/cc) y terminó de desplazar con  $10 \text{ m}^3$ . de agua por pérdida parcial.

Se tuvieron una presión final de  $70 \text{ Kg/cm}^2$  saliendo lodo floculado a la superficie, y una presión máxima de  $55 \text{ Kg/cm}^3$ . No salió cemento a la superficie.

Se probó cabezal y preventores con - -  $60 \text{ Kg/cm}^2$ . y válvulas laterales con - -  $210 \text{ Kg/cm}^2$ . 10 centradores.

El objetivo es ademar el agujero para -- permitir elevar la densidad del lodo y - continuar perforando.

L-3) Cementación de la TR de  $10^{3/4}$ " combinada P-110 51 lb/pie, N-80 51 lb/pie, P-110 - 55.7 lb/pie y P-110 60 lb/pie. Esta cementación se realizó en 2 etapas, consistitiendo la primera de ellas en cementar a través del cople "G" a 1353 m. con 50 toneladas de cemento tipo "H" con THIX-SET, 0.2% de HR-12, previo bache de  $3 \text{ m}^3$ . de agua con supercaltex y  $1 \text{ m}^3$ . de agua; teniéndose una densidad de lechada de - - 1.55 gr/cc., se desplazó con 418 bls. y teniéndose una presión de desplazamiento de  $63 \text{ Kg/cm}^2$ ., presión final de  $105 \text{ Kg/cm}^2$ . Se tuvo una circulación normal, - se checó el cierre del cople y no salió cemento a la superficie.

La segunda etapa consistió en cementar - la TR de  $10^{3/4}$ " hasta 2920 m. con 40 toneladas de cemento tipo "H" al 0.3% de - RC-301, previo bache de  $3 \text{ m}^3$ . de agua; - se tuvo una densidad de lechada de 1.87 gr/cc. se desplazó con  $143 \text{ m}^3$ . de lodo y se tuvieron las siguientes presiones: - P final de  $60 \text{ Kg/cm}^2$ ., abatiéndose a - -  $0 \text{ Kg/cm}^2$ . de inmediato, P de desplaza- -

miento de 35 Kg/cm<sup>2</sup>. Se checó el equipo de flotación.

La distribución de la TR 10 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>" fué la siguiente:

2920	- 2919.7	Zapata Guía.
2919.7	- 2894.52	2 tramos P-110, 60.7 lb/pie, 8 hrr
2894.52	- 2894.02	Cople flotador.
2894.02	- 2661.00	24 tramos P-110, 60.7 lb/pie, 8 hrr
2661.0	- 1930.63	60 tramos P-110, 55.7 lb/pie, 8 hrr
1930.63	- 1353.74	53 tramos N-80, 51 lb/pie, 8 hrr.
1353.74	- 1353.05	Cople "G".
1353.05	- 0.0	119 tramos P-110, 51 lb/pie, 8 hrr.

La TR llevó 30 centradores. Se probaron cabezal y conexiones a 210 Kg/cm<sup>2</sup>. y después de cementada a 70 Kg/cm<sup>2</sup>.

El objetivo fué el de aislar la columna de baja presión y permitir cambiar la base al fluído de perforación.

L-4) Cementación de TR 7 <sup>5</sup>/<sub>8</sub>" V-150, - -

39 lb/pie (corta desde 2920.0 a 4703 m) con 22.5 toneladas de cemento tipo "G" - al 35% SSA-1, 5% KCI 0.6% HALLAD 22-A, 1% CFR-2, 0.8% HR-12 y 23 lb/5 Kg. de HIDENSE-3, con una densidad de lechada - de 1.98/2.04 gr/cm<sup>3</sup>. previo bache de - 6 m<sup>3</sup>. de SAM IV, de densidad 2.04 gr/cm<sup>3</sup>, soltó tapón y desplazó con 67.4 m<sup>3</sup>. de lodo drilex de 2.08 gr/cc., obteniéndose presión de desplazamiento de 140/160 Kg/cm<sup>2</sup>., se observó acoplamiento de tapones rompiendo pernos con 135 Kg/cm<sup>2</sup>., presión final de 154 Kg/cm<sup>2</sup>., checando equipo de flotación. Se observó pérdida parcial de 15 m<sup>3</sup>. de lodo.

La TR de 7 5/8" quedó distribuída de la siguiente manera:

4703.00 - 4702.44 Zapata flotadora.  
 4702.44 - 4681.53 2 tramos V-150, 39 lb/pie BCE.  
 4681.53 - 4680.97 Cople flotador.  
 4680.97 - 4672.41 1 tramo V-150, 39 lb/pie BCE.  
 4672.41 - 4672.13 Cacher Sub.  
 4672.13 - 4660,96 1 tramo V-150, 39 lb/pie BCE.  
 4660.96 - 4660.68 Cople de retención tipo II.  
 4660.68 - 2800.71 180 tramos V-150, 39 lb/pie BCE.  
 2800.71 - 2800.43 Combinación, (P) Buttress a (c) 8 hrr.  
 2800.43 - 2796.71 Colgador hidráulico "CMC" .  
 2796.71 - 2795.91 Unión giratoria.  
 2795.91 - 2792.88 Colgador mecánico "CMC".  
 2792.88 - 2791.87 Receptáculo pulido "PBR".  
 2791.87 - 2790.02 Camisa.

La TR se equipo con 30 centradores. Se probó cabezal y línea de estrangulación - con 359 Kg/cm<sup>2</sup>.

El objetivo del ademe es aislar la columna de lutitas hidrófilas y de presión - anormal, para tener un medio de disminuir la densidad al lodo para continuar perforando.

L-5) Cementación de la TR de 5" P-110 18 lb/pie desde 3691 m.hasta 5783 m., con 30 toneladas de cemento HTLD con 6% SSA-2, 1% HR-12, 0.8% LWL, 0.75 CFR-2, 6.6%/5 Kg. gilsonita; con una densidad de lechada de 1.58 - gr/cc., previo bache de 5 bls. de agua --

dulce, desplazó lechada con  $47.36 \text{ m}^3$ . de lodo LSE  $1.33 \text{ gr/cc}$  teniéndose una presión de desplazamiento de  $88 \text{ Kg/cm}^2$ ., a  $105 \text{ -- Kg/cm}^2$ . se verificó el acoplamiento de ta pones con volúmen calculado. Durante la operación se observó circulación normal - con un gasto de  $6 \text{ bls/min.}$ , presión final de  $0 \text{ Kg/cm}^2$ .

La TR de 5" quedó distribuída de la si- - guiente manera:

5783.00 - 5782.50 Zapata flotadora 5" TV.  
5782.50 - 5759.20 2 tramos P-110 18 lb/pie, BCE.  
5759.20 - 5756.62 Cople flotador.  
5756.62 - 5747.14 1 tramo P-110, 18 lb/pie, BCE.  
5747.14 - 5746.95 Cople de retención.  
5746.95 - 4308.06 128 tramos P-110, 18 lb/pie, BCE.  
4308.06 - 4307.87 Combinación BCE a 8 hrr.  
4307.87 - 3701.49 54 tramos P-110, 18 lb/pie, 8 hrr.  
3701.49 - 3700.85 Swivel.  
3700.85 - 3698.55 Colgador mecánico.  
3698.55 - 3694.15 PBR.  
3694.15 - 3692.29 C-2.

La TR se equipó con 40 centradores.

El objetivo del ademe fué el de aislar -- los horizontes impregnados con hidrocarbu ros de los de agua salada y permitir su - explotación.



L-6) Recementación de la Boca Liner de  $10^3/4$ " a 2774 con retenedor de cemento Mercury "K" utilizando 20 toneladas de cemento tipo "H" al 0.70% CFR-2, 0.3% HR-12 5% KC1, con una densidad de lechada de 1:94/2.00 gr/cc se conectó Stinger e inyectó 90 bls, obteniéndose una presión de admisión de 70 Kg/cm<sup>2</sup>., presión máxima de 84 Kg/cm<sup>2</sup>., presión final de 50 Kg/cm<sup>2</sup>. y un gasto de 2 bls/min.

L-7) Recementación de la Boca Liner de 5" con retenedor de cemento Mercury "K", se inyectaron 10 bls de agua y 15 toneladas de cemento tipo "H" más 35% SSA-1, 0.4% HR-12 y 1.0% HALAD 22-A teniéndose una densidad de lechada de 1.90 gr/cc la cual se inyectó o desplazó con 87 bls de lodo teniéndose una presión de inyección de 42 Kg/cm<sup>2</sup>, presión máxima y final de 63 Kg/cm<sup>2</sup>.

m) Distribución del Aparejo de Producción (Accesorios): \*(Ver Figura IV-B)

\* Se recomienda ver Apéndice "F".

5400 - 5408 m. Multi "V" 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" con 15 unidades de sello y tope localizador.

5380.1 - 5400 2 tramos N-80, 4.7 lb/pie 8 hrr.

5379.3 - 5380.1 Camisa otis "XA" 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" cerrada.

3482.13 - 5379.3 1270 m. de TP 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" N-80 4.7 lb/pie 8 hrr.

3482.03 - 3482.13 Combinación 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" x 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" 8 hrr.

3459.89 - 3482.03 2 tramos TP 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" C-75, 9.3 lb/pie 8 hrr.

3459.01 - 3459.89 Camisa OTIS "XA" 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" cerrada.

3459.89 - 0.0 TP 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" C-75, 9.3 lb/pie 8 hrr.

n) Tipo de Terminación: (\*\*)

Se realizó una terminación sencilla, en el intervalo que de acuerdo con el análisis de los Registros Geofísicos, presentó mejores condiciones para su explotación.

ñ) Conexiones Superficiales:

Cabezal de Tuberías: 16" x 10<sup>3</sup>/<sub>4</sub>".

Arbol de Válvulas: 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" (5 m) cameron.

Niple Colgador: Cameron.

o) Intervalos Perforados:

Este pozo tiene actualmente un intervalo perforado que es de 5547-5570. Esta operación se realizó con pistolas Scallop de 1<sup>9</sup>/<sub>16</sub>" con 4 - agujeros por metro.

(\*\*) Se recomienda ver Apéndice "E".

p) Avance de la Perforación (en la Tabla IV-I, se indica en forma gráfica y en la siguiente Tabla los problemas que se presentaron durante esta y las operaciones más importantes realizadas):

PROFUNDIDAD (m)	PROBLEMAS Y OPERACIONES
30	Introducción y cementación del conductor de 30".
821	Se tapona una tobera de la barrena de 18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " y es destapada con 210 Kg/cm <sup>2</sup> . Acondicionamiento del lodo de 1.08 a 1.15 gr/cc.
1150	Cementación de la TR 16", J-55, 84 lb/pie. Se acondiciona el lodo por floculación. Se instala cabezal 16" Cameron S-3000 brida y carrete espaciador. Sentó preventor Cameron 16 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> " T-V-5000 lb/pg <sup>2</sup> ., se instalan válvulas del cabezal. Se prueban preventor y cabezal con 60 Kg/cm <sup>2</sup> . y válvulas laterales con 210 Kg/cm <sup>2</sup> .
1292	Se reparó la válvula de seguridad, se probó la TR con 70 Kg/cm <sup>2</sup> .
2070	Reparación del circuito central SCR-1-2 y se probó el Swivel.
2920	Cementación de la TR 10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> " combinada, en dos eta

PROFUNDIDAD (m)	PROBLEMAS Y OPERACIONES
	pas. Cambio de lodo LSE por E.I. Se observan fugas por las camisas. Rompimiento de la cámara -- Fawick rotaria y se repara el malacate.
4495	Desmantelación de las bombas y se reparan. Se observa un derrumbe pues la sarta de perforación se mueve en forma constante y se circula desalojando bastante recorte.
4704	Recementación de la B.L. $10^3/4''$ por posible rotura. Cementación de la TR $7^5/8''$ corta V-150, 39 lb/pie. Se cambió lodo Drilex por LSE. Se suspende perforación por pérdida parcial de lodo - - ( $6\text{ m}^3$ ) y se observa un abatimiento de presión. Se recupera $1/2$ Kg. de chatarra (pedazos de cuñas).
4862	Se probó cabezal $10^3/4''$ y línea de estrangulación con $359\text{ Kg/cm}^2$ .
5035	Con U.G. se toman registros Microlog (5033-4704), Doblelaterolog (4988-4761), de Inducción (4707-5031) y Neutrón Compensado (5033-4660).
5042	Con muestrero $4^3/4''$ x $2^5/8''$ se obtiene núcleo No.1 de 5035 a 5042.
5217	Con muestrero $4^3/4''$ x $2^5/8''$ se recupera el Núcleo

PROFUNDIDAD (m)	PROBLEMAS Y OPERACIONES
	No. 2 de 5212-5217.
5275	Se toman registros de: Laterolog (5275-5100), -- sísmico en 21 niveles (5528-5275) y se acondiciona la sonda del doble laterolog (5275-4700).
5413	Con muestrero 4 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> " x 2 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " se recupera núcleo -- No. 3. Se observa gasificación bajando la densidad del lodo. Se controla la contaminación.
5500	Opera la U.G tomando Registro de Inducción (5500-5075) Microlaterolog (5500-5120), doble Laterolog (5500-5125), Neutrón compensado (5500-5075), Sóni co de porosidad (5518-4700) y sónico ae coples -- (5512-4700).
5786	Se toman los registros siguientes: Doble Laterolog (5780-5400), Neutrón compensado (5780-5400) - R.I. (5769-5317), Microlog (5780-5410), Sónico de porosidad (5780-4705), Sónico compresional (5780-4700), Temperatura (5780-4550), Doble laterolog - (5735-5350), Microesférico (5718-5703), RI (5776-5702), Echados (5782-4692), Densidades (5781-4701). Se prueba cabezal y líneas superficiales con 350 Kg/cm <sup>2</sup> . Cementación de TR 5", P-110 18 lb/pie. -- Con retenedor de cemento de 5" Mercury ancló a --

PROFUNDIDAD (m)	PROBLEMAS Y OPERACIONES
	<p>5693, se probó la efectividad de los sellos, probó por TP con Pinyección de <math>210 \text{ Kg/cm}^2</math>. inyectando 20 bls. con <math>Q = 1.5 \text{ bl/min.}</math> por TR con <math>63 \text{ Kg/cm}^2</math>. - (abatiéndose a <math>35 \text{ Kg/cm}^2</math>) bombeando 9 bl, regresando 2 bls., bombeo de 20 toneladas de cemento tipo "H" inyectando con 120 bls. y <math>P_{\text{máx}} = 210 \text{ Kg/cm}^2</math>. - notando circulación por espacio anular, se intentó circular inversa sin éxito, se saca T.P.</p> <p>Se metió y ancló RTTS <math>7\frac{5}{8}</math>" a 3676 m. y se efectuó prueba de admisión con <math>84 \text{ Kg/cm}^2</math>. admitiendo 2 bls, y se abatió la presión a <math>40 \text{ Kg/cm}^2</math>. en 1 min., se inyectaron 14 bls. regresando 5 bls. represionando se la TR con <math>70 \text{ Kg/cm}^2</math>. durante la operación, se saca RTTS a la superficie. Con molino de <math>4\frac{1}{8}</math>" se encontró la cima de cemento a 5159 y se rebaja hasta 5485, se cambia a molino de <math>4\frac{1}{16}</math>" y se rebaja a 5555 m.</p>
5786	<p>Con retenedor de cemento Mercury "K" <math>7\frac{5}{8}</math>" se efectuó prueba de admisión a la boca del liner de 5" - observándose: P admisión de <math>63 \text{ Kg/cm}^2</math>. Pinyección de <math>91 \text{ Kg/cm}^2</math>., Quinyección de <math>2.5 \text{ bl/min}</math>; se inyectaron 10 bls. y se efectuó la recementación de la B.L. de 5".</p> <p>Pasa a terminación.</p>

q) Terminación del Pozo:

q.1) Antecedentes:

a) Profundidad total .....	5786 m.
b) Cima del tapón de cemento ..	3663
c) Retenedor de cemento Mercury "K" 7 5/8" .....	3674.67
d) Cima del tapón de cemento ..	5600
e) Retenedor de cemento Mercury "K" 5" .....	5693
f) Profundidad interior (cople de retención) .....	5746
g) Tuberías cementadas	
Conductora 30" .....	0-30
16" .....	0-1144
10 3/4" .....	0-2919.7
7 5/8" .....	2920-4704
5" corta .....	3691.2-5783

q.2) Operaciones:

La unidad de geofísica lavó el pozo. Se metió y ancló el empacador de 5" 415-01 a 5400 m. Sacó soltador y metió 2000 m. de TP de 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" N-80, 9.3 lb/pie, se arma la TP 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>", N-80, 4.7 lb/pie, 8 hrr, 42 tramos. Con TP franca combinada a 1725 ins<sub>tala</sub> conexiones superficiales, líneas del cabezal de 10<sup>3</sup>/<sub>4</sub>" y se prueban las conexiones de control.

Se arma el aparejo de producción, para empacador 415-01 anclado a 5400 m., de la forma siguiente:

Multi "V"  $2\frac{3}{8}$ " con 15 u/s y tope localizador.

2 tramos de TP N-80 4.7 lb/pie 8 hrr.

Camisa OTIS "XA"  $2\frac{3}{8}$ " cerrada.

1270 m. de TP  $2\frac{3}{8}$ " N-80 4.7 lb/pie 8 hrr.

Combinación  $2\frac{3}{8}$ " x  $3\frac{1}{2}$ " 8 hrr.

2 tramos de TP  $3\frac{1}{2}$ " C-75, 9.3 lb/pie -  
8 hrr.

Camisa OTIS "XA" cerrada.

TP  $3\frac{1}{2}$ " C-75, 9.3 lb/pie 8 hrr.

Se metió el aparejo de producción a 5379 m, y se calibró con sellos de plomo a 5370 m. se efectuó el ajuste y se instaló y probó bola con  $70 \text{ Kg/cm}^2$ . Al instalarse el  $1/2$  árbol y probarse con  $700 \text{ Kg/cm}^2$ . se quedó la parte inferior del probador en el pozo. Saco aparejo a 5391 m. recuperando 60% del pescado; se metió sello de plomo a 3435 -- con impresión clara de un perno roto. Se sacó el aparejo a 1926 encontrando pesca-



do 100%.

Se sacó el aparejo a la superficie y se -  
cambió el multi "V"  $2\frac{3}{8}$ " por uno nuevo.  
Se efectuó el ajuste nuevamente quedando:

Multi "V" con 15 u/s a 5408 m.

Tope localizador a 5400.

Camisa OTIS "XA"  $2\frac{3}{8}$ " cerrada, a 5380.10

Combinación  $2\frac{3}{8}$ " x  $3\frac{1}{2}$ " a 3482.13

Camisa OTIS "XA"  $3\frac{1}{2}$ " cerrada a 3459.89

Se calibró a 5408 m. Se instaló  $1/2$  ár-  
bol Cameron  $3\frac{1}{2}$ " y se probó el niple, bo-  
la y válvula por válvula con una presión  
de  $700 \text{ Kg/cm}^2$ . satisfactoriamente.

Se efectuó el disparo del intervalo 5570-  
5547 observándose la P. en TR = 0 y en TP  
de  $150 \text{ Kg/cm}^2$ ., se abrió por  $1/2$ " a la at-  
mosfera descargando a  $0 \text{ Kg/cm}^2$ . desalojan-  
do agua de lavado y poco gas. Se obser-  
vó pozo con presión en TP de  $300 \text{ Kg/cm}^2$ .

El pozo terminado se dió como productor -

de aceite y gas el 16 de octubre de 1980.\*

r) Características de los Núcleos Recuperados:

NUCLEO No. 1:

Intervalo: 5035-5042 m.

Recuperación: 2 m. = 22.2%

Estado de la muestra: Mala.

Impregnación: Regular de aceite ligero.

Fluorescencia: 20% amarilla clara oro.

Porosidad: Buena.

Tipo de porosidad: Secundaria intercrystalina en cavidades de disolución y en fracturas.

Estructura: Masiva.

Echado: No se observa.

Fauna: No se observa.

Edad: Cretácico medio.

Descripción litológica: Dolomia mesocrystalina gris oscura y gris claro en partes de aspecto sacaroidal y fracturada.

Observaciones de la parte inferior:

No tiene sabor salado, desprende -- olor a hidrocarburos, las fracturas estan selladas por dolomita y aceite, en la parte inferior se observaron - lentes de pedernal y contiene pirita diseminada.

\* Para mayor información del uso y colocación de herramientas usadas en la TP se recomienda ver Apéndice "D".

NUCLEO No. 2:

Intervalo: 5212-5217 m.

Recuperación: 0.5 m. = 10%

Estado de la muestra: Mala.

Porosidad: Buena.

Tipo de porosidad: Secundaria intercrystalina en fracturas y cavidades de disolución.

Impregnación: Buena de aceite ligero.

Fluorescencia: 10% amarillo claro.

Estructura: Masiva y laminar.

Echado: 10 a 20% en laminación.

Fauna: No se observa.

Edad: Cretácico.

Descripción litológica: Dolomia gris claro - y gris oscuro microcristalina y en partes mesocristalina, compacta en partes - de aspecto sacaroide.

Observaciones: No tiene sabor salado, desprende ligero olor a hidrocarburos, las fracturas estan selladas por dolomia y aceite, se observan laminaciones y piritita diseminada.

NUCLEO No. 3:

Intervalo: 5404-5413 m.

Recuperación: 1.5 m. = 16.6%

Estado de la muestra: Buena.

Porosidad: Regular.

Tipo de porosidad: Secundaria intercrystalina y en fracturas y cavernas de disolución.

Impregnación: Regular de aceite semiviscoso y ligero.

Fluorescencia: 10 a 28% amarillo claro, verde claro.

Estructura: Masiva.

Echado: No se observa.

Fauna: No se observa.

Descripción litológica: Dolomia gris oscura, mesocrystalina y microcrystalina, sacaroide arcillosa, ligeramente fracturada, compacta.

Observaciones: No tiene sabor salado, al romper la muestra desprende olor a hidrocarburos, las fracturas se encuentran selladas por dolomia y aceite ligero.

TABLA IV - H.

- BARRENAS EMPLEADAS EN LA PERFORACION DEL POZO -

No. BARRERAS.	MARCA	TIPO	DIAMETRO ("")	METROS PERFORADOS.	TIEMPO (HRS)	METROS ACUMULADOS.	TIEMPO HRS/ACUMULADOS
1	PILOTO	PILOTO	36	30	7	30	7
2	VAREL	1-1-1	18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	12	2	42	9
-	VAREL	1-1-1	22	16	4	AMPLIANDO	13
3	VAREL	1-1-1	22	353	28	395	41
4	VAREL	1-1-1	22	201	33	596	74
5	VAREL	1-2-1	22	39	11	635	85
6	VAREL	1-2-1	18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	33	11	668	96
7	VAREL	1-1-1	18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	141	13	809	109
8	VAREL	1-1-1	18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	81	19	890	128
9	VAREL	1-1-1	18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	123	20	1013	148
10	VAREL	1-1-1	18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	137	21	1150	169
-	VAREL	1-2-1	22	202	32	AMPLIANDO	-
-	VAREL	1-2-1	22	188	26	AMPLIANDO	-
-	VAREL	1-2-1	22	122	24	AMPLIANDO	-
11	SMITH	1-2-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	215	27	1365	196
12	SMITH	1-1-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	290	30	1655	226
13	SMITH	1-1-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	262	29	1917	255
14	SMITH	1-2-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	339	32	2256	287
15	SMITH	1-2-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	147	30	2403	317
16	SMITH	1-2-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	7	2	2410	319
17	SMITH	1-2-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	81	20	2491	339
18	SMITH	1-3-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	111	26	2602	365
19	VAREL	1-3-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	80	26	2682	391
20	VAREL	1-2-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	61	21	2743	412
21	SMITH	1-2-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	75	22	2818	434
22	SMITH	1-2-1	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	102	19	2920	453
23	SMITH	1-3-1	9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	189	26	3109	479
24	SMITH	1-3-1	9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	354	31	3463	510
25	SMITH	1-3-1	9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	145	29	3608	539

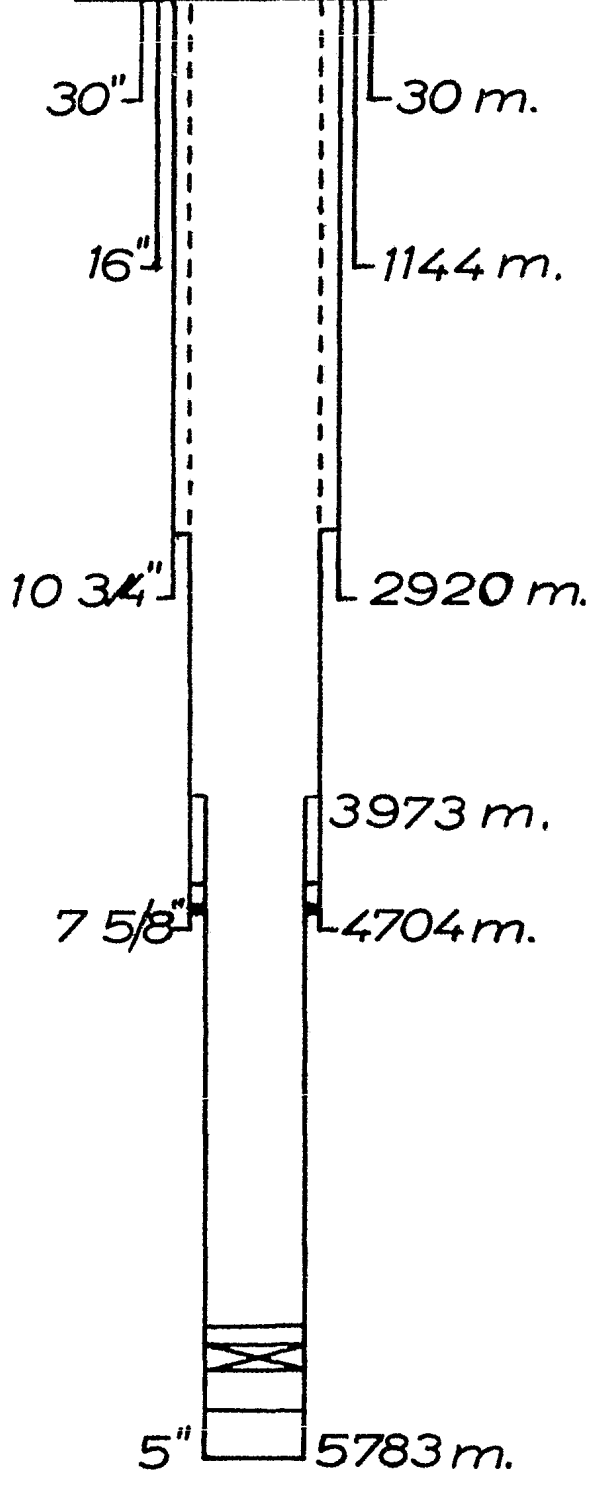
TABLA IV-H (CONTINUACION)

No. BARRERAS.	MARCA	TIPO	DIAMETRO(")	METROS PERFORADOS.	TIEMPO (HRS)	METROS ACUMULADOS.	TIEMPO HRS/ACUMULADOS
26	SMITH	1-3-1	9 <sup>1</sup> /2	154	30	3762	569
27	SMITH	1-3-1	9 <sup>1</sup> /2	168	30	3930	599
28	SMITH	1-3-1	9 <sup>1</sup> /2	174	31	4104	630
29	VAREL	2-1-1	9 <sup>1</sup> /2	91	33	4195	663
30	VAREL	2-1-1	9 <sup>1</sup> /2	57	28	4252	691
31	VAREL	2-1-1	9 <sup>1</sup> /2	36	20	4288	711
32	VAREL	2-1-1	9 <sup>1</sup> /2	21	15	4309	726
33	VAREL	2-3-1	9 <sup>1</sup> /2	39	31	4348	757
34	VAREL	2-3-1	9 <sup>1</sup> /2	32	28	4380	785
35	VAREL	2-3-1	9 <sup>1</sup> /2	25	26	4405	811
36	VAREL	35598	9 <sup>7</sup> /16	6	9	4411	820
37	VAREL	35598	9 <sup>7</sup> /16	8	18	4419	838
38	VAREL	-	9 <sup>1</sup> /2	57	109	4476	947
39	VAREL	2-1-1	9 <sup>7</sup> /16	16	24	4492	971
40	VAREL	35560	9 <sup>7</sup> /16	3	6	4495	977
41	VAREL	VC-B-2	9 <sup>1</sup> /2	176	293	4671	1270
42	VAREL	5-2-7	9 <sup>1</sup> /2	23	58	4694	1328
43	VAREL	5-2-7	9 <sup>1</sup> /2	4	15	4698	1343
44	VAREL	5-2-7	9 <sup>1</sup> /2	5	21	4703	1364
45	VAREL	TR155	9 <sup>7</sup> /16	1	3	4704	1367
46	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> /2	89	60	4793	1427
47	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> /2	69	58	4862	1485
48	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> /2	90	67	4952	1552
49	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> /2	83	50	5035	1602
50	ANAHUAC	-	6 <sup>7</sup> /16	7	2	5042	1604
51	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> /2	92	50	5134	1654
52	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> /2	78	46	5212	1700
53	ANAHUAC	-	6 <sup>7</sup> /16	5	4	5217	1704
54	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> /2	65	33	5282	1737

TABLA IV-H (CONTINUACION)

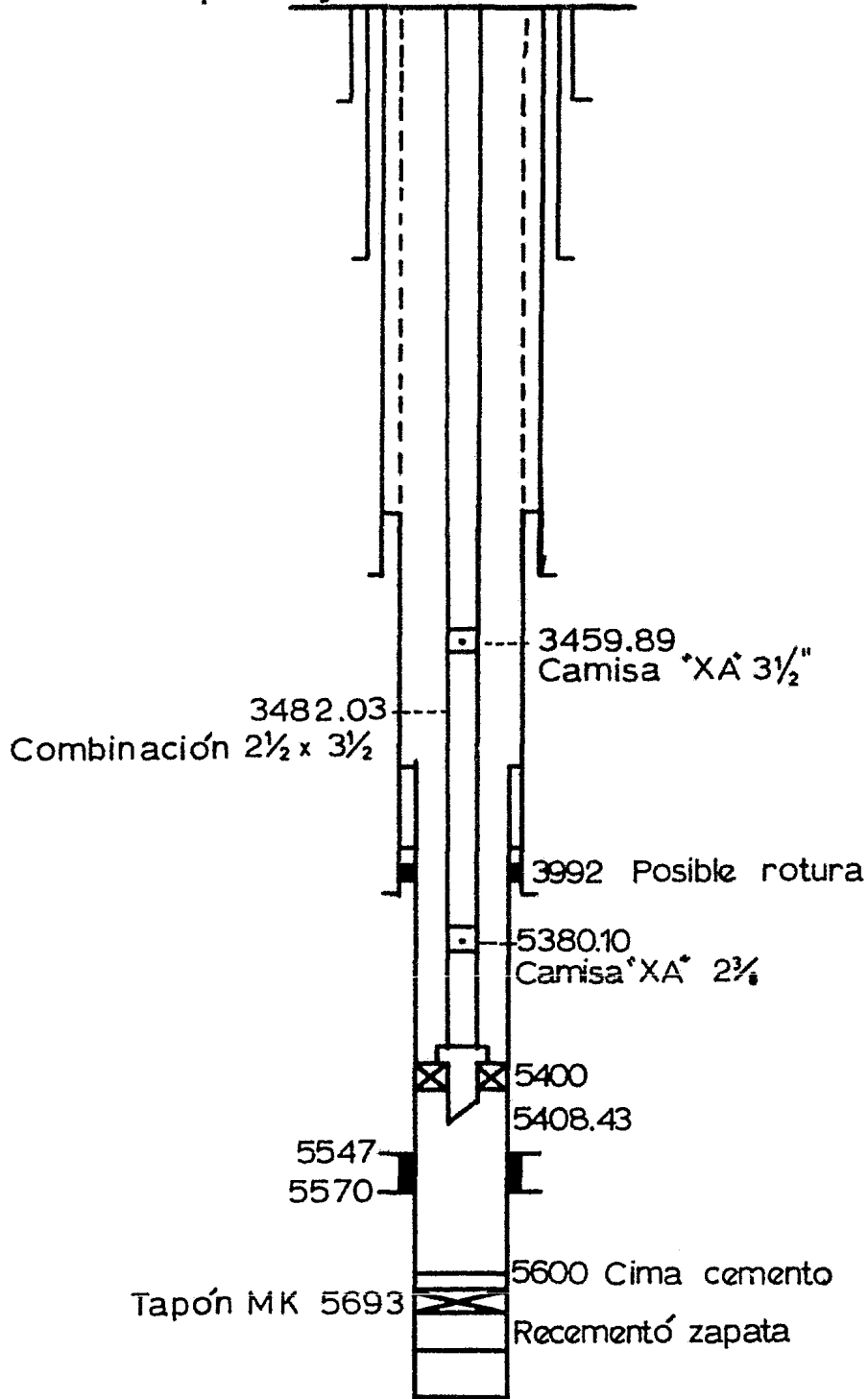
No. BARRERAS.	MARCA	TIPO	DIAMETRO(")	METROS PERFORADOS.	TIEMPO (HRS)	METROS ACUMULADOS.	TIEMPO HRS/ACUMULADOS
55	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	122	47	5404	1784
56	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	9	4	5413	1788
57	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	87	36	5500	1824
58	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	55	24	5555	1848
59	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	82	34	5637	1882
60	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	86	37	5723	1919
61	ANAHUAC	5-2-7	6 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	63	21	5786	1940

Tuberías Cementadas

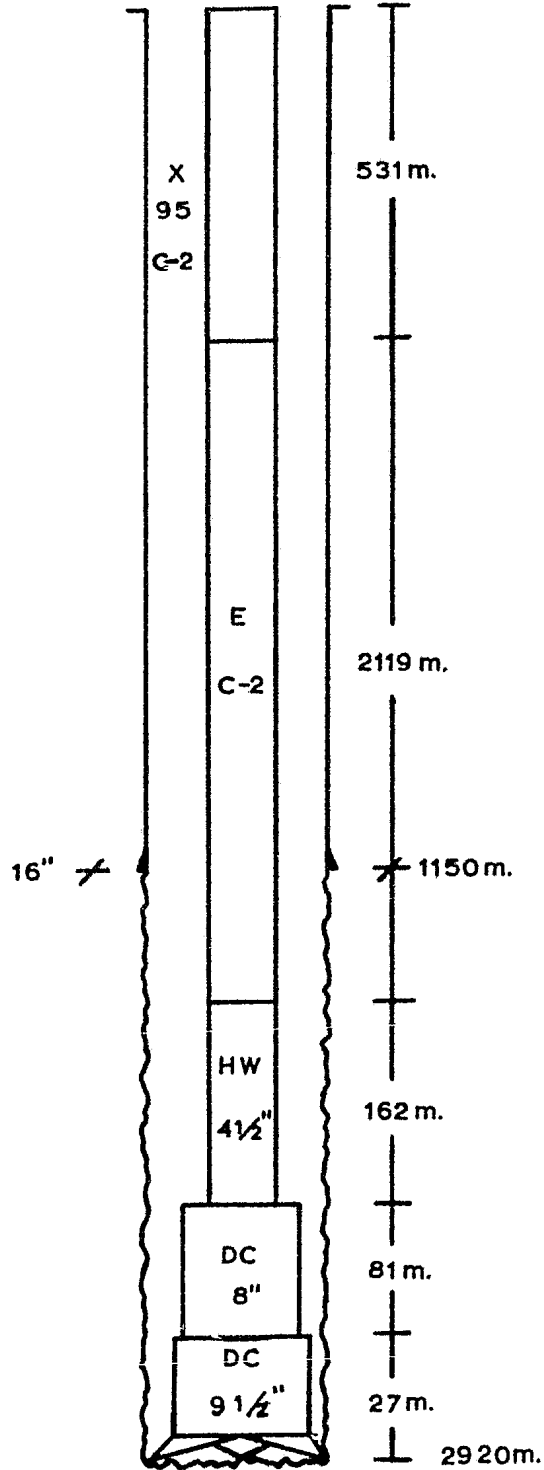




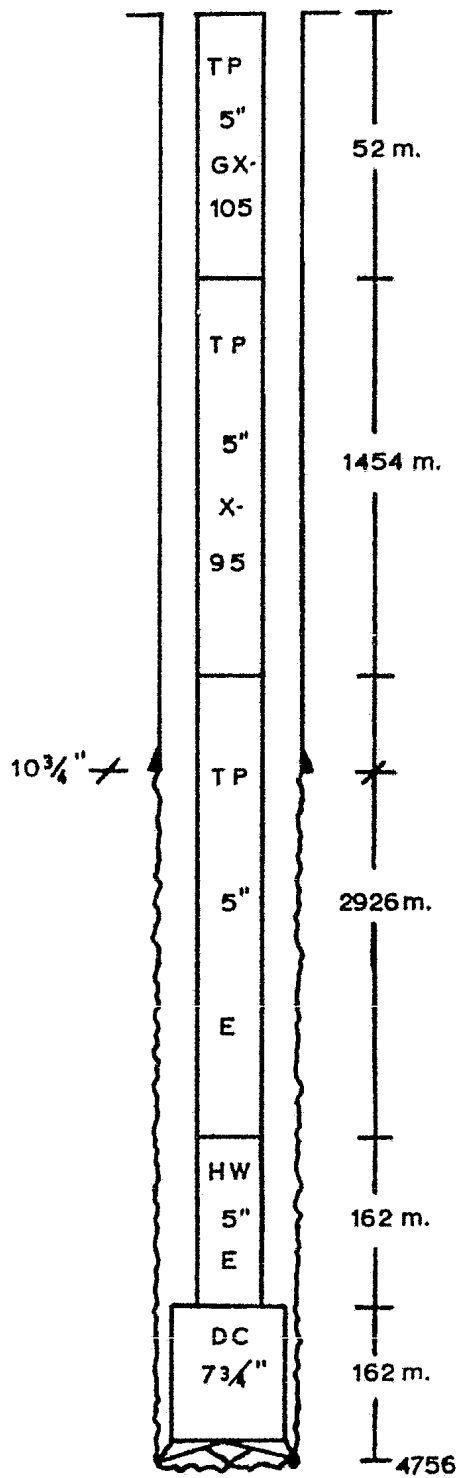
# Aparejo de Producción



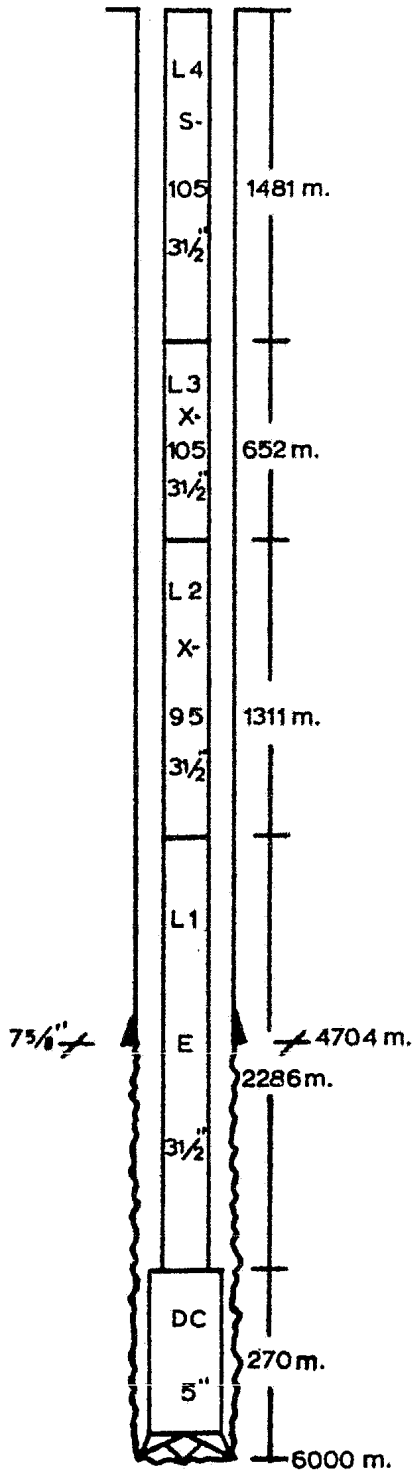
-Sarta de Perforación-



-Sarta de Perforación-



-Sarta de Perforación-



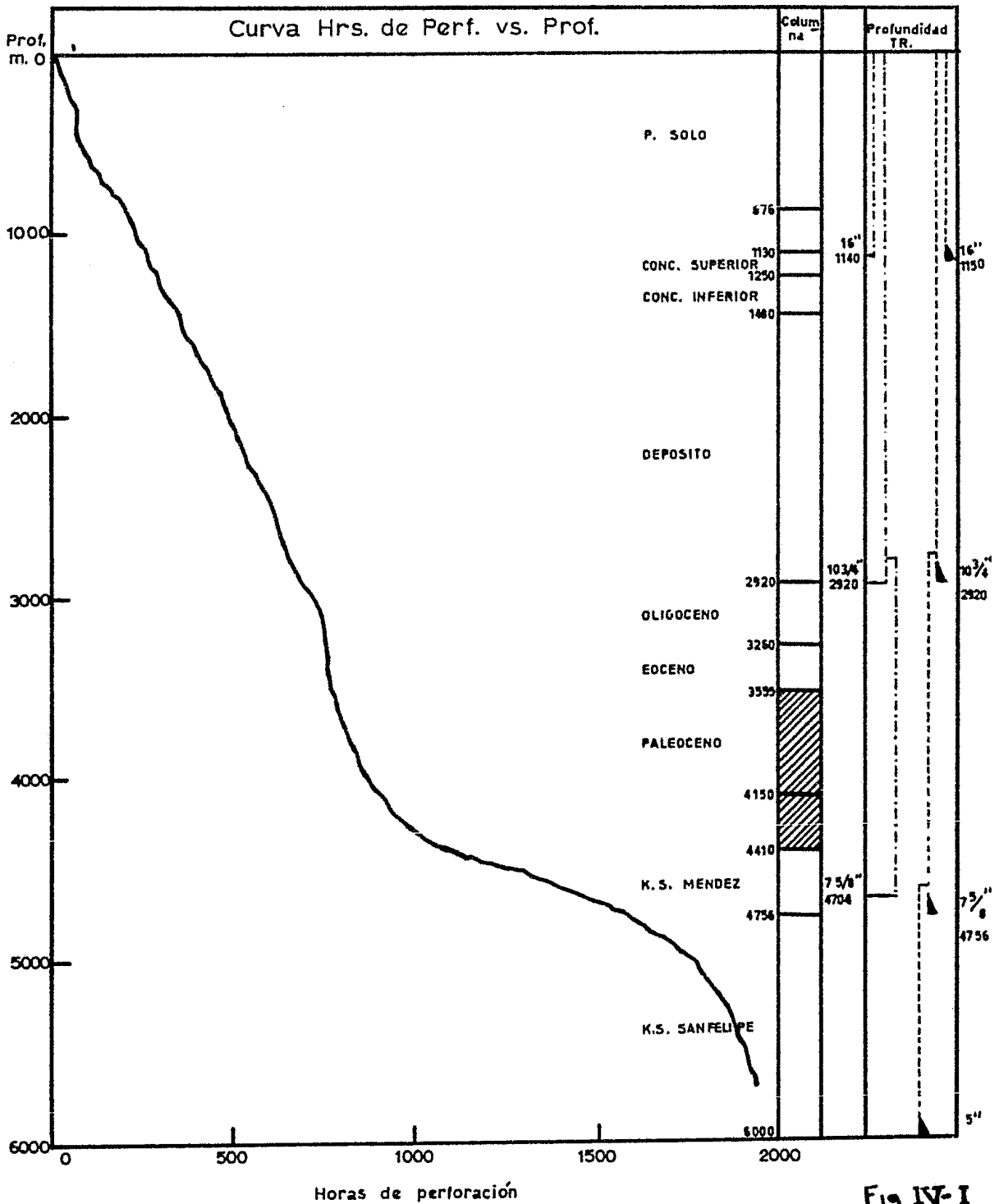


Fig IV-I  
62

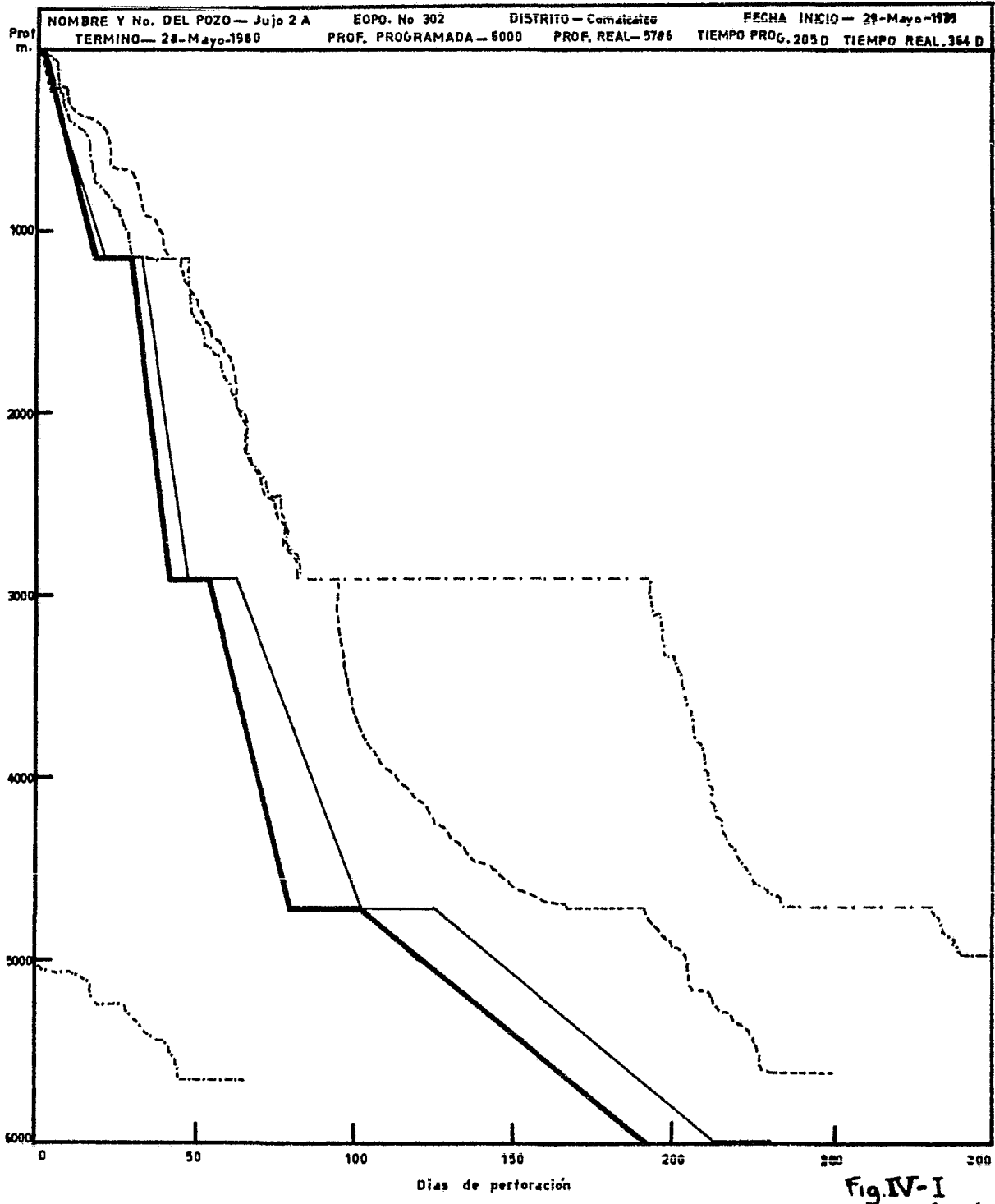


Fig. IV-I  
(cont.) 0.5

## 5. REGISTROS TOMADOS.

a) Tipo de Registro y explicación de cada uno de ellos:

R E G I S T R O	INTERVALO (m)	METROS REGISTRADOS
Doble Laterolog	5780 - 5400	380
Neutrón compensado (Rayos Gamma)	5780 - 5400	380
Inducción	5776 - 5702	74
Micro - Log	5780 - 5410	370
Sónico de porosidad (integrada, compresional)	5780 - 4705	1075
Sónico compresional	5780 - 4700	1080
Temperatura	5780 - 4550	1230
Micro - esférico	5718 - 5703	15
Echados	5782 - 4692	1090
Densidad compensado	5781 - 4701	1080
Sónico de cementación (VDL RG)	5780 - 4700	1080
De Hidrocarburos (ROTENCO)	5786 - 2920	2866

### REGISTRO DOBLE LATEROLOG:

Mediante este tipo de registro se obtienen mediciones de resistividad a tres profundidades de investigación muy diferentes; una muy profunda, una muy somera y una intermedia. Su -

objetivo principal es obtener  $R_t$  en función de estos tres datos, ya que las mediciones de resistividad de registros aislados de penetración profunda no eliminan por completo los efectos de la zona invadida. Son de aplicación en donde el rango de precisión de los registros de inducción no es suficiente. En este tipo de registro, lo que se mantiene constante es la potencia y no la corriente de medida. De este modo se obtiene exactitud satisfactoria a altas y bajas resistividades.

#### REGISTRO DE RAYOS GAMMA-NEUTRON (COMPENSADO):

Lo que se obtiene en este tipo de registro es la variación de intensidad de los rayos gamma de captura. Los detectores que se usan para la detección de estos rayos, son capaces de eliminar el efecto de los rayos gamma provenientes de otras fuentes; aún los rayos gamma naturales y los emitidos por la fuente misma de neutrones.

La unidad API del registro neutrón-gamma se define como la milésima parte de la diferencia de lecturas entre la observada con la sonda sin fuente de neutrones, y la lectura observada cuando se la introduce en un pozo artificial de



calibración de la Universidad de Houston, Texas. Dentro de su interpretación comprende la determinación de: límites de capas, litología, tipo de fluídos y porosidad. .

#### REGISTRO DE INDUCCION:

Este registro tiende a sustituir, con ventajas, al registro convencional de resistividad, aún en pozos con lodos normalmente conductores, ya que además, se obtiene mejor respuesta en capas delgadas, eliminándose en mucho la corrección por este efecto. La curva de inducción generalmente se registra en valores de milimhos (mmhos). La sonda de inducción está basada en la generación de campos electromagnéticos que cuando son del tipo alterno penetran menos en un medio mientras más conductor sea éste.

#### MICRO-REGISTROS (MICROLOG):

Se les conoce con este nombre, a aquellos registros que se obtienen con sondas en las que, los electrodos se hayan espaciados una distancia muy corta uno de otro, estando además montados en un patín de material aislante que se mantiene presionado contra la pared del agujero. El objetivo principal de estos registros es la determinación de las zonas permeables y

sus espesores, así como también la resistividad  $R_{x0}$  de la zona barrida por el filtrado del lodo. Este registro es muy útil cuando hay formaciones impermeables de alta resistividad y la curva del SP no es suficiente para lograr una interpretación eficiente, también delimita, con precisión, las capas impermeables cuando estas son de poco espesor.

#### SONICO DE POROSIDAD:

Uno de los principales objetivos y aplicaciones de estos registros, es la obtención de la porosidad de la formación directamente, ya que las propiedades acústicas de la roca están íntimamente ligadas con su porosidad. Lo que se mide en el registro es el tiempo,  $\Delta t$ , que tarda la onda acústica en recorrer, en la formación, una distancia igual a la separación entre receptores. Por lo general, en las formaciones se tienen muchas variaciones en espesores y tiempos de tránsito, el registro se caracteriza a veces por una secuencia de picos y mesetas o valles, propio del registro sónico.

#### REGISTRO MICRO ESFERICO:

Este registro tiene aproximadamente la misma profundidad de investigación que el Micro late

rolog, pero está menos influenciado por el - - efecto del enjarre del lodo. La corriente de enfocamiento depende principalmente del espesor y resistividad del enjarre. Una medición de esta corriente se envía a la superficie y allí se combina con el valor de la corriente de medida para dar un índice de espesor de enjarre del lodo; a partir de este parámetro se evalúa el espesor del enjarre del lodo.

#### REGISTRO DE ECHADOS:

De este tipo de registro se puede obtener información como es: la desviación del agujero, azimut de desviación del agujero, diámetro del agujero, etc. Consta de 3 brazos separados a  $120^\circ$  c/u, los cuales al ir tocando con la pared del agujero transmiten una señal eléctrica y se mide la resistividad en cada sección para determinar el tipo de litología. Este registro se toma en agujero abierto.

#### REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO:

Es un registro radioactivo. Por medio de este registro se obtiene la densidad total de la formación y pueden también obtener datos de porosidad directamente en función de la densidad. En combinación con otros registros, para deterer

minar zonas productoras de gas, interpretación cuantitativa en arenas arcillosas, en litologías complejas, y en la evaluación de esquistos petrolíferos. El valor de la densidad total  $\rho_b$  que se obtiene en el registro, es función principalmente de las densidades de la roca y de los fluídos que contiene, pero también puede estar afectada por el enjarre del lodo y el diámetro del agujero.

#### REGISTRO SONICO DE CEMENTACION:

Se puede obtener con la misma sonda que se usa para el registro sónico de porosidad, o bien con otro equipo especial. Se tiene que una onda acústica tiene más información adicional de interés para evaluación de formaciones y terminación de pozos. La amplitud de las ondas acústicas tienen su campo de aplicación, en el control de la calidad de la cementación de la tubería de ademe de los pozos, y en la localización de fracturas en las formaciones. Por lo tanto este tipo de registro permite determinar el grado de adherencia del cemento a la tubería de revestimiento, así como su resistencia a la compresión. Se emplea lo mismo en cementaciones primarias que en cementaciones a presión.

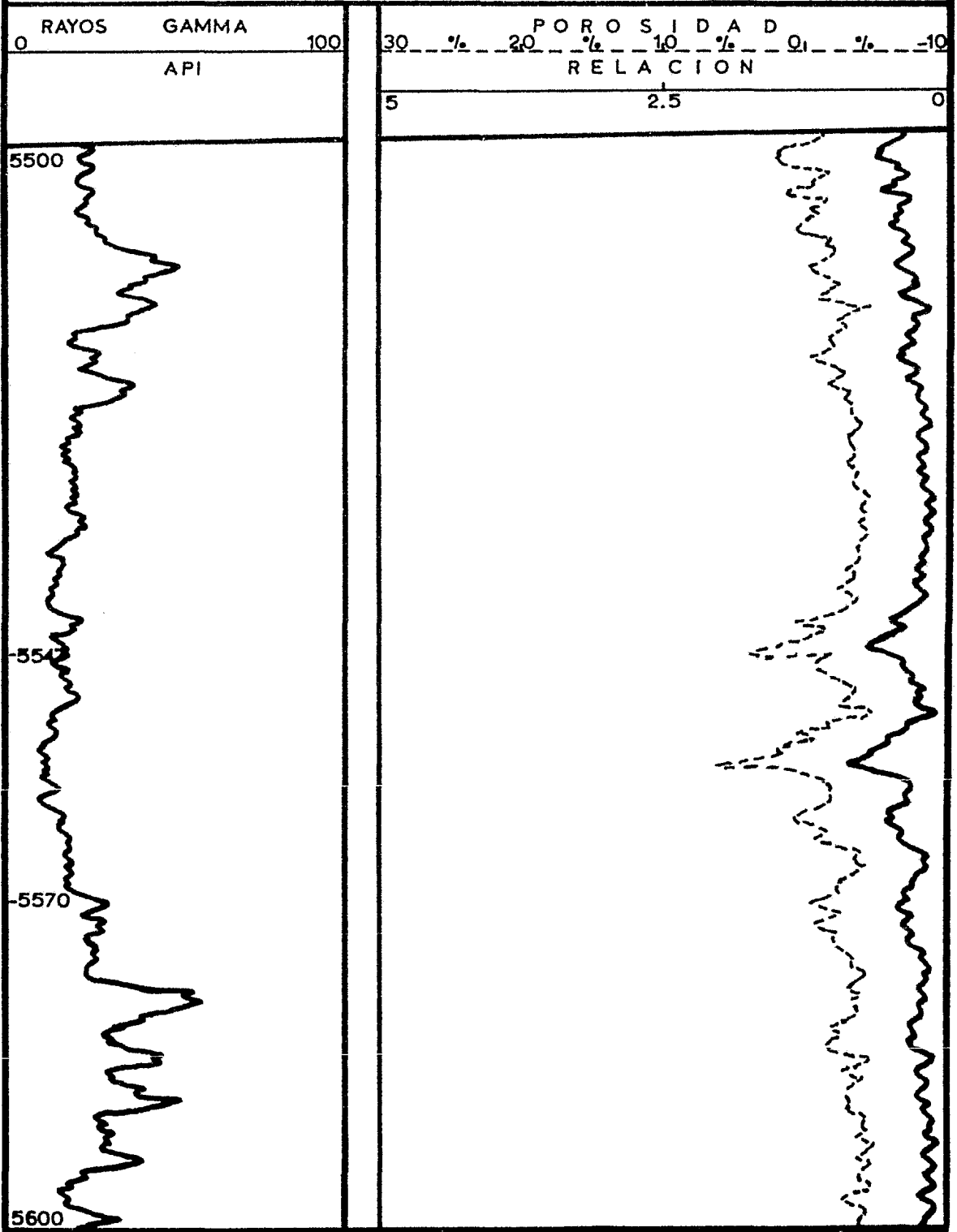
b) Reporte de los Registros de Desviación tomados durante la Perforación:

PROF. (m)	DESVIACION	CONDICIONES ACTUALES			MIN/ M <sub>t</sub>	FORMA- CION.	Ø BNA (")	APAREJO DE FONDO
		P.S.B.	ROT.	BOMBA				
668	0° 15'	12	140	70	20	P.solo	18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;1est. 5/3"
1013	0° 15'	10-12	130	110-80	9.7	P.solo	18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;1est. 5/3"
1394	0° 30'	12	140	100	7.8	Conc.Sup.	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;2est. 3-6
1917	0° 50'	12	140	100	6.6	Dep.148	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;2est. 3-6
2403	1° 30'	12	140	120	9.7	Dep.	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;3est. 3-6-12
2410	1° 45'	12	150	120	16	Dep.	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;3est. 3-5-12
2491	0° 45'	12	140	120	15.1	Dep.	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;3est. 3-5-12
2602	1° 45'	12	120	120	14.32	Dep.	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;3est. 3-5-12
2818	0° 45'	12	140	120	13	Dep.	14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3-9;9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> -8;3est. 3-5-12

c) Correlación de los Registros tomados, en el -  
Intervalo de Interés:

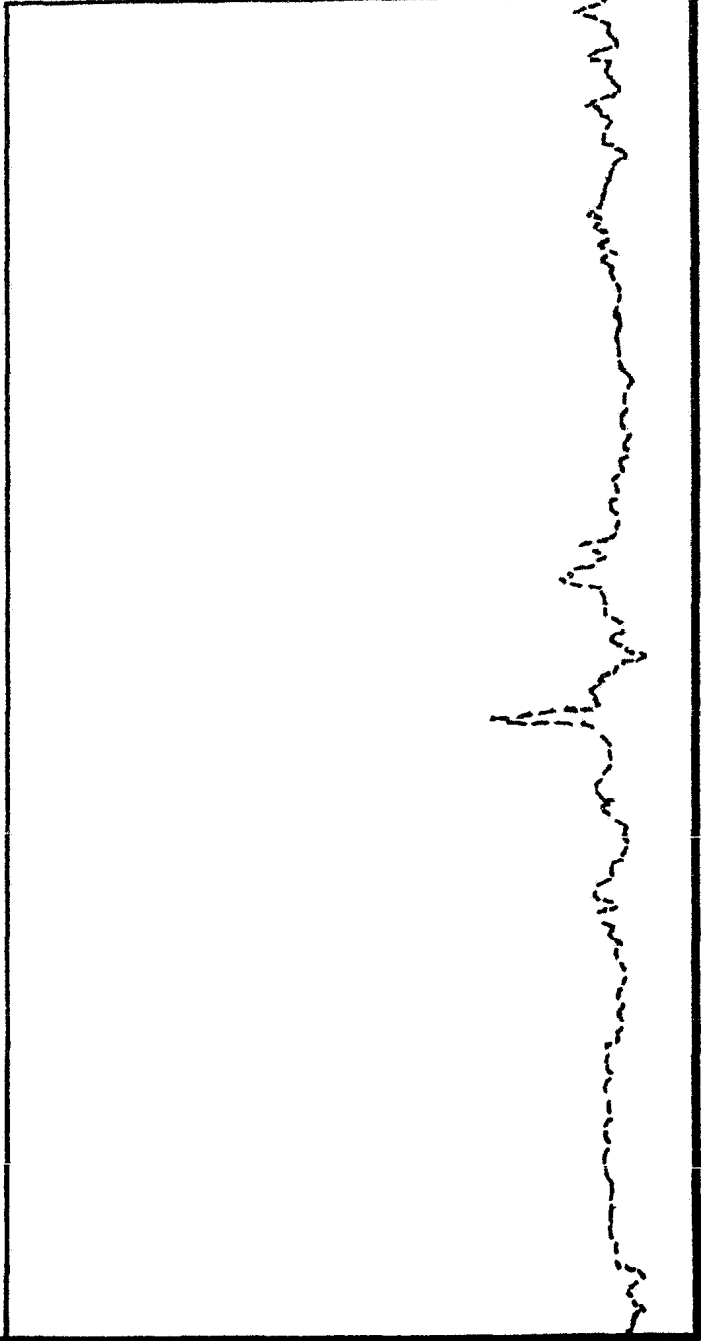
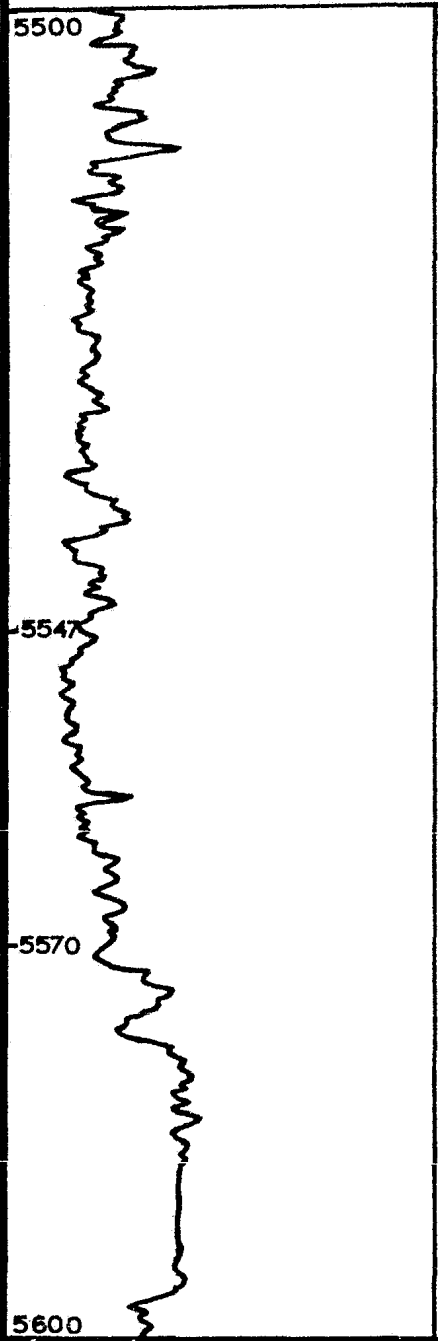
(Ver Figuras de la V - A a la V - I).

# REGISTRO RAYOS GAMMA CON NEUTRON COMPENSADO



V-A

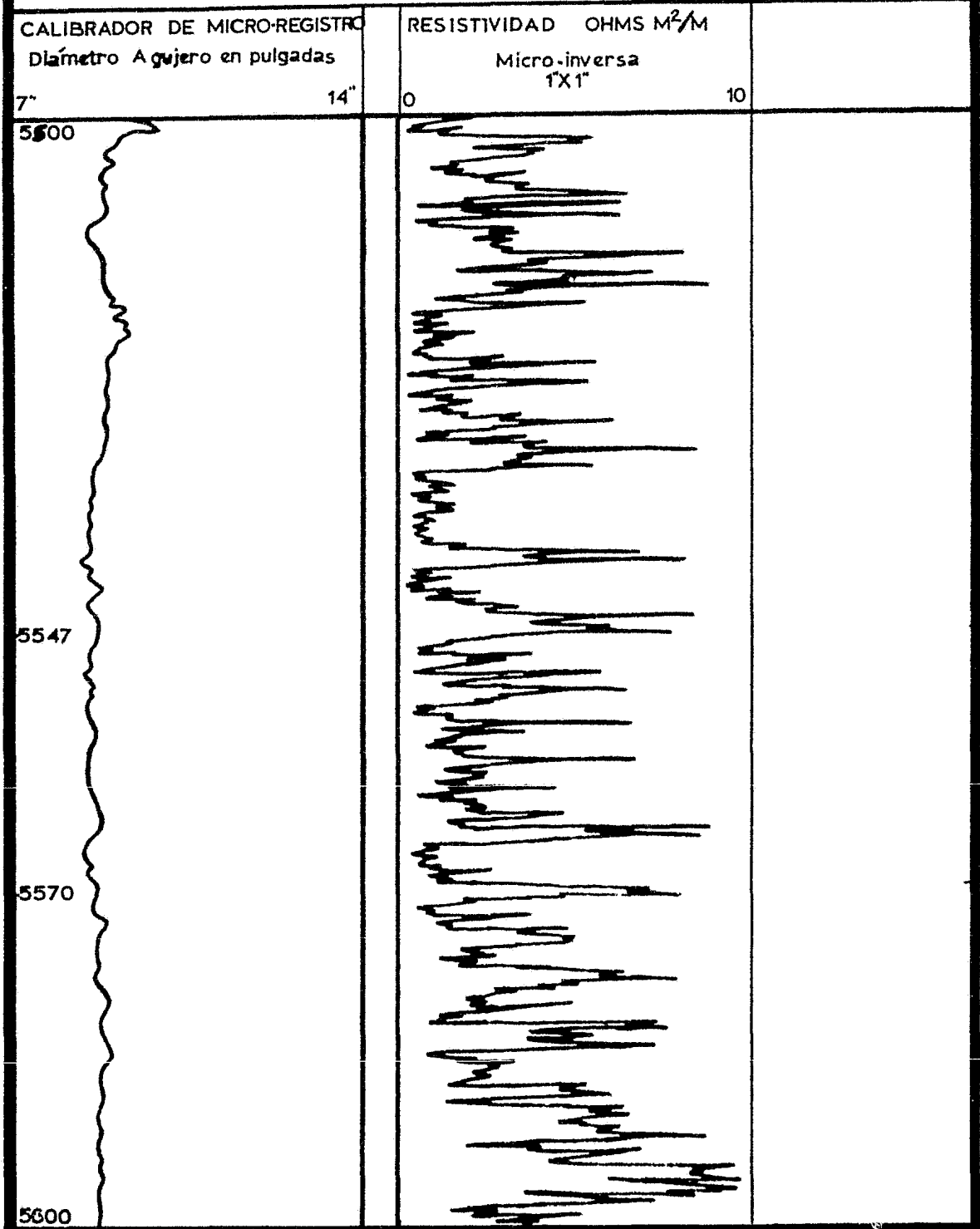
POROSIDAD NEUTRON RG(1/500)



V-B

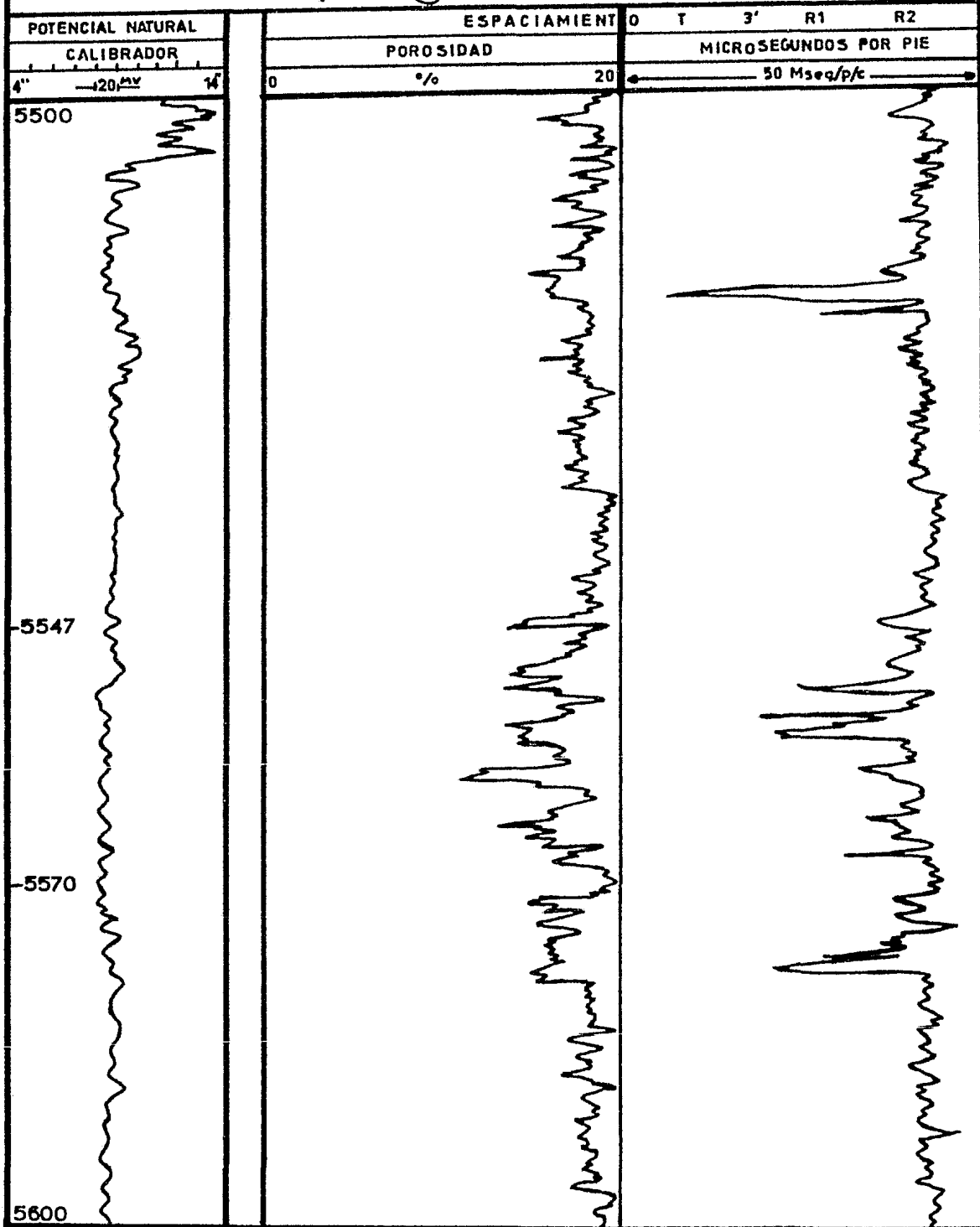


# MICRO-REGISTRO



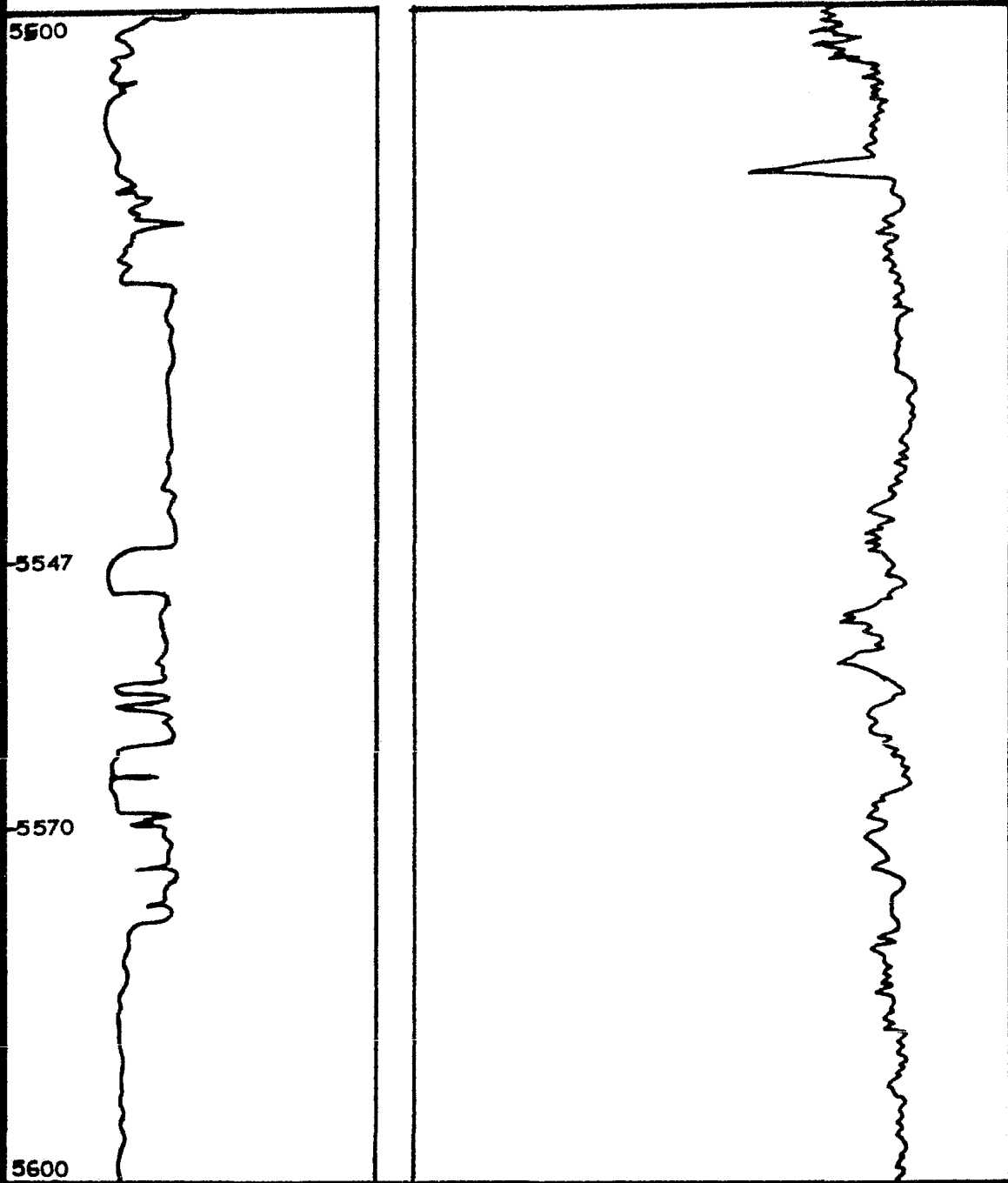
V-C

# SONICO DE POROSIDAD (Integrada)



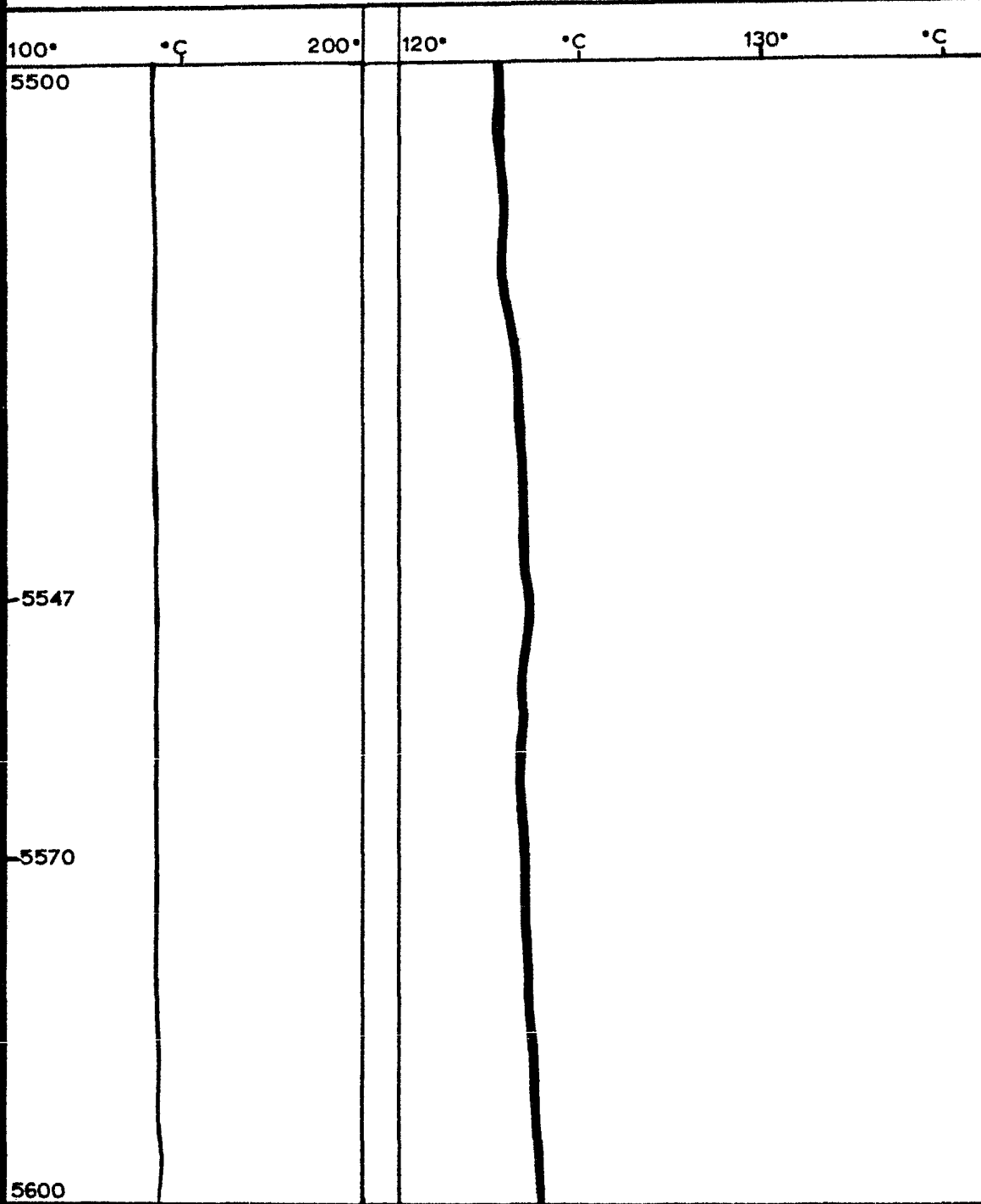
V-D

# SONICO DE POROSIDAD (Compresional)



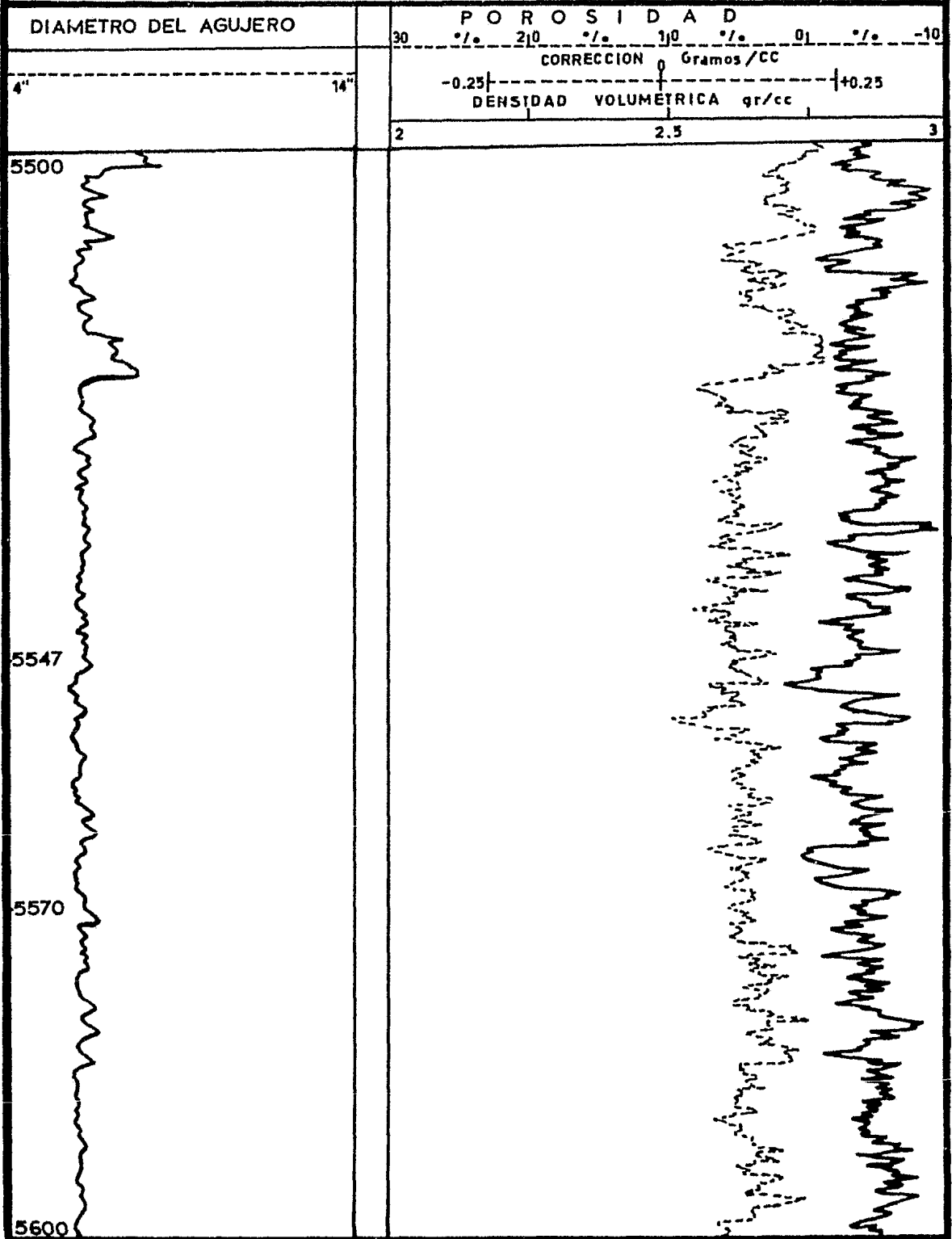
V-E

# REGISTRO DE TEMPERATURA



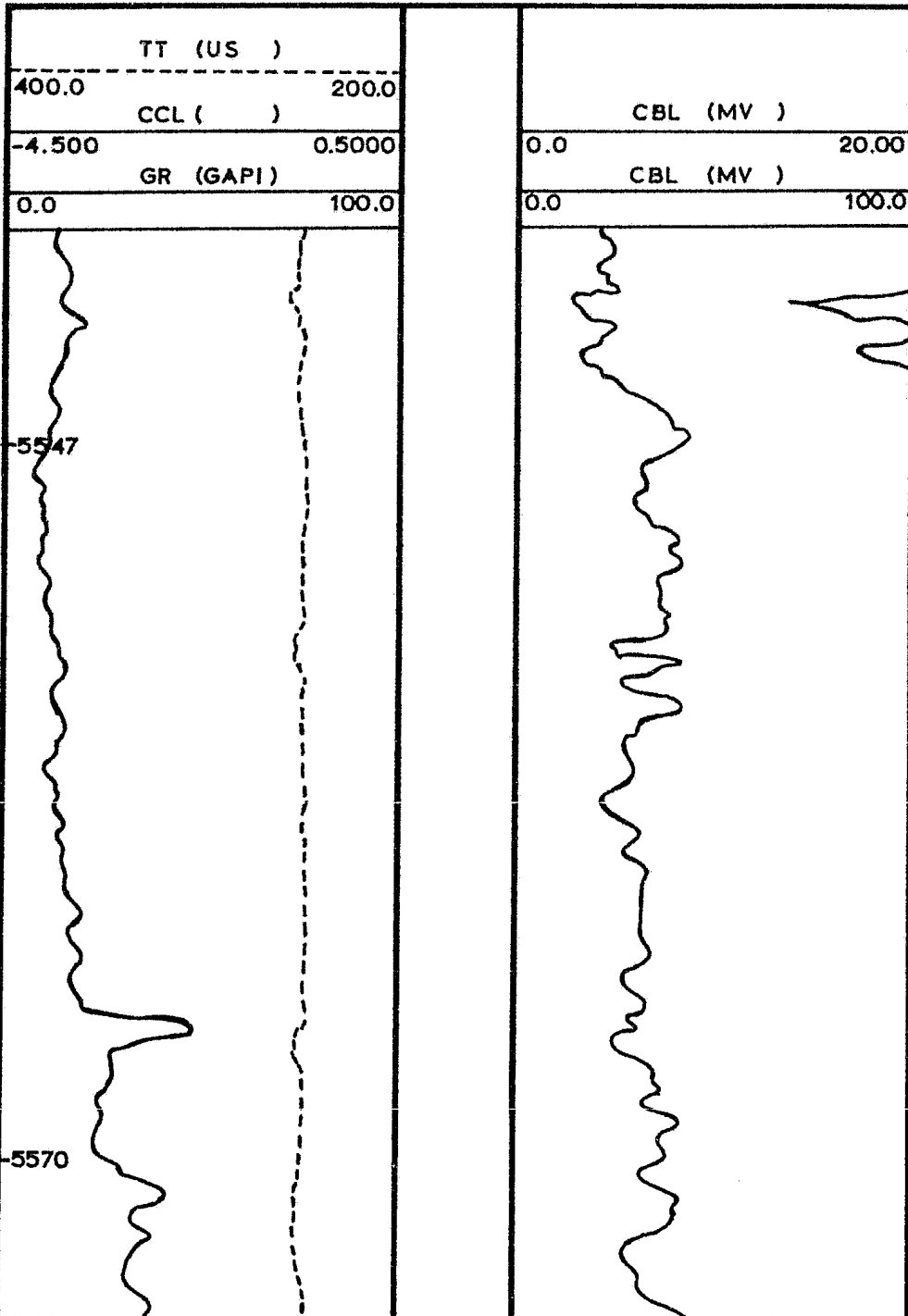
V-F

# DENSIDAD COMPENSADO



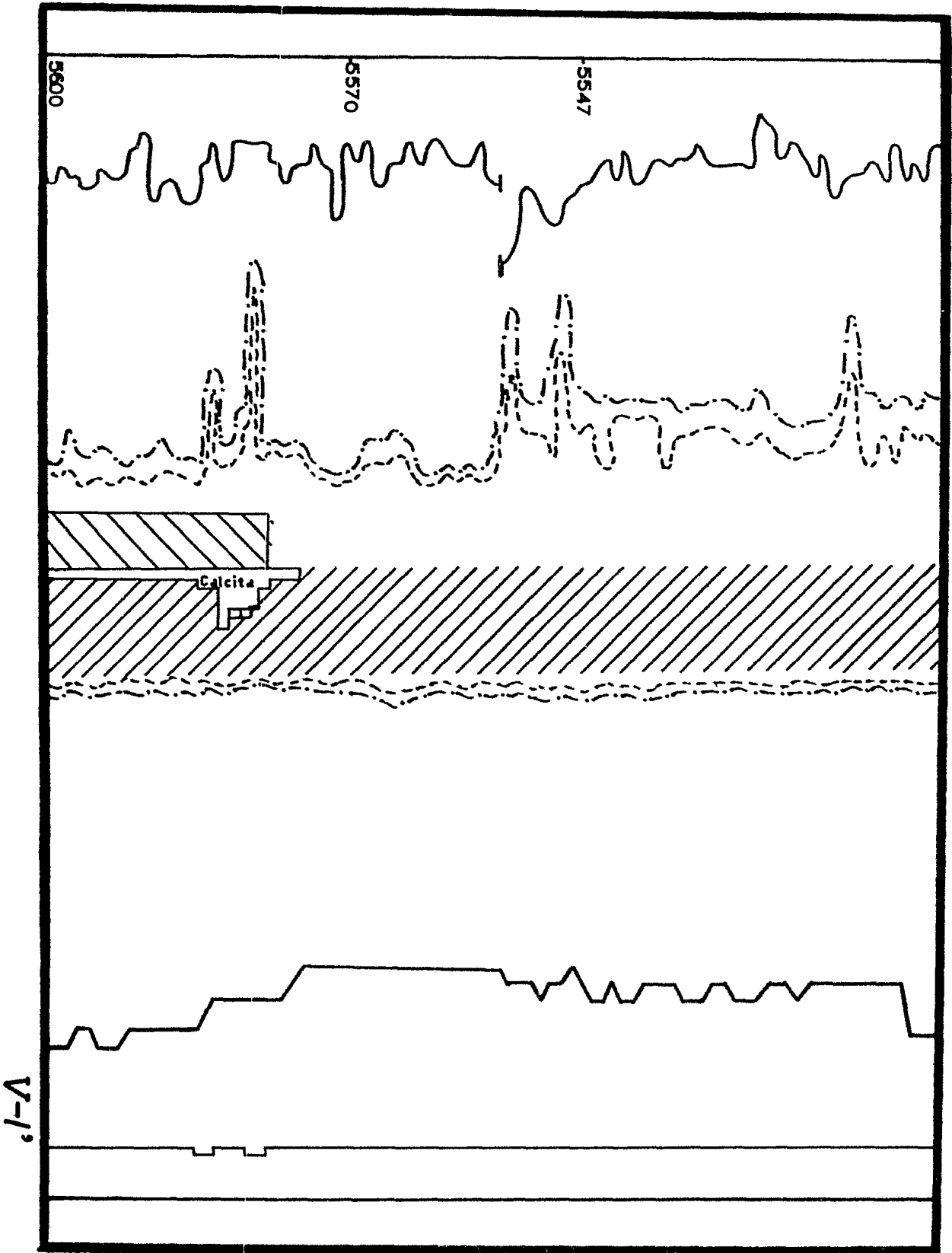
V-G

# SONICO DE CEMENTACION VDL RG



V-H







6. FLUIDOS DE PERFORACION: (\*)

a) Programa de Lodos Utilizados:

PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD (gr/cc)
0.0 - 200.0	1.08 - 1.12 Bent.
200.0 - 1500.0	1.12 - 1.20 Bent/L.S.E.
1500.0 - 2800.0	1.20 - 1.40 L.S.E./E.I.
2800.0 - 4400.0	1.40 - 1.63 E.I.
4400.0 - 6000.0	1.20 - 1.30 L.S.E.

b) Condiciones del Lodo durante la Perforación:  
(Ver Tabla VI-B).

c) Material para Emergencias:  
Obturantes.

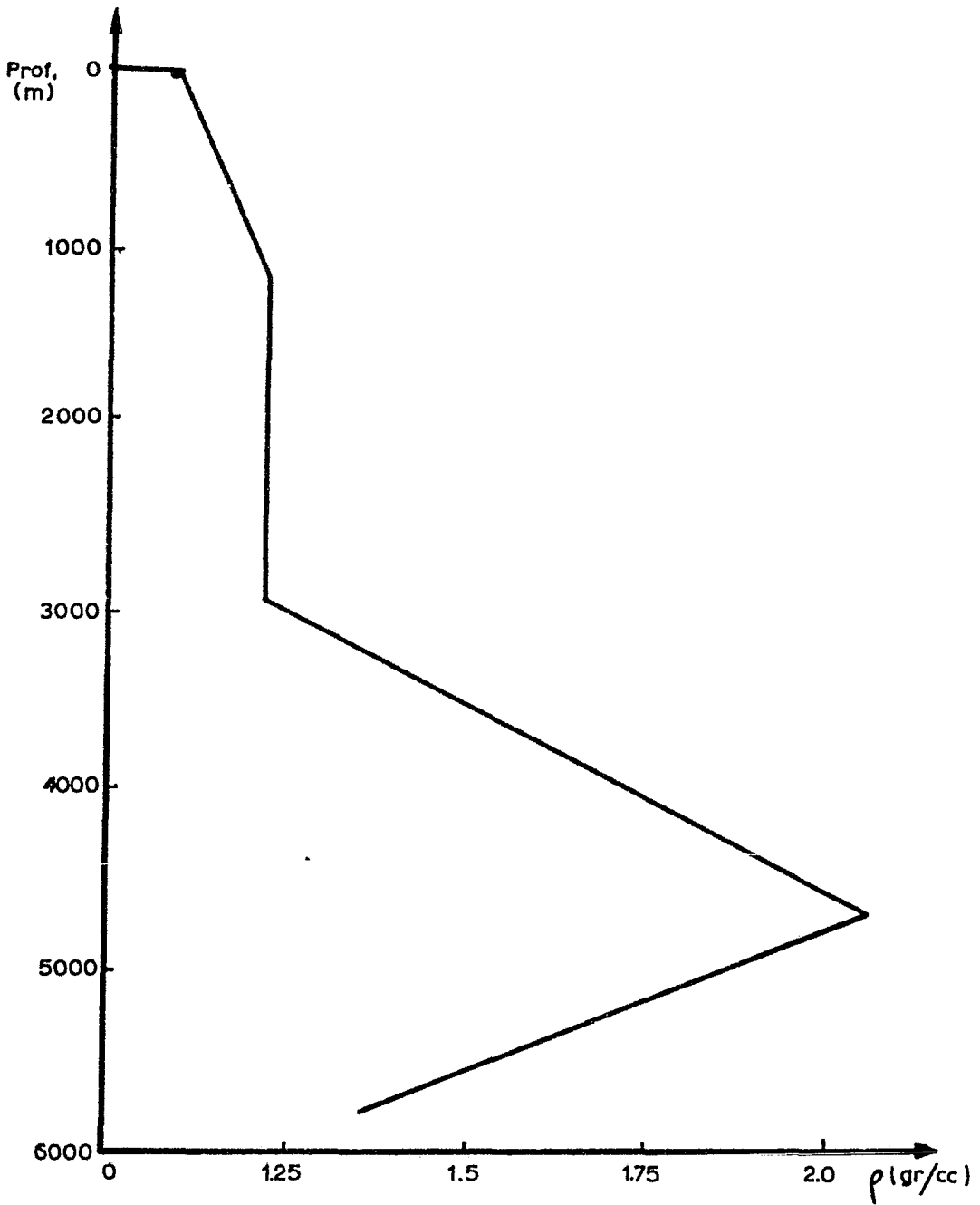
d) Variación de la Densidad del Lodo de Perforación con respecto a la Profundidad:  
(Ver Figura VI-A).

(\*) Se recomienda ver Apéndice "G".

PROF. (m)	TIPO	DENS. (gr/cc)	VISC (seg)	TEMP (°C)	ENJ. (mm)	GEL 0' 10'	SALIN (PPm <sub>s</sub> x 10 <sup>3</sup> )	FILT. (API)	PH	ARENA (%)	DIESEL (%)	AGUA (%)
0- 42	Bent.	1.09	60	-	-	-	-	-	-	grano grueso	-	-
42- 175	Bent.	1.10	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-
175- 792	Bent.	1.08	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
792-1150	Bent.	1.15	60	-	1.5	4-12	160	12	8	grano grueso	-	-
1150-1617	L.S.E.	1.19	55	43	1.5	3-11	160	13	8.5	1.2	5	72
1617-2070	L.S.E.	1.29	65	43	1.5	3-16	190	13	8.5	1.5	7	69
2070-2360	L.S.E.	1.37	98	48	1.0	4-16	150	8.4	9	1.2	6	79
2360-2920	L.S.E.	1.51	55	45	1.0	10-20	200	4.0	10	1.0	10	66
2920-3463	DLEX.	1.8	100	-	-	7-15	250	2	-	-	49	17
3463-4010	DLEX.	2.09	135	-	-	12-32	230	6	-	-	45	10
4010-4304	DLEX.	2.09	140	-	-	15-19	230	1.5	-	-	51	9
4304-4495	DLEX.	2.10	140	-	-	26-50	235	-	-	-	50	8
4495-4704	DLEX.	2.08	140	-	-	25-48	210	-	-	-	49	9
4704-5635	L.S.E.	1.35	60	-	1	5-25	130	4	10	-	10	87
5635-5209	L.S.E.	1.35	60	-	1.5	4-18	190	9	10	-	75	17
5209-5212	L.S.E.	1.35	60	-	2	4-15	130	8	10	-	10	74
5212-5282	L.S.E.	1.35	60	-	2	4.15	-	8	10	-	10	74
5282-5408	L.S.E.	1.35	55	60	1.5	5-18	40	7	10	-	10	76
5408-5583	L.S.E.	1.33	55	60	1.0	5-23	160	6	10.5	-	10	72
5583-5786	L.S.E.	1.33	55	60	1	5-15	70	5	10	-	11	74

TABLA VI - B

-Variacion de la densidad del lodo de perforacion contra la profundidad-



## 7. ESTIMULACIONES. (\*)

### a) Primera Estimulación:

a.1) Intervalo: 5570 m - 5547 m.

### a.2) Procedimiento:

Se observó el pozo fluyendo a batería por (1) TP franca con una presión de  $63 \text{ Kg/cm}^3$  y se cerró el pozo, acumulando en 30 min. una presión de  $338 \text{ Kg/cm}^2$ .

La estimulación se efectuó por TP al intervalo mencionado, (SC 19/16" 2 ac/m) -- con los siguientes volúmenes:

$37.5 \text{ m}^3$  de HCl al 25%.

500 lbs. de desviador 5-227.

$37.5 \text{ m}^3$  de HCl al 25%.

$21 \text{ m}^3$  de agua para desplazar.

Observándose las siguientes presiones y gastos:

P inicial de inyección =  $350 \text{ Kg/cm}^2$ .

Q inicial = 2.0 bl/min.

P máxima =  $486 \text{ Kg/cm}^2$ .

Q máximo = 11 bl/min.

P inyección promedio =  $357 \text{ Kg/cm}^2$ .

(\*) Se recomienda ver Apéndice "H".

$$PC1 = 105 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$PCF = 140 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$Q \text{ inyección promedio} = 5.3 \text{ bl/min.}$$

$$P \text{ inyección al final} = 231 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$Q \text{ inyección al final} = 6.0 \text{ bl/min.}$$

Durante la operación se represionó la TR hasta con  $175 \text{ Kg/cm}^2$ . intentándose descargar de  $140 \text{ Kg/cm}^2$ . durante 30 minutos, manteniéndose.

Se abrió el pozo por (1) TP x  $1/2''$  con -- presión de  $90 \text{ Kg/cm}^2$  y se observó desalojando agua y productos de reacción con incremento paulativo de presión.

Se dejó pozo abierto por (1) TP x  $1/2''$  -- con presión de  $220 \text{ Kg/cm}^2$  quemando productos de reacción.

a.3) Condiciones de pozo antes de la estimulación:

$$(1) \text{ TP franca } \left(\frac{104''}{64}\right) \text{ con } 63 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$P \text{ línea} = 19 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$Q \text{ aceite} = 619 \text{ m}^3/\text{día} = 3895 \text{ bl/día.}$$

$$\text{Gas} = 111698 \text{ m}^3.$$

$$\text{RGA} = 182 \text{ m}^3/\text{m}^3.$$

a.4) Condiciones del pozo después de la estimu  
lación:

P tot. con estranguladores 1/2", 7/8" =  
74 Kg/cm<sup>2</sup>.

Q aceite = 1371 m<sup>3</sup>/día.

RGA = 162 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Número de ramas = 1

% Agua = 0.0

8. DATOS DE PRODUCCION.

a) Historia de las Mediciones de Producción:  
(Ver Tabla VIII-A).

HISTORIA DE LAS MEDICIONES DE PRODUCCION

FECHA	ACEITE (m <sup>3</sup> )		AGUA (%)	RGA	P. T (Kg/cm <sup>2</sup> )	ESTRANG. (")	NUMERO DE RAMAS.
	PROD. BRUTA	PROD. NETA					
25-10-80	1175	175	0	221	110	1/2	1
26-10-80	678	678	0	164	58	1	1
27-10-80	743	743	0	164	58	1	1
5-11-80	758	758	0	159	78	104/64	1
6-11-80	761	761	0	169	78	104/64	1
25-11-80	825	825	0	169	58	104/64	1
26-11-80	1190	1190	0	162	58	104/64	1
27-11-80	1371	1371	0	162	74	1/2, 7/8	1
28-11-80	1624	1624	0	182	46	2) 1/2, 7/8	1
2-12-80	1760	1760	0	170	98	2) 1/2, 7/8	1
9-12-80	2147	2147	0	170	71	2) 1/2, 2) 3/4	1
2-2-81	2128	2128	0	204	54	2) 5/8, 2) 7/8	1
27-4-81	2473	2473	0	246	76	2) 5/8, 2) 7/8	1
30-5-81	689	689	0	246	69	2) 5/8, 2) 7/8	1
31-5-81	1751	1751	0	246	66	2) 5/8, 2) 7/8	1
1-6-81	2473	2473	0	246	66	2) 5/8, 2) 7/8	1
15-6-81	2449	2449	0	236	66	2) 5/8, 2) 7/8	1
5-7-81	2245	2245	0	236	66	2) 5/8, 2) 7/8	1
12-7-81	714	714	0	236	62	2) 5/8, 2) 7/8	1
13-7-81	2449	2449	0	236	67	2) 5/8, 2) 7/8	1
16-7-81	2548	2548	0	236	63	2) 3/4, 2) 1	1
9-9-81	2663	2663	0	236	83	2) 3/4, 2) 80/64	1
9-10-81	2679	2679	0	235	70	2) 3/4, 2) 80/64	1

FECHA	ACEITE (m <sup>3</sup> )		AGUA (%)	RGA	P. T. (Kg/cm <sup>2</sup> )	ESTRANG. (")	NUMERO DE RAMAS.
	PROD. BRUTA	PROD. NETA					
16-1-82	2590	2590	0	173	67	2) 3/4, 2) 80/64	1
31-1-82	2579	2579	0	173	67	2) 3/4, 2) 80/64	1
21-7-82	2533	2533	0	232	62	2) 3/4, 2) 80/64	1
2-8-82	1267	1267	0	242	66	2) 3/4, 2) 80/64	1
6-8-82	2005	2005	0	242	80	2) 3/4, 2) 80/64	1
7-8-82	2408	2408	0	204	80	2) 3/4, 2) 80/64	1

TABLA VIII-A  
(CONTINUACION)

El pozo fué abierto a baterías el 25 de octubre de 1980.



## 9. CONCLUSIONES.

Como se menciona al inicio del trabajo (Introducción), se cuenta con muy poca información referente a los campos nuevos; pero del Municipio de Huimanguillo, al cual pertenece el campo Jujo, que se considera actualmente en vías de desarrollo, se ha comprobado que los resultados esperados han sido muy por arriba de lo estimado.

Cabe hacer notar, que la falta de cuidado del personal para manejar una operación sigue siendo un factor importante a remediar, ya que a causa de ésto se tuvo que abandonar la perforación del pozo original (Jujo 2) por no poder recuperar un "pescado" totalmente y que trae como consecuencia tanto la pérdida del factor tiempo como la de recursos económicos para la compañía.

Se observa mediante los registros, que el intervalo perforado fué el adecuado, ya que si analizamos los horizontes con contenido de fluídos (capítulo 2) notamos que es donde puede existir una mayor concentración y por lo tanto una mayor recuperación de hidrocarburos.

## APENDICE "A"

### Características de Diseño de las Barrenas de Perf'n:

Como se conoce, geológicamente todas las formaciones tienen diferentes características litológicas y por lo tanto para el diseño de barrenas de perforación se deben combinar diferentes factores teniéndose así un tipo de barrena para un fin específico.

Es por esto que la IADC introdujo un código -- estandar, para la selección de barrenas convencionales y de insertos. Este código es un sistema de 3 dígitos que nos indica las características esenciales de una barrena. Esta clasificación es la siguiente:

1er. Dígito.- Indica el tipo de formación, correspondiendo:

1	Suave	}	Para barrenas convencionales
2	Mediana		
3	Dura		
4	Muy dura		
5	Suave	}	Para barrenas de insertos
6	Mediana		
7	Medio Dura		
8	Dura		
9	Muy Dura		

2do. Dígito.- Corresponde a una subclasificación dependiendo de las características de cada tipo de formación, teniéndose:

- 1 Muy suave
- 2 Suave
- 3 Mediana
- 4 Dura

3er. Dígito.- Está en función de las características mecánicas de la barrena, siendo:

- 1 Baleros no sellados sin protección en la hilera de calibre.
- 2 Hilera de calibre dientes en forma de "T".
- 3 Baleros no sellados con protección en la hilera de calibre.
- 4 Baleros sellados sin protección en la hilera de calibre.
- 5 Baleros sellados con protección en la hilera de calibre.
- 6 Barrena de chumacera con protección en la hilera de calibre y sellos.

Ahora bien, para las barrenas marca SMITH se tiene la siguiente clave, representada en la Tabla:

SERIE	FORMACION	TIPC	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Formación suave bajo esfuerzo de compresión fácilmente perforable.	1	DS			SDS					
		2	DT	DTT		SDT				DJ	BHDJ
		3	DG	DGT	DGH	SDG	SDEH				
		4	K2		K2H						
2	Formación mediana y medianamente dura - con alto esfuerzo de compresión.	1	V1		V1H						
		2	V2		V2H	SV	SVH				
		3	T2		T2H	ST2					
		4									
3	Formación dura semi-abrasiva o abrasiva.	1	L4		L4H	SL4	SL4H				
		2	W4		W4H						W4HP
		3									
		4	WC		WCH	SWC	SWCH	FWC	FWCH		
5	Formación suave y mediana con bajo esfuerzo de compresión	1					2JS				
		2									
		3					3JS		F3		
		4									
6	Formación medio dura de alto esfuerzo de compresión.	1					4JS/47JS		F4/F47		
		2					5JS		F5	SJA	
		3					57JS		F57		
		4					6JS		F6	6JA	
7	Formación semiabrasiva y abrasiva.	1					7JS			7JA	
		2									
		3									
		4							F8		
8	Formación extremadamente dura y abrasiva.	1									
		2									
		3					9JS				
		4									9AP

Basándonos en la descripción anterior podemos -  
obtener las características de las barrenas empleadas en la  
perforación del pozo Jujo 2-A.

TIPO 1-1-1. Es una barrena de dientes maquinados para for-  
maciones suaves, con excentricidad de los co-  
nos grande y que los baleros no sellados no -  
tienen protección en la hilera de calibre.

TIPO 1-2-1. Barrena con dientes maquinados para formacio--  
nes suaves y es estándar. Además los baleros  
no sellados no tienen protección en la hilera  
de calibre.

TIPO 1-3-1. Barrena con dientes maquinados para formacio--  
nes suaves, con excentricidad de los conos li-  
geramente pequeña al igual que el tamaño de --  
los dientes, baleros no sellados y sin protec-  
ción en la hilera de calibre.

TIPO 2-1-1. Barrena de dientes maquinados para formaciones  
de suaves a medianas y baleros no sellados sin  
protección en la hilera de calibre.

TIPO 2-3-1. Barrena de dientes maquinados para formaciones  
medianas, con excentricidad de conos ligeramen-  
te pequeñas al igual que el tamaño de los dien-  
tes, baleros no sellados y sin protección en -

la hilera de calibre.

TIPO 5-2-7. Barrena con dientes de insertos para formaciones suaves, con excentricidad de conos ligeramente grande al igual que el tamaño de los - - dientes, con baleros sellados y con protección en la hilera de calibre.

## APENDICE "B"

### Características de los Tipos de Cementos y Aditivos Empleados en las Cementaciones del Pozo:

La cementación de un pozo, es el proceso de mezclar cemento con agua formando una lechada, misma que será bombeada a través de la tubería de revestimiento y depositada en el espacio anular formado por la tubería y la pared del agujero. Algunas de las funciones principales de una cementación primaria son: Controlar el movimiento de fluídos; gas, aceite o agua, de tal manera que no ocasionen problemas durante la perforación y terminación del pozo; proporcionar soporte a las tuberías por medio de la adherencia de éstas y el agujero; aisla las zonas productoras de gas-aceite y agua; protege a la tubería de revestimiento de la corrosión; proporciona una base firme para el soporte del equipo de seguridad en la superficie; y sella o aisla zonas de pérdida de circulación,

Los cementos utilizados en las operaciones de este pozo fueron de clase G y clase H. De los cuales, a continuación, se mencionan sus principales usos, aplicaciones y aditivos que lo componen.

Análisis típico de un cemento (API) clase G o H,

Oxido de calcio	(C <sub>a</sub> O)	64.77%
Dióxido de silicio	(Si O <sub>2</sub> )	22.33%
Oxido de fierro	(Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	4.10%
Oxido de aluminio	(Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	4.76%
Oxido de magnesio	(Mg O)	1.14%
Trióxido de azufre	(SO <sub>3</sub> )	1.67%
Oxido de potasio	(K <sub>2</sub> O)	0.54%
Pérdida por ignición		0.54%

Los cementos usados en la Industria Petrolera - tienen especificaciones marcadas por el Instituto Americano del Petróleo (API) según normas 10A (API Standars 10A) y -- los usos de estos cementos son:

CLASE G: Se emplea para profundidades de 0 m. a 2440 m. bá- sicamente, pero con la adición de aceleradores o retardadores de fraguado, su uso se puede genera- lizar para cualquier tipo de presión y temperatu- ra, así como para la acción de los sulfatos.

CLASE 4: Su uso es similar al de clase G, pero su resisten- cia a la acción de los sulfatos es moderada.

ADITIVOS.

HI-DENSE No. 3: Es un aditivo que se puede añadir a los re- tardadores de cemento para incrementar la -



densidad, ligado a la profundidad de pozos profundos donde es deseable tener el cemento cerca del lodo de perforación al tiempo de estar cementando para controlar las altas presiones de las zonas de aceite y gas.

Este mineral tiene una gravedad específica de 5.02 y un tamaño de partícula seleccionada. El Hidense-3 funciona como una sustancia inerte en cementos para proveer densidades de 20 libras por galón. Es muy compatible con agentes para pérdida de fluido, retardadores y densificadores comunmente usados en pozos con temperaturas altas.

HR - 4: Es un retardador de cemento químico recomendado para usarse en pozos donde las temperaturas son sumamente altas. Una pequeña cantidad de este aditivo, añadido al cemento proporciona tiempos de bombeo en forma segura con una reducción de fuerzas de compresión en 24 horas.

L W L : Es un derivado de la celulosa usado en porcentajes pequeños como retardador de cemento. También proporciona propiedades de baja filtración.

HALAD 22-A: Es un aditivo que se recomienda para el control de la filtración por alta temperatura. Es par

ticularmente aplicable donde se circulan grandes columnas de cemento pasando dentro de las tuberías primarias empleadas y profundidades cementadas. Proporciona además el control necesario de la filtración para mantener la fluidez, eliminando la deshidratación prematura y manteniendo al espacio anular como un anillo compacto donde la cementación es de 80 a 160°F. Halad 22-A es un polvo de flujo libre usado en concentraciones de 0.3 a 1.75%.

**GILSONITA:** Particularmente es un aditivo no celular usado o preparado para cementaciones de baja densidad y para controlar las pérdidas de circulación superiores. Mineralógicamente, la gilsonita es clasificado como un hidrocarburo natural.

**THIX-SET:** Es el nuevo descubrimiento en cementos tixotrópicos. Es designado para usarse en cementaciones primarias o por pérdidas de circulación y aplicaciones en cementaciones forzadas. El THIX-SET tiene varias ventajas sobre otros cementos tixotrópicos nuevos que se usan. Estas son:

- El aditivo es mezclado seco en el cemento.

- Puede ser acelerador con  $\text{Ca Cl}_2$  o retardador con HR-4.
- Hidrata al cemento.
- Las fuerzas compresivas son bastante altas - para usarse en una cementación primaria.
- El cemento es compatible con aditivos tal como: Gilsonita, Flocele, Salt, SSA-1 y SSA-2.

CFR - 2: Es un reductor de fricción. Reduce la velocidad de flujo requerida para turbulencia anular por -- más de la mitad, comparada la misma sin el reductor de fricción. Puede ser usado en pozos profundos con rangos de temperatura de 60 a 300°F.

El material tiene comunmente un requerimiento de casi 0.5 a 0.75 por ciento, del peso del cemento logrando o alcanzando una velocidad de flujo turbulento con rangos de 5 a 10 barriles por minuto inferiores a las condiciones anulares normales. - Su requerimiento varía entre 0.5 y 1.0 por ciento debido a los diferencias de los cementos.

APENDICE "C"

Características de las Tuberías de: Perforación, Revestimiento y Producción.

TUBERIAS DE PERFORACION

DIAMETRO EXTERIOR (PULG)	RESISTENCIA A LA TORSION BASADA EN DESGASTE UNIFORME (pies-libra)				DATOS DE TENSION BASADOS EN CARGA DE DESGASTE UNIFORME A RESISTENCIA MINIMA (lbs.)				PRESION DE COLAPSO BASADA EN VALORES MINIMOS (PSI)				RESISTENCIA MINIMA A LA PRESION INTERNA (PSI)			
	E	95	105	135	E	95	105	135	E	95	105	135	E	95	105	135
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	13160	16670	18430	23690	250500	317300	305700	450900	12480	15810	17480	22470	12510	15850	17520	22530
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	19680	24920	-	-	260100	329460	-	-	5170	5770	-	-	7300	9250	-	-
5	33050	41870	46270	-	417500	535000	585000	-	9420	11270	12160	-	9750	12350	13650	-

TUBERIA DE REVESTIMIENTO

DIAMETRO EXTERIOR (PULG)	GRADO	PESO (lb/pie)	DIAMETRO INTERNO (PULG)	ROSCA (PULG)	DIAMETRO EXTERIOR COPLÉ (PULG)	RESISTENCIA AL COLAPSO (PSI)	RESISTENCIA INTERNA (PSI)	DISEÑO A LA TENSION (1000 lbs)
16	J-55	84.0	15.010	14.822	17.000	1410	2980	1326
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	P-110	60.7	9.660	9.504	11.750	5860	9760	1922
	P-110	55.5	9.760	9.604	11.750	4630	8860	1754
	P-110	51.0	9.850	9.694	11.750	3670	8060	1602
	N-80	51.0	9.850	9.694	11.750	3220	5860	1165
	7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	V-150	39	6.625	6.500	8.500	13450	-
5	P-110	18	4.276	4.151	5.563	13450	13940	580

TUBERIA DE PRODUCCION

TUBERIA		GRADO	PESO NOMINAL			ESPESOR	DIAMETRO INTERNO (PULG)	JUNTA INTEGRAL		RESISTENCIA AL COLAPSO (PS I)	DISEÑO A LA PRESION INTERNA
NOM. (PULG)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)		ROSCA (lb/pie)	COPLÉ (Lb/pie)	JUNTA INTERNA			TENDENCIA DEL DIAMETRO (PULG)	DIAMETRO DE CAJA (PULG)		
2 3/8	2.375	N-80	4.60	4.70	-	.190	1.995	-	-	11780	11200
3 1/2	3.500	C-75	9.20	9.30	-	.254	2.992	-	-	10040	9520

## APENDICE "D"

### Procedimiento para la Colocación y Uso de Centrado res, Raspadores y Collarines:

Los centradores, raspadores y collarines para las tuberías intermedias de revestimiento, tienen como finalidad de darle al cemento una distribución mejor, uniformidad y adherencia entre la TR y el agujero.

Los usados para la tubería de explotación son programados por Ingeniería Petrolera, basándose éste en -- las zonas de interés localizadas por los registros geofísicos (eléctrico).

El número de estas herramientas esta en función de varios factores (columna de cemento, rango de tubería).

Las fórmulas para obtener el número adecuado de estas herramientas son las siguientes:

TR Rango 2.

$$\text{Centradores} = \frac{N + 2}{3} \quad \text{Raspadores} = 2 N + 2$$

TR Rango 3.

$$\text{Centradores} = \frac{N + 3}{2} \quad \text{Raspadores} = 3 N + 1$$

donde N es el número de tramos por cubrir.

En las zonas de interés se coloca un centrador por cada tramo de TR.

Los centradores son colocados alternando la dirección de sus ejes en caso de ser helicoidales y se fijaran con prisioneros (sin usar soldadura).

Los raspadores serán colocados entre 2 collarines o entre un collarín tope y un centrador, alternando su dirección uno con respecto al otro.

Los collarines tope serán colocados para limitar el desplazamiento de los raspadores, sujetándose también con prisioneros.

## APENDICE "E"

### Características de la Terminación Sencilla con Empacador en Agujero Ademado (con Liner):

Este tipo de terminación pueden efectuarse con empacador permanente o recuperable.

Si la profundidad a la que deberá quedar el empacador está por abajo de los 3000 m. es recomendable utilizar un empacador permanente, y si se esperan altas presiones.

En este tipo de aparejos es necesario agregar a éste una válvula de circulación y un niple de asiento. - Para que el empacador que se haya metido cumpla su función es necesario anclarlo de acuerdo a sus características del fabricante y dejarle el peso de la TP que soporta.

Ventajas de éste tipo de Terminación:

- a) Al estar fluyendo el pozo y estar produciendo el producto del yacimiento, lo hará por dentro de la T.P.
- b) Aún cuando los hidrocarburos tengan sustancias corrosivas la TB no se verá afectada.
- c) Cuando se quiera efectuar una estimulación se po--



drán alcanzar mayores presiones que en el caso de una terminación con TP franca.

- d) En todo caso que se requiriera un mayor gasto, se puede abrir la válvula de circulación para explotar por el espacio anular simultáneamente.

Desventajas:

- a) Se tiene un gasto limitado cuando el aceite es demasiado viscoso.
- b) El diámetro de la TP se reduce por causa de precipitados.
- c) Existe corrosión en la TP.
- d) Se requiere un mayor tiempo para efectuar la terminación.
- e) Mayor costo a causa de los accesorios adicionales que lleva el aparejo.

Desarrollo de la Operación:

- a) Una vez probadas las conexiones superficiales que se utilizarán en la terminación del pozo (cabezal de producción).
- b) Bajar con barrena a reconocer nuestra profundidad interior, con el fin de checar que este libre.

- c) Lavar el pozo desplazando lodo con agua.
- d) Se saca la barrena quedando el pozo lleno de agua.
- e) Para limpiar la tubería se baja con barrena y escariador, dependiendo del empacador que se utiliza.
- f) Cuando el empacador se baja a la profundidad pro--gramada, se ancla con cable o con la TP.
- g) Hacer el ajuste (cantidad de tramos a meter) y co--locar los accesorios de acuerdo al programa.
- h) Se quitan los preventores y se instala la parte --del árbol de válvulas que se tiene y se prueban --las conexiones superficiales, a presión recomenda--ble por el fabricante.
- i) Con las pistolas programadas se baja el número de cargas previamente seleccionadas por unidad de - -longitud.
- j) Se hacen los disparos y una vez recuperada la he--rramienta, se desplazó el fluído de la TP con gas inerte, se descarga la presión del Nitrógeno a la Atmósfera, se induce el pozo, se limpia y se pasa a la batería.
- k) Si no acumula presión una vez recuperada la cabeza de disparos, se baja con línea de acero la herra--

mienta y se abre la válvula de circulación.

- 1) Se desplaza el fluido de la TP con gas inerte, se cierra la válvula de circulación, se recupera la herramienta y se descarga la presión del Nitrógeno a la Atmósfera, se induce el pozo, se limpia y se pasa a la batería.

## APENDICE "F"

Funciones de las Herramientas Empleadas en el Aparato de Producción y Características del Empacador:

### Camisa Deslizable:

Se le conoce también como válvula de circulación y tiene como función principal la de poder comunicar en el momento que se desee al espacio anular y la TP. Las camisas utilizadas son de marca OTIS - - "XA". Otra función es para inducir el pozo a - - fluir mediante la inyección de gas para que de esta manera el fluido que ocupa la tubería de producción pase al espacio anular.

### Empacador:

El empacador utilizado fué uno de modelo 415-01 -- que puede ser utilizado en pozos de inyección o en pozos de producción. Su función; puede ser usado para hacer estimulaciones al pozo en el intervalo que uno quiera y puede recuperarse fácilmente cuando se quiere taponar el intervalo que se encontraba en producción.

Tope Localizador:

Este accesorio se puede considerar como un indicador ya que cuando la parte superior del multi "V" es tocada por él, existe una disminución de peso - que se registra en la superficie en el indicador - de peso.

## APENDICE "G"

### Características de los Lodos Empleados:

#### 1. Lodos Bentoníticos:

- a) Sin tratamientos.- Son fluídos de agua dulce sin ningún contaminante y de baja densidad, ideales para perforar a bajo costo muchos pozos. Se preparan mezclando Bentonita y Agua, aproximadamente un saco de Bentonita por metro cúbico de agua, aunque siempre depende de la calidad de la arcilla, y es durante la perforación cuando de las formaciones arcillosas cierto porcentaje se incorpora aumentando el volumen de fluído. Las adiciones continuas de agua dispersan las partículas arcillosas manteniendo la viscosidad requerida, si no fuese por la necesidad de mayores densidades o un control más riguroso del filtrado según el campo; estos fluídos pueden usarse en profundidades mayores de los 1800 m.
- b) Bentoníticos tratados con fosfatos.- El fosfato usado con buenos resultados en donde la mayor parte de las formaciones son arcillosas, es el pirofosfato tetrasódico anhidro ( $\text{Na}_4 \text{P}_2 \text{O}_7$ ), soluble en agua, y PH de 9.5, en fluídos de elevada densi-

dad tratamientos aproximados de 1.5 a 3 Kg/m<sup>3</sup> de fosfatos mantienen buenas propiedades. En aquellos fluídos donde no se ha agregado ningún material densificante y el peso está dado por los componentes del fluído (lutitas y arenas de las formaciones) 0.5 Kg/m<sup>3</sup>. de pirofosfato, son suficientes para dispersar en el sistema en forma satisfactoria las formaciones arcillosas, manteniendo el fluído con baja viscosidad y gelatinosidad. Esta dispersión constante de sólidos debido al tratamiento con fosfato, aumenta en forma progresiva la densidad llegando hasta 1.40 gr/cc., sin agregar bari<sup>ta</sup>. Adiciones de aceite reducen un poco el filtrado; si se requiere una pérdida de agua muy baja se puede usar CMC.

Cuando la cantidad de sólidos dispersos en el lodo alcanza altos valores, el tratamiento con el fosfato empieza a perder su efectividad, aunque en las presas la viscosidad se mantenga baja, en la salida es alta. Este fenómeno es más notorio y se presenta en forma más marcada cuando el lodo tiene elevada densidad. En este caso para que el reactivo pueda seguir trabajando en forma efectiva, es necesario disminuir la concentración de sólidos agregando agua.

Al llegar a profundidades donde la temperatura es mayor de los 80°C el pirofosfato tetrasódico - - anhidro, se descompone perdiendo su propiedad dispersante y originando productos secundarios que actúan en forma negativa en el fluido.

## 2. Lodos de Emulsión Inversa:

Este tipo de fluidos de control son el resultado de la mezcla de dos fases separadas (aceite y agua) - más un agente emulsificante que tienen la propiedad de cambiar la tensión de la interfase aceite-agua. En este tipo de fluidos, el agua en forma de gotas finamente dispersas están emulsionadas en el aceite formando la fase interna o discontinua, siendo el aceite la fase externa o continua.

a) Aplicación.- En virtud de que el filtrado de este tipo de fluido es aceite puede utilizarse en la perforación de formaciones tales como lutitas o arcillas hidratables y en formaciones productoras con fracciones arcillosas, y debido a su estabilidad en altas temperaturas, puede utilizarse también en pozos profundos en donde otros tipos de fluidos tienden a solidificarse.

b) Composición.- Se componen esencialmente de aceite, agua, un agente estabilizador y material para



dar densidad. El aceite que se utilice para preparar la emulsión, puede ser crudo o refinado dentro del rango de densidades de 28° a 38° API; y -- punto de anilina de 150° a 180°F. Pueden utilizarse aceites con densidades de 39 a 45° API pero solamente para control de viscosidad, así mismo -- pueden utilizarse aceites de menos de 28° API cuando se quiera aumentar la viscosidad sin cambiar el contenido de agua.

En la preparación de estos fluídos, el agua que se utiliza debe de ser salada, pudiendo variar la concentración de sal desde el 4% en peso hasta la saturación (40,000 a 260,000 ppm). La finalidad de la sal es la de dar mayor estabilidad a la emul- - sión especialmente cuando se trabaja en pozos con alta temperatura de fondo, y ayudar a resistir los efectos de los sólidos ajenos al fluído que pudieran incorporarse.

La composición de los agentes emulsificantes y estabilizadores es secreto de los fabricantes, conociéndose únicamente por su nombre comercial; pero en general, se sabe que son derivados de ácidos -- grasos y óxido de calcio.

## APENDICE "H"

Aditivos empleados en la Estimulación y Programa:

HCL.- El ácido clorhídrico (HCL) en solución, (al 25% en peso) es el ácido de tratamiento más económico disponible para mejorar efectivamente la permeabilidad, mediante la conexión y el ensanche de las grietas de la formación por efecto de la reacción química. El HCL activo y el gastado son también agentes efectivos para lograr el encogimiento de lutitas hinchables. Ataca formaciones calcáreas y su uso es recomendable para pozos productores de formaciones calcáreas (calizas y dolomitas, arenas o areniscas con material calcáreo como cementante). En formaciones con por cientos de Fierro y Aluminio altos, el ácido gastado se debe sacar inmediatamente porque su precipitación disminuye la permeabilidad (K).

J-227.- Es un inhibidor que minimiza la dañina acción química del ácido sobre el acero. Estos inhibidores retardan la reacción del ácido con el acero y la mantienen dentro de ciertos límites prácticos, además de que no contienen hidrocarburos clorinados por ser inhibidores orgánicos (efectivos hasta temperaturas de 150°C). Su tiempo de efecti-

vidad depende de la temperatura, del tiempo de --  
contacto del ácido con la tubería, del tipo de --  
ácido y de la relación Volúmen de ácido-área de -  
acero expuesta.

Programa:

a) Introducción:

De acuerdo a los datos que con anterioridad se le proporcionan a la compañía encargada de hacer las estimulaciones y considerando el potencial del pozo se sugirió una acidificación de 1 etapa. El programa se corrió por computadora para una etapa de 23 m. de formación a estimular.

b) Fluídos:

Tan pronto el pozo fluya hay que hacer pruebas de antiemulsión y anti-asfaltenos entre los sistemas del ácido y el aceite del pozo producido. Para la elaboración del programa se consideró un aceite compatible con el óxido DS 25X

Se elaboró el programa considerando los siguientes materiales químicos:

DS 25X Acido clorhídrico al 25%

Desviador J-227

Agua para el desplazamiento.

c) Fluído de Enfriamiento:

La temperatura estática de fondo es de - - 139°C la cual se reduciría a 65°C mediante la inyección de gelatina de baja viscosidad (WF-40) como fluído de enfriamiento para -- controlar la velocidad de reacción de ácido con la formación.

d) Desplazamiento:

Al final del tratamiento se empleará agua - como fluído de desplazamiento.

e) Condiciones de Bombeo:

El tratamiento se efectuará por TP con camisa cerrada.

Se efectuaron cálculos para diferentes gastos, desde 2 hasta 15 BPM no obstante el -- mismo estará condicionado a la máxima pre-- sión en superficie. Se recomendó alcanzar el máximo gasto teniendo en cuenta las limitaciones de presión para poder conseguir el mayor grado de estimulación.

f) Fórmulas para Presiones en Superficie:

$$P_w = P_F - P_H + P_f + P_f$$

$$P_F = GR \times D$$

$$P_{\Delta f} = 0 \quad (\text{más de 50 perf.})$$

donde:  $P_W$  = Presión en superficie.

$P_F$  = Presión de fractura.

$P_H$  = Presión hidrostática.

GF = Gradiente de fractura.

D = Profundidad.

$P_f$  = Pérdida por fricción en la TP.

$P_{\Delta f}$  = Pérdida por fricción en las perforaciones.

g) Aditivos a utilizar en el Acido:

Estos aditivos fueron, definidos de acuerdo a pruebas de compatibilidad entre el aceite y el sistema de ácido.

h) Programa de Bombeo:

No.	GASTO (BPM)	FLUIDO	VOLUMEN
1	3-15	HCL al 25%	27.5 m <sup>3</sup> .
2	5-15	Desviador J-227	500 Lbs.
3	5-15	HCl al 25%	37.5 m <sup>3</sup> .
4	5-15	Agua	21 m <sup>3</sup> .

\* Este programa fué hecho considerando un sistema de ácido compatible con los aceites del campo de Jujo. Tan pronto el pozo fluya hay que recoger una muestra de aceite y hacer pruebas de compatibilidad.

i) Volúmenes Totales de Fluído:

HCl al 25% - 75 m<sup>3</sup>.

Agua - 21 m<sup>3</sup>.

j) Recomendaciones:

1. Efectuar reunión de seguridad entre las empresas contratista y contratada.
2. Disponer en locación de los siguientes - equipos:
  - Fracturadores.
  - 1 Mezclador (Blender).
  - 3 tanques de 75 m<sup>3</sup> c/u.
  - 2 pipas de 20 m<sup>3</sup> para ácido.
  - 2 pipas de 20 m<sup>3</sup> para agua.
  - Equipos de seguridad.
  - Sistemas de comunicación.
  - Instrumentos registradores de presión y gasto.
  - Unidad de alta para presurizar T.R.
3. Armar líneas desde unidades de bombeo a TP con válvulas de retención, válvula de cierre y apertura y línea de descarga a pileta de deshecho, observando que la -- misma quede fijada en su extremo.

4. Conectar Martín Decker registrador a TR y TP.
5. Probar todas las líneas en superficie -- con 8,000 PSI.
6. Utilizar cortes de máxima presión automáticos para evitar daños en la TR o TP.
7. Seguir la secuencia de bombeo programada.
8. Poner pozo en producción a la presa de -  
quema inmediatamente después de la operación.



- BIBLIOGRAFIA -

1. Información obtenida directamente del expediente del -  
pozo en Villahermosa, Tab.
2. Revista de Pemex (Marzo 1982).
3. "Comportamiento primario de yacimientos"  
Ing. Francisco Garaicochea P.
4. "Registros de Pozos" Tomo I.  
Ing. Orlando Gómez Rivero.
5. Apuntes tomados en los cursos de:  
Estimulación y Reparación de Pozos, Terminación de  
Pozos, Tecnología de la Perforación y Fluídos de -  
Perforación.