



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

GENESIS DEL POZO SAMARIO No. 66 DISTRITO
VILLAHERMOSA, TAB.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JOSE FRANCISCO GONZALEZ VERA



MEXICO, D. F.

1982



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

INTRODUCCION

PA

I. - ANTECEDENTES GENERALES	-----
A) Nombre del Pozo	-----
B) Nombre del Campo	-----
C) Nombre del Distrito	-----
D) Ubicación del Pozo	-----
E) Coordenadas de Referencia	-----
F) Localización	-----
II. - DATOS GEOLOGICOS	-----
A) Provincia o Cuenca Sedimentaria	-----
B) Plano de Localización Regional	-----
C) Plano Estructural del Campo	-----
D) Descripción, Edad y Litología de cada una de las formaciones perforadas.	-----
III. - CLASIFICACION DEL YACIMIENTO	-----
A) Presión del Yacimiento	-----
B) Temperatura del Yacimiento	-----
C) Saturación media de agua	-----

- F) Tipo de empuje - - - - -
- G) Saturación de aceite residual- - - - -
- H) Permeabilidad - - - - -
- I) Factor de recuperación- - - - -
- J) Reserva actual (N) - - - - -
- L) Cálculo de la recuperación- - - - -

IV. - DATOS MECANICOS DEL POZO- - - - -

- A) Profundidad máxima del pozo original- - - - -
- B) Pozo único o gemelo - - - - -
- C) Ademe - - - - -
- D) Equipo de perforación- - - - -
- E) Equipo de terminación (reparación)- - - - -
- F) Distribución del aparejo de producción al
concluir la terminación del pozo- - - - -
- G) Tipo de terminación - - - - -
- H) Conexiones superficiales- - - - -
- I) Intervalos perforados - - - - -
- J) Historia de la perforación- - - - -

V. - REGISTROS TOMADOS- - - - -

- A) Tipos de registros- - - - -
- B) Explicación y fundamento de cada uno de
ellos- - - - -

	PAGI
VI.- FLUIDOS DE PERFORACION- - - - -	27
A) Tipo de lodo- - - - -	27
B) Tabla de balance general- - - - -	27
C) Costo total del lodo- - - - -	27
D) Costo por metro perforado- - - - -	27
VII.- REPARACIONES- - - - -	28
VII.1) Primera reparación- - - - -	28
A) Tipo de reparación- - - - -	28
B) Operaciones- - - - -	28
C) Objetivo de la reparación- - - - -	28
VII.2) Segunda reparación- - - - -	29
A) Tipo de reparación- - - - -	29
B) Operaciones- - - - -	29
C) Objetivo de la reparación- - - - -	31
VIII.- ESTIMULACIONES- - - - -	31
A) Primera estimulación- - - - -	31
B) Segunda estimulación- - - - -	31
IX.- DATOS DE PRODUCCION- - - - -	31
A) Primera prueba de producción- - - - -	31
A.1) Descripción- - - - -	31

C) Estado de producción actual- - - - - 3

X.- CONCLUSIONES- - - - - 3

APENDICE "A": Descripción de los accesorios
de producción utilizados- - - - - 3

APENDICE "B": Terminación sencilla con empa
cador y agujero ademado- - - - - 4

APENDICE "C": Características de diseño de las
barrenas utilizadas en la perfo-
ración - - - - - 4

APENDICE "D": Lignosulfonatos y materiales -
utilizados en la perforación- - - - - 4

APENDICE "E": Tipos de ácidos más utilizados
en la estimulación de pozos- - - - - 4

BIBLIOGRAFIA

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

México se ha caracterizado por el brío y entrega de nuestros compatriotas para logro de grandes objetivos nacionales, y encaja perfectamente el papel que desempeñó el Petróleo en la culminación de la década de 30 s, y también el papel que juega actualmente, de ahí que una política racional para su explotación sea decisiva de tal manera que se cumplan todos los objetivos con paralelismo entre el Gobierno y la capacidad física de nuestros yacimientos.

Este trabajo pretende dar una secuencia de hechos referente al Pozo Samaria 66 del Distrito de Comalcalco, Tabasco; abarcando desde su localización hasta su producción actual.

1.- ANTECEDENTES GENERALES:

- A) NOMBRE DEL POZO: SAMARIA 66
- B) NOMBRE DEL CAMPO: SAMARIA
- C) NOMBRE DISTRITO: DISTRITO VILLAHERMO
- D) UBICACION DEL POZO: TERRESTRE
- E) COORDENADAS DE REFERENCIA:

X 155 967.44

Y - 24 713.36

- F) LOCALIZACION: ESTA SITUADA A 1000
AL 530° W DEL SAMARIA

II.- DATOS GEOLOGICOS:

a) Provincia o cuenca sedimentaria.

El campo se encuentra localizado en las cuencas tectónicas del Sureste, Geológicamente quedó situado en la porción oriental de la Subprovincia de Comalcalco.

Los eventos geológicos más importantes que se presentan en el Campo Samaria, lo constituyen las discordancias paralelas que se observan entre paleoceno y cretácico medio (cenomaniano), así como la que deja en contacto con el cretácico superior con eoceno.

De las discordancias, la primera de las antes citadas es la que mayor importancia económica reviste, por constituir el sello sobre la roca porosa con acumulación de hidrocarburos.

Se detecta la presencia de un empuje diapírico, debido al efecto de la sal intrusionante de probable edad triásico-jurásico que fué deformado y cambiando la orientación del eje de este anticlinal de noroeste-sureste a norte sur, levantándolo hasta un nivel topográfico superior a la estructura del Cactus (una diferencia de 200 m.).

Por medio de estudios paleogeográficos, se puede suponer que entre Samaria y Cactus existe un borde de plataforma de orientación noroeste-sureste, con desarrollos arrecifales que pueden constituir una barrera arrecifal, de aquí se infiere que la paleogeografía regional ayuda a determinar las relaciones Cuencas-Borde de plataforma y ayudan a encontrar hidrocarburos en las condiciones determinadas por Geología estructural.

De los estudios exploratorios se puede concluir que:

- 1) La calcarenita productora de edad cenozoica pertenece a un patrón sedimentario de tipo turbidítico y probablemente se depositó ampliamente en esta área, por corrientes de turbidez.

2) Se supone la existencia de una barrera arrecifal ó banco calcáreo entre las estructuras de Cactus y Samaria, la que se supone como un arrecife regresivo con relación al que se encuentra en las aproximidades del Pozo Sitio Grande 101.

b) Plano de Localización Regional (Ver figura II.1)

c) Plano Estructural del Campo (Ver figura II.2)

d) Descripción, Edad y Litología de cada una de las formaciones perforadas:

La secuencia estratigráfica atravesada comprende del mioceno al cretácico medio, cuyas características litológicas y paleontológicas se reseñan a continuación:

M. paraje solo (0 - 2073 M.). - Aflora en el área donde ubica el Pozo de que se trata, consiste de una alternancia regular de lutita y arena, la primera de colores verde azulado gris verdoso, variando de suave a semidura, laminar. La segunda es gris claro de grano fino a grueso, intercalada por zonas de restos de molusco y de arenisca gris claro, de grano fino, bien cementadas.

M. filisola (2074 - 2345 M.). - Está constituida por potentes bancos de arena gris claro de grano fino a grueso, con delgadas

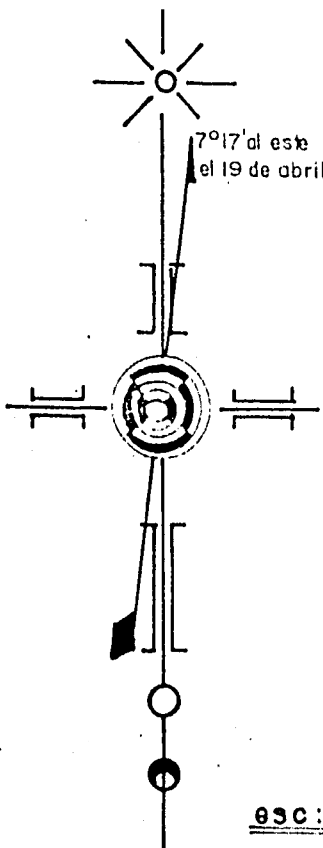
calaciones de lutita gris verdoso, suave a semidura, así como fragmentos de arenisca gris claro, de grano fino, bien cementada. La Formación M. Concepción Superior (2345 - 2960 M).- se encuentra representada esencialmente por lutita gris verdoso, de suave plástica a semidura, laminar, en ocasiones arenosa y calcárea. Intercalada a ella se presentan capas de arena gris clara cuyos granos varían de finos a muy finos.

De acuerdo con el contenido faunístico se le ubica dentro del Mioceno inferior y descansa discordantemente sobre el Eoceno (2960 - 3745 M).- Litológicamente consiste de lutita verdosa, y rojizo claro, de suave plástica a semidura, laminar, arenosa, ligeramente calcárea y bentonítica.

Paleoceno (3745 - 4305 M.).- Está representada por lutita verdosa a gris oscuro, en partes calcáreas y arenosa de semidura, laminar, intercaladas por numerosas brechas calcáreas y dolomíticas.

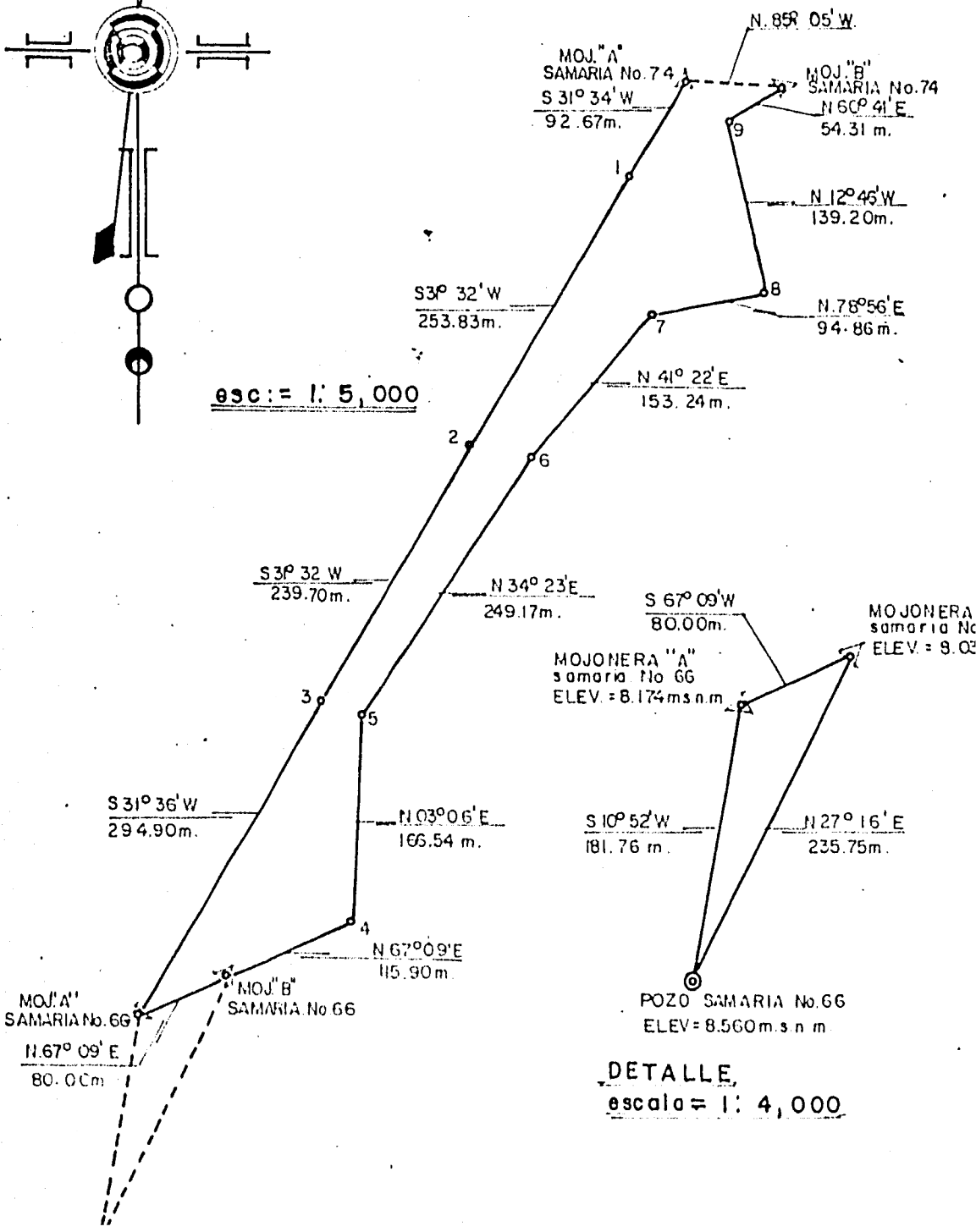
La presencia de fósiles de edad cretácico superior, en algunos de los clásticos de caliza, en una matriz de lutita y margarceno, indica que estos materiales fueron depositados probablemente por corrientes de turbidez.

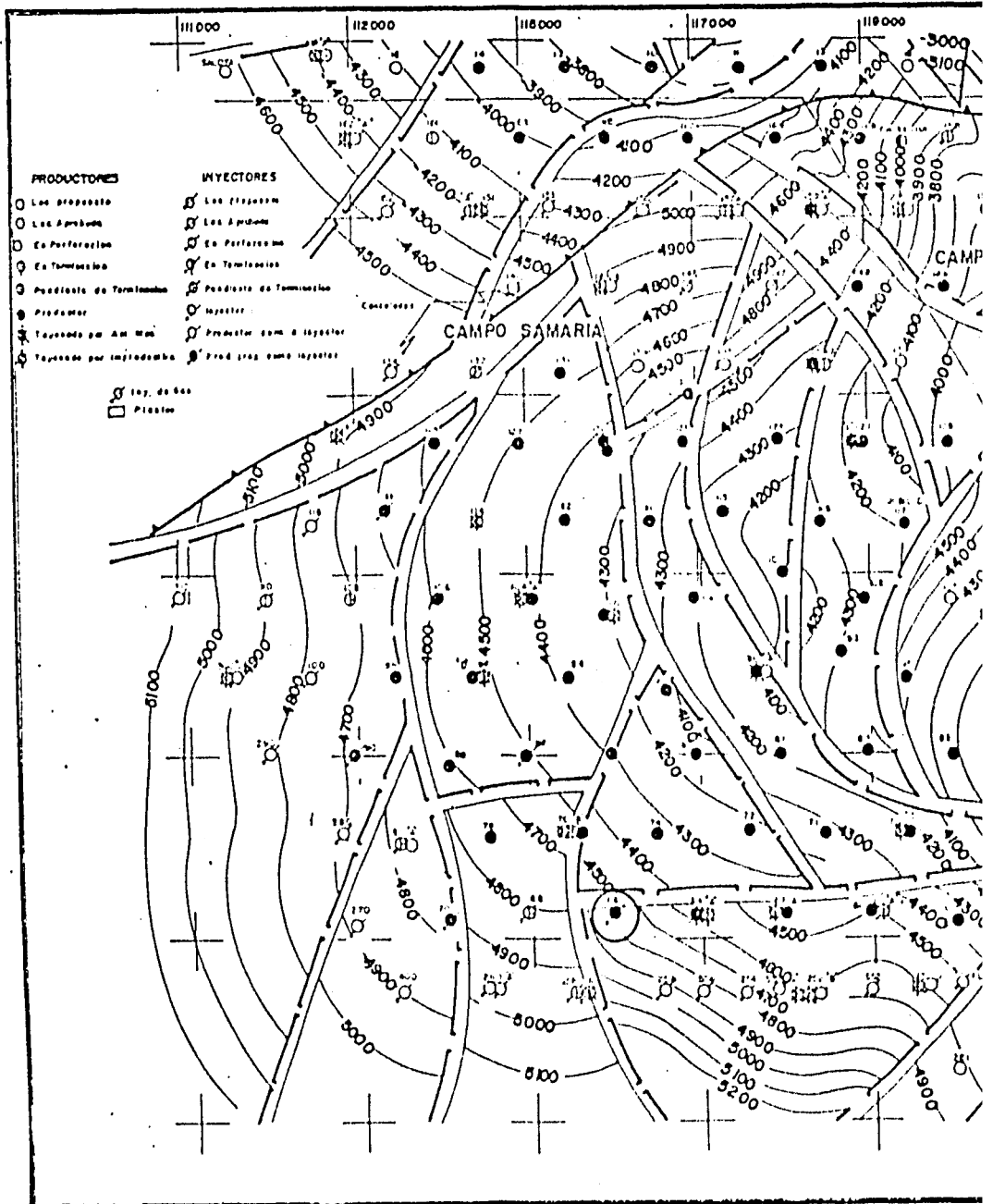
Cretácico Medio (Cenomaniano, 4 305 - 4 346.5 M). - se i
tificaron calcarenitas parcialmente dolomitizadas. Es tos s
mentos subyacen discordantemente al paleoceno, y por lo
ha quedado omitido el cretácico superior que en el área de
se ubica el Campo Cactus está representada por las forma
Mendoza, San Felipe y Agua Nueva.



PUNTOS	SISTEMA PUNTA GORDA.		ELEV
	Y	X	
MOJ."A" SAMARIA No. 66	-24 534.87	116, 001.72	8.174
POZO SAMARIA No. 66	-24 713.36	115 967.44	8.560
MOJ."B" SAMARIA No. 66	-24 503.80	116, 075.41	8.039

DATOS DE LOCALIZACION DEL POZO SAMARIA No. 66
A 1,000m. AL S 30°00' W DEL POZO SAMARIA No. 74





III.- CLASIFICACION DEL YACIMIENTO:

- A) Presión del yacimiento: 533 Kg/cm².
- B) Temperatura del yacimiento: 139 ° C
- C) Saturación media de agua: 15.3 %
- D) Porosidad: 5.0 %
- E) Tipo de hidrocarburo: Aceite negro
- F) Tipo de empuje: Volumétrico
- G) Saturación de aceite residual = 32 %
- H) Permeabilidad = 111 m d
- I) Factor de recuperación: 15.8 %
- J) Reserva actual* 1446x10⁶ bls @ C.S.
- K) Presión de saturación = 318 Kg/cm².

* A Nov. 1981

- L) Cálculo de la recuperación: De la parte correspondiente a clasificación de yacimiento puede observarse que se trata de un yacimiento bajo saturado, ($P_y > P_b$).

A continuación se explica la ecuación de recuperación a partir de la ecuación de balance de materia.

Según Hawkins:

$$NBO + C_e A'P = N_p B_o - W_e + B_w W_p \quad (III.1)$$

Donde:

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o}$$

Si en III.1 consideramos que W_e y W_p B_w son iguales a c entonces nos queda:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_o i C_e A'P} \quad \text{De aquí}$$

$$REC = \frac{N_p}{N} = \frac{B_o i C_e A'P}{B_o}$$

Donde:

$B_o i$ = Factor de volumen de aceite inicial

C_e = Comprensibilidad efectiva

$A'P$ = Caída de presión ($P_i - P$)

La ecuación III.1 es la forma de la ecuación de balance de materia para yacimientos bajosaturados, considerando la expansión de los sólidos, expansión del agua y la expansión del aceite.

IV.- DATOS MECANICOS DEL POZO:

- A) Profundidad máxima del pozo original: 4950 m.
- B) Pozo único ó gemelo: Unico
- C) Ademe (Ver fig. IV.1)

Primera Operación:

Diámetro del agujero 30" a 25 m.

T.R. 24" Grados "B" 0 a 25 m.

Cemento 5 Tons. con 2% acelerador

Objetivo del ademe: Aislar acuíferos superficiales mal consorcio y tener medio para la circulación de fluido de perforación.

Segunda Operación:

Diámetro del agujero 22" a 294 m.

T.R. 16" J - 55 84 lbs/pie C.C. de 0 a 294 m.

Equipo de flotación: Zapata guía y cople flotador.

Lodo: 1. 1 grs/cm³ cemento 50 Tons. con 2% A - G.

Accesorios: 3 centradores

Presiones de prueba de la T. R.:

De las conexiones: 210 Kgs/cm².

Cabezal: 201 Kgs/cm².

Después de cementadas: 70 Kgs/cm².

Objetivo del ademe: Aislar acuíferos superficiales mal consorcio

Tercera Operación:

Diámetro del agujero	14 3/4 a			3361 m.
T. R.	10 3/4" P-110	51 lbs/pie C.C.	0 a	900 m.
	N-80	51 "	C.C. 900 a	1900 m.
	P-110	51 "	C.C. 1900 a	2400 m.
	N-80	55.5 "	C.C. 2400 a	2600 m.
	P-110	55.5 "	C.C. 2600 a	3100 m.
	P-110	60.7 "	C.C. 3100 a	3361 m.

Equipo de flotación: Zapata, guía, cople diferencial.

Lodo: 1 . 4 grs/cm³. cemento 50 tons. con retardador.

Accesorios: 20 centradores.

Objetivo del ademe: Aislar zonas de baja presión, aumentar la viscosidad del fluido de perforación para continuar perforando.

Cuarta Operación:

Diámetro del agujero	9 1/2" a			4540 mts.
T. R.	7 5/8" C-75	33.7 lb /pie	0 -	1400 mts.
	N-80	33.7 "	1400	2400 mts.
	P-110	39.0 "	2400	4200 mts.
	V-150	39.0 "	4200	4625 mts.

Equipo de flotación: Zapata flotadora tipo " V ", cople de orif
Tie Back.

Lodo: 1.60 y 1.50 gr/cm³. (cemento 25 tons. y aditivos y 8 con retardador).

Nota: El complemento se cementó inmediatamente después de cementada la T. R. corta.

Objetivo del Ademe: Aislar la columna de lutitas hidrófilas de presión anormal y evitar problemas mecánicos en la perforación de agujero reducido además de permitir bajar la densidad al lodo control.

Quinta Operación:

Diámetro del agujero 6 1/2" de 4540 a 4950 m.

T. R. 5" de 4446 a 4950 m

D) Equipo de perforación: Equipo

Pemex No. 4025

Antigüedad: 1974

MASTIL:

Marca: Pyramid

Modelo: STA-4

Long. en pies: 165

Capacidad miles de libras: 1000

MALACATE:

Marca: National

Modelo: 1320 - VE

Tipo DE-CA

Cable: 13/8"

H.P. Nominal: 2000

Capacidad nominal (M): 6000

MOTORES:

No. de motores: 2

Marca: E. M. A.

Modelo: D-79-MB

H. P. : 800

RPM: 1200

BOMBAS DE LODOS (No. 1)

Marca: National

Modelo: 1300

No. motores de la bomba: 2

Marca motor: E M D C. D.

Modelo: 0 - 79 - MB

H P: 800

RPM: 1200

BOMBA No. 2

Marca: National

Modelo: 1300

No. motores de la bomba: 2

Marca motor: E M D C. D.

Modelo: D - 79 - MD

H P: 800

RPM: 1200

PLANTA DE LUZ No. 1

Generador de C. A.

Marca: Caterpillar

Modelo: 350 T H

KW: 400

Motor de combustión interna.

Marca: Caterpillar

Modelo: D - 379

PLANTA DE LUZ No. 2

Generador de C. A.

Marca: Caterpillar

KW: 400

Motor de combustión interna

Marca: Caterpillar

Modelo: D - 379

MOTOR COMBUSTION INTERNA DIESEL

No. de motores: 3

Marca: E. M. D.

Modelo: 12 - 645 - E I

H P: 1650

RPM: 900

GENERADOR C. D.

Cantidad: 6

Marca: E. M. D.

Modelo: D - 79 - G B

KW: 800

RPM: 1000

E) Equipo de terminación (Reparación)

Equipo: Equipo Pemex - 5642

BOMBAS:

Bomba No. 1

Servicio: para operar preventores

Marca: Payne

Tipo: Simplex D. A.

Modelo: 2000 C

Capacidad: 13 G. P. M. 3000 PSI

BOMBA No. 2

Servicio: Circulación de fluidos

Marca: Misión

No. Serie: H - 213

Tipo: Centrífuga

Modelo: 5x612

BOMBA No. 3

Servicio: Circulación de fluidos

Marca: Garden-Denver

Tipo: Triplex

Modelo: P Z 8

H. P: 750

BOMBA No. 4

Servicio: Circulación de fluidos

Marca: National Ideal

Tipo: Triplex

Modelo: J - 60 - L C S

H P: 60

RPM:500

MOTORES ELECTRICOS

Cantidad: 5

Servicio: Suministrar potencia mecánica

Marca: U. S. Motors (torbs)

Tipo: D

Volts: 220/440 (cada uno)

Amp.: 30.2

Fases: 3

Frecuencia: 50/60 ciclos

R P M.: 1000

MOTOR DE COMBUSTION INTERNA

Servicio: Suministrar potencia mecánica

Marca: General y Motors

No. de Serie: A 68113

Tipo: 2 - 71

Modelo: 2031

H P: 48

R P M.: 1800

MASTIL

Marca: Pyramid

Tipo: Mástil estructura

Capacidad: 204 Ton. (nominal)

Dimensiones: 100' altura x 12' de base

MALACATE

Servicio: Para efectuar el manejo de tubería y herramientas de sondeo durante las intervenciones de pesca .

Marca: National Ideal

Dimensiones: 457 mm (18") D M x990 mm
(39") (Longitud).

Marca: Delco Remy

No. de Serie: 806 - E - 51

Modelo: I - 499

Volts: 208/416

Amps.: 208.4/104.2

Fases: 3

Frecuencia: 60 Cíclos

R P M : 1200

Capacidad: 60 K W

PREVENTOR

Servicio: Control Superficial

de contra-presiones

Marca: Cameron

Requisición: G P - 7242

No. de Serie: 8

Tipo: U

Modelo: 10 U doble

Capacidad: 5000 p s i

Dimensiones: 11" orificio vertical

54.5' nominal.

F) Distribución del aparejo de producción al concluir la terminación del Pozo. (ver fig. IV.2)

T. P. 3 1/2 C - 75 9.3 l b/pie 8 h r. r. (0 - 4434.3 m)

Camisa C B - 1 4434.1 m

Tope Localizador (4446.69 m)

Multi " V " Brown 43/16" 8 U. S.

(4454 - 96 m), ver apéndice " A "

G) Tipo de terminación: Terminación sencilla con empacador agujero ademado. Ver apéndice " B "

H) Conexiones superficiales árbol de válvulas: 16"x10 3/4"
(S - 900) x 75/8" x 3 1/2" (S - 1500)

MARCA: E P N

I) Intérvalos perforados:

4765 - 4810, 4690 - 4702 y 4630 - 4642

con pistola Scallop 1 9/16 4 orificios por metro.

J) Historia de la Perforación:

La duración de la perforación fué del 26 de febrero al 10 septiembre de 1977.

Perforó a 2807 m donde dejó pescado consistente en bar

raciones de pesca y recuperó pescado 100 %. Intentó se perforando sin conseguirlo por falta de avance. Con cana magnética recuperó aproximadamente 6 Kg. de chatarra, de Pozo á 2764 m. y por regresar al agujero original a 2807 m vió pozo nuevamente a 2757 m., con mismos resultados a res y desvió pozo a 2668 m. perforó a 2755 m. donde se quedando dentro del pozo, barreno de 14 3/4" y herramienta locó tapón de cemento por circulación y desvió pozo a 2570 perforó a 3366 m. notando pérdida de lodo (120 M3), corrigiendo yectando cemento, perforó a 4541 m., cementó T.R. 75/8" boca de misma, admitiendo con 130 Kg/cm². Recementó continuó perforando normalmente hasta 4950 m. cementó completo de T.R. de 75/8".

Prosiguió perforando hasta la profundidad total de 4950 para cementar T.R. de 5" (Líner.).

Cabe mencionar que en el Campo Samaria del oligoceno al cretácico superior encontramos una zona de presiones anormales, por lo que al tocar la cima del cretácico superior es importante disminuir la densidad de nuestro fluido de control para evitar pérdida de circulación y no arriesgar la vida del Pozo; de aquí que una recomendación en la perforación del Pozo vaya en función de las características litológicas y de presiones de las formaciones atravesadas.

BARRENA No.	Ø (Pulg.)	MARCA	TIPO	Ø Toberms	M Perf	\$
1	30	Anáhuac	Λ las		23	
2	20	Anáhuac	1, 1, 1	S / T	271	
3	14 3/4	Anáhuac	1, 1, 1	1/32 (14, 14, 14)	380	
4	14 3/4	Smith	1, 2, 1	1/32 (14, 14, 14)	150	
5	14 3/4	Smith	1, 3, 1	1/32 (16, 16, 16)	410	
6	14 3/4	Smith	2, 1, 1	1/32 (16, 16, 16)	705	
7	14 3/4	Smith	1, 2, 1	1/32 (16, 16, 16)	348	
8	14 3/4	Smith	1, 3, 1	1/32 (16, 16, 16)	313	
9	14 3/4	Anáhuac	2, 1, 1	1/32 (16, 16, 16)	354	
10	14 3/4	Anáhuac	1, 3, 1	1/32 (16, 16, 16)	409	
11	9 1/2	Anáhuac	1, 2, 1	1/32 (12, 12, 12)	305	
12	9 1/2	Smith	1, 3, 1	1/32 (12, 12, 12)	508	
13	9 1/2	Anáhuac	2, 2, 1	1/32 (14, 14, 14)	366	
14	6 1/2	Anáhuac	5, 2, 7	1/32 (14, 14, 14)	410	

Barrenas empleadas en la perforación del pozo.

Nota: Para el tipo de barrena se recomienda ver el apéndice " C "

Para calcular el costo por metro se utilizó la siguiente expresión:

.. .. .

$$C_1 = \frac{B_1 + R_1 (T_1 + t)}{F_1} \quad \text{--- (IV. 1)}$$

Donde:

C_1 = Costo por m perforado

B_1 = Costo de la barrena (pesos, precios vigentes hasta abril

R_1 = Costo del equipo (\$ / Hora)

T_1 = Tiempo total de rotación de la barrena, horas.

t = Tiempo de viaje redondo, horas.

F_1 = Metros perforados

Por Ej. para la barrena No. 1

Datos:

$B_1 = \$40,000$

$R_1 = \$18114.95$

$T_1 = 20 \text{ hrs.}$

$t = 2 \text{ hrs.}$

$F_1 = 23 \text{ m}$ Sustituyendo en IV.1

$$C_1 = \frac{40,000 + 18114.95 (20 + 2)}{23} = \$10066$$

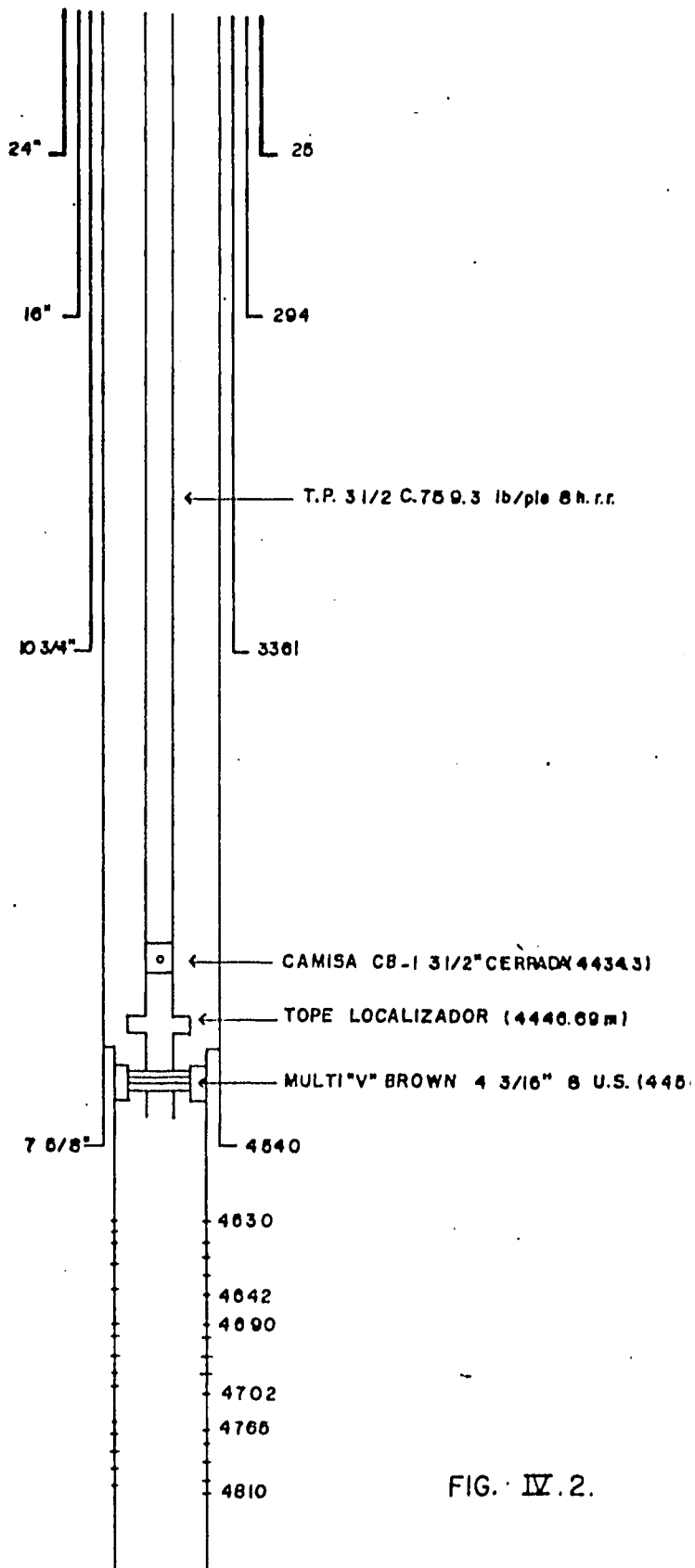


FIG. IV. 2.

FORMACION	PROF
PARAJE SOLO	AFLORA
FILISOLA	2727
CONCEPCION SUPERIOR	2915
EOCENO	3279
PALEOCENO	4163
CRETASICO SUPERIOR	4515

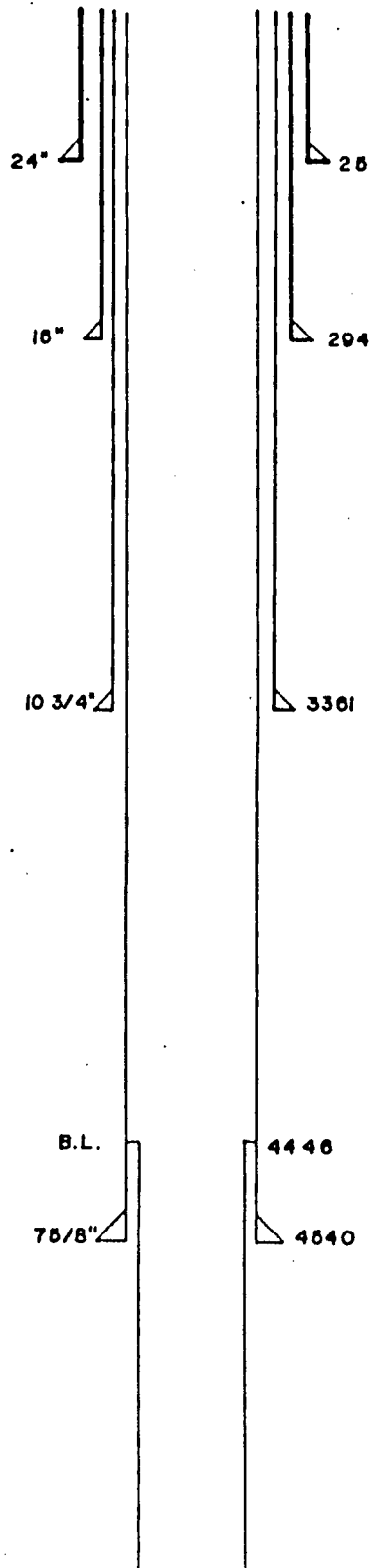


FIG. IV. 1

V.- REGISTROS TOMADOS

A) Tipo de Registros

REGISTRO	INTERVALO (M.B.K.B.)
INDUCCION	4535 - 3361
RADIOACTIVO	4537 - 3361
CALIBRACION	4538 - 3370
NEUTRON COM- PENSADO	4938 - 4530
SONICO	4948 - 4536
MICROLATERO- LOG.	4943 - 4532

B) Explicación y Fundamentos de Cada Uno de ellos

REGISTRO DE INDUCCION. - Este registro fue diseñado para operar en lodos no conductores por lo que puede ser tomado en base aceite o pozos perforados con aire. En estos casos se usa la sonda de inducción mediante la cual se mide la resistencia de las formaciones sin necesidad de enviar corriente directa por los electrodos de la sonda hacia la formación a través del lodo.

.....

PRINCIPIO BASICO DE MEDICION. - La sonda de inducción está constituida por una bobina emisora alimentada por una corriente os toria de 20,000 ciclos/seg. y amplitud constante y por una bob ceptora colocada a una determinada distancia de la emisora. El po electromagnético que se genera alrededor de la sonda por la lación de la corriente induce en el terreno corrientes eléctricas circulan según anillos coaxiales a el eje de la sonda; estas co tes, a su vez generan su propio campo magnético e inducen una o fuerza electromotriz en la bobina receptora cuya intensidad o porcional a la conductividad del terreno y por tanto a su resist

Este registro funciona perfectamente cuando el pozo tiene lodo tor, siempre que la formación no sea muy resistiva y que el di del pozo no sea muy grande.

REGISTRO RADIOACTIVO. - Dentro de los registros radioacti guran los registros de rayos Gamma, de neutrones y el regist tiempo de decaimiento de neutrones térmicos ó TDT (marca oficial Schlumberger). Los dos primeros tienen como objetivo p pal la obtención de la porosidad de las formaciones en su com se le usa para fines de correlación de pozo a pozo en estudios gicos. Unos se pueden tomar en agujeros ademados o abiertos cios o llenos con lodo, otros sólo se pueden tomar en agujeros tos.

El registro de rayos Gamma mide la radioactividad natural de las rocas, por lo tanto es útil en la detección y evaluación de elementos radioactivos como potasio y uranio. En formaciones sedimentarias el nivel de rayos Gamma generalmente refleja el contenido de lutita de las rocas. Esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Este registro puede ser tomado en pozos perforados lo que lo hace muy útil en operaciones de terminación y reparación.

Los registros neutrónicos son usados principalmente para ubicar rocas porosas y determinar su porosidad. De este modo, en formaciones limpias, cuyos poros están llenos de agua ó aceite, el registro de neutrones nos da el valor real del espacio poral lleno de fluidos.

El registro TDT, se puede tomar en pozos adormados y además en pozos de producción. Permite localizar formaciones que contienen hidrocarburos y agua. Se pueden descubrir avances de agua natural en los pozos comparándolo con otros registros tomados antes en agujeros perforados, y en yacimientos sujetos a inyección de agua se puede usar para evaluar el avance de la inyección.

REGISTRO SONICO. - Los registros de este tipo se toman en agujeros abiertos y consisten en enviar un tren de ondas acústicas que viaja a través de la formación; los tiempos de tránsito registrados de estas ondas son proporcionales a la porosidad de la formación.

Principio de medida. - Cons ta de una sonda que va al extren un cable. Tiene dos transmisores de ondas acústicas y cual receptores. Lo que mide es el tiempo ΔT , que tarda la on acústica en recorrer en la formación, una distancia igual a separación entre receptores.

Un transmisor , al ser activado eléctricamente emite una su sión de ondas acústicas de compresión que se propagan en to direcciones. Parte de la energía acústica atraviesa el lodo. ca sobre la pared del agujero, es refractada, viaja por la fo ción a lo largo de la pared, nuevamente entra al lodo y final te llega a los receptores.

REGISTRO MICROLATEROLOG.- El registro microlaterolo (M L L) es un micro registro de corriente enfocada cuyo c tivo es obtener valores de $R \times o$ (Resistividad en la zona bar o sea donde ha ocurrido el máximo desplazamiento de agua c formación por el filtrado del lodo) más precisos que el mic:

C) Registro de Producción:

¿.1 Registros tomados

Se tomó un registro simultáneo de producción (P I consistente en:

NOMENCLATURA

DESCRIPCION

C C L

Localizador de coples

G M S	Sonda de Gradiomanómetro
T T S	Calibración (a través) de la tubería.
C F S	Medidor de flujo continuo
F B S	Medidor de flujo girador de diámetro completo.

Descripción:

La herramienta P L T es corrida para registro de producción si neos con flexibilidad.

El sistema P L T de instrumentación es manejado en la superficie una " unidad de servicio cibernética Schlumberger" (CSU).

(Ver figura V.2)

Con este tipo de unidad de registro se tienen todos los sensores dos al mismo tiempo y a una misma profundidad.

El gradiomanómetro mide la diferencia de presión entre 2 puntos a una distancia de 2 pies, a través del eje longitudinal del tubo. Lo tanto, las medidas son de un gradiente de presión, indicando la densidad de cada fluido y la zona de donde proviene.

El registro de molinete consiste en una propela, la cual a menor velocidad de flujo y mayor velocidad de flujo aumenta las revoluciones.

El registro de temperatura nos detecta un gradiente de temperatura, pudiendo concluir de donde proviene una zona aportada de flúidos.

Este registro suele estar acompañado en el carril izquierdo un registro rayos gamma y una curva de gradiente de presi

Con base a los registros de Inducción y radioactividad d pozos Samaria 68,66,y 64 (Los cuáles pueden verse al fi de este capítulo en forma conjunta para estos tres pozos

Se hizo la correlación de formaciones atravezadas, notan que, el crétásico medio del pozo Samaria 66 es de aproxi mente 190 mts. Por lo tanto la base del crétasico medio 68 esta aproximadamente a 5063 mts. profundidad no alcan ya que en el pozo Samaria 68 PT= 4946 m, por lo que en l V.1 se extrapoló la línea de correlación, esto es import para conocer:

- a) El avance natural del agua del Yacimiento y/o el agua inyección.
- b) para control de la densidad del fluido de perforación
- c) Para delimitar zonas con presiones anormales.
- d) Conocimiento de las formaciones perforadas.

68

66

64

M.R. = 18.2

M.R. = 16.4

0.0 m. b. n. m.

M.R. = 1

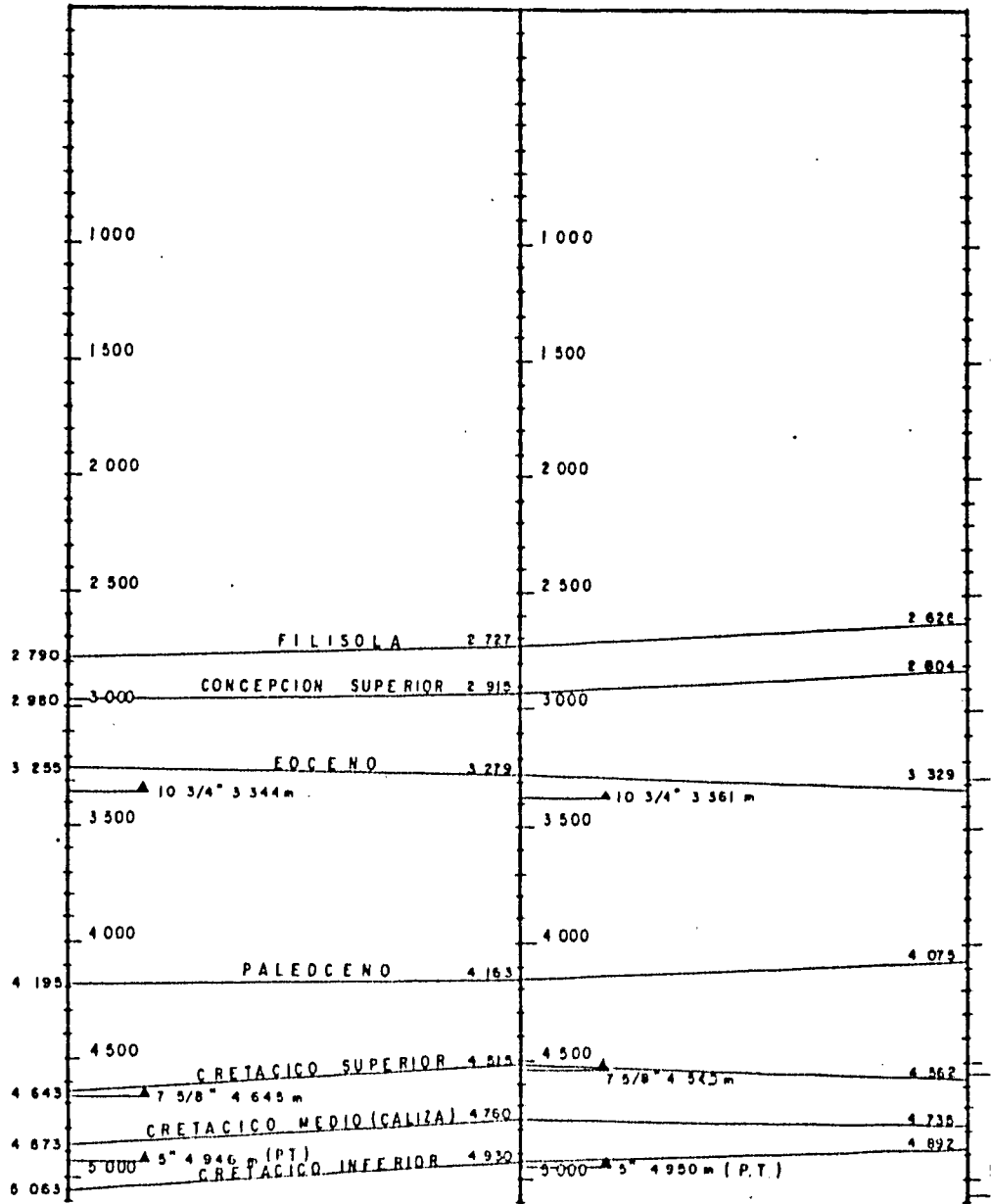
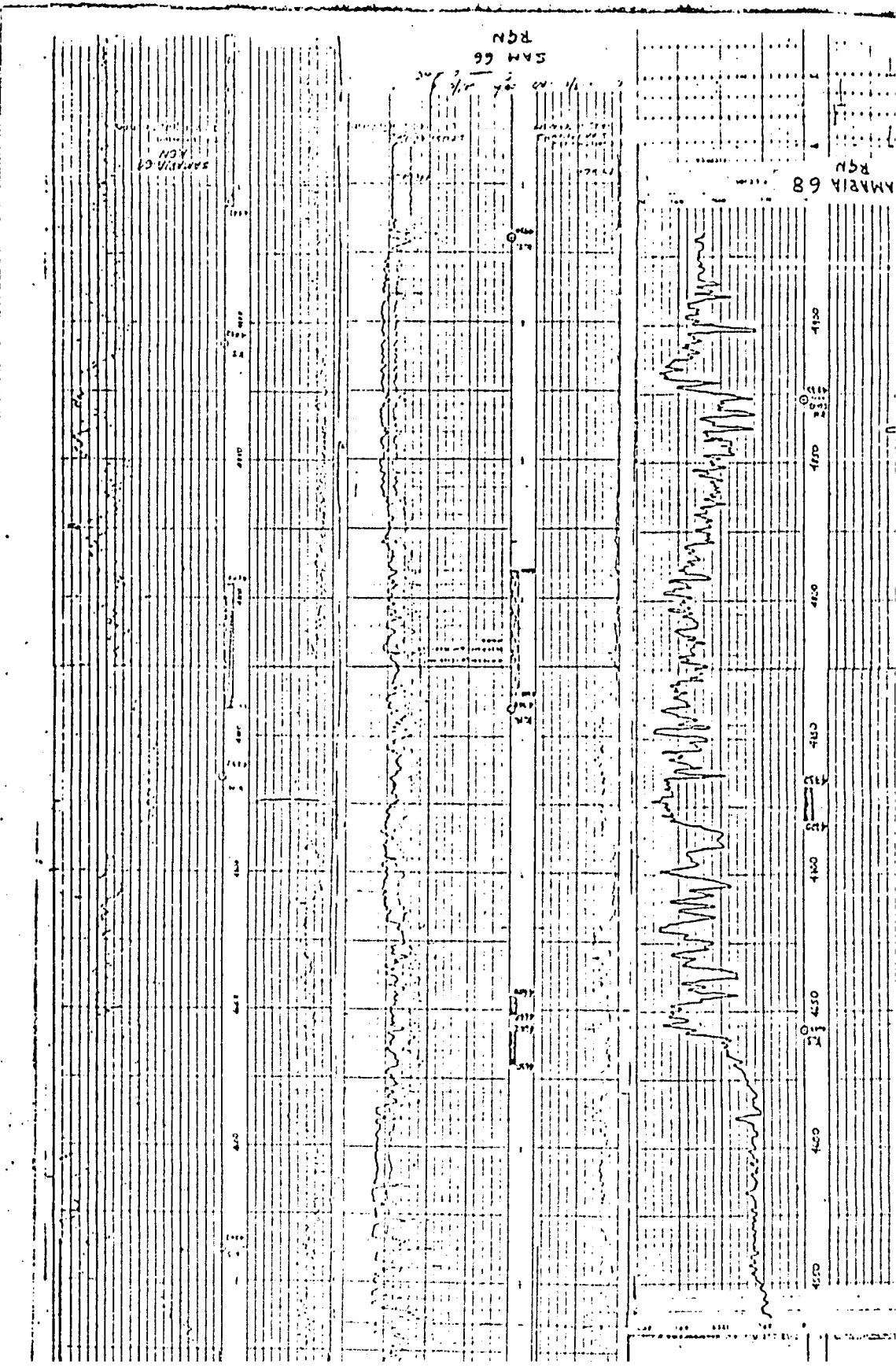


FIG. V.1

UNIVERSIDAD	TESIS PROF
	FACULTAD DE
	CORRELACIONES ENTRE



PETROLEUM SERVICES
 INTERNATIONAL
 SALES DIVISION

SALES REPRESENTATIVE
 NAME: []
 TITLE: []
 COMPANY: []

DATE: []

SALES OFFICE: []

SALES AREA: []

SALES PERSONNEL: []

SALES ASSISTANT: []

SALES MANAGER: []

SALES SUPERVISOR: []

SALES DIRECTOR: []

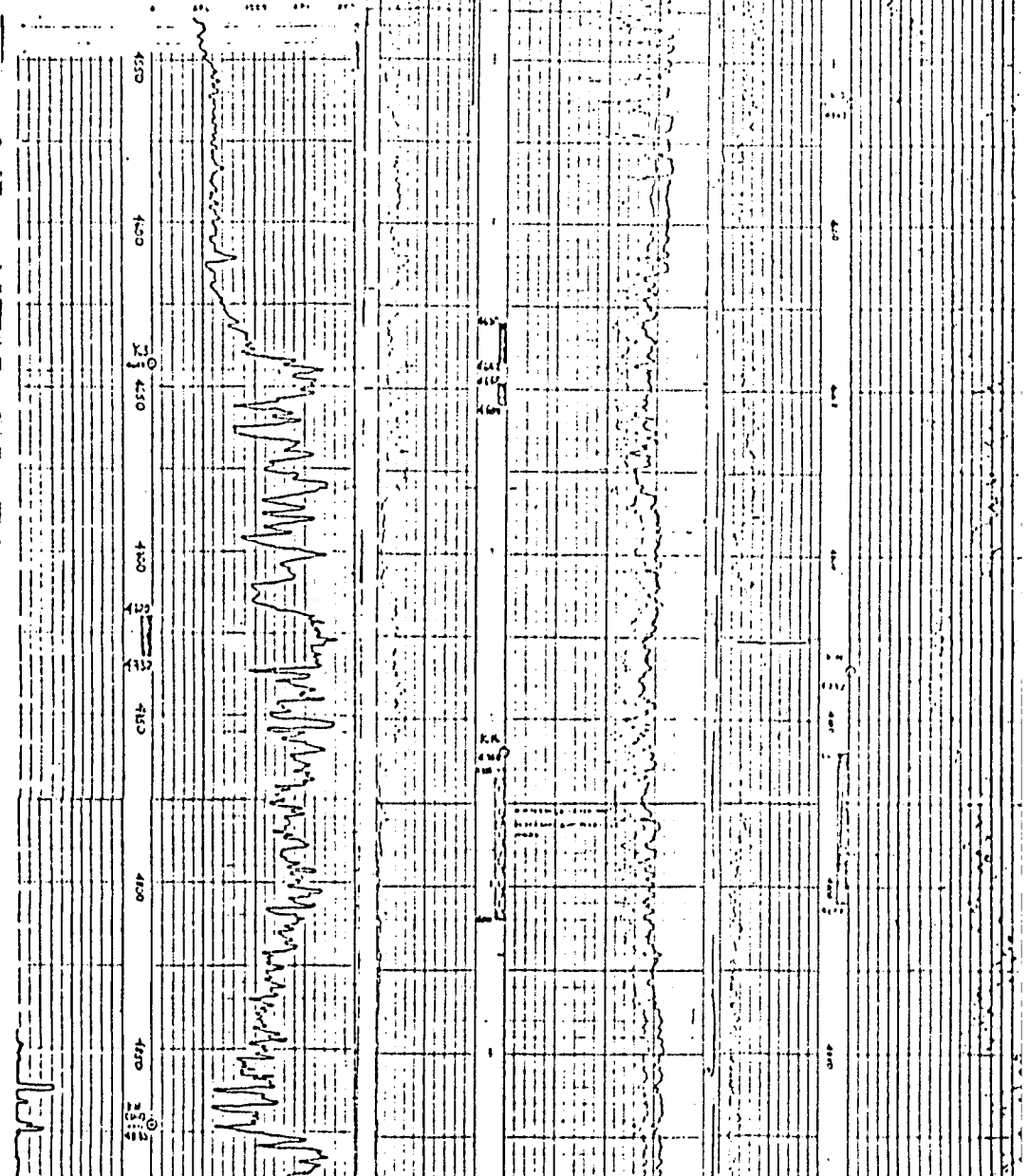
SALES VICE PRESIDENT: []

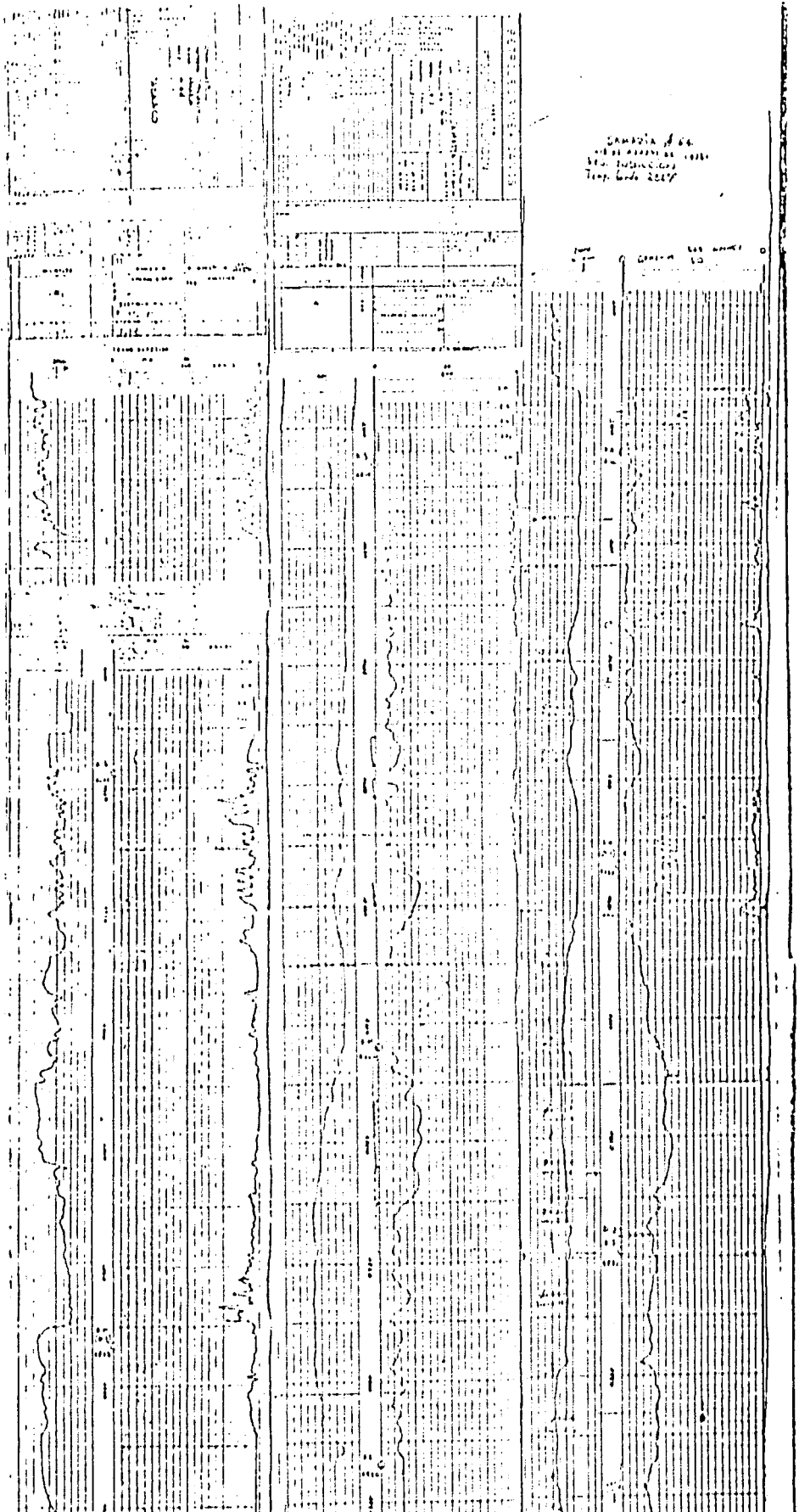
SALES PRESIDENT: []

Quinn & Co. 2000
 1000 1500/40
 1000 2000

1 1000 1000
 2 1000 1000
 3 1000 1000
 4 1000 1000
 5 1000 1000

5-2-20
 1000 1500/40
 1000 2000





SARAJEVO 1914
1:50,000
Top. 1914

GREEN ISLAND

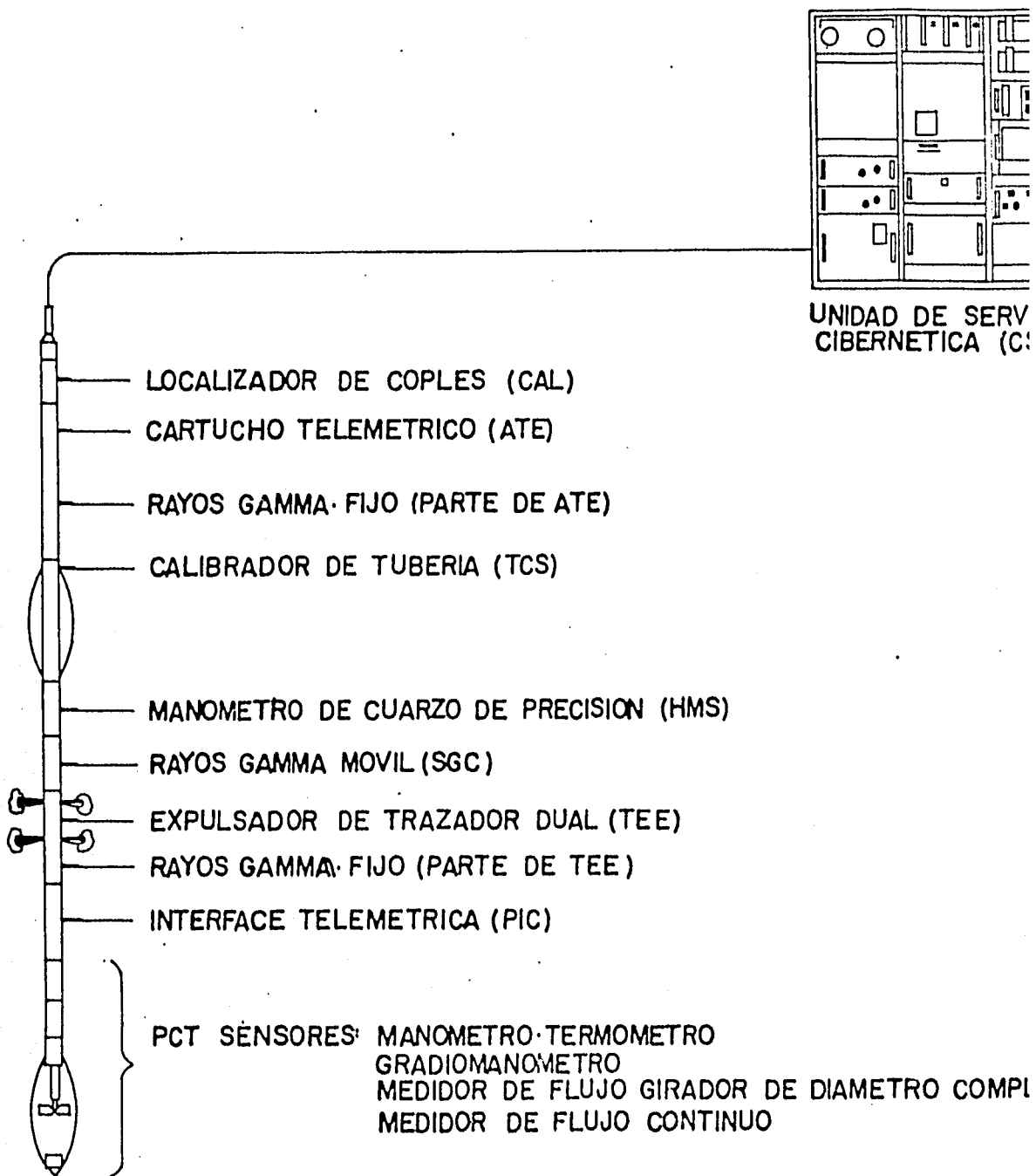


FIG. V. 2

HERRAMIENTA DE PRODUCCION (PLT)

VI. - FLUIDOS DE PERFORACION

a) Tipo de Lodo.- Lignosulfonato

b) Tabla de Balance General:

MATERIAL	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO (\$) (*)
Barita	719	Toneladas	1545850.0
Bentonita	42.5	Toneladas	46962. 5
Pirofosfato	2.5	Toneladas	40000.0
Lignex	11.025	Toneladas	112455.0
Supercaltex	12.775	Toneladas	210787.5
Sosa Cáustica	7.25	Toneladas	181250.0
Nace	32.5	Toneladas	91000.00
Diesel Puro	189	M3	151200.0
Drilex	27.9	M3	1813500.0
Drilox	28.2	Toneladas	162150.0
Dril G	8.35	Toneladas	152679.75

c) Costo total del lodo: \$450 7834.75

d) Costo por metro perforado: \$910.70

Se recomienda ver el apéndice "D" para una más explicación de estos fluidos.

* Precios de 1980

VII.- REPARACIONES

VII.1) Primera Reparación:

A) Tipo de reparación: Mayor

B) Operaciones:

B.1) Se efectuó registro de degradación termal (TDT) y a camisa deslizable CB-1 de 3 1/2" y recuperó aparej producción.

B.2) Limpió T. R. de 5" hasta 4760 m.

B.3) Ancló tapón mecánico de 5" a 4740 m. y forzó ceme través del intervalo 4765-4810 m.

B.4) Metió aparejo de producción similar al existente y pistola Scallop de 19/16" y con una densidad de 4 C disparó el intervalo 4648-4655 m.

C) Objetivo de la reparación: Esta reparación tuvo como objetivo obturar el intervalo 4765-4810 m. por encontrarse invadido de agua y dejar en explotación los de 4690-4695 y 4630-4642 m. (abiertos a explotación) y agregar el intervalo 4655 m. los cuales pertenecen al cretácico superior (ver fig. VII.1)

'' '' '' '' '' '' '' '' ''

Además tomando en consideración que se trata de yacimientos comunicados y dados que en el pozo vecino, Samaria No. 64, donde se explotó el cretácico inferior en el intervalo 4942-5005 m. se intervino por encontrarse invadido de agua salada.

Se concluye que el horizonte que apartaba el agua salada provenía del intervalo 4765-4810 m. (cretácico medio) que se encuentra estructuralmente más bajo (38m) por lo tanto invadido de agua salada por avance de la falla en el yacimiento.

Esta reparación concluyó satisfactoriamente, quedando con flujo de aceite y gas por 3/4 con $P=38 \text{ Kg/cm}^2$

VII.2) Segunda reparación:

- A) Tipo de reparación: Mayor
- B) Operaciones:
 - B. 1) Se controló el pozo con fluido adecuado y recuperó a nivel de producción.
 - B. 2) Escarió T.R. 5" hasta 4700 m.
 - B. 3) Ancló tapón mecánico de 5" a 4675 m. y obturó a través del con cemento a presión el intervalo 4690-4702 m.

B.4) Se tomaron los siguientes registros: Inspección de T de 5" y 75/8", VDL con RGN en TR. 5" y giroscópico la B.L. de 5" hasta la superficie.

B.5) Escarió T.R. 75/8" hasta 4446 m. (B.L. 5")

B.6) Con unidad de Geofísica se calibró T.R. 75/8" y se empacador 75/8" 413-06 F-1 TAM. 88-44 a 4443 m. (3 m arriba B.L. 5")

B.7) Se metió aparejo de producción de la siguiente manera:

1 tramo T P 3 1/2" C-75 9.3 lbs/pie 8 h., cortado y lado a 45° en su extremo inferior combinación 3 1/2" caja de 10 h a 8 h multi "V" tam 80-44

2 tramos T P 3 1/2" C-75 9.3 lbs/pie 8 h. r. r. cámara cerrada (si el fluido de control es agua)

1000 m. T P. 3 1/2" P-105, 9.3 lbs/pie 8 h

2000 m. T P. 3 1/2" C-75, 9.3 lbs/pie 8 h

T. P. 3 1/2" C-75, 12.95 lbs/pie 8 h

Se efectuó ajuste dejando el tope localizador con 2 T peso con unidad de línea se calibró T P, hasta 4675 m

B. 8) Se instaló 1/2 árbol de válvulas y se probó con propesa

C) Objetivo de la reparación. - Esta segunda reparación - tuvo como objetivo, obturar con cemento a presión el intervalo 4690-4702 m. ya que se encontraba invadido de agua salada, para dejar en explotación los de 4648-465 y 4630-4642 m.

(Se recomienda ver la fig. VII.2.)

De la figura VII.3 puede deducirse que para tomar la decisión de dicho programa fué necesaria la toma y análisis de los registros de producción como puede mostrarse figura antes mencionada.

El registro tiene las siguientes características:

Molinete: o a 10 R P S

Temperatura: 290 a 300 ° F

Gradiomanómetro: o a 2 gr/cc (raya continua menos g

Gradiomanómetro: 0.8 a 1.3 gr/cc (raya larga).

De acuerdo con la figura VII.3 se puede concluir que talidad de agua proviene de la zona inferior (4702-469 que se observó un incremento en las revoluciones del tro de molinete y un incremento de densidad en el registro de gradiomanómetro, o sea de 1.03 gr/cc (raya conti

menos gruesa). Por otra parte, en la zona media (4655-4630) y la zona superior (4642-4630), se puede observar que la producción de aceite y gas viene solamente de dos entradas estas como lo confirma el registro de gradiomanómetro, (el gradiomanómetro responde al efecto tipo "JETTING" que puede ser debido a una producción por fractura o a una producción por una sección reducida no afectada por los fluidos de perforación al momento del disparo).

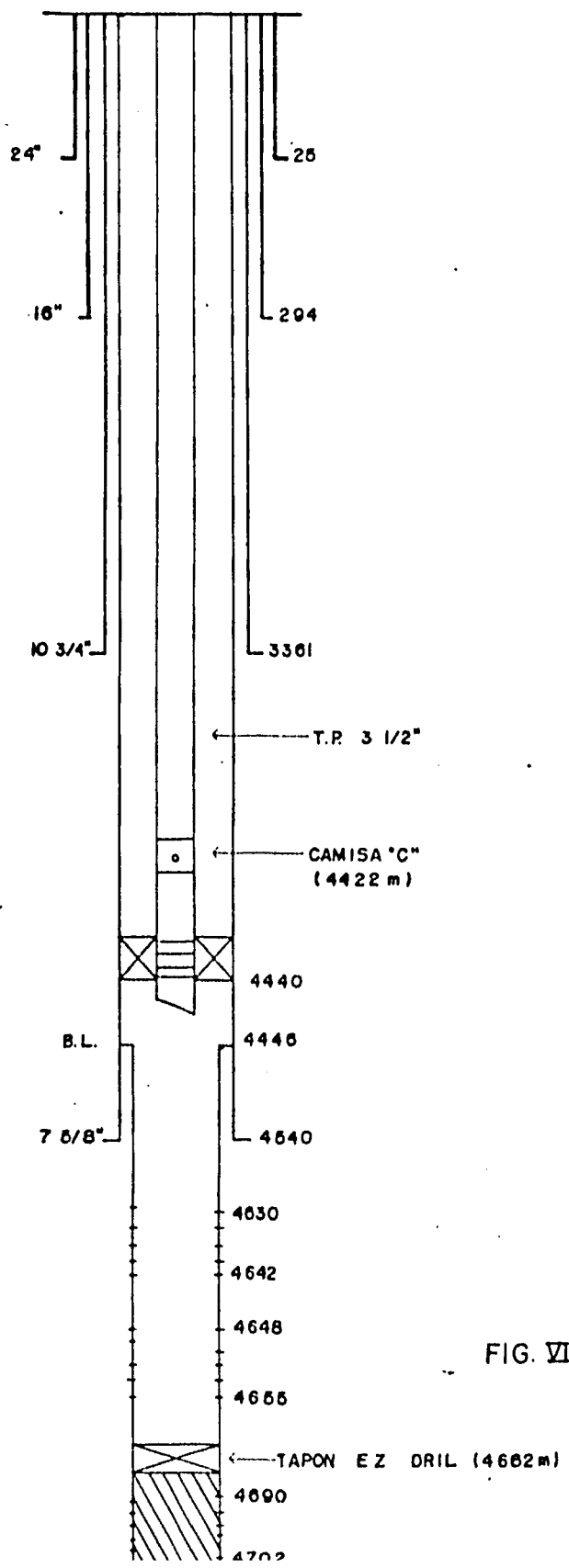


FIG. VII 2.

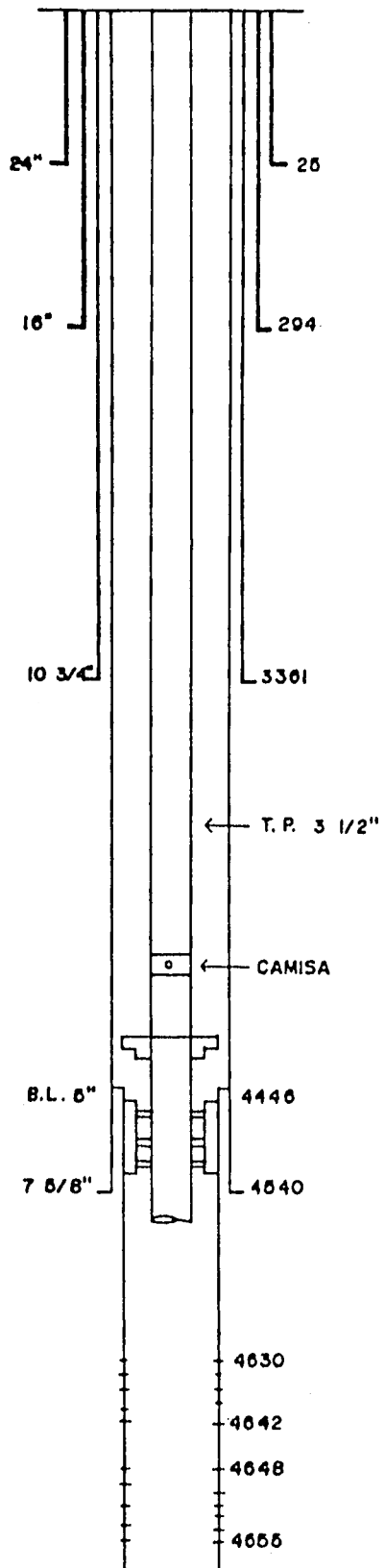
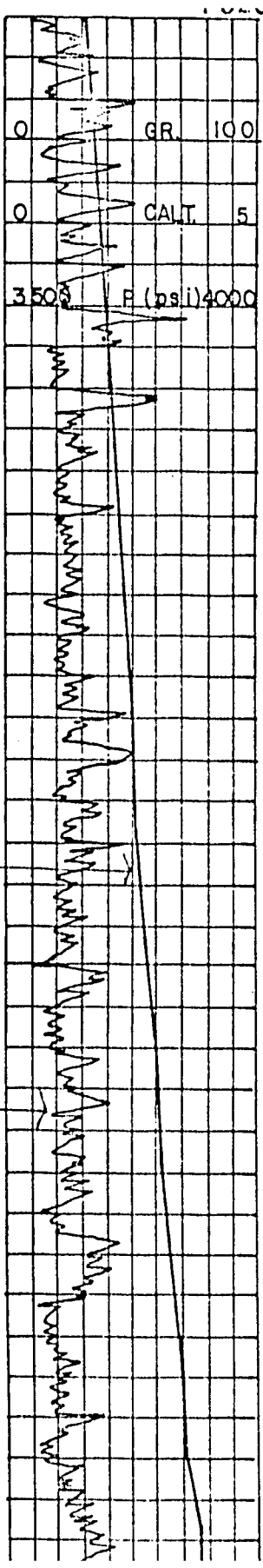
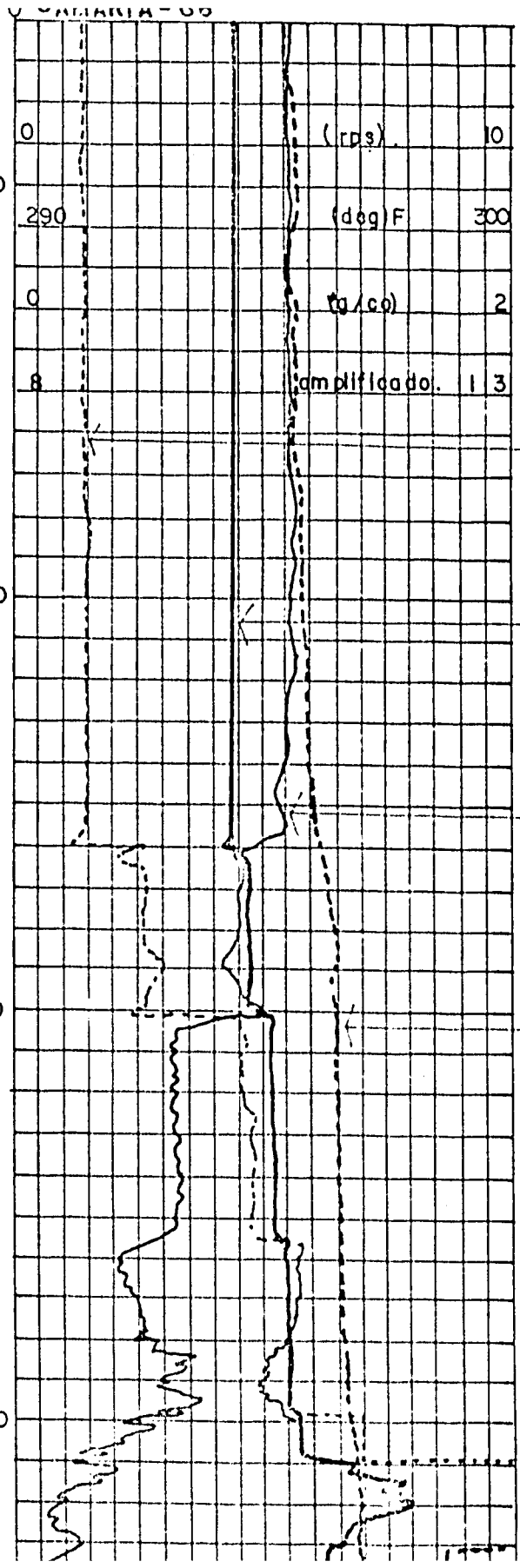


FIG. VII. I



REGISTRO DE MANOMETRO

CURVA DE RAYOS GAMMA.



GR/ME (E)

GR/ME (O)

CUM (O)

TEN (2)

4550

4600

4650

4700

VIII. ESTIMULACIONES

A) Primera Estimulación:

Descripción de la operación: Con extremo inferior a 4454.97 m. se efectuó estimulación con 10 M3 de ácido clorhídrico (HCl)* al 15% al intervalo 4810-4765 m. inyectando 3780 m3. de nitrógeno gaseoso y 6.3 M3 de agua registrándose las siguientes presiones:

Presión de bombeo de ácido 336 Kg/cm².

Presión media inyección N₂ : 245 Kg/cm².

Presión final: 140 Kg/cm².

Con un gasto de 0.9 bls/min; sin inducirse. Posteriormente se sondeó de 0 a 1000 m. con tubería flexible de 1" y nitrógeno gaseoso, induciendo pozo a cabezadas variando la presión de 20 a 6 Kg/cm².

* Se recomienda ver el apéndice "E" para el tipo de pozos más utilizados en la estimulación de pozos.

B) Segunda Estimulación:

Descripción de la operación: Se efectuó estimulación a los intervalos 4702-4690 y 4642 - 4630 con el programa de bombeo.

1.-	Pre-Flush		20 M3
2.-	Acido SRA - 3 -		40 M3
3.-	Diesel	-	5 M3
4.-	Bolas selladoras		
	7/8"	-	18
	(Junto con el diesel)		
5.-	Pre-Flush		20 M3
6.-	Acido SRA - 3 -		35 M3
7.-	Diesel	-	24 M3

Registrándose las siguientes presiones:

P M A X	240	Kg/cm ²
P I N Y	402	Kg/cm ²
P F I N A L	385	Kg/cm ²

P Final de Cierre - 10.5 Kg/cm²

17 bls/Min.

Pasando a batería con estrangulador de 5/8" y una producción de 238 M3/día.

IX.- DATOS DE PRODUCCION:

A) Primera prueba de producción: Intervalo 4782 con pistolas Scallop 2" 1 c/m.

A.I) Descripción: Se desplazó fluido de T P. con 1 yectó 2 M3 de ácido acético con 600 M3 de N₂ descargó sin inducirse. Estimuló con 10M3 de 15% desplazando e inyectando con nitrógeno con presiones siguientes:

Ruptura = 405 Kg/cm².

Inyección = 380 Kg/cm².

Final = 140 Kg/cm².

Sin inducirse. Se sondeó de 0 a 1000 m. en el pozo a cabezadas variando la presión de 20 a

B) Segunda prueba de producción:

B.I) Descripción: Con pistolas Super-Ion de 2", 1 paró los intervalos 4690-4702 m y 4630-4642 dando fluyente con 16 Kg/cm² por orificio de efectuó estimulación selectiva con 75 M3 de S 18 bolas de neopreno de 7/8", registrando las siguientes presiones:

Máxima = 420 Kg/cm².

Inyección = 402 Kg/cm²

Con un gasto de inyección de 17 bls/min. resultando fluyente
60 Kg/cm² con orificio de 5/16". Pasó a batería el 29 de en
de 1978.

Historia de Producción (antes de la reparación mayor No.

FECHA	ACEITE M3/día	AGUA %	RGA M3/M3	PRESION T.P. Kg/cm ²
30-1-78	238	8	195	60
11-II-78	450	40	187	70
25-II-78	1562	10.5	195	62
2-III-78	1028	45	190	54
4-III-78	1000	39	195	54
22-III-78	240	62	195	56
16-IV-78	300	41	250	60

Producción acumulativa de aceite: 34435 M3 (31-III-78)

Historia de Producción:(después de la reparación mayor No

FECHA	ACEITE M3/día	AGUA %	RGA M3/M3	PRESION T.P. Kg/cm ²
20-X-78	608	-	159	42
22-X78	811	7.5	169	-
19-I-79	1488	-	154	36
16-IV-79	1279	-	265	31
11-VI-79	827	14	249	32

22-VI-80	433	25	171	18
20-VII-81	175	50	274	19

Producción acumulativa total al 30/IX/81: 910 561 M3

Producción acumulativa de aceite del 20/XI/78 al 30/IX
.. 876 126 M3

C) Estado de producción actual:

FECHA	ACEITE M3/día	AGUA %	RGA M3/M3	PRESIO T.P. Kg/cm ²
20-VI-82	215	0.2	273	40

X. C O N C L U S I O N E S.

Este trabajo estuvo encaminado a describir y analizar la secuencia cronológica de todos los eventos ocurridos en el pozo Samaria 66, del distrito de Villahermosa, Tab. Partiendo desde su localización hasta su estado actual - de producción.

Tratando de cubrir, con ésto, su génesis o historia; para lo anterior fué básico contar con toda la información de los programas de perforación, terminación y de reparación de este pozo. Así como también de datos del comportamiento primario del yacimiento ya que, el Complejo A.J.Bermúdez, actualmente es uno de los campos más prominentes en cuanto a producción de hidrocarburos se refiere de los distritos de Pemex. Dentro de este Complejo, Samaria es el campo que con una producción neta de 232 270 bls/día de aceite ligero y $260 \times 10^6 \text{ ft}^3$ de gas/día es el más importante del citado Complejo, esto se atribuye a los aún ricos yacimientos del Cretácico, de las cuencas terciarios del Sureste.

A P E N D I C E " A "

DESCRIPCION DE LOS ACCESORIOS DE PRODUCCION
UTILIZADOS

Empacadores de Producción:

Son herramientas sub superficiales que se utilizan para f sellado entre la T.R. de explotación y la tubería de producc esto se logra también más conservación de la tubería de c ción, además se puede producir independientemente más cimiento.

Camisa Deslizable:

Su aplicación principal de la camisa deslizable o válvula c lación es la de obtener un medio de circulación en el poz ción sencilla o múltiple, puede usarse para circular en c circulación directa, matar el pozo, introducir ácido, fract ciones, para dirigir el flujo del espacio anular al interior

Tope Localizador :

Nos indica, mediante un abatimiento de peso en superficie to en que éste ha llegado a la parte superior del multi "V"

A P E N D I C E " B "

TERMINACION SENCILLA CON EMPACADOR Y AGUJER
ADEMADO

Esta terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperen del yacimiento, así como del tipo de hidrocarburo.

Ventajas:

- A) Es una terminación en la cual la presión del yacimiento como la presencia de fluidos corrosivos, no afecta a la vida de ademe de explotación, por estar aislados estos del empacador y la T.P.
- B) Se puede efectuar cualquier tipo de acidificación o fraccionamiento, no importa las presiones que se requieran.
- C) En caso de que se requiera un gasto considerable, se puede abrir la válvula de circulación para explotar por el lado que se desea anular simultáneamente

Desventajas:

- A) Mayor tiempo para la terminación debido a los diversos tipos de empacadores que se hacen con diferentes herramientas, como mangueras, etc.
- B) Mayor costo por los accesorios que lleva el aparejo de terminación.
- C) Al tenerse aceite viscosos es más difícil su explotación.

Una vez tomados los registros que nos indiquen que la cementación de la T.R. de explotación es correcta, se sigue lo siguiente:

A) Se baja barrena con escareador hasta la profundidad indicada (P.I.).

B) Se desplaza el lodo por agua y se saca la herramienta.

C) Si el empacador es permanente, se baja este con cable T.P. se ancla a la profundidad programada y posteriormente se introduce la T.P. con el mandril de anclaje del empacador y los demás accesorios.

D) Se hace el ajuste para que las unidades selladoras queden en la forma que hagan sello con el empacador y a la vez la T.R. de colgada en la parte superior, (niple colgador).

E) Se quitan los preventores y se instala la parte del árbol de producción que se tiene, se prueba la eficiencia de las conexiones con la presión indicada por el fabricante, sin que esta interfiera con la tubería de producción.

F) Se dispara el intervalo seleccionado.

G) Si el pozo se represiona al momento del disparo, una vez se ha sacado el cable y la cabeza utilizada para efectuar los registros, se abre el pozo y se limpia y posteriormente se prepara la batería.

H) De no acumular presión una vez recuperada la carga de disparos, se baja con línea de acero la herramienta y se abre la válvula de circulación.

I) Se desplaza el fluido de la T.P. 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 bate

A P E N D I C E " C "

CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE LAS BARRENAS I
PERFORACION

La IADC introdujo en 1973 un código estándar, para la selección de barrenas convencionales y de insertos. Es un sistema de dígitos que nos indica las características esenciales de una barrena.

El primer dígito indica el tipo de formación correspondiendo

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

Esto es, para barrenas convencionales y:

- 5 - - - - Suave
- 6 - - - - Mediana
- 7 - - - - Medio dura
- 8 - - - - Dura
- 9 - - - - Muy dura

Esto es, para barrenas de insertos:

El siguiente dígito corresponde a una sub clasificación dependiente de las características de cada tipo de formación siendo:

- 1 - - - - Muy suave
- 2 - - - - Suave

3 - - - - - Mediana

4 - - - - - Dura

El tercer número ó dígito varía del número 1 al 8, indica siguiente:

- 1.- Indica que la barrena es "Standard" de diente maquina.
- 2.- Indica que el cono de la barrena tiene protector para conservar el diámetro de ésta, (el diente tiene terminación " T ").
- 3.- Indica que los conos de la barrena tienen protector de diámetro.
- 4.- Indica que los baleros de los conos son sellados.
- 5.- Indica que los baleros de los conos son sellados y que tienen protector de diámetro.
- 6.- Indica que los baleros de los conos de la barrena son "Standard".
- 7.- Indica que los baleros de los conos de la barrena son "Journal" y tienen protección del diámetro.
- 8.- Indica que la longitud de las toberas es grande.

A P E N D I C E " D "

LIGNOSULFONATOS Y MATERIALES UTILIZADOS EN
LA PERFORACION

Lignosulfonatos:

Son derivados obtenidos del proceso del bisulfito sobre la pulpa de la madera en la obtención de la celulosa, reactivados con varios cationes (fierro y cromo) para formar las diferentes variedades comerciales de dispersantes.

Existen lignosulfonatos de calcio para usarse en el control de las viscosidades y gelatinosidades en lodos cálcicos el cual trabaja a un alto P H medio (8-9.5) y se usa generalmente en nuestro país para control de la hidratación de las lutitas hidrófilas .

El tipo de lignosulfonato más usual es el Ferro-Cromolignato, el cual trabaja en cualquier tipo de lodo base agua. Le sirve para yeso, cálcicos, lodo salado y lodo para control de lutitas, resistente a las contaminaciones comunes y a las altas temperaturas actuando además como emulsificante al agregar aceite ó d. al lodo sin necesidad de usar otro material.

Bentonita: Es una arcilla que se agrega a los lodos base agua para aumentar la viscosidad y gelatinosidad, resultando en un mejor poder de suspensión y mejor capacidad de acarreo en cortes, también mejora el filtrado y el enjarre.

Barita: Es una arcilla cuya principal función radica en densificar un fluido de perforación .

Sosa cáustica: Material para incrementar el P H y la alcalinidad.

Diesel: Hidrocarburo que se utiliza para la elaboración de emulsionados.

Drilex: Es una emulsión inversa, es decir, sus características están ligadas a su fase continua, es un aceite que no es afectado por sales de sodio, calcio, magnesio ó potasio encontradas durante la perforación, ni por sólidos provenientes de los estratos perforados que no filtran agua, por tanto no dispersan ni reblan las arcillas, por lo que son inhibidas y tienen todas las bondades de la misma.

En resumen:

Drilex.- Emulsificante básico (líquido)

Drilox.- Emulsificante complementario (sólido)

Dril-G.- Aditivo gelante asfáltico (sólido) para mejorar las propiedades del diesel.

En el sistema Drilex para formar la fase continua puede usarse aceite crudo estabilizado. Sin embargo, por razones de seguridad es recomendable el uso de aceite refinado como el diesel.

A P E N D I C E " E . "

TIPOS DE ACIDOS MAS UTILIZADOS EN LA ESTIMULA
CION DE POZOS

Los sistemas ácidos en uso pueden clasificarse como:

Acidos Minerales. - Son el ácido clorhídrico (HCl) y el ácido Fluorhídrico (HF).

Acidos Orgánicos. - Son el Acido Fórmico (HCOOH) y el Acido Acético (CH₃COOH). Contienen carbono.

Acidos en Polvos. - Acido Sulfámico y Acido Cloroacético.

Mezclas de Acidos. - Como el HCl con Acido Acético, HCl con Fórmico Acido Fluorhídrico con Fórmico.

Sistemas de Acidos Retardados. - Estos son: Acidos Gelificados, Acidos Químicamente retardados y Acidos Emulsificados.

Acido Clorhídrico. - Generalmente es usado como una solución de cloruro de hidrógeno (gas) en agua al 15% en peso. A esta concentración se le conoce como ácido regular y fue seleccionada debido a la ineficiencia de los primeros inhibidores disponibles y a la dificultad de prevenir la corrosión al utilizar soluciones más concentradas.

Desventajas:

Alta Corrosividad

Daños en las partes mecánicas recubiertas de c

Acidos Orgánicos:

Ventajas:

Menor corrosividad.

Más fácil inhibición a altas temperaturas.

Mayor tiempo de contacto del ácido con la tubería

También existen los sistemas de ácidos retardados y so

Acidos Gelificados

Acidos Químicamente retardados

Acidos Emulsificados.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- ING. GOMEZ RIVERO: REGISTRO DE POZOS, MEXICO.
D. F., 1975
- 2.- SCHLUMBERGER: INTERPRETACION DE PERFILES DE RESISTIVIDAD.
LUMEN.

I. FUNDAMENTOS. NEW YORK
N.Y. 1972.
- 3.- ING. FRANCISCO GARAICOCHEA P.:

A) APUNTES DE COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS.

B) APUNTES DE ESTIMULACIONES DE POZOS
OCTUBRE 1980.
- 4.- ING. OSCAR ARREOLA ROVELO: APUNTES DE CLASIFICACION
DE REPARACION Y ESTIMULACION DE POZOS.
- 5.- MANUAL DE TECNOLOGIA DE FLUIDOS DE PERFORACION.
I. M. P. 1980.