

31
2-2j
Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA



HISTORIA DEL POZO CORINDON

No. 129, DFNE.

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

AUSTREBERTO VILLALOBOS DICI

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 -

	Pág.
I.- ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES	1
II.- DATOS GEOLOGICOS Y DEL YACIMIENTOS PRODUCTOR	2
2.1 Geología regional	2
2.2 Geología local	2
2.3 Litología	3
2.4 Características del horizonte productor	5
2.5 Características de otros horizontes - productores	7
III.- DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION	13
3.1 Descripción del equipo de perforación	13
3.2 Fluidos de perforación	16
3.3 Barrenas	18
3.4 Sarta de perforación	20
3.5 Tuberías de revestimiento y accesorios	22
IV.- OPERACIONES DE PERFORACION Y TERMINACION	24
4.1 Avance de la perforación	24
4.2 Cementaciones	26
4.3 Registro de desviaciones y geofísicos de explotación	28

4.4 Problemas y operaciones especiales	30
4.5 Aparejo de producción y conexiones - superficiales	31
4.6 Pruebas de producción	33
APENDICES:	
A.- Fluidos de perforación	36
B.- Barrenas	43
C.- Sarta de perforación	46
D.- Registros geofísicos de explotación	48
E.- Tuberías de revestimiento	50
F.- Cementaciones	59
G.- Aparejo de producción y conexiones - superficiales	63
CONCLUSION	71
BIBLIOGRAFIA	72

A MIS PADRES

A MI ESPOSA

A MI HIJITO

CON MI CARINO Y GRATITUD

AL ING. OSCAR ARREOLA R., POR SU GRAN AYUDA
DESINTERESADA AL DIRIGIRME ESTA TESIS.

AL ING. IGNACIO ALONSO C., SUPERINTENDENTE
GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA.

AL ING. CARLOS LUGO G., JEFE DEL DEPTO. DE
INGENIERIA PETROLERA, REYNOSA TAM.

A TODAS LAS PERSONAS QUE ME BRINDARON SU -
AYUDA PARA LA ELABORACION DE ESTE TRABAJO.

CON MI AGRADECIMIENTO.

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

El campo Corindón se encuentra en la jurisdicción del Distrito Frontera Noreste, aporta - al distrito una producción promedio diario de - un millón y medio de metros cúbicos.

Es un campo productor de Gas y Condensados, que se caracteriza por su producción que proviene de las arenas del Paleoceno.

Actualmente cuenta con 29 pozos, de los cuáles son 23 productores, 4 improductores (taponados e invadidos de agua) y 2 en perforación.

El tipo de desplazamiento que opera en éste, es por empuje volumétrico.

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES

El pozo Corindón No. 129, es un pozo terrestre, se -- encuentra ubicado en el municipio de Nva. Cd. Guerrero, -- Estado de Tamaulipas, Distrito Frontera Noreste. A 1060.50 m. al N 40° 49' 56'' W del pozo Corindón No. 127.

De sistema de coordenadas geográficas siguientes:

$$X = 22,916.96$$

$$Y = - 42,086.81$$

El sistema de referencia es la presa Acuña Falcón(S.R.H). Sus cotas de elevación con respecto al nivel de mar, las más importantes son las siguientes:

Elevación del terreno: 118.40 m.

Elevación de la Mesa Rotatoria: 122.0 m.

El objetivo del pozo de desarrollo Corindón No. 129, fué de encontrar producción comercial de hidrocarburos en las arenas del Paleoceno números: P-12, P-18 y P-19, que producen en los pozos Corindón No. 12, 107 y 117.

La perforación del pozo se inició el 12 de junio de 1980 y terminada estas operaciones el 2 de septiembre del mismo año, con la cementación de la última tubería de revestimiento(tubería de explotación) de 5 1/2", cuyas características se describen más adelante.

Se inició la terminación el 19 de febrero de 1981 y -- concluida el 28 del mismo mes y año, colocando el aparejo de producción y perforando la tubería de explotación.

DATOS GEOLOGICOS Y DEL YACIMIENTO PRODUCTOR.

2.1 Geología Regional.

El campo Corindón se encuentra en la Subprovincia de la Cuenca de Burgos. Esta cuenca se localiza en la Provincia Geológica del Noreste de México, como se puede apreciar en la Fig. 2.1.

La Subprovincia es parte del Geosinclinal -- Terciario del Golfo de México, y está constituida de potente espesor de sedimentos del Paleoceno al Reciente, que se extiende a lo largo de la Planicie Costera de México.

Litológicamente, los depósitos están representados por una alternancia de lutitas y arenas, las cuales varían en su composición de acuerdo al medio ambiente de depósito.

Las arenas son generalmente de grano fino a medio, de color café a gris y su grado de compactación varía de acuerdo al cementante, siendo más o menos bien consolidadas en el Oligoceno y Mioceno. Las lutitas son de colores variables, ocasionalmente yesíferas, con pequeñas intercalaciones de cenizas volcánicas y contiene algunos restos de plantas; su grado de dureza varía de semiduras a suaves.

Situación Geográfica: Por el norte el Río Bravo; al oriente el Golfo de México; al sur y suroeste

el Río Soto la Marina y el flanco oriental de la Sierra de Cruillas; por el occidente se encuentra parte de la Sierra de Cruillas, la ciudad de Montemorelos y la ciudad de Nuevo Laredo, Tamaulipas. La superficie comprendida dentro de tales límites es de aproximadamente 45 000 Km².

2.2 Geología Local.

El pozo Corindón No. 129, resultó productor de Gas y Condensado, que produce la arena P-19.

El conocimiento del campo fué posible debido a su desarrollo petrolero en 1973, con la perforación del pozo Corindón No. 1 (Fig. 2.2).

Geológicamente, el campo se encuentra en un anticlinal afallado formado principalmente por sedimentos del Paleoceno en discordancia con el Cretácico; se producen las arenas P-12, P-18, P-19 y P-21, y la más importante en cuanto a contenido de hidrocarburos es la arena P-19 (Fig. 2.4).

2.3 Litología.

Características litológicas de las formaciones perforadas en el pozo:

Eoceno Mount Selman-Formación Queen City: Se compone de arenas de cuarzo de grano fino a medio - de color gris interestratificados con lechos de

lutitas y arcillas con foraminíferos de aguas salobres.

Formación Recklaw: Está constituida por arenas interestratificadas con lutitas y arcillas de colores verde con yeso y trazas de azufre y con lutitas carbonosas, que sugieren su origen subcontinental.

Eoceno Wilcox: Los sedimentos de esta formación descansan discordantemente sobre la formación Midway. Están constituidos por capas delgadas de lutitas y de areniscas arcillosas dispuestos en alternancia.

Paleoceno Wilcox: Los sedimentos de esta formación, están constituidos por areniscas con intercalaciones de lutitas similares a las del Eoceno Wilcox, siendo estas las más antiguas (paleoceno wilcox) y que fueron identificados por las biozonas bentónicas muy útiles en las correlaciones.

Formación Midway del Paleoceno: La parte inferior de la formación está representada por sedimentos de litoral tales como areniscas con abundante glauconita y lentes calcáreas con fósiles retrabajados especialmente foraminíferos del Cretácico.

Los estratos superiores de la Formación Midway consisten de sedimentos marinos de aguas profundas, representados por lutitas con abundante fauna marina y con escasas concreciones calcáreas.

Cretácico Superior Méndez: Se le ha encontrado des-

cansando concordantemente con la Formación San Felipe y subyaciendo discordantemente con las formaciones del Paleoceno. Está constituida típica y principalmente por lutitas y margas con fracturas conoidal, en colores café claro a verdoso, encontrándose en la cima del miembro inferior de esta formación, - un horizonte de areniscas en estratos gruesos como - de dos o tres metros de espesor, capas que marcan la separación entre el miembro inferior y el miembro - superior de la Formación Méndez.

2.4 Características del horizonte productor.

El pozo Corindón No. 129, es un pozo de desarrollo, que fué perforado hasta la profundidad de - 2850.0 m. De acuerdo a un análisis en los registros geofísicos de explotación y así como la manifestación de gas ocurrida durante la perforación a - 2540.0 m. Se encontró que el intervalo de mayor interés fué de 2512.0 a 2524.0 m. como se aprecia en el perfil del registro de inducción en la fig. 2.3.

Para determinar la porosidad (ϕ) y la saturación de agua (S_w) del horizonte productor se tomaron los - siguientes registros:

-Registro de Inducción (Fig. 2.3).

-Micro - Registro (Fig. 2.3).

-Registro Sónico de Porosidad (Fig. 2.3).

Con los siguientes resultados:

Intervalo Productor (m.b.k.b)	Formación	ϕ	Sw
2512.0 a 2524.0	P-19	0.14	0.50

Litología: La arena productora P-19 del Paleoceno, está constituida por una secuencia de lutitas, areniscas y lutitas calcáreas de un mismo color gris, con un porcentaje aproximado de un 80% de areniscas y de un 20% de lutitas.

Por la información que se tiene del campo, no fueron necesarias las operaciones de muestreo ni de formación, por lo tanto se llevaron a cabo únicamente las pruebas de Producción, y se determinaron las siguientes propiedades físicas del yacimiento:-

Densidad Relativa(S.G.) = 0.590

Factor de encogimiento total = 0.981

Factor volumétrico del gas(Bgi) = 0.003733

Factor de compresibilidad(Z) = 1.057

Factor equivalente(Feq) = 51 (m³ de aceite/10⁶ m³ de gas seco.

Temperatura Crítica = 198.79^oK

Presión Crítica = 47.33 Kg/cm² Abs.

Presión y Temperatura del yacimiento:

Py = 385 Kg/cm².

Ty = 113^oC = 386^oK

2.5 Características de otros horizontes productores.

El objetivo del pozo de referencia, fué de encontrar producción de hidrocarburos en otras 3 formaciones que en seguida se mencionan:

Arena P-12 del Paleoceno: Está constituida por una secuencia de lutitas y areniscas de color gris con un alto contenido de lutitas de origen marino de color oscuro con abundantes fósiles, especialmente foraminíferos y con numerosas concreciones de carbonato de hierro.

Arena P-18 del Paleoceno: Para su análisis se dividió en dos intervalos de 2464.0 a 2470.0 m. y de 2484.0 a 2487.0 m. El primer intervalo considerado de esta arena lo forma gran parte de lutitas de origen marino y de características litológicas parecidas a la arena P-12; después de este intervalo productor, le sigue un cuerpo lutítico que cubre el segundo intervalo que es todavía de menor espesor de formación y de porosidad muy baja.

Los siguientes resultados de saturaciones de agua (S_w) y de porosidades (ϕ) de los posibles horizontes productores de hidrocarburos antes mencionados, se enlistan a continuación:-

Intervalo analizado (m.b.k.b)	Formación	ϕ	S_w
2234.0 a 2244.0	P-12	0.15	0.60
2464.0 a 2470.0	P-18	0.14	0.60
2484.0 a 2487.0	P-18	0.09	0.60

2712.0 a 2726.0

0.13

0.48

El último intervalo analizado (2712.0 a 2726.0) que está formado por un cuerpo lutítico que comienza de 2699.0 m. y se prolonga hasta la profundidad del pozo.

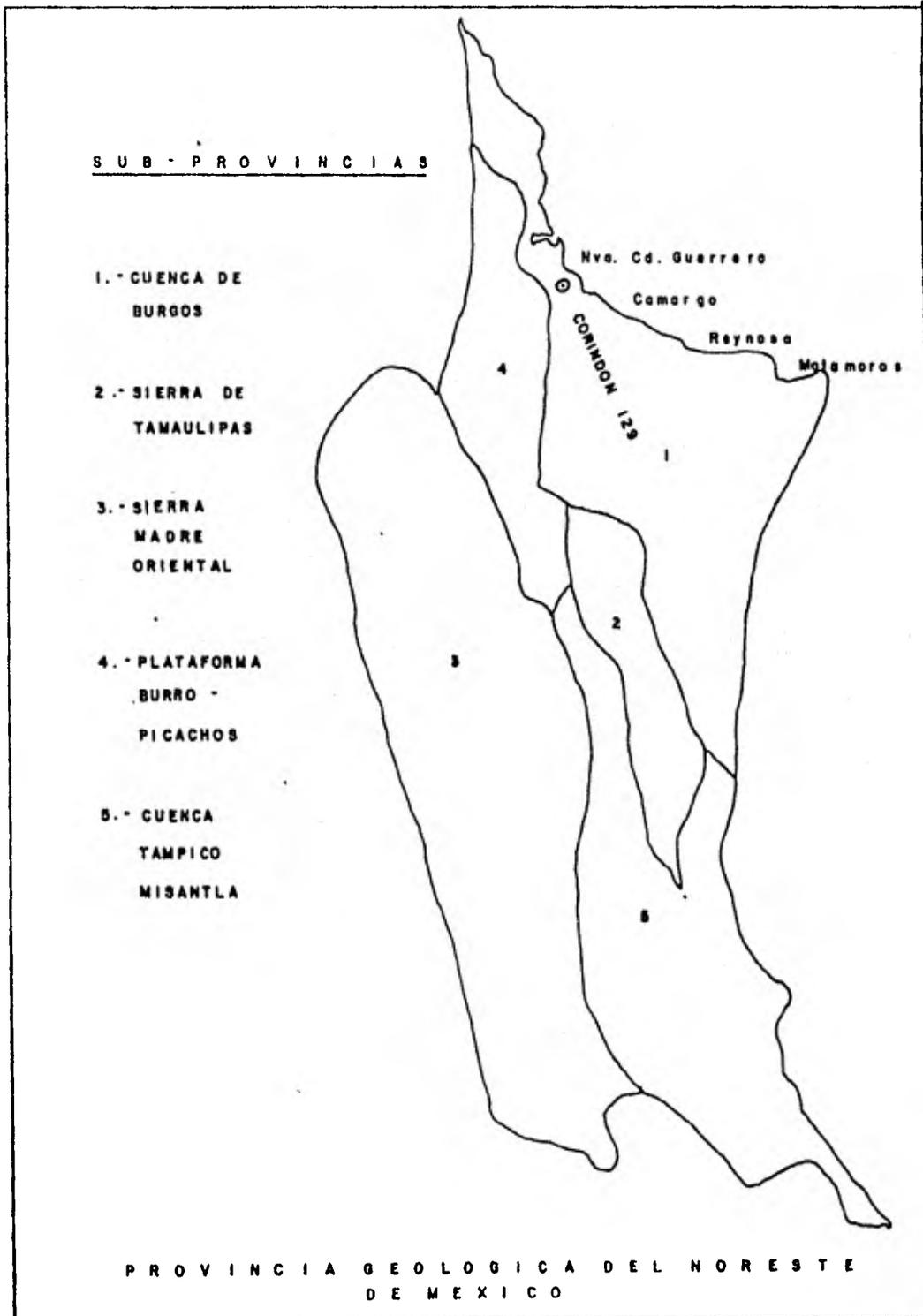


Fig. 2.1

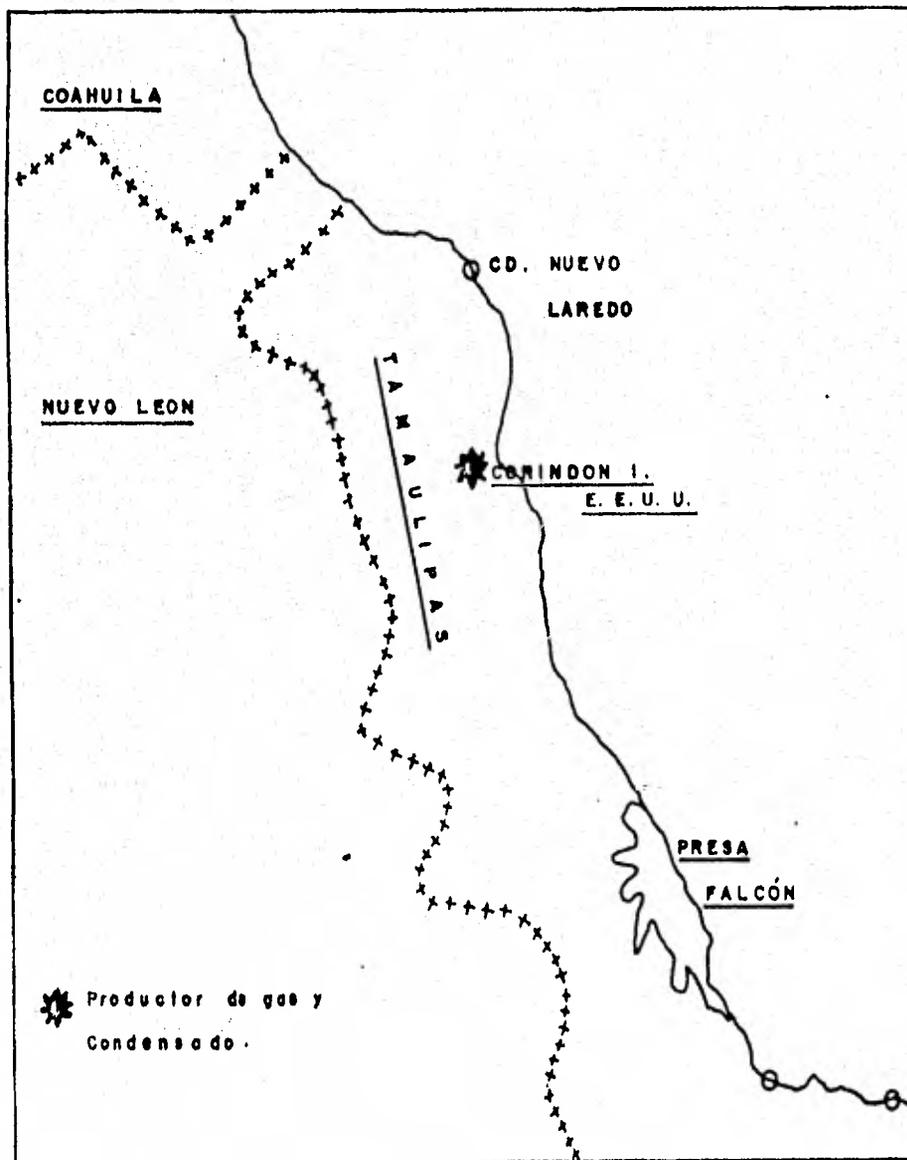
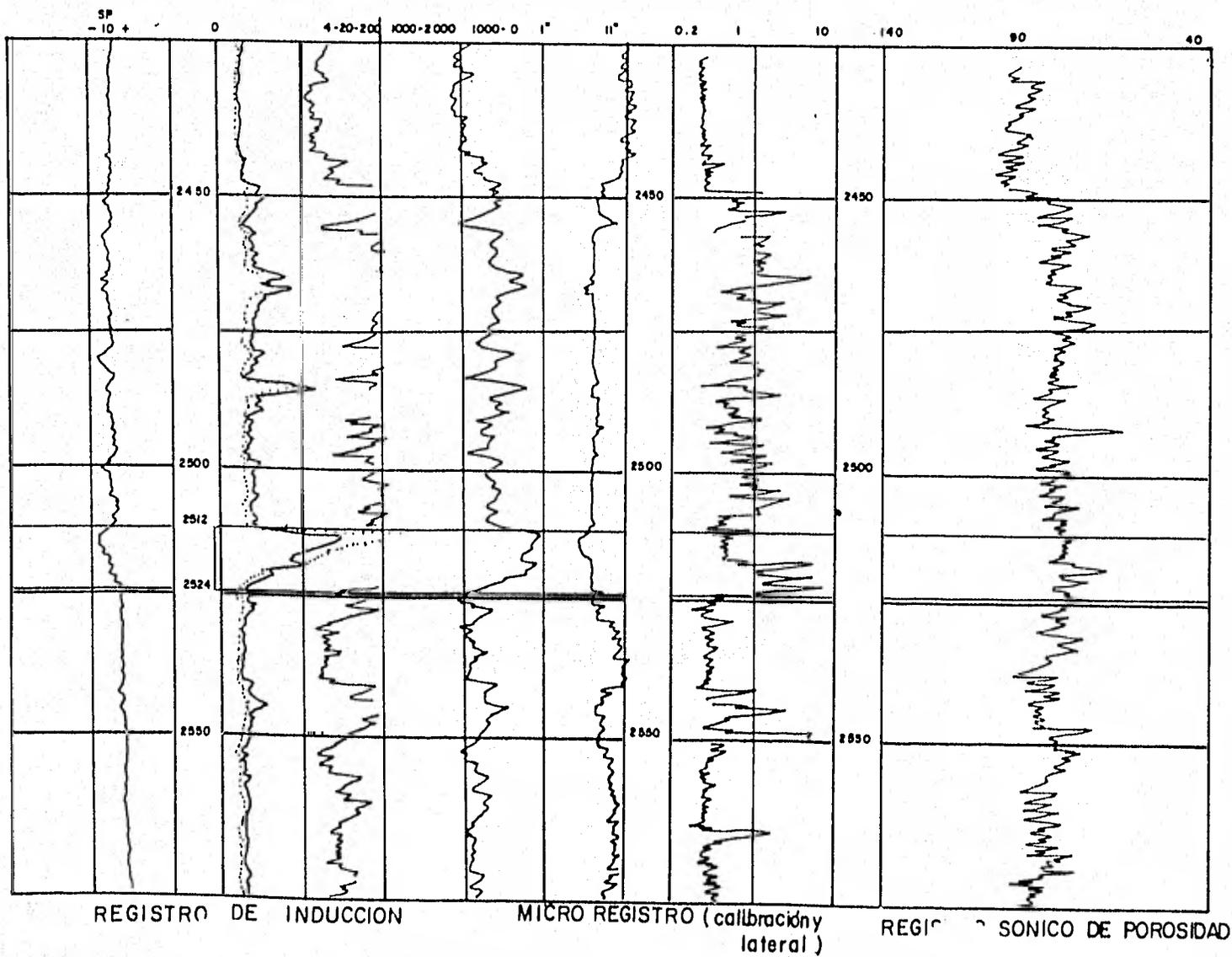


Fig. 2.2



11.

FIG. 2.3.

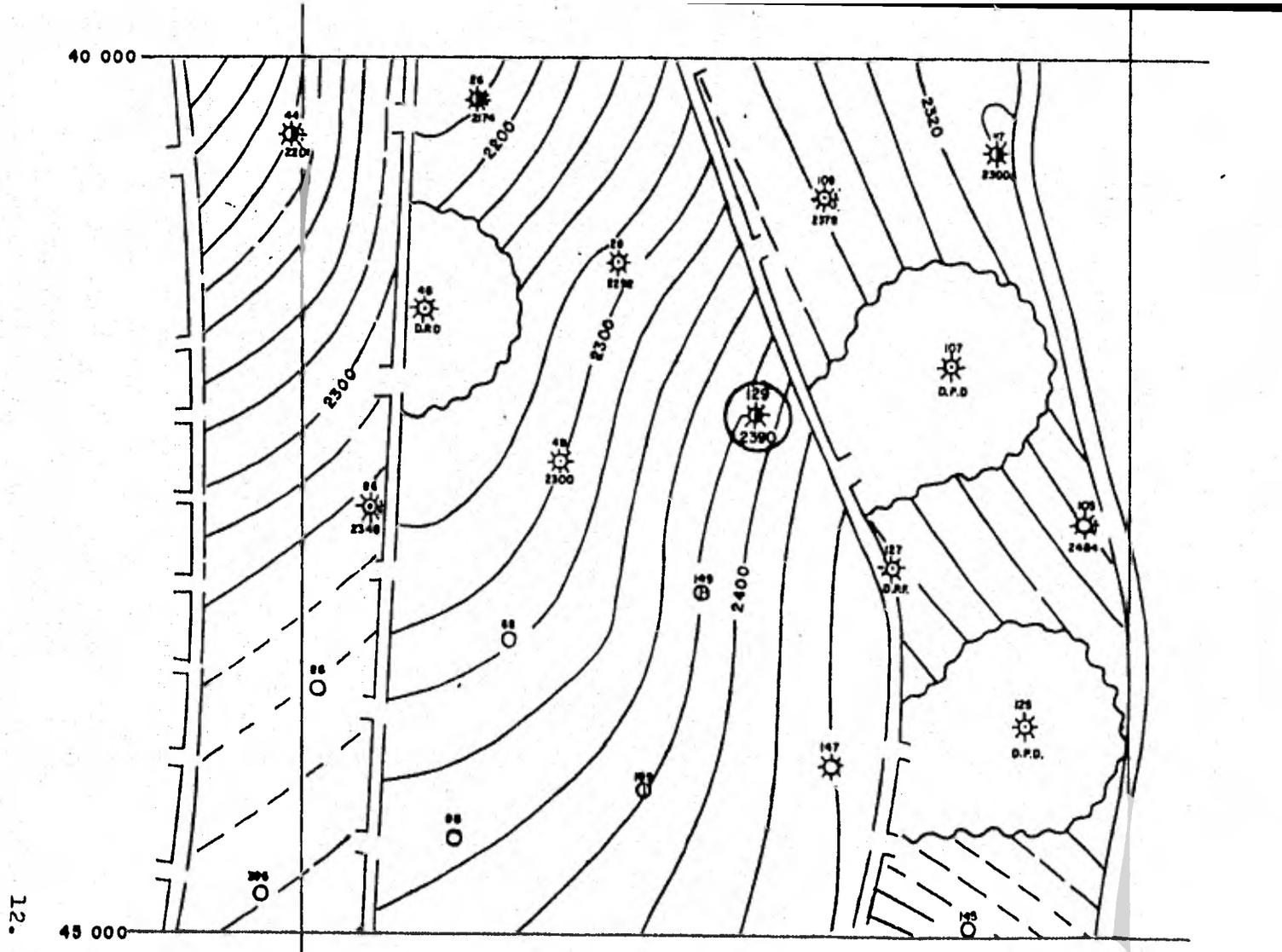


FIG. 2.4

CAMPO CORINDON
 CONFIGURACION ESTRUCTURAL
 P-19

C A P I T U L O I I I

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION.

3.1 Descripción del equipo de perforación.

La perforación del pozo Corindón No. 129, se llevó a cabo por la administración de Petróleos Mexicanos, utilizándose el equipo con número de identificación PM-17, cuya antigüedad corresponde al año de --- 1957.

Las características de los principales componentes del equipo se mencionan en seguida:

MASTIL:-

Marca: Ideco

Modelo: Full

Longitud: 138 pies(40.0 m.)

Capacidad: 645 000 Lbs(292,570 Kg.)

MALACATE:-

Marca: Ideco

Modelo: Super-H-750

Cable: 1 1/8" (diámetro)

H.P. nominal: 750 H.P.

MOTORES:-

Marca: 3 Caterpillar

Modelo: D-346

Potencia: 480 H.P.

R.P.M. 1800

BOMBAS PARA LODO:-

Bomba No. 1.

Marca: Ideal

Modelo: C-350 DPX

Motor: Acoplado a transmisión compuesta.

Potencia: 450 H.P-

R.P.M: 1100

Bomba No. 2.

Marca: Ideco

Modelo: 600 FDFX

Motor:-

Marca: Waukesha

Modelo: L-5992 DU.

Potencia: 450 H.P.

R.P.M.: 1100

PLANTA DE LUZ No. 1

Generador. C.A.

Marca: F. Morse.

Modelo: PGY-07

C.A. KWN: 175

Motor: CL

Marca: Rolls-Royce

Modelo: C-6TFL

PLANTA DE LUZ No. 2

Generador C.A.

Marca: F. Morse

Modelo: PGY-07

K.W.nominal:175

Motor: CL

Marca: Rolls Royce

Modelo: C-6TFL.

El costo de operación tanto del equipo y mano de obra, fué de \$110,160.00 por día.

3.2 Fluidos de Perforación(+).

El fluido que se utilizó en la perforación del pozo, fue un lodo de Cromolignosulfonato emulsionado, -- que a continuación se enlistan algunas propiedades --- principales:

H	D	Marsh (seg)	F	Enj.	V.P.	Pc	Gel Inic. 10 m.		P.H.
310	1.20	45	8	1.8	18	9	12	14	9.0
453	1.25	45	8	1.8	18	9	12	14	9.0
548	1.25	45	5	1.5	18	7	10	15	8.0
736	1.25	45	6.5	1.0	18	6	10	10	9.5
943	1.25	45	7	1.0	18	8	3	10	9.5
1050	1.25	45	5	1.0	18	8	3	10	9.0
1180	1.25	50	5	1.5	17	10	4	10	9.5
1340	1.29	48	4.2	1.0	17	12	3	10	9.0
1800	1.30	50	4.8	1.0	20	12	3	12	9.0
2170	1.55	55	3.6	1.5	26	10	3	12	8.5
2265	1.55	60	3.4	1.0	30	12	3	12	8.5
2385	1.55	60	3.0	1.0	30	20	3	12	9.0
2495	1.55	60	3.4	1.0	30	14	3	14	9.0
2540	1.55	53	3.4	1.5	28	12	3	12	9.5
2850	1.58	60	3.0	1.0	35	12	4	10	9.0

H: Profundidad (m.)

D: Densidad del lodo (gr/c.c.)

F: Filtrado del lodo (API/c.c.)

Enj: Enjarre (mm.)

V.P. Viscosidad plástica (Cp)

El costo de los materiales y la cantidad de ellos utilizados se enlistan a continuación:

<u>Material:</u>	<u>Cantidad(Ton)</u>	<u>Costo(\$)</u>
Barita	285.6	599 760.00
Bentonita	78.25	82 162.00
Supercaltex(Lignosulfonato)	10.70	176 550.00
Lignex(Cromolignito)	10.38	105 876.00
Pirofosfato	0.55	8 827.50
Carbonato de Sodio	0.15	707.70
Sosa	9.95	125 569.00
Diesel	91.50 m ³	60 847.50
	<u>T o t a l</u>	<u>\$ 1 160 299.70</u>

Costo total del lodo: \$ 1 160 299.70

Costo por metro perforado: \$ 407.12

Profundidad total: 2850.0 m.

(+) Ver apéndice A.

3.3 Barrenas.(+)

Acontinuación se presenta el número y características principales de las barrenas utilizadas en el pozo, así como también el costo por metro perforado.

No.	Diám.- (Pgs)	Marca	Tipo	Núm.de Serie	D	Tr	Metros/ Hora	Tv	Costo/ Metro
1	17 1/2	Varel	121	88099	155	28.0	5.53	3	1 488.87
2	12 1/4	Varel	131	5031	155	17.0	9.11	2	799.20
3	"	"	"	5036	143	18.0	7.94	2	898.35
4	"	Hughes	111	16903	188	19.0	9.89	3	732.15
5	"	"	"	13649	125	13.3	9.39	4	932.24
6	"	Varel	131	5718	104	14.3	7.27	4	1 160.20
7	"	"	"	7944	73	14.0	5.21	4	1 634.00
8	"	Hughes	537	17175	237	67.0	3.54	5	1 549.13
9	"	"	517	15509	588	189.0	3.10	7	1 592.35
10	"	Varel	131	4329	32	8.0	4.00	6	3 153.87
11	8 1/2	"	"	4518	37	14.0	2.64	8	3 311.10
12	"	T.F.	527	14434	398	83.0	4.79	8	1 312.33
13	"	T.F.	"	14421	305	66.0	4.62	11	1 501.80
14	"	"	"	14422	60	8.0	4.20	10	3 120.66
15	"	"	"	14420	138	42.0	3.29	10	2 487.70
16	"	"	131	11753	59	6.0	9.83	11	1 687.46
17	"	Smith	116	MX093	53	16.0	3.31	12	2 831.13

Donde:-

Serie.- Clasificación del fabricante.

Tipo.- Clasificación API.

D.- Metros perforados

Tr.- Tiempo de rotación de la barrena

Tv.- Tiempo de viaje redondo.

(+) En el apéndice "B", se ven los parámetros más importantes.

3.4 Sarta de Perforación. (+)

3.4.1. Tubería de Perforación:- Enseguida se mencionan las características más importantes de las tuberías de perforación, que se utilizaron en el -- pozo:-

Grado	X-95
Diámetro exterior	4 1/2"
Peso	16.6 Lb/pie
Rosca	Tipo IF
Clase	Primera.

3.4.2. Herramienta:- Se seleccionaron 2 diámetros de lastrabarreras, cada uno de ellos para diferentes diámetros de barrenas.

En la siguiente tabla se muestran los lastrabarreras seleccionados, así como el número de estabilizadores y su posición.

Prof.	D.B.	N.L.	De	Di	N.E.	NELB	L.H.
110.0	17 1/2	10	8	3	2	1-3	---
736.0	12 1/4	14	8	3	3	1-3-5	134.0
1800.0	8 1/2	14	8	3	3	1-3-5	135.0
1823.0	"	18	6 1/2	"	"	1-3-5	161.2
1837.0	"	24	"	"	"	1-3-5	217.5
2495.0	"	24	"	"	"	1-3-5	219.5
2797.0	"	"	"	"	"	1-3-5	221.0

Donde:-

Prof.- Profundidad (m.)

D.B.- Diámetro de la barrena(pulgadas)

N.L.- Número de lastrabarrenas

De.- Diámetro exterior del lastrabarrenas(pulgadas)

Di.- Diámetro interior del lastrabarrenas(pulgadas)

N.E.- Número de estabilizadores

NELB.- Número de lastrabarrenas debajo del cuál se encuen-
el estabilizador.

L.H. Longitud de la herramienta(m.)

(+) Ver apéndice C.

3.5 Tuberías de Revestimiento y Accesorios(+).

Para el revestimiento del pozo se utilizaron 3 -- diámetros diferentes de tuberías y una conductora -- de 0.0 a 80.0 m., distribuidos de la siguiente forma:

a) Tubería superficial.

0.0 a 3.6 m. Elevación de la Mesa Rotatoria.

3.6 a 128.2 m. 11 tramos T.R. 13 3/8", J-55, 54.5 Lbs/pié, con rosca redonda, cople corto.

128.2 a 153.7 m. Cople de retención, 2 tramos de tubería y zapata flotadora.

La T.R. llevó 10 centradores y 10 collares - tope.

b) Tubería intermedia de 9 5/8".

0.0 a 5.4 m. Elevación de la Mesa Rotatoria.

5.4 a 788.6 m. 73 tramos de tuberías de 9 5/8" J-55, 36 Lbs/pié, con rosca redonda 8 hilos, cople largo.

788.6 a 1774.3 m. 98 tramos de tuberías de 9 5/8", N-80, 40 Lbs/pié.

1774.3 a 1795.4 m. Cople diferencial, 2 tramos de tuberías de 9 5/8", N-80, 40 Lbs/pié y zapata guía.

Se utilizaron 20 centradores de la marca - Fabrimex de 9 5/8" x 12 1/4", distribuidos a lo largo de toda la tubería.

c) Tubería de explotación de 5 1/2".

0.0 a 4.3 m. Elevación de la Mesa Rotatoria.

4.3 a 2767.0 m. 245 tramos de tuberías de 5 1/2", --
N-80, 20 Lbs/pie, rosca redonda y -
cople largo.

2767.0 a 2791.9 m. Cople diferencial Baker, 2 tramos -
de tuberías de 5 1/2", N-80, 20 -
Lbs/pie y zapata guía.

Se utilizaron 50 raspadores, 49 centradores de -
5 1/2" x 8 1/2", cada uno con un collarín de marca Fa-
brimex de 5 1/2", colocados de 300.0 a 2800.0 metros.

(+) Ver apéndice "E" de tuberías de revestimiento.

CAPITULO IV

OPERACIONES DE PERFORACION Y TERMINACION.

4.1 Avance de la perforación.

El avance de la perforación del pozo se explica a continuación en forma resumida, através de un registro de profundidad contra tiempo y su gráfica se ilustra en la fig. 4.1.

<u>Tiempo</u> (1980)	<u>Profundidad</u>
12 de junio	155.0 m. Con barrena de 17 1/2", se inició la perforación hasta la profundidad de 155.0 m.
15 de junio	155.0 m. Se colocó y cementó la tubería de revestimiento, de 13 3/8", J-55, 54.5 Lbs/Pie, a 153.7 m. se probaron conexiones superficiales de control.
20 de junio	943.0 m. Con barrena de 12 1/4" se perforó tapones de cementación.
3 de julio	1180.0 m. Se cambió barrena por otra del mismo diámetro (12 1/4"), pero por encontrar resistencia a 610.0 m. se repasó hasta 1180.0 m.
7 de julio	1800.0 m. Se perforó de 1180.0 a 1800.0 m. con barrena de 12 1/4".

Se tomaron Registros Geofisicos (ver inc. 4.3).

19 de julio 1800.0 m. Se colocó y cementó la tubería de revestimiento(T.R.) de 9 5/8", N-80, 40 Lbs/pie a 140.0, 1400.0 y finalmente a 1795.0 m., el nivel del cemento llegó a la superficie. Se instalaron y probaron conexiones superficiales de control(ver incs. 3.5 y 4.2).

30 de julio 2540.0 m. Se perforó con barrena de 8 1/2" de 1800.0 a 2540.0 m.

14 de agosto 2540.0 m. Se llevaron a cabo operaciones de pesca(ver inc. 4.4).

17 de agosto 2850.0 m. Se perforó con barrena de 8 1/2" de 2540.0 a 2850.0 m. Se tomaron Registros Geofísicos(ver inciso 4.3) y se repasó agujero de 2580.0 a 2850.0 m.

27 de agosto 2850.0 m. Se colocó y cementó tubería de revestimiento(T.R.) de 5 1/2",- N-80, 20 Lbs/pie a 2791.9 m. (Ver incisos 3.5 y 4.2) y se probaron las conexiones superficiales de control. La profundidad total del pozo es de 2850.0 m.

4.2 Cementaciones(+).

Las cementaciones de las tuberías de revestimiento (T.R.) se resumen de la siguiente forma:

-Se cementó T.R. de 13 3/8" a 153.5 m., con 350 sacos de cemento tipo "H" sin aditivos, verificando la llegada del tapón superior con una presión de 42 Kg/cm².

Presiones de prueba:

Cabezal y conexiones superficiales: 210 Kg/cm².

Cementación: 56 Kg/cm².

-Se cementó T.R. de 9 5/8" a 1795.4 m., con 600 sacos de cemento Thix-Set y 200 sacos de cemento tipo "H", con el 2% de KCl (Cloruro de potasio) como acelerador de fraguado, el nivel del cemento salió a la superficie y se desplazó la lechada con flujo turbulento. Se verificó la llegada del tapón de desplazamiento con 100 Kg/cm².

Presiones de prueba:

Cabezal y conexiones superficiales: 210 Kg/cm².

Cementación: 84 Kg/cm².

-Se cementó T.R. de 5 1/2", N-80, 20 Lbs/Pie a 2791.9 m., con 700 sacos de cemento tipo "H", con 0.75% de CFR-2, 0.2% HR-12, 0.6% de SSA-1 y 2% de KCl como acelerador de fraguado, utilizando como frente limpiador 3.0 m³ de CS-2. Se desplazó la lechada con flujo turbulento. Se verificó la llegada del tapón de desplazamiento con 105 Kg/cm².

Presiones de prueba:

Cabezal y conexiones superficiales: 350 Kg/cm^2

Cementación: 140 Kg/cm^2

(+) En el apéndice "F", se mencionan las características - principales de los diferentes tipos de cemento y aditivos utilizados.

4.3 Registro de Desviaciones y Geofísicos de Explotación.

- Registro de desviaciones.

Enseguida se muestra una tabla de registro de -- desviaciones a diferentes profundidades; la desviación máxima programada fue de 3°.

<u>Profundidad(m.)</u>	<u>Desviación.</u>
453.0	0° 15'
641.0	0° 30'
766.0	0° 45'
870.0	0° 45'
934.0	0° 45'
1180.0	0° 50'
1270.0	0° 45'
1304.0	0° 45'
1800.0	0° 48'
1837.0	1° 00'
2237.0	1° 30'
2540.0	0° 30'
2600.0	0° 30'
2797.0	0° 30'

-Registro Geofísico de Explotación(+).

Los registros geofísicos tomados en el pozo, a diferentes profundidades se mencionan enseguida.

<u>Intervalo</u>	<u>Registro</u>
154.0 a 1801.0 m.	Inducción, Micro-Registro (calibración y micro-lateral) y Sónico de Porosidad.

1801.0 a 2845.0 m. Inducción, Calibración y Microlateral
y Sónico de Porosidad.

En el capítulo con relación a la descripción del yacimiento (inc. 2.3), se indican los parámetros obtenidos de estos registros.

(+) En el apéndice "D", se menciona la función de cada -
registro.

4.4 Problemas y operaciones especiales.

Los problemas de mayor importancia, que se presentaron al perforar el pozo, se detallan a continuación:

-Se observaron pequeñas gasificaciones en la columna de lodo al atravesar los horizontes productores a --- 2518.0 m., se disminuyó la densidad de 1.55 a 1.40 y a 2727.0 m. de 1.55 a 1.18 gr/c.c.

-A 2540.0 m. por no tener avance en la perforación, -- se sacó la tubería de perforación, quedándose en el - fondo barrena de 8 1/2", para recuperar esta, se utilizaron diferentes herramientas especiales de pesca:

Con machuelo de 2 3/16" x 3 11/16", se recuperó parte de la barrena, perdiéndose en el fondo un cono de la misma, este se recuperó con canasta de fondo - de 8 1/2" y pescante magnético, que recuperó el 80 % de partes metálicas, el siguiente y último paso fué, con canasta colectora y barrena de 8 1/2", se recuperaron lo que había quedado de partes metálicas, - así como también 19 flejes de la canasta de fondo -- que se habían perdido en el pozo.

4.5 Aparejo de Producción y Conexiones Superficiales.(+)

Se utilizaron dos diámetros diferentes de tuberías de producción(T.P.) de 2 7/8" y 2 3/8", distribuídas - de la siguiente forma:

- 0.0 a 4.6 m. Elevación Mesa Rotatoria.
- 4.6 a 2407.1 m. 250 tramos T.P. 2 7/8", N-80, 6.5 Lbs/pie.
- 2407.1 a 2407.2 m. Combinación 2 7/8" a 2 3/8", N-80, 4.7 Lbs/pie.
- 2407.2 a 2426.2 m. 2 tramos T.P. 2 3/8", N-80, 4.7 - Lbs/pie.
- 2426.2 a 2427.3 m. Camisa Otis "XA", 2 3/8", abierta.
- 2427.3 a 2436.6 m. Un tramo 2 3/8", N-80, 4.7 Lbs/pie.
- 2436.6 a 2436.9 m. Niple Otis "X" 2 3/8".
- 2436.9 a 2437.1 m. Cople localizador.
- 2437.0 m. Cima empacador 415-01, 5 1/2", Backer.
- 2437.1 a 2439.2 m. Ancla sello Multi V y tubo de producción.

El estado mecánico del pozo, se ilustra en la fig. 4.2. Las conexiones superficiales utilizadas son las siguientes:

Cabezales de tuberías.

13 3/8"	S-900
13 3/8" x 9 5/8"	S-900-1500
9 5/8" x 5 1/2"	S-1500

Arbol de válvulas.

13 3/8" x 9 5/8" x 5 1/2" x 2 7/8"

Bola Colgadora.

2 1/2", Modelo AE-WC.

Niple Colgador.

2 7/8".

Todo este equipo es de la marca EPN.

(+) Para la descripción del equipo y herramientas utilizadas, ver apéndice "G".

4.6 Pruebas de Producción.

Para dar fin la terminación del pozo, se perforó el intervalo productor, con los siguientes datos:

Intervalo de Prueba: 2512.0 a 2524.0 m.

Empacador: 2437.0 m.

Orificio inferior: 2"

Orificio superior: 1/4"

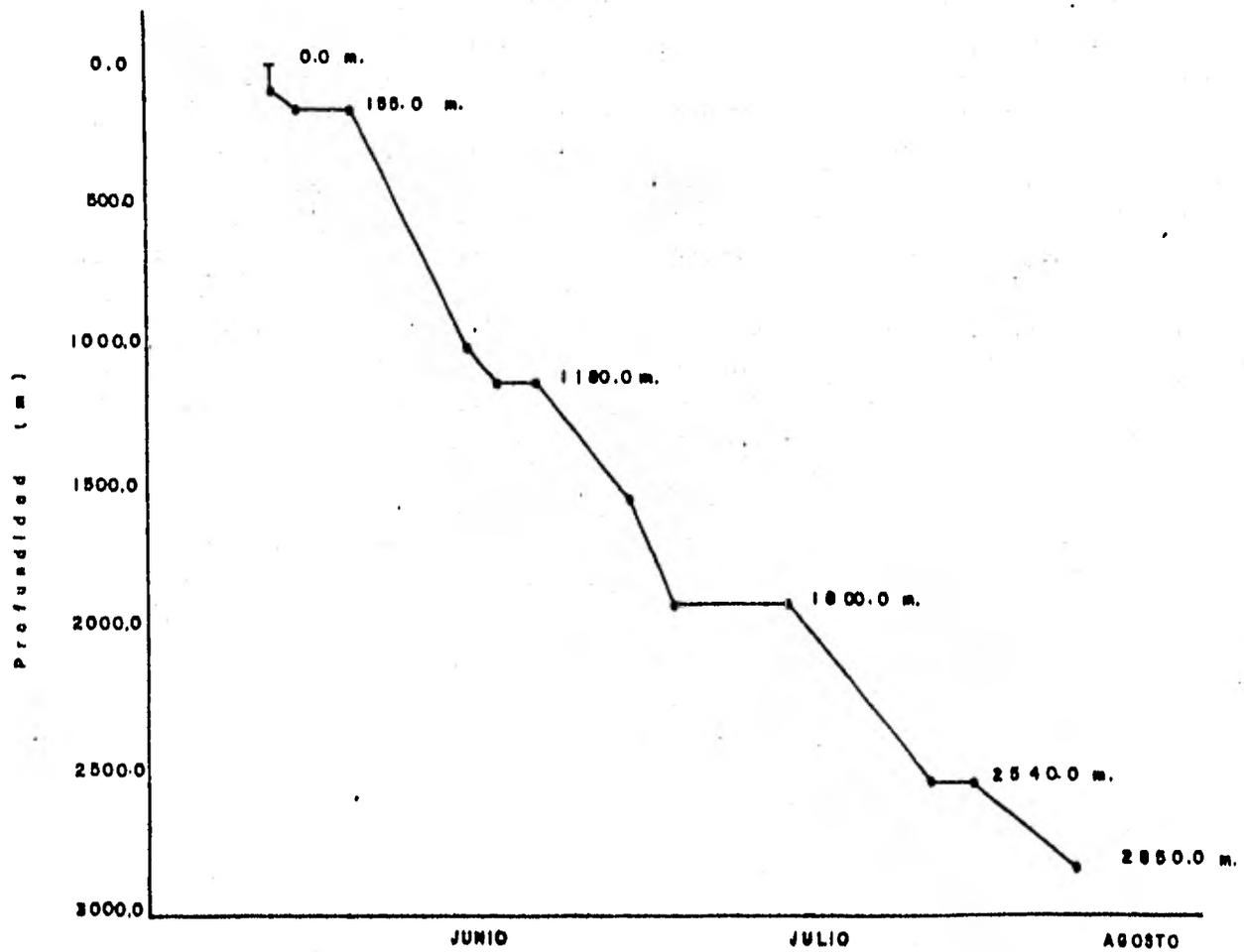
Tiempo de observación: 10 horas.

Fluyó gas limpio por orificio de 1/4" del árbol de -
válvulas a la batería de separación.

Presión de flujo: 91 Kg/cm².

Presión en el pozo cerrado: 294 Kg/cm².

Producción de gas: 55 600 m³/día.



1960

Fig. 4.1

ESTADO MECANICO DEL POZO

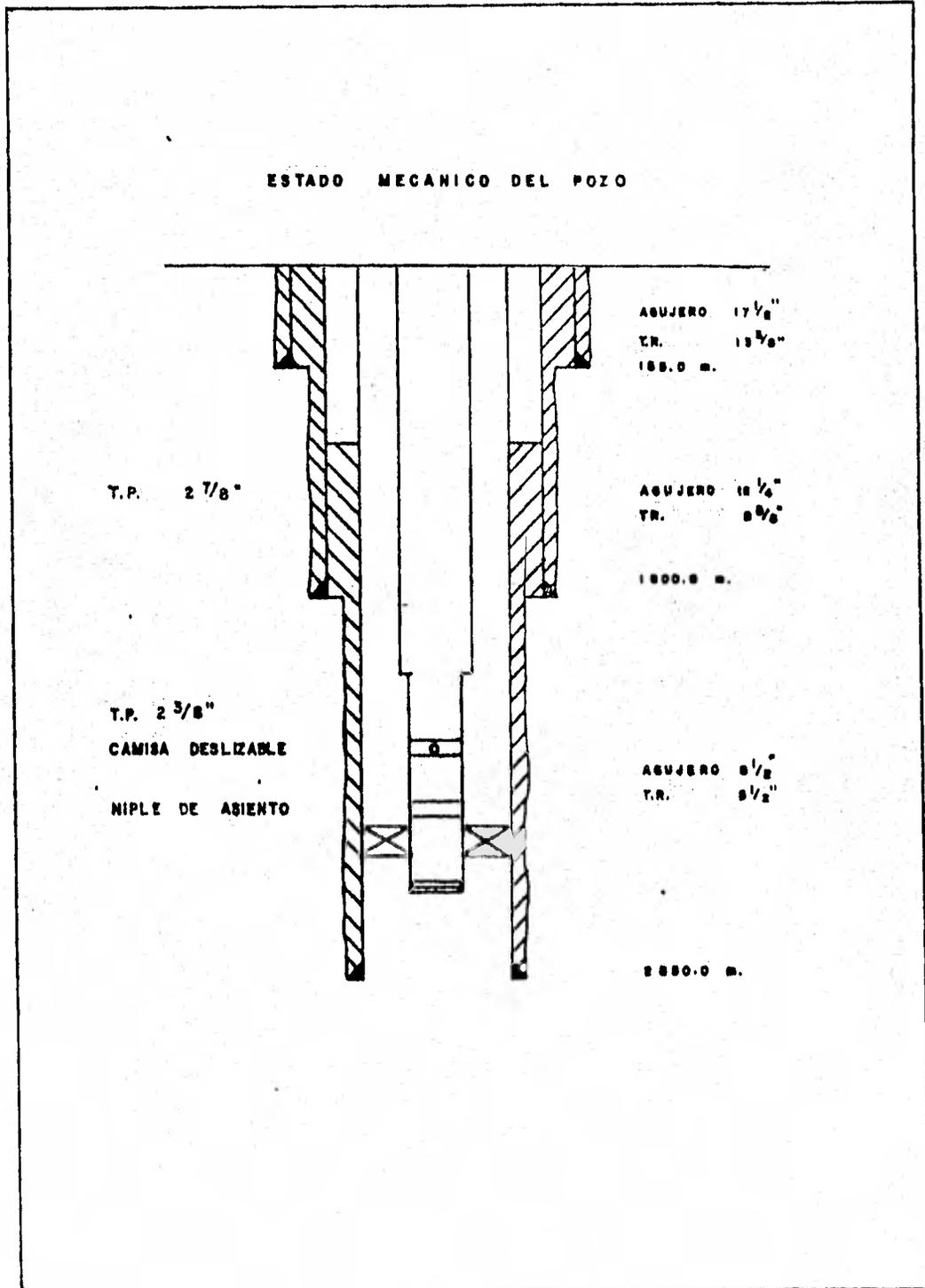


Fig. 4.2

A P E N D I C E

APENDICE "A".
FLUIDOS DE PERFORACION.

Las funciones y propiedades fundamentales de un fluido de perforación son:

- 1.- Transportar los recortes de perforación y los derrumbes a la superficie. Estos son más pesados -- que el lodo, por lo tanto, al mismo tiempo que el flujo del lodo en el espacio anular los empuje -- hacia arriba, están sometidos a la fuerza de gravedad, que tiende a hacerlos caer hacia el fondo del pozo. La velocidad con la que esas partículas caen hacia el fondo del pozo, depende principalmente de la densidad y la viscosidad del fluido -- y del tamaño forma y densidad de las partículas.
- 2.- Mantener en suspensión los recortes y derrumbes,-- en el espacio anular cuando se detiene la circulación. Cuando el lodo no está circulando la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada.
Los recortes y derrumbes caerán hacia el fondo del pozo a menos que el lodo tenga la capacidad de formar una estructura de tipo Gel cuando-- no está fluyendo. El lodo debe por supuesto, recuperar su fluidez cuando se reinicie la circulación.
- 3.- Controlar la presión subsuperficial.

El agua, el gas y el petróleo que se encuentra en el subsuelo están bajo una gran presión, -

esta presión debe ser balanceada para evitar un -- flujo incontrolado de esos fluidos de formación en el interior del pozo. El control se logra manteniendo una presión hidrostática suficiente en el - espacio anular. La presión hidrostática es directa mente proporcional a la densidad del lodo y a la - altura de la columna del lodo.

4.-Enfriar y lubricar la barrena y sarta.

A medida que la Barrena raspa el fondo del - pozo y que la sarta gira contra las paredes del -- pozo, se genera calor. El lodo debe absorber esa - calor y conducirlo hacia afuera. Cualquier lodo li quido desempeñará esa función al circular.

El fluido de perforación también ejerce un e- efecto lubricante para la barrena, para la sarta y- para el revestimiento durante el proceso de la per foración. Algunas partículas contenidas en el lo- do no pueden ser consideradas propiamente como lu- bricantes: sin embargo la facilidad con que se deg lizan una al lado de la otra y su deposición sobre las paredes del pozo disminuyen la fricción y la - abrasión.

5.-Dar sosten a las paredes del pozo.

A medida que la barrena penetra a la formación se suprime parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo. A menos que ese sostén sea recm- plazado por el lodo de perforación hasta que el -- revestimiento haya sido colocado, la formación cae

rá en el interior del pozo. Los mecanismos que -
evitan que eso ocurra dependen de la naturaleza -
de la formación. Si la formación es muy firme, se
necesita poco sosten por parte del lodo. Si la --
formación es moderadamente firme y consolidada -
por ejemplo las lutitas la densidad del lodo pue-
de ofrecer un apoyo suficiente. Si la formación --
es débil y no consolidada, como en el caso de la
arena el lodo debe ser suficientemente denso y --
debe además tener la capacidad de formar una capa
delgada(enjarre) pero resistente de partícula so-
bre las paredes del pozo.

- 6.- Ayudar a suspender el peso de la sarta y del re--
vestimiento. El peso de una sarta de perforación
o de revestimiento es de mucha importancia. Un -
peso muy elevado puede causar una gran tensión o
esfuerzo sobre el equipo de superficie. Sin em- -
bargo esas tuberías están parcialmente sostenida
por el empuje ascendente del lodo.
- 7.- Transmitir potencia hidráulica sobre la formación
por debajo de la barrena.

Durante la circulación el lodo es expulsado -
através de las boquillas de la barrena a gran ve-
locidad. Esta fuerza hidráulica hace que la super-
ficie por debajo de la barrena este libre de re-
cortes. Si no se remueven de allí los recortes, -
la barrena sigue triturando los viejos recortes,-
lo que reduce la velocidad de penetración. La re-
moción eficiente de los recortes que se forma en

la superficie de la barrena depende de las propiedades físicas del lodo y de su velocidad al salir por las bo quillas.

Características de los lodos Cromolignosulfonatos.

Los lodos Cromolignosulfonatos, son fluidos a base de agua, flexibles a temperaturas altas, a una variación amplia de P.H., contaminaciones con el cemento, cal y yeso. Los tratamientos se pueden modificar para cumplir con las diferentes propiedades del lodo, a medida que progresa la perforación.

Materiales utilizados.

La función principal de los materiales utilizados son:-

Bentonita: Proporciona al lodo las propiedades de viscosidad y Gel.

Barita: Le proporciona peso al lodo.

Cromolignitos y lignosulfonatos: Son dispersantes de sólidos.

Carbonato de Sodio: Precipita al ión calcio.

Sosa Caústica: Aumenta el P.H.

Diesel: Para formar un fluido emulsionado.

Lodos emulsionados de petróleo en agua.

Son lodos a base de agua a los cuales se les ha agregado aceite y un agente emulsificante para que tenga buena estabilidad la emulsión, este lodo resultante es de mejores propiedades que las del lodo inicial (agua y bentonita), esta es una técnica que mejora las terminaciones con lodos a base de agua. Tiene una notable disminución en la hidratación de lutitas bentoníticas, bien sea que estén adyacentes

o en la zona productora. Los lodos emulsionados no sólo pueden prepararse a partir de lodos bentoníticos simples, sino también con los tratados con fosfatos, quebracho-sosa, los lodos base cálcico, etc., el aceite agregado conjuntamente con el agente emulsionante, mejora las propiedades. Además los tratamientos químicos son los del lodo original y estarán sujetos a las mismas contaminaciones. Esto quiere decir que su viscosidad puede ser incrementada por la adición de bentonita o arcillas el peso ajustado con barita, etc., ningún equipo especial se necesita para su preparación o manejo en el pozo y las operaciones de perforación, reparación, etc., se lleva a cabo de manera convencional; sin embargo es recomendable usar hule sintético en las partes de las bombas que van a estar en contacto con él. El hule debe ser resistente al aceite.

Las ventajas de estos lodos se pueden resumir como sigue:

- 1.- Pozos mejores y rápidas perforaciones y terminaciones, ya que el aceite le imparte propiedades lubricantes y por lo tanto aumenta la duración de los baleros de las barrenas, disminuyendo la presión de bombeo. Se tiene la certeza de que a esta lubricación de la barrena se debe el aumento en la velocidad de perforación en la mayoría de las formaciones.

- 2.- Evita que el agua bloquee las arenas de baja -- presión.
- 3.- Se obtiene un gel fácilmente removible e impermeable.
- 4.- Reduce la pérdida de agua en un 75% a 90%.
- 5.- Tiene buena viscosidad y gelatinosidad.
- 6.- Reduce el torque de la tubería de perforación.
- 7.- Se obtiene mejores avances en barrenas.
- 8.- Permite registros geofísicos de explotación -- normales.
- 9.- No es necesario cubrir las presas, porque no -- existe el peligro de incendio por ser el agua -- la fase continua de la emulsión y el agua dulce no lo contamina.
- 10.- La única desventaja quizá es que resulte costoso este tipo de lodo, pero se puede utilizar -- en varios pozos disminuyendo así el costo inicial.

APENDICE "B".

BARRENAS.

El tipo de barrena que debe usarse en cualquier momento se rige principalmente por las características de la roca que se va a perforar y las condiciones bajo las cuales se deben hacerse. Es por esto que el control del rendimiento máximo de la barrena es muy importante ya que está íntimamente ligado con el costo de la perforación.

Para determinar el tipo de cada barrena se utiliza el Código Standard de barrenas convencionales y de insertos; es un sistema de tres dígitos que nos indica las características esenciales de una barrena.

Para barrenas convencionales, el primer dígito -- nos indica el tipo de formación, correspondiendo:

- 1 : Formación suave.
- 2 : " mediana.
- 3 : " dura.
- 4 : " muy dura.

Para barrenas de insertos, el primer dígito nos indica el tipo de formación siendo:

- 5 : Formación suave.
- 6 : " mediana.
- 7 : " mediana dura.
- 8 : " dura.
- 9 : " muy dura.

El siguiente dígito corresponde a una subclasificación dependiendo de las características de cada formación, siendo:

- 1 : Formación muy suave.
- 2 : " suave.
- 3 : " mediana.
- 4 : " dura.

El tercero y último 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 : Barrenas de fricción con protección en la hilera de calibre y sellos.
- 7 : Sistema fricción con un material que disminuye -- la fricción y protección en la hilera de calibre.

La profundidad también interviene en la selección de la barrena ya que al aumentar la profundidad, aumenta el tiempo de viaje siendo lo más conveniente -- mantener perforando mayor tiempo a la barrena aunque se incremente el costo de ésta; es por esta razón que

las barrenas de insertos de carburo de tungsteno son preferentes al ir aumentando la profundidad.

En la perforación del pozo Corindón No. 129, se utilizaron un total de 17 barrenas de las cuáles 11 eran de dientes fresados y 6 de insertos de carburo-tungsteno.

El costo de las barrenas está en función del tipo y diámetro. A continuación se presenta una tabla - con el precio de los diferentes tipos utilizados.

Diámetro (Pg)	Tipos	Precio/barrena.
17 1/2	121	\$ 88,423.00
12 1/4	131, 111.	36,664.00
12 1/4	537, 517.	184,240.00
8 1/2	527.	104,620.00

El parámetro más importante para evaluar la eficiencia de una barrena es el costo por metro, éste - lo podemos obtener con la ecuación siguiente:

$$C = \frac{B + (Tr + Tv)R}{D}$$

Donde:

C : Costo por metro

B : Costo de la barrena

Tr: Tiempo de rotación de la barrena.

Tv: Tiempo de viaje redondo

R : Costo por hora del equipo por metro.

D : Metros perforados por la barrena.

APENDICE "C".

SARTA DE PERFORACION.

La sarta de perforación es el conjunto de tuberías que se utilizan para comunicar el movimiento mecánico y el peso necesario a la barrena; sus principales componentes son: Tubería de perforación y la herramienta (Conjunto formado por lastrabarrenas y estabilizadores).

La función principal de la tubería de perforación es la de comunicar el movimiento a la sarta. Los parámetros más importantes para el diseño de una columna de tubería son:

- Grado
- Clase
- Peso
- Diámetro.
- Dimensiones de las juntas.

La clase de una tubería se refiere al desgaste de la tubería y se identifica por bandas de diferentes colores. También se debe tomar en cuenta la resistencia de la tubería a diferentes esfuerzos que son:-

- Torsión: Carga a la resistencia a punto cedente.
- Tensión: Carga a la resistencia mínima a punto cedente.
- Colapso: Resistencia a la presión externa mínima.
- Presión interna: Resistencia a la presión interna a punto cedente.

La selección de los lastrabarrenas está en función del diámetro del agujero y del peso aplicado a la barrena, están diseñados para trabajar a la compresión.

Los parámetros más importantes para seleccionar -- tipo y cantidad de lastrabarrenas son:

- Peso de los lastrabarrenas.
- Longitud
- Peso requerido por la barrena.

Los estabilizadores son una herramienta auxiliar - que nos ayuda a conservar la verticalidad del agujero.

Las características principales de la tubería - X-95, 4 1/2" son:

- Diámetro exterior del piñon y caja : 6 3/8"
- Diámetro interior : 3 3/4"
- Longitud del piñon : 11 1/2"
- Longitud combinada del piñon y caja : 17 "
- Par de torsión en el diámetro exterior para la junta. : 14 800 Pies/Lb.

Resistencia de la tubería a los diferentes esfuerzos:-

- Torsión: 39 020 Pies/Lb.
- Tensión: 418 700 Lbs.
- Colapso: 12 750 Lbs/Pg².
- Presión interna: 12 450 "

APENDICE "D"

REGISTROS GEOFISICOS DE EXPLOTACION

El objetivo principal de los registros geofísicos de explotación, es determinar si una formación contiene hidrocarburos, así como también la profundidad, espesor y litología de la formación productora.

Los registros utilizados se describen en forma resumida a continuación.

Registro de Inducción: En los registros de inducción, se acostumbra registrar en el carril de la izquierda de el de profundidades en una curva del SP, en el inmediato a la derecha una curva normal corta en línea continua y con línea discontinua la reciproca de la curva de conductividad en escala natural, y en el siguiente carril a la derecha la curva de conductividad en escala natural.

Con este registro se puede determinar la Resistividad Real de la Formación (R_t) en forma indirecta.

Registro Sónico de Porosidad: Usado en forma aislada, el registro sónico de porosidad sirve principalmente para determinar la porosidad de la formación. En conjunto con otros registros, se le utiliza para determinar valores más precisos de la porosidad, litología, etc.

El perfil sónico es un registro de profundidad - contra (D_t). Lo que se mide es el tiempo, D_t , que tarda la onda acústica en recorrer, en la formación, una distancia igual a un pie. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad.

Micro-Registro: Son aquellos que se obtienen con sondas y está compuesta por 4 electrodos que son: 1 de corriente(A), 2 de medida(M1 y M2) y 1 de referencia(B), estos electrodos están espaciados una distancia muy corta uno de otro, estando además montados en un patín de material aislado 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_{xo} de la zona barrida por el filtrado de lodo.

a.-Micro-lateral:- Cuando se usa la combinación de 3 electrodos, se mide la resistividad del volumen de materia que miden los electrodos de medida. En este dispositivo se registran las resistividades aparentes R_1 , que corresponden aproximadamente a una zona que incluye parte de la formación, comprendida entre 2.5 y 5 cm.

En los registros, la curva de la microlateral se representa por una línea continua y se encuentra situada en la pista derecha del registro.

b.-Micro-normal:- Esta curva se obtiene cuando se usa la combinación de un electrodo de corriente(A) con uno de medida(M2). La caída de potencial que se mide es entre el electrodo de medida(M2) y el de referencia(B), obteniendo así un mayor radio de investigación, con una resistividad R_2 .

c.-Micro-calibración:-Este registro es adicional a otros, aunque también se puede correr en forma independiente, se utiliza para determinar las variaciones en el diámetro del pozo, las cuáles son necesarios en los cálculos del volumen de cemento, indican enjarres en las zonas permeables.

APENDICE "E".

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

Las tuberías de revestimiento que se utilizaron, -
desempeñan las siguientes funciones:-

- a.- Tubería conductora:- Este tipo de tubería es la --
primera que se introduce en el pozo. La función --
principal de ésta, es la de guiar el lodo de perfo-
ración, además de que detiene las paredes del pozo
ya que por lo general las primeras formaciones per-
foradas están poco consolidadas. Previene pérdidas
de circulación.
- b.- Tubería superficial:- En esta se colocan los pre-
ventores. Generalmente se cementa en toda su ex-
tensión hasta la superficie. En esta tubería se --
coloca el primer cabezal de tuberías. Aisla acuífe-
ros, sostiene las paredes del pozo y también la -
de poder comunicar el interior del pozo con la ---
superficie.
- c.- Tubería intermedia: Esta tiene la función de ais-
lar acuíferos, aislar yacimientos poco profundos
en caso de que existan y la de detener las paredes
del pozo.
- d.- Tubería de explotación: La función principal de es-
ta tubería de ademe es la de aislar la formación -
productora, por eso es de suma importancia un buen
diseño de esta tubería y también de una buena ce-
mentación de ella.

La cementación de esta tubería se realiza sólo en
partes, ya que no es cesario cementarla hasta la -
superficie.

Característica de una tubería de revestimiento.

Las características básicas para la selección e identificación de las tuberías de ademe son las siguientes:

Diámetros: Exterior e interior.

Grado: Propiedades del acero con que está fabricado el tubo.

Rango: Longitud del tubo.

Peso: Peso por unidad de longitud.

Diseño de tuberías de revestimiento.

El diseño de tuberías de revestimiento, consiste en seleccionar un conjunto de tuberías que cumplan las siguientes condiciones:-

- 1.- Resista a todos los esfuerzos.
- 2.- Sea la más económica posible.

Los principales esfuerzos a que se somete una tubería de revestimiento son:

- a.- Colapso: Es el esfuerzo debido a la gran presión externa que se ejerce sobre dicha tubería. Esta presión externa es provocada por el peso de la columna de fluido (presión hidrostática). Por lo tanto el esfuerzo al colapso es máximo en el primer tramo o sea en el fondo y es mínimo en el último tramo introducido en el pozo.
- b.- Tensión: Es el esfuerzo a que está sometida la tubería de ademe, debido al peso de la misma tubería que tiene que soportar. Por lo tanto la tensión es máximo en el último tramo de tubería introducido (parte superior de la columna de tubería) y es mínimo en el primer tramo introducido en el pozo.

c.- Presión interna: Es la presión que se ejerce en la pared interna de la tubería principalmente cuando ésta se somete al descontrol de un pozo, tratamientos de estimulación o durante la inyección de fluidos -- para la recuperación secundaria.

Existen varios métodos para diseñar tuberías de revestimiento, enseguida se muestran los diseños gráficos de la tubería de 5 1/2" y el de 9 5/8".

Diseño de la tubería de revestimiento (tubería de explotación) de 5 1/2" (fig. E.1).

Profundidad: 2850.0 m.

Densidad del lodo: 1.55 gr/c.c.

Resultados del diseño gráfico:

0.0 - 2200.0 m. N-80, 17 Lb/pie, C.L.

2200.0 - 2850.0 m. P-110, 17 Lb/pie, C.L.

Revisión a la tensión.

Para N-80, 17 Lb/pie.

Resistencia a la tensión: 80 640.0 Kg. (177 408 Lbs)

Peso de la tubería en el aire: 72 257.0 Kg (158 962 Lbs)

Factor de seguridad a la tensión: 1.8

Revisión al colapso.

Para P-110, 17 Lbs/pie.

Presión hidrostática: 442 Kg/cm² (6276 PSI)

Resistencia al colapso: 532 Kg (7561 PSI)

Para N-80, 17 lbs/pie.

Presión hidrostática: 336 Kg/cm² (4778 PSI)

Resistencia al colapso: 368 Kg/cm² (5233 PSI)

Factor de seguridad al colapso: 1.125

Diseño gráfico para tubería de ademe de 9 5/8" (Fig.E.2)

Profundidad : 1800.0 m.

Densidad del lodo: 1.25 gr/cm³.

Factor de seguridad al colapso: 1.125

Factor de seguridad a la tensión: 1.8

Resultados del diseño:

J-55, 36 Lbs/pie, C.L. 0.0 a 620.0 m.

J-55, 40 Lbs/pie, C.L. 620.0 a 950.0 m.

N-80, 40 Lbs/pie, C.L. 950.0 a 1400.0 m.

N-80, 43.5 Lbs/pie, C.L. 1400.0 a 1800.0 m.

Revisión a la tensión.

Para J-55, 36 Lbs/pie.

Resistencia a la tensión: 116 424 Kgs. (256 133 Lbs).

Peso de la tubería en el aire: 105 767 Kgs (232 688 Lbs.)

Para J-55, 40 Lbs/pie.

Resistencia a la tensión: 131 292 Kgs. (288 843 Lbs)

Revisión al colapso.

Para N-80, 43.5 Lbs/pie.

Presión hidrostática: 225 Kg/cm² (3200 PSI)

Resistencia al colapso: 267.0 Kg/cm² (3800 PSI)

Para N-80, 40 Lbs/pie.

Presión hidrostática: 175 Kg/cm² (2489 PSI)

Resistencia al colapso: 221 Kg/cm² (3136 PSI)

Para J-55, 40 Lbs/pie.

Presión hidrostática : 119 Kg/cm² (1689 PSI)

Resistencia al colapso: 173 Kg/cm² (1538 PSI).

Conjuntamente con la tubería se introduce una serie de equipos, que se mencionan enseguida en forma resumida:

Cople de retención(fig. E.3): Detiene a los tapones de cementación.

Zapata guía(fig. E.3): Su función principal es guiar -- a la tubería de revestimiento dentro del pozo.

Zapata flotadora(fig. E.4): Guía a la tubería dentro -- del pozo y previene el contraflujo de cemento.

Cople diferencial(fig. E.4): Previene el contraflujo de cemento y detiene los tapones de cementación.

Centradores: Centra la tubería dentro del pozo para mejor distribución del cemento y disminuye las pegaduras.

Raspadores: Nos permite eliminar el enjarre en las paredes del agujero, para una mejor adherencia del cemento a la formación.

Collarines: Impide el desplazamiento vertical tanto de raspadores como centradores.

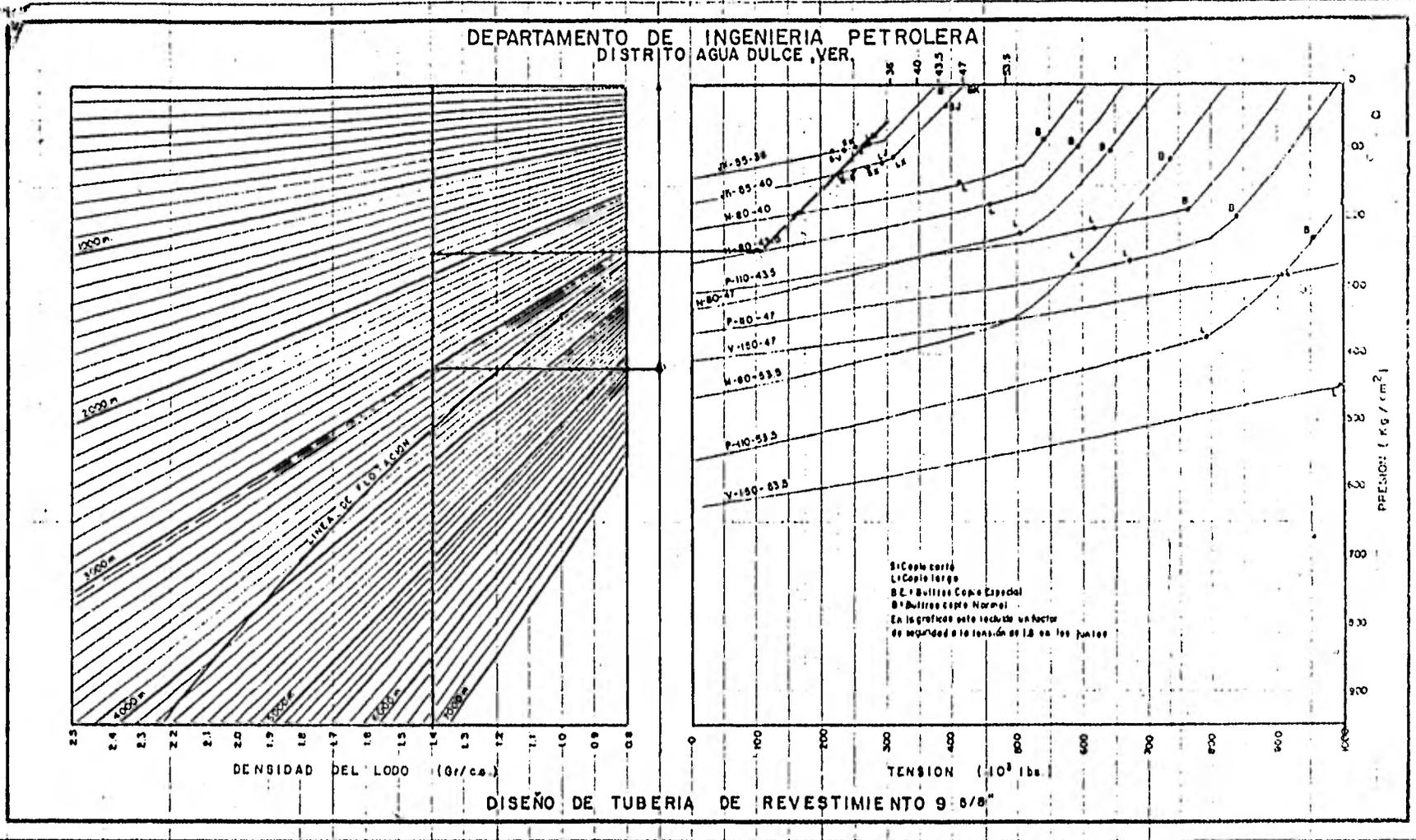


Fig.E.2.

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA
DISTRITO AGUA DULCE, VER.

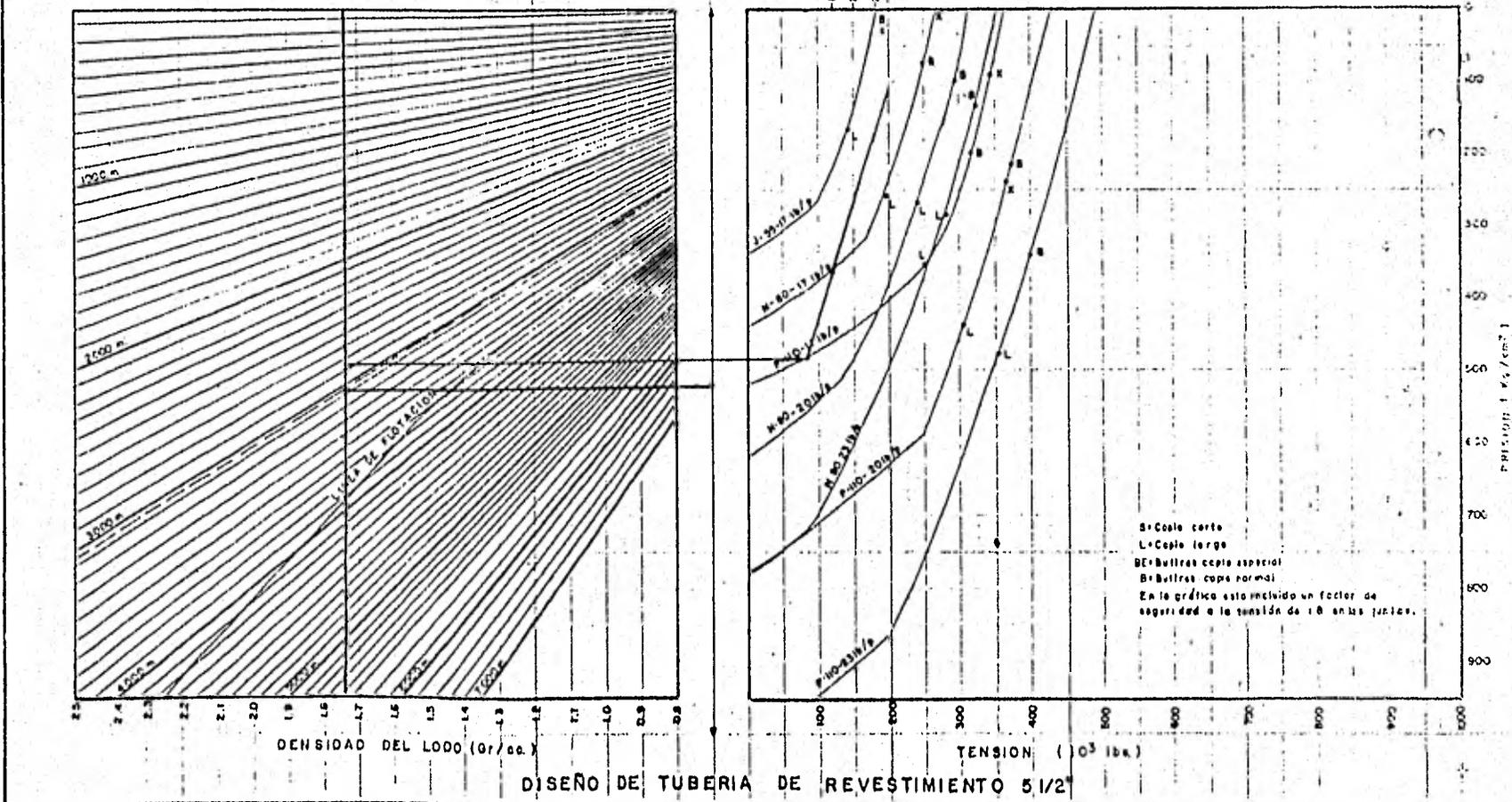
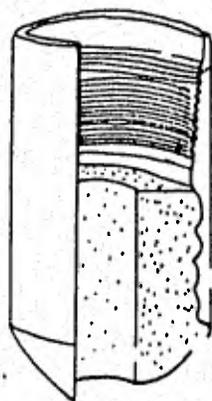
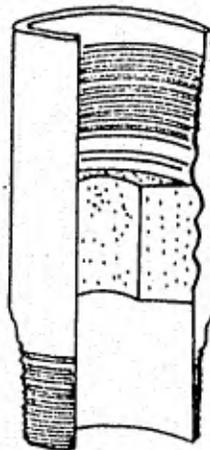


Fig. E.1.

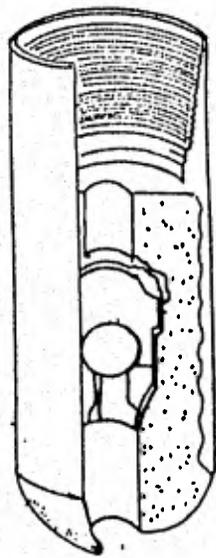


ZAPATA GUIA BACKER

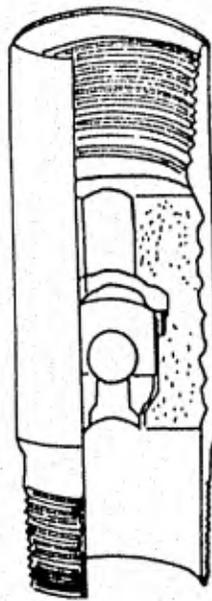


COPLA DE RETENCION BACKER

FIG. E-3



ZAPATA FLOTADORA BACKER



COPLÉ DIFERENCIAL BACKER

FIG. E.4

APENDICE "F".
CEMENTACIONES.

Cementación: Significa el proceso de colocar una lecha da que normalmente es una combinación de material cementante con agua en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y agujero.

La cementación de un pozo realiza lo siguiente:-

- 1.- Adhiere y fija la tubería de revestimiento.
- 2.- Limita el movimiento de fluido entre las formaciones ayudando a evitar, por ejemplo, la contaminación de la zona de agua dulce por hidrocarburos ó agua salada.
- 3.- Debido a su rápido fraguado, el cemento ayuda a evitar los reventones que pueden ocurrir al encontrar una zona de alta presión.
- 4.- Proteje la tubería de revestimiento contra la corrosión.
- 5.- Sella la pérdida de circulación en zonas ladronas, etc.. La cementación para lograr los anteriores objetivos se denomina cementación primaria.

Las características de los cementos utilizados se describen enseguida:

- 1.- Cemento tipo "H": Puede usarse como cemento básico desde la superficie hasta 2400 metros de profundidad tal como se manufactura, ó puede usarse con aceleradores o retardadores para cubrir una amplia gama de profundidades y temperaturas del pozo.

Durante la manufactura del cemento de clase "H" no se hacen otras adiciones aparte del sulfato de calcio, del agua o de ambos, intermolidos en otras mezclas con la escoria del cemento. Puede obtenerse únicamente en el tipo de resistencia moderada a los sulfatos.

Los cementos G y H básicos, son similares a los de la clase B con la única diferencia que son manufacturas bajo especificaciones físicas y químicas rigurosas, dando como resultado un producto más uniforme. El cemento de clase "H" es similar al de la clase "G", excepto que tiene más facilidad para ser molido siendo compatible con aceleradores y retardadores dentro de un rango completo de las especificaciones A.P.I.

2.- Cemento Thix-Set: Este tipo de cemento, es el desarrollado más recientemente en cementos tixotrópicos. Esta diseñado para usarse como cemento primario o para pérdida de circulación y para aplicaciones de cementaciones forzadas.

El cemento Thix-Set tiene varias ventajas sobre otros cementos de su clase actualmente en uso:

- Los aditivos se mezclan en seco con el cemento.
- Puede acelerarse con CaCl_2 o retardarse con HR-1.
- El cemento se hidrata.
- La resistencia a la compresión es suficientemente alta para usarse como cemento primario.
- El cemento es compatible con aditivos como: La Gilsonita, sal, SSA-1 y SSA-2.

Los aditivos utilizados en los cementos de tipo "H" y Thix-Set son los siguientes:

- 1.- CFR-2: Es un aditivo para el control de pérdida de fluidos. Es más económico que la mayoría de los agentes para pérdida de fluidos. El CFR-2 también imparte las ventajas de mayor resistencia a la compresión y mejores características de flujo.
- 2.- HR-12: Es un retardador de fraguado con temperaturas hasta de 500°F. La eficiencia del HR-12 es tal, que las concentraciones más bajas rinden tiempos de espesamiento iguales ó más prolongados que otros retardadores a temperaturas moderadamente alta.
El HR-12 es compatible con los cementos de clase API, D, E, G, y H y con los cementos pozmix 140 y pozmix.
- 3.- SSA-1: Este aditivo disminuye la permeabilidad y aumenta el esfuerzo a la compresión del cemento en pozos profundos y de altas temperaturas, aumenta el rendimiento de la lechada y de la cuál resulta una adherencia entre tubería, cemento y formación.
- 4.- KCl: El Cloruro de Potasio, es utilizado como sustituto del Cloruro de Sodio con la ventaja de ser más efectivo a concentraciones menores que el NaCl, es un acelerador de fraguado con bajas concentraciones y como retardador en altas, incrementa la densidad de la lechada, etc.

Los cálculos de cementación, para los 3 diámetros diferentes de tuberías de revestimiento que se utilizaron se presenta en forma resumida en la tabla siguiente:

Diám.do Tubería (Pg)	Densidad (gr/c.c.)	Rendimiento lt/saco	Sacos+20% calculados	Sacos utili- zados	Profundidad(m) de la cima del cemento.
13 3/8	1.90	34.8	345	350	superficie
9 5/8	1.40	93.5	570	600	"
	1.70	65.0	161	200	1500.0
5 1/2	1.80	62.5		700	745.0

APENDICE "G"

APAREJO DE PRODUCCION Y CONEXIONES SUPERFICIALES

La instalación del aparejo de producción y de las conexiones superficiales, son parte de la terminación del pozo, la finalidad de este equipo es la de poner en comunicación la formación productora con la superficie en forma controlada. La función de cada una de las herramientas, se mencionan a continuación:-

- Tubería de Producción: Es el medio de conducción de los hidrocarburos, tiene los mismos parámetros de identificación que la tubería de perforación.
- Camisa Deslizable o Válvula de Circulación (marca Otis, "XA", Fig. G.1): Es una herramienta que al operarse con línea o alambre, permite abrir o cerrar un orificio que se encuentra en el cuerpo de ésta, para comunicar o evitar el flujo al espacio anular que existe entre T.R. y T.P.
- Niple de asiento (marca Otis "X", Fig. G.2): Permite la colocación de un tapón cuando se quiere explotar únicamente el intervalo superior, también sirve para alojar una válvula de pie en pozos de baja recuperación. En la colocación de estos dispositivos, es necesario el auxilio de la línea de acero.
- Empacador (marca Baker 415-01, Fig. G.3): Es un dispositivo que permite un sello en el espacio anular entre TR. y TP., dirige el flujo por la tubería de producción, así como también, aísla presiones y fluidos en la tubería de revestimiento. Este empa-

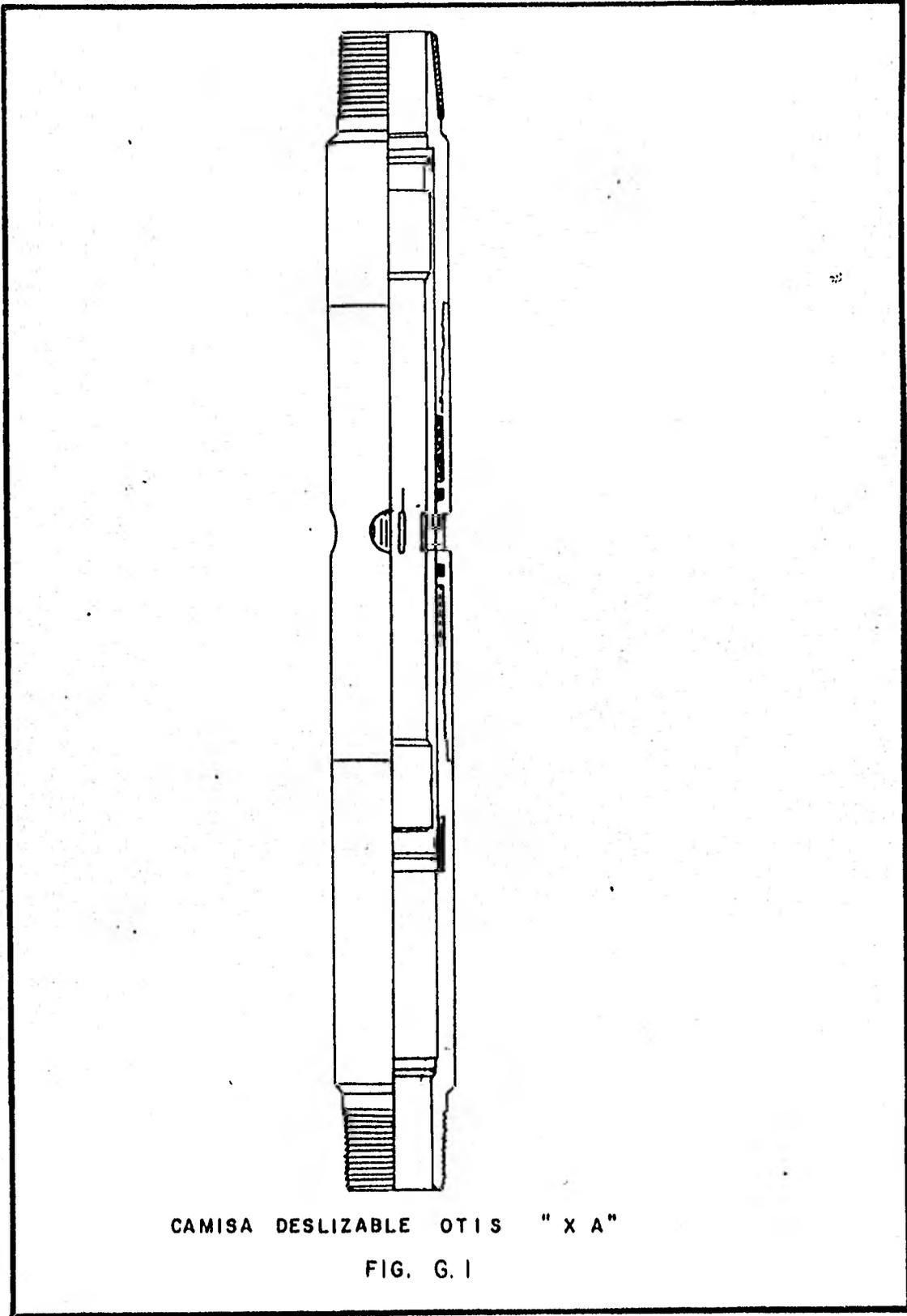
cador, es de tipo mecánico, perforable y se ancla -- con la tubería de producción, aunque también puede -- utilizarse cable o tubería de perforación.

- Cople localizador(marca Baker, fig. G.2): Ayuda a de-- terminar la cima del empacador.
- Ancla y Sellos(Fig.G.2): Es un dispositivo complemen-- tario del empacador permanente, sirve para contra-- rrestar las elongaciones y contracciones de la tube-- ría de producción.

CONEXIONES SUPERFICIALES

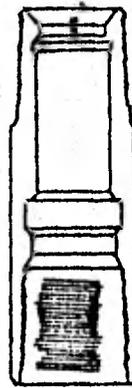
- Cabezal de Tubería de Revestimiento Superficial: Es la parte del árbol de válvulas, que se instala en -- el pozo con la primera tubería de revestimiento ce-- mentada. Este cabezal sirve de base para soportar -- las primeras conexiones superficiales de control, -- para el avance en la perforación del pozo, así como anclar y colgar de él la siguiente tubería de reves-- timiento(fig. G.4)
- Cabezal de tubería de revestimiento de explotación:-- En él, se ancla y se cuelga la última tubería de re-- vestimiento, así como las conexiones provisionales-- (preventores).
- Carrete ó Cabezal de Tubería de Producción: Sirve -- para colocar la bola colgadora de la tubería de pro-- ducción, así como la instalación de preventores para la terminación del pozo e instalación del árbol de -- válvulas.

El árbol de válvulas que se utilizó para el pozo, es -
de la marca EPN(Gray Tool Co.) y se ilustra en la -
Fig. G.5.



CAMISA DESLIZABLE OTIS " X A"

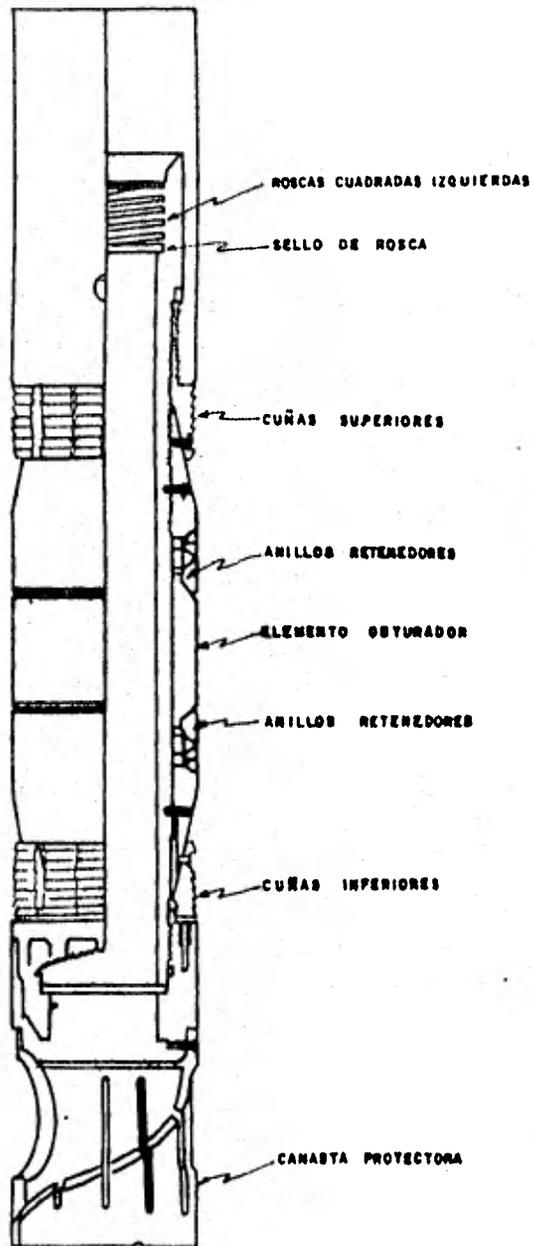
FIG. G. I



COPLE LOCALIZADOR BAKER Y SELLO MV

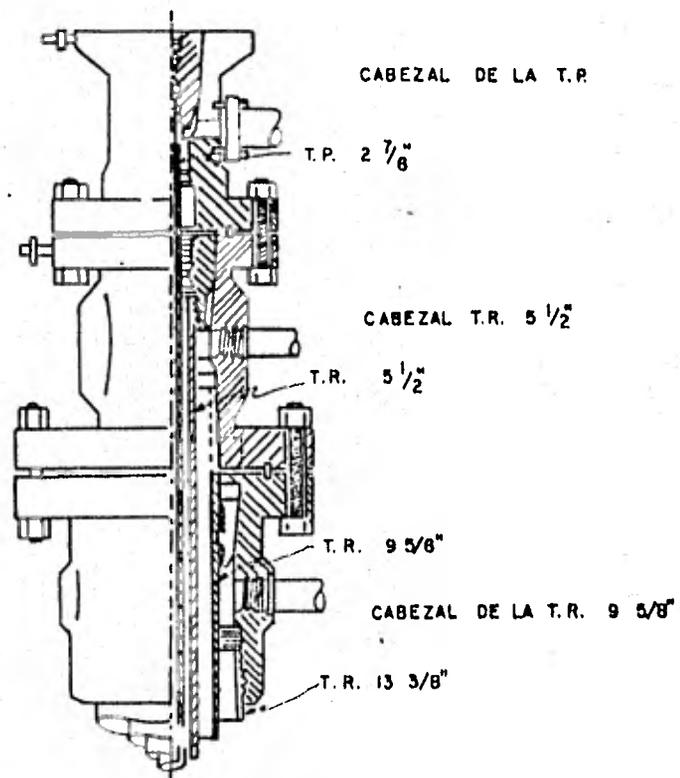
NIPLE DE ASIENTO OTIS "X"

FIG. G. 2



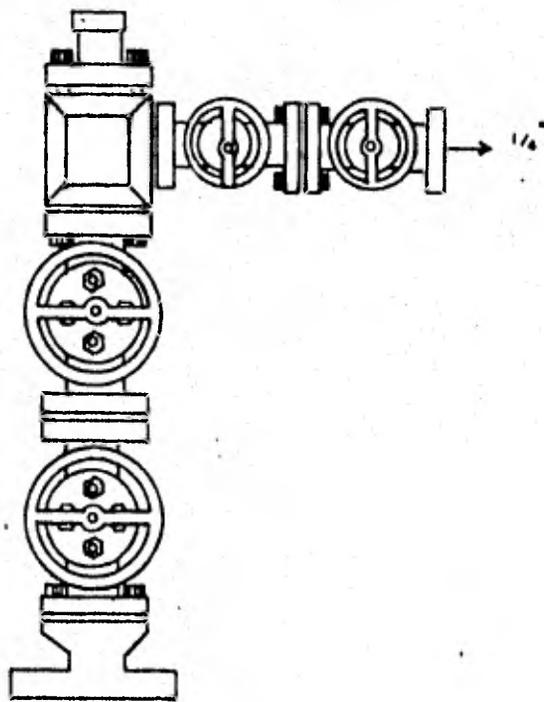
EMPACADOR BAKER 415 - 01

FIG. G.3



CABEZAL DE TUBERIAS E.P.N.

FIG. G. 4



ARBOL DE VALVULAS EPN

Figs. 9.9

C O N C L U S I O N

El tiempo que se llevó el pozo Corindón No.129 para su perforación fué de 77 días y en la terminación 10 días.

El Departamento de Reparación y Terminación de Pozos, utilizó el equipo número 5623 colocando aparejo de producción de una terminación sencilla de gas y condensados.

Para seleccionar un equipo de perforación se toma en cuenta muchos factores, como las necesidades de revestimiento, programas de tamaño de barrenas, naturaleza de las formaciones penetradas, profundidad, costo del equipo, velocidad y seguridad de operación.

Todas las operaciones de perforación y terminación del pozo de referencia fué en realidad una serie de actividades coordinadas y de una buena planeación que hizo posible que estas operaciones fueran más fáciles y uniformes con un mínimo de tiempo de esperas.

BIBLIOGRAFIA.

- 1.- Geología de México, Tomo II. Ing. E. López Ramos.
- 2.- Drilling Practices Manual, Preston L. Moore.
- 3.- Teconología de la Perforación de Pozos Petroleros.
Arthur W. McCray y Frank W. Cole.
- 4.- Apuntes de la Materia de Estimulación y Reparación.
- 5.- Reporte semanal de perforación del pozo Corindón -
No. 129. PEMEX.
- 6.- Reporte diario del pozo Corindón No. 129. PEMEX.
- 7.- Registros de Pozos, parte I, Ing. Orlando Gómez R.
- 8.- Manual-Cepsa Hisa.
- 9.- Diseño de columnas de tuberías de ademe, por el -
método gráfico de YOUNGSTOWN.