

Lej. 40



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

Historia del Pozo Cárdenas No. 112

Tesis Profesional

Que para obtener el Título de
INGENIERO PETROLERO

presenta

RAUL ADENAUER SIBILLA PELAEZ

MEXICO, D. F.

1963



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

I N D I C E

Pág.

RESUMEN

INTRODUCCION

I)	ANTECEDENTES GENERALES	1
II)	DATOS GEOLOGICOS	2
	a) Geología Regional	2
	b) Geología del Campo	3
	c) Tipo de Trampa Geológica y Descripción	4
	d) Plano Sismológico del Campo Cárdenas	5
	e) Plano Estructural	6
	f) Columna Geológica	7
	g) Litología	8
	h) Correlación con Pozos vecinos	12
	i) Descripción del Intervalo Productor	15
	j) Características del Yacimiento	16
III)	DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION	18
	a) Equipo de Perforación	19
	b) Barreras	20
	b) 1.- Gráfica Avance de Perforación	23
	c) Fluidos de Perforación	24
	d) Sarta de Perforación	28
	e) Registros Geofísicos	30

	Pág.
IV) TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIONES	31
a) Tuberías de Revestimiento y Accesorios	31
b) Cementaciones	36
c) Conexiones Superficiales	40
V) TERMINACION DEL POZO	41
a) Tipo de Terminación	41
b) Aparato de Producción	42
c) Operaciones	43
d) Resultados	45
 APENDICE	
- Fluidos de Perforación	46
- Sarta de Perforación	48
- Pérdidas de Circulación	50
- Registros Geofísicos	53
- Tuberías de Revestimiento	57
- Herramientas y Accesorios utilizados en Cementaciones de Tuberías de Revestimiento	60
- Características de los tipos de Cementos y Aditivos empleados en las cementaciones del Pozo	65
- Principales Funciones de las Herramientas empleadas en el Aparato de Producción	70
- Terminación Sencilla en Agujero Ademado, con T.P., Empacador y Accesorios	72

- Presión de Formación Innormalmente Alta	Pág. 75
- Tratamientos efectuados en el Intervalo Productor	77
 CONCLUSIONES	 79
 BIBLIOGRAFIA	 80

R E S U M E N

Con el advenimiento de perforaciones profundas y el descubrimiento de yacimientos de composición variable en el Sureste de México, surge la necesidad de capacitar y preparar adecuadamente a los Ingenieros Petroleros.

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar la evolución de la perforación y comportamiento de un pozo petrolero, con el propósito de aplicar de manera realista los conocimientos teórico - prácticos adquiridos en la carrera de Ingeniero Petrolero.

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

El presente trabajo tiene como finalidad mostrar e -
interrar la secuencia l3gica utilizada en la perforaci3n
del Pozo Petrolero CARDENAS No. 112 desde el inicio que -
comienza con la localizaci3n adecuada del lugar a perfo-
rar hasta la terminaci3n y explotaci3n del mismo.

El uso y dise1o adecuado de los equipos y herramien-
tas utilizados en la perforaci3n del pozo permitieron ob-
tener un promedio de 21.6 mts. perforados por d3a, alcan-
zando su profundidad total de 5000 mts. en 250 d3as de --
perforaci3n, penetrando a la formaci3n Jur3sico Superior
Kimmeridgiense. El que de acuerdo con los registros geof3-
sicos present3 pocas posibilidades de ser explotado, ra-
z3n por la cual se termin3 el pozo en el horizonte Cret3-
tico Inferior en el intervalo 5410 - 5465 mts. resultado:
productor de aceite de una densidad de 0.5914 gr/cm^3 medi-
dos a condiciones del yacimiento, valor caracteristico de
los yacimientos de aceite vol3til. Registrando una pre-
sisi3n inicial de fondo est3tica de 500.10 Pa/cm^2 y una tem-
peratura de fondo de 150°C .

Por las caracteristicas del trabajo desarrollado se
observa una integraci3n de conceptos y actividades de ofi-
cina-campo, permitiendo al Ingeniero la selecci3n o incli-
naci3n de actividades a desarrollar.

I ANTECEDENTES GENERALES

Nombre del Pozo. CARDENAS No. 112

Nombre del Campo. CARDENAS

Municipio. CARDENAS

Estado. TABASCO

Nombre del Distrito. COMALCALCO

Ubicación del Pozo. TERRESTRE

Coordenadas de referencia. SISTEMA PUNTA GORDA

X + 76 032.67

Y - 20 198.14

Localización. A 2000 mts. al N 60' W del pozo
Cárdenas No. 122

Objetivo del Pozo. Las rocas carbonatadas del
Cretácico y Jurásico produc
toras en el campo.

II DATOS GEOLOGICOS

a) GEOLOGIA REGIONAL

Provincia del Sureste.- Esta provincia geológica es una de las más importantes de México, no tanto por su interés económico, sino desde el punto de vista geológico, ya que es el centro de convergencia de diferentes alineamientos tectónicos y su comunicación con la Península de Yucatán-Campeche, cuya unión es motivo de controversias debido al cambio notable entre una zona muy plegada y afallada como es la Sierra de Chiapas y la Cuenca Terciaria de Veracruz-Tabasco con una plataforma estable.

Como se aprecia en el mapa de localización regional anexo, ésta provincia está situada en gran porción del S.E. de México conjuntamente con la provincia (plataforma Yucatán-Campeche), sus límites al norte lo constituye el Golfo de México, al Sur la Sierra de Chiapas, al este la República de Guatemala y una línea aproximadamente Norte Sur al Oriente de Ciudad del Carmen, Campeche, al W las provincias, Cuenca de Veracruz, Sierra Madre del Sur y Altiplano de Oaxaca y la pequeña provincia del Nacizo de San Andrés Tuxtla.

La provincia está constituida por cuencas terciarias, cuartísticas y jurásicas. La primera por sedimentos terrígenos y ocasionalmente por rocas carbonatadas de edad --

oligocénica y miocénica. Las rocas del Sistema Jurásico, especialmente las del Jurásico Superior, se encuentran -- concordantemente con las del Cretácico Inferior. Las -- cuencas cretácicas y jurásicas están formadas por rocas -- carbonatadas.

La producción en la provincia del Sureste es obtenida del oligoceno, mioceno inferior, medio y superior, actualmente se incorporan reservas de edades del jurásico superior, cretácico inferior, medio y superior.

b) GEOLOGIA DEL CAMPO

Con base en el análisis de los registros geofísicos, Neutrón Compensado y de Litodensidad así como la descripción de muestras de canal y núcleos de fondo de los pozos perforados. En el Campo Cárdenas las zonas Dolomitizadas son las que actualmente aportan los hidrocarburos.

Como la producción de este campo se obtiene de formaciones con porosidad secundaria, fué necesario tomar registros de echados en todos los pozos y obtener de éstos, los cálculos computarizados de "Detección de Anomalías de Conductividad" (DCA) para determinar las zonas fracturadas.

De acuerdo con los cálculos computarizados se determinó -- que:

A).- Las calizas presentan pocas posibilidades de te-

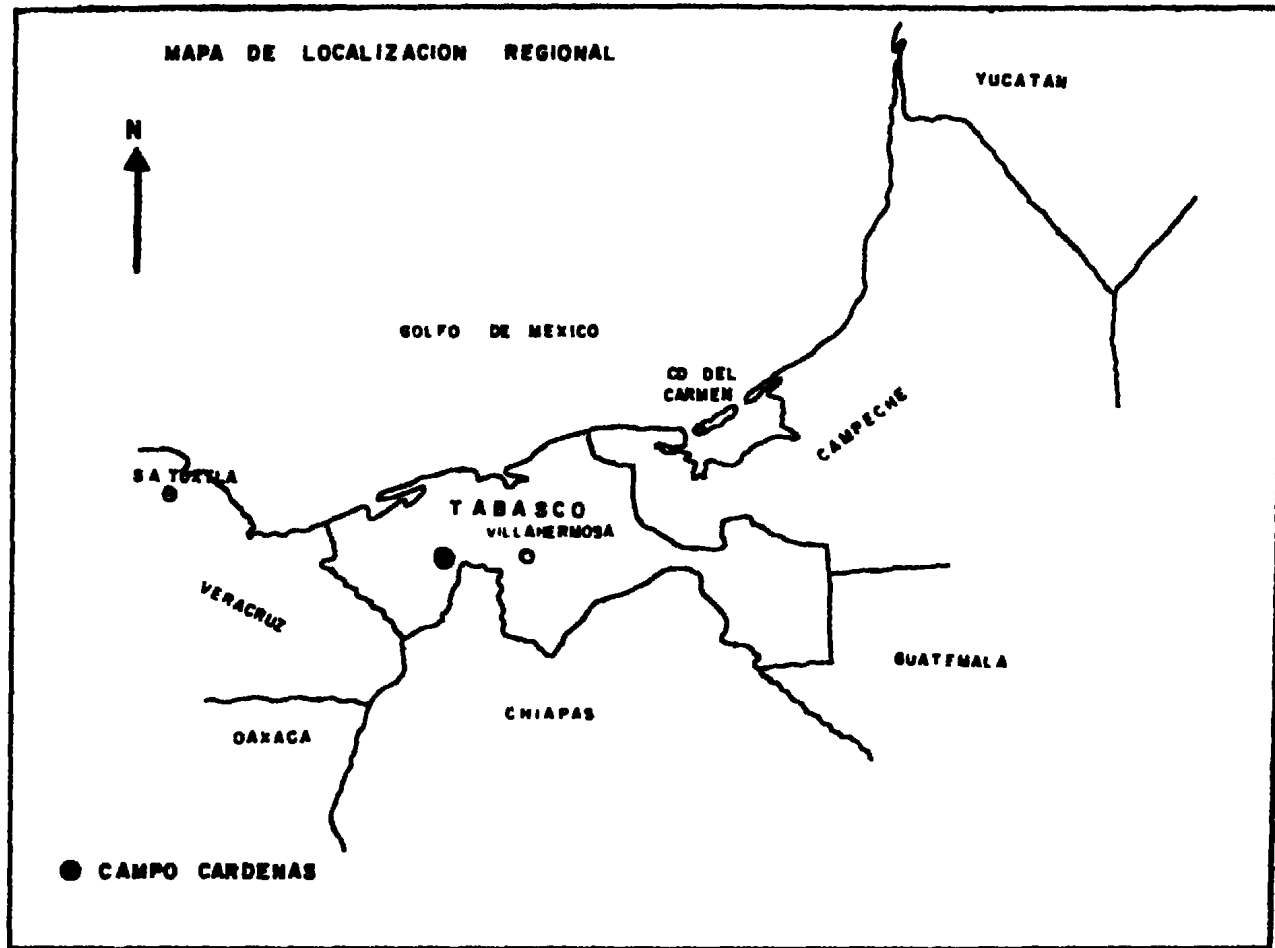
ner porosidad secundaria.

B).- No toda la zona dolomitizada está fracturada.

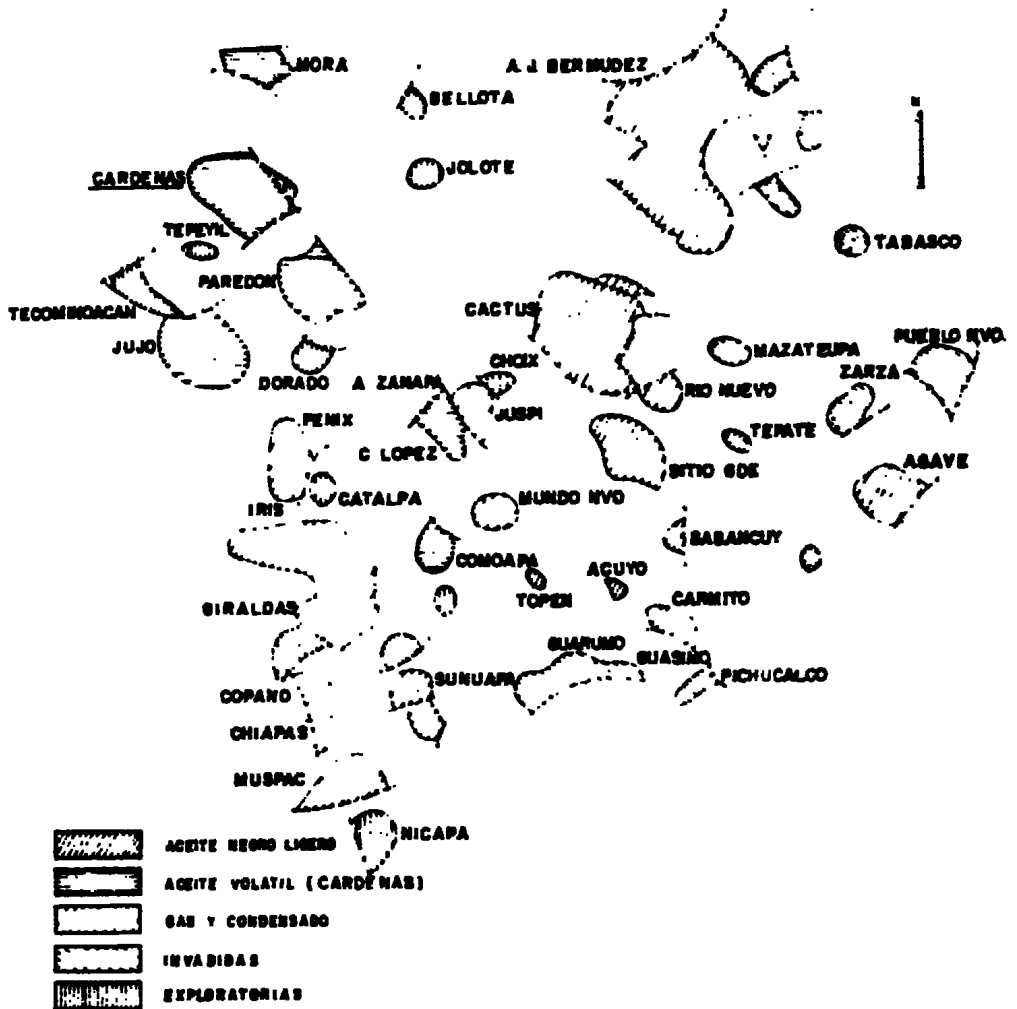
c) TIPO DE TRAMPA GEOLOGICA Y DESCRIPCION

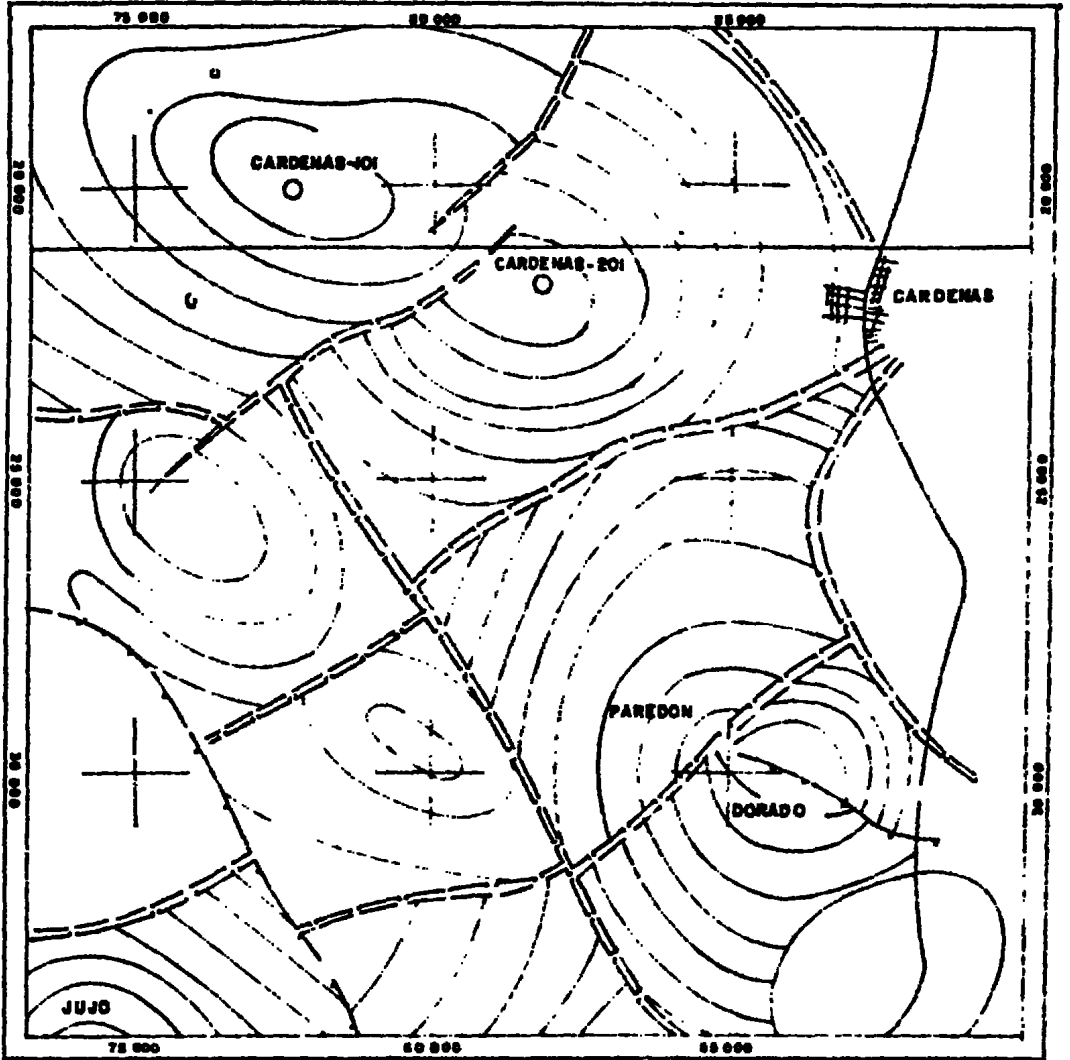
De acuerdo a las secciones estructurales elaboradas y a la correlación establecida entre los pozos, se observa, que el Campo Cárdenas está emplazado en un Anticlinal Asimétrico de orientación NW - es afectado en el flanco S-W por una falla inversa con buzamiento al N - E. Y fallas normales con rumbos distintos, las cuales dividen la estructura en varios bloques.

MAPA DE LOCALIZACION REGIONAL



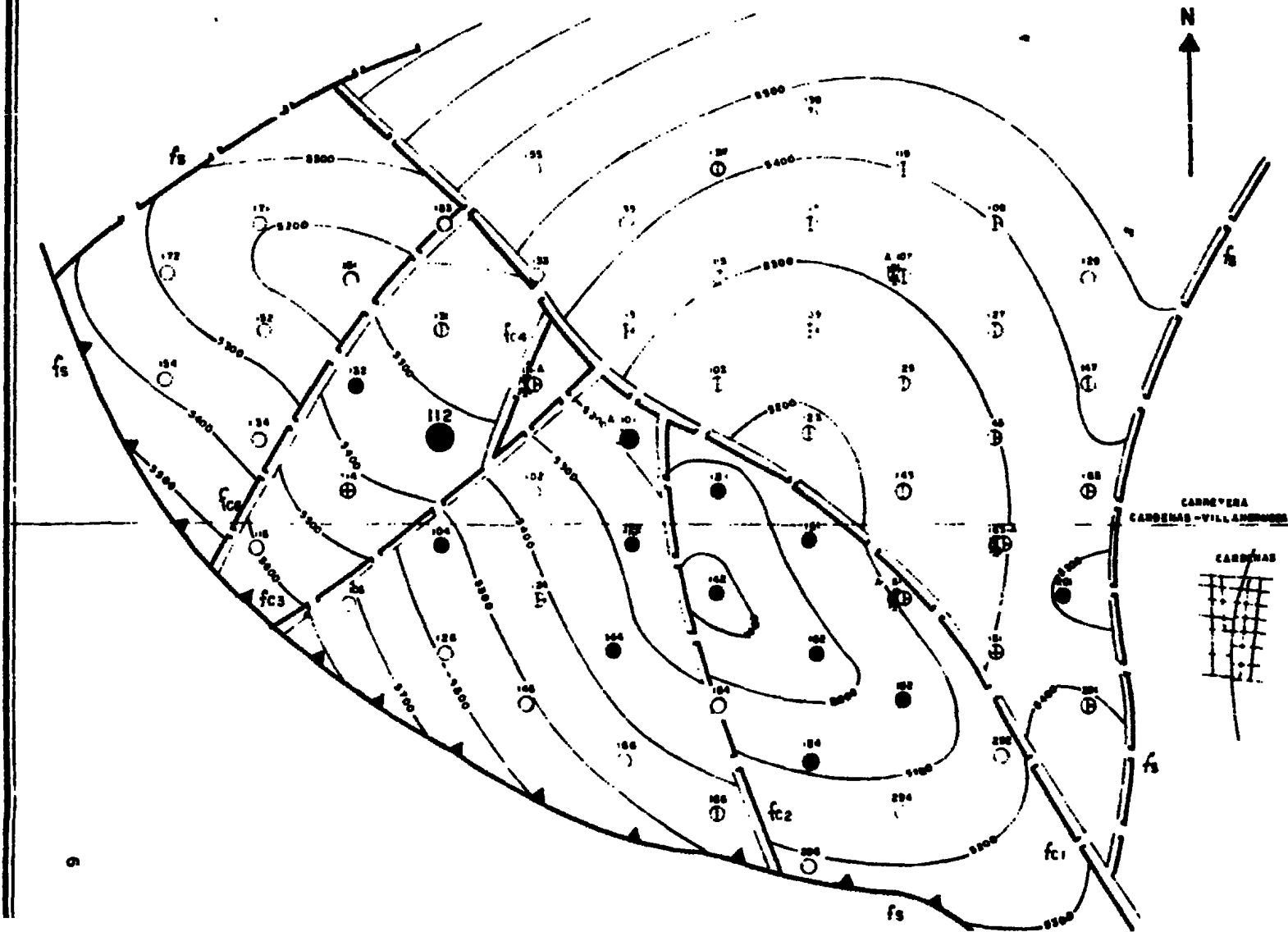
DISTRITO VILLAHERMOSA
CAMPOS PRODUCTORES AREA CRETACICA





d) Plano Sismológico del Campo Cárdenas

e) PLANO ESTRUCTURAL DEL CAMPO CARDENAS



3) COLUMNA GEOLOGICA

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION	PROF. (mts.)	
C E N O Z O I C O	T E R C I A R I O	M I O C E N O	SUP.	SAHELIANO	PARAJE SOLO	AFLORA
					FILISOLA	1355
			MED.	VINDOBONIANO	CONCEP. SUP.	1706
					CONCEP. INF.	1893
			INF.	BURDIGALIANO	ENCANTO	2080
		DEPOSITO			2098	
		OLIGOCENO MEDIO	RUPELIANO	OLIGOCENO	2950	
		EOCENO SUPERIOR	LUPIANO	EOCENO	3480	
		PALEOCENO MEDIO	MONTIANO	PALEOCENO	4605	
		M E S O Z O I C O	C R E T A C I O	S U P E R I O R	MAESTRICHIANO	MENDEZ
CAMPANIANO						
SANTONIANO	SAN FELIPE				5145	
CONIACIANO						
TURONIANO	AGUA NUEVA				5268	
M E D I O	GENOMANIANO			AUSENTE		
	ALBIANO					
I N F E R I O R	BARREMIANO			CALIZAS DOLOMITICAS Y DOLOMIAS		5364
				TITHONIANO	TITHONIANO	
J U R A S I C O	S U P E R I O R			KIMMERIDGIANO		5818
		PROF. TOTAL				5900

g) LITOLOGIA

Estratigrafía.— La columna geológica que se exploró en este pozo, se encuentra integrada por rocas sedimentarias depositadas desde el Mioceno Superior (F. Paraje Solo) al Jurásico Superior (kimmeridgiano).

La secuencia de tales rocas se describe enseguida en forma generalizada; en el orden de la penetración hecha por la barrena.

M. Paraje Solo (Aflora).— El intervalo muestreado, -- consiste de grano de cuarzo blanco y verde, arena blanca de grano medio a grueso, con delgados horizontes de lutita gris claro, suave y fragmentos de moluscos.

M. Filisola (1335 - 1706).— Esta formación se encuentra representada con un desarrollo de arena, de color -- blanco y amarillo, grano medio a grueso y grava, gris claro a verde, con intercalaciones delgadas de lutita gris verdoso laminar, arena y arenisca, gris claro, grano fino.

M. Concepción Superior (1706 - 1893).— Consiste de lutita gris verdoso, pardusco y gris claro, suave a plástica, dura, laminar; con intercalaciones de grava de cuarzo y arenisca, blanca y gris claro, de grano fino a medio, -- bien cementada.

M. Concepción Inferior (1893 - 2060).— Se caracteriza por lutita gris claro a pardusco, suave a plástica y laminar; con intercalaciones de arenisca gris claro, grano fino.

M. Encanto (2060 - 2098).- Esta formación se encuentra constituida por lutita gris verdoso, dura, laminar, con pequeños horizontes de arena, gris claro de grano grueso.

N. Depósito (2098 - 2950).- Este espesor es de lutita gris verdoso, suave a semidura, bentonítica; con capas delgadas de arenisca blanca, de grano fino, bien cementada; - así como horizontes pequeños de bentonita, verde claro.

Oligoceno (2950 - 3480).- También consiste de lutita - gris claro, suave a semidura, calcárea, en partes bentonítica; con intercalaciones de arenisca gris claro, de grano medio compacta, ligeramente calcárea, así como delgados horizontes de bentonita verde claro.

Eoceno (3480 - 4605).- Como el caso anterior, es lutita gris claro a gris verdoso, laminar calcárea y lutita café claro, suave, calcárea. Se observan algunos cuerpos de brecha y bentonita.

Paleoceno (4605 - 4910).- Continuaron las rocas arcillosas, teniendo este espesor representado por lutita gris verdoso y café rojizo, suave a semidura. Aparecen hacia la base horizontes de brecha, constituidas por mudstone blanco cremoso.

C.S. Méndez (4910 - 5145).- En esta formación los sedimentos se observan ya calcáreos, predominando la marga café rojizo, con intercalaciones de mudstone crema.

C.S. San Felipe (5145 - 5268).- Se caracteriza por - - mudstone gris verdoso, compacto y mudstone crema, compacto

con porcentajes bajos de bentonita verde claro.

C.S. Agua Nueva (5268 - 5364).- Se trata de un desarrollo de mudstone--"ackestone de bioclastos, crema a café cremoso, compacto, con microfracturas selladas por calcita, - asociándose pedernal blanco translúcido; así como horizontes bentoníticos.

C. Medio.- Ausente.

Cretácico Inferior (5364 - 5469).- Estas rocas están representadas por una secuencia de dolomía gris oscuro, - gris claro y gris verdoso, microcristalina a cristalina, - compacta, con fracturas selladas por calcita, con porcentajes bajos de mudstone dolomítico crema y bentonita gris - verdoso.

J.S. Tithoniano (5469 - 5818).- También consiste de de dolomía gris oscuro, microcristalina a mesocristalina, arcillosa, con fracturas selladas por dolomita con intercalaciones de pequeños cuerpos de mudstone crema, dolomítico, compacto, fracturado.

J.S. Kimmeridgiano (5818).- Este nivel estratigráfico no se alcanzó en el pozo descubridor Cárdenas 101. Se caracteriza por dolomía café claro, gris oscuro a negro por impregnación de aceite, variando de cristalina a microcristalina, ligeramente arcillosa con microcavernas y microfracturas selladas por dolomita blanca.

*Mudstone.- Textura depositacional con soporte de lodo --
(partículas de arcilla y limo fino) y menos --
del 10% de granos calcáreos.

*Sackstone.- Textura depositacional con soporte de lodo --
(partículas de arcilla y limo fino) y más del
10% de granos calcáreos.

*Packstone.- Se forma cuando los granos se apoyan en un --
armazón por sí mismos, pero que sin embargo --
contienen alguna matriz de lodo calcáreo.

Nota.- *Los conceptos anteriores pertenecen a la clasificación
de las rocas carbonatadas clásticas según --
Dunham.

h) CORRELACION CON POZOS VECINOS

A continuación se presenta la correlación del pozo - Cárdenas 112 con el 114 y 111-A del mismo campo, con las secciones geológicas atravesadas por los mismos, fig. 1.

Para hacer más objetiva la correlación se utilizaron en las secciones registros geofísicos reducidos a una escala 1:4000, ver página 14, contando con las siguientes curvas:

Carril Izquierdo: Rayos Gamma y Calibración

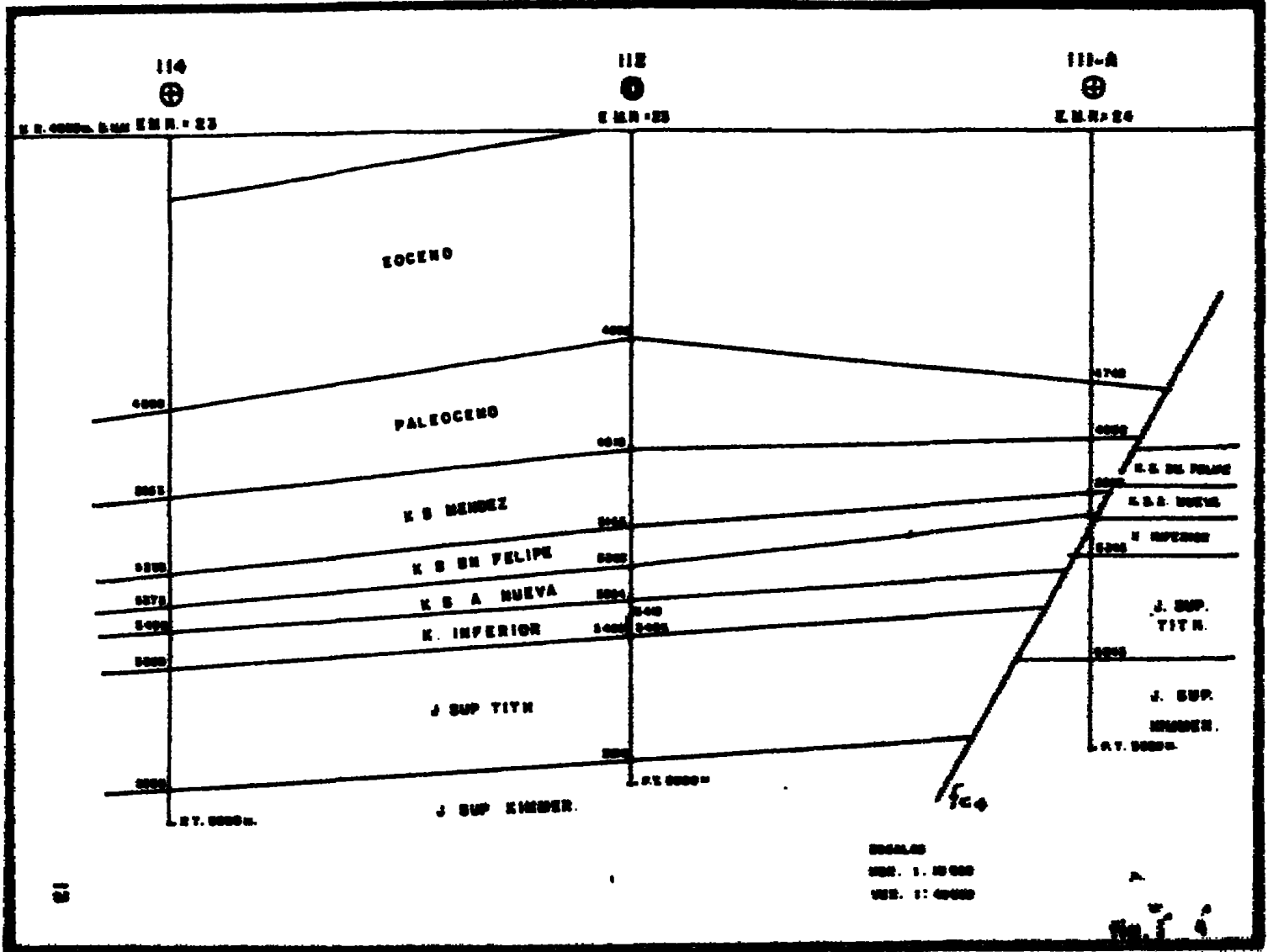
Carril Derecho : Resistividad (DIL)

Porosidad (CNL)

Porosidad (IDT)

En la curva de resistividad se utiliza una escala logarítmica, en tanto que en las demás curvas se utiliza -- una escala lineal.

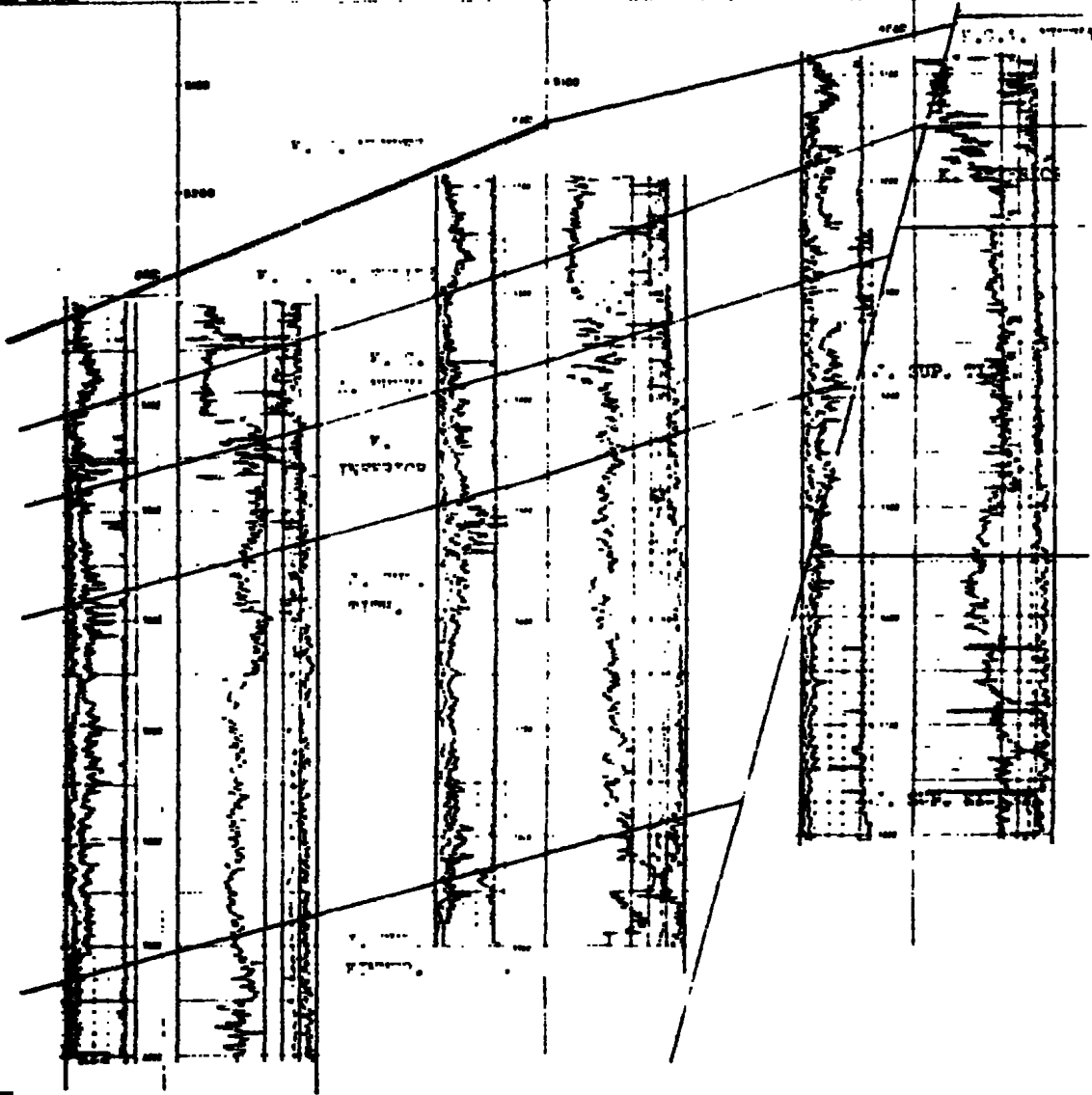
El nivel de referencia tomado como base para la elaboración de la sección fué 4000 METROS, ya que con este nivel se abarca parte del período terciario en los pozos.



114
EMR-23

112
EMR-24

111-A
EMR-24



1) DESCRIPCION DEL INTERVALO PRODUCTOR

Este pozo se perforó hasta la profundidad de 5900 mts. en donde quedó como intervalo productor de 5410-5465.

De la interpretación de los registros Doble Laterolog (DLL), Neutrón Compensado (CNL) y Litodensidad (LDT) y -- habiéndosele efectuado sus respectivas correcciones por -- influencia de factores como temperatura de fondo, tipo de lodo, enjarre, etc. se obtuvieron los siguientes resultados:

Espesor (mts.)	: 55
Resistividad verdadera (Rt)	: 1000
Porosidad (ϕ)	: 5 %
Saturación de agua (S_w)	: 8 %

1) CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Presión inicial del Yacimiento.- 631.15 Kg/cm^2

Temperatura del Yacimiento.- 150°C

Presión de Saturación.- 306.75 Kg/cm^2

Densidad del Aceite @ c.j.- 0.5914 gr/cm^3

Viscosidad del aceite.- 0.65 cp.

Factor de volumen del aceite.- 2.4607

Permeabilidad.- Antes del fracturamiento se tenía una $K = 1 \text{ md}$ y después de haberse efectuado el fracturamiento se llevó a cabo una prueba de incremento de presión, obteniéndose un aumento en la $K = 2.15 \text{ md.}$

Radio de drenaje.- 500 mts.

Espaciamiento entre pozos.- 1000 mts.

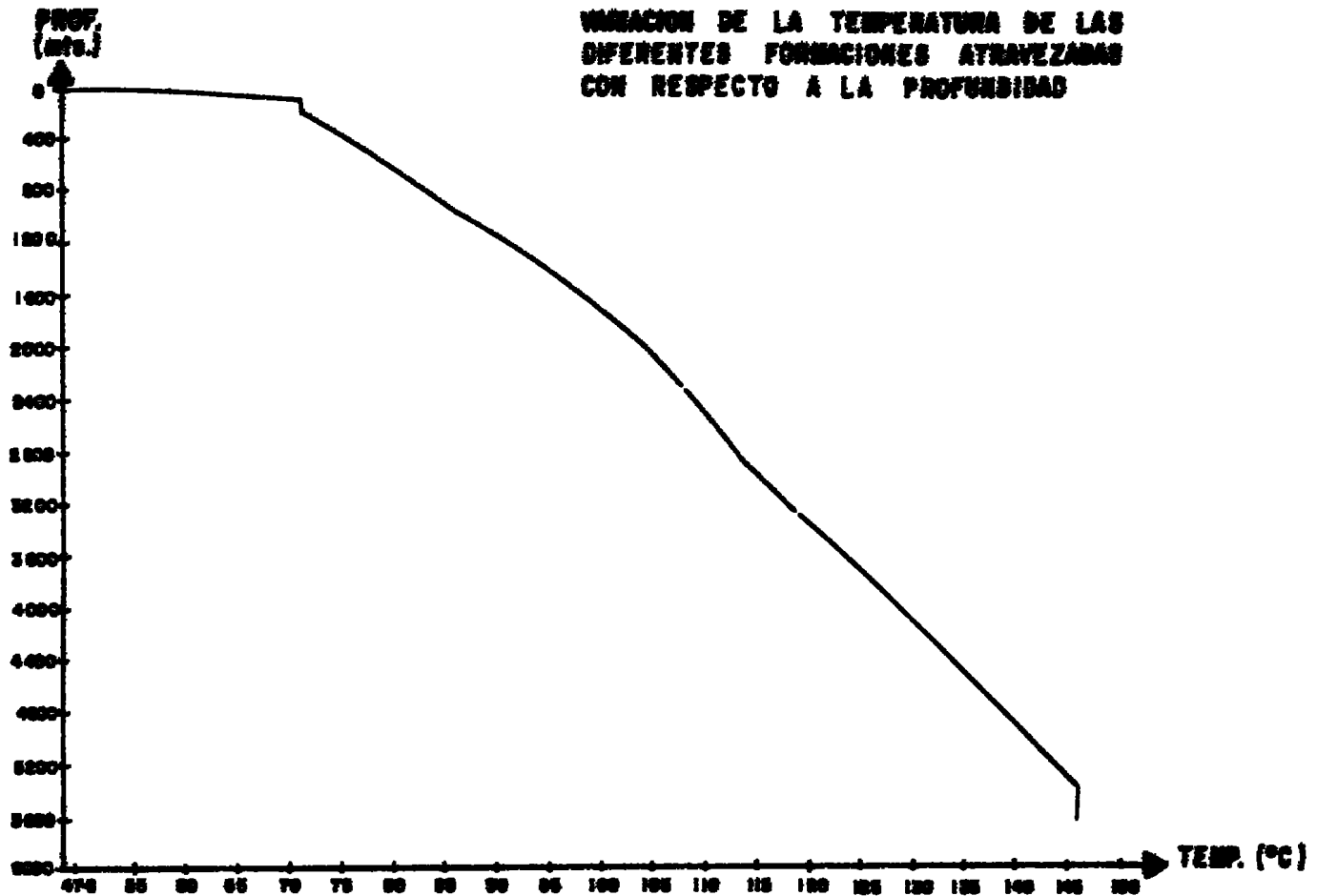
De la prueba de producción se determinó un gradiente de presión de $0.0693 \text{ Kg/cm}^2/\text{mt.}$

De acuerdo con los análisis P.V.T. y composicional de los fluidos se determinó que el tipo de hidrocarburos pertenece a un yacimiento de aceite volátil.

**ANALISIS DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO
A LAS CONDICIONES INICIALES DE PRESION Y TEMPERATURA**

COMPONENTE	Vol %	Peso %
Hidrógeno Sulfídrico	1.57	0.83
Dióxido de Carbono	2.14	1.46
Nitrógeno	0.37	0.16
Metano	49.21	12.26
Etano	10.38	4.85
Propano	5.94	4.07
Iso-Butano	1.20	1.08
n-Butano	2.83	2.55
Iso-Pentano	1.21	1.35
n-Pentano	1.70	1.90
Hexanos	2.46	3.27
Heptanos y más pesados	20.99	66.22
TOTAL	100.00	100.00

VARIACION DE LA TEMPERATURA DE LAS
DIFERENTES FORMACIONES ATRAVEZADAS
CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD



III DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION

La fecha en que se inició la perforación del pozo fué el 25 de abril de 1981 y se terminó de perforar el 28 de enero de 1982, con 250 días de perforación. Con una profundidad total de 5,900 mts.

Fecha de iniciación de la terminación el 29 de enero de 1982 y el 15 de abril del mismo año, la terminación de la misma.

a) EQUIPO DE PERFORACION

La capacidad de un equipo de perforación se selecciona de acuerdo a la profundidad donde se encuentra el objetivo.

El equipo utilizado fué el PROTEYA T-1, con las siguientes características :

	Marca	Modelo	Potencia (HP)	Alt.(pies)	Cap.(lb.)	Cable
Mantil	NATIONAL S.	BHATTAR V.	—	156	1.35x10 ⁶	1 3/8"
Palacate	NATIONAL	1370-118	2000	—	—	—
Motores de Palacate	G.E.	752	800 c/u	—	—	—
Motor de mesa rotaria	G.E.	752	800	—	—	—
Motores	E.M.P.	—	1600	—	—	—

Bomba de lodo trinlex

No. Bombas	Marca	Modelo	Potencia(HP)	Carrera	Caracter #	cal/Emb.
2	NATIONAL	9P100	1000	12 ps	5" - 7 1/2"	306-689

Presión máx. de trabajo (lb/rc ²)	Motores de la bomba	Energía	Marca	Modelo
5462 - 2428	2	Eléctrica	G.E.	752
	Potencia (HP): 800 c/u.			

b) **BARRENAS**

El número de barrenas que se emplearon durante la perforación fué de 45 barrenas hasta la profundidad de 5900 mts.

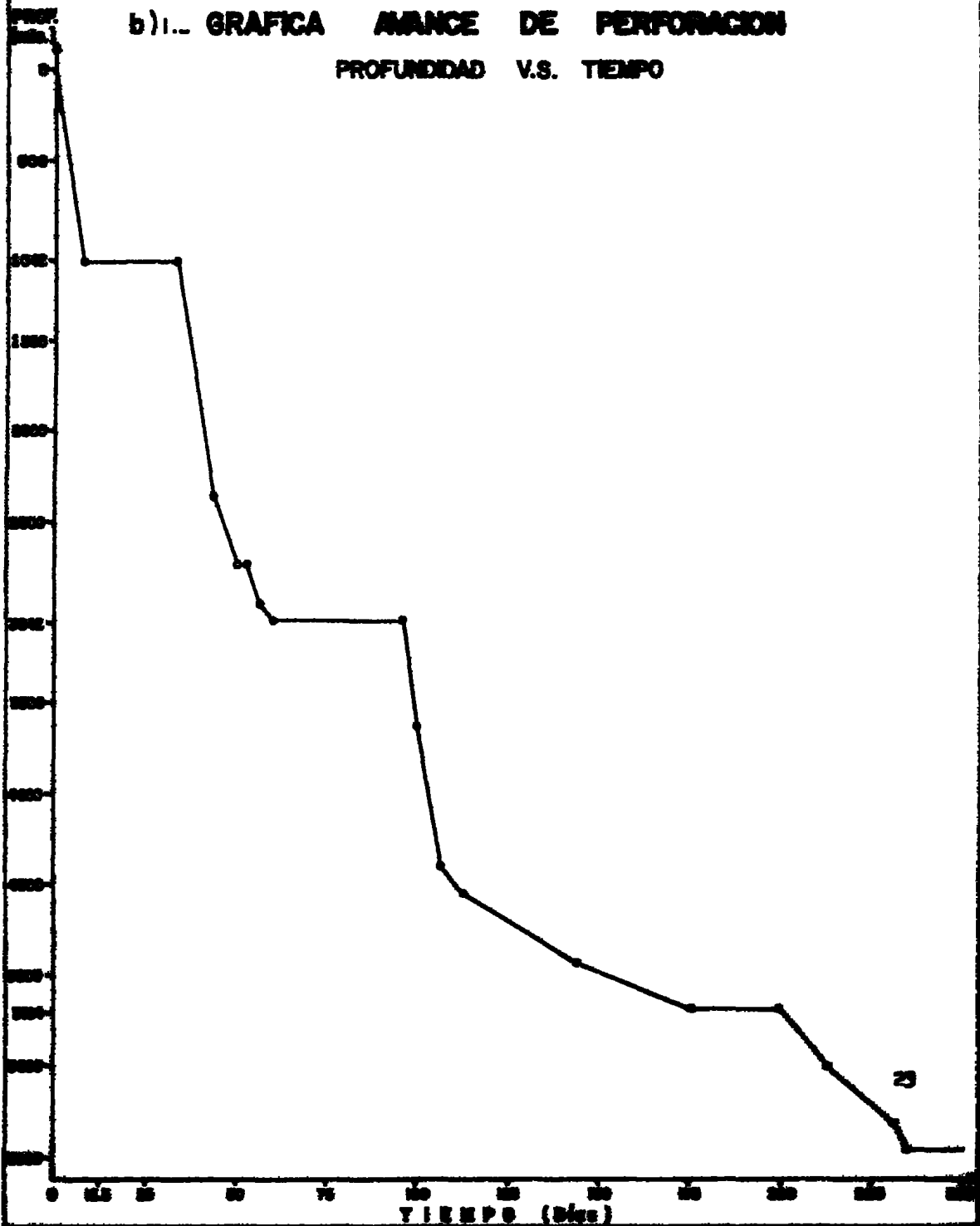
No. Barrena	MARCA	TIPO	DIAM.(Pg.)	MPS.PERF.	TIEMPO(Hrs.)	MPS.ACUM.	TIEMPO Hrs/ACUM.
1	SECURITY	AJETAS	30	50	14	50	14
2	SMITH	1 1 1	14 3/4	410	42	460	56
3	VAREL	1 1 1	14 3/4	225	21	685	77
4	VAREL	1 2 1	14 3/4	325	20	1010	97
5	VAREL	1 2 1	22	540	—	Amplia	—
6	VAREL	1 2 1	22	320	—	Amplia	—
7	SMITH	1 2 1	22	100	—	Amplia	—
8	SMITH	1 1 1	14 3/4	140	22	1150	119
9	VAREL	1 1 1	14 3/4	214	18	1364	137
10	SMITH	1 1 1	14 3/4	118	14	1482	151
11	SMITH	1 2 1	14 3/4	220	17:50	1702	168:50
12	HUGHES	1 2 1	14 3/4	286	30:50	1988	199:00
13	SMITH	1 1 1	14 3/4	112	14	2100	207:00
14	SMITH	1 2 1	14 3/4	225	27	2325	234:00
15	SMITH	1 2 1	14 3/4	135	27	2460	261:00
16	SMITH	1 2 1	14 3/4	163	32	2623	293:00
17	HUGHES	1 1 1	14 3/4	107	19	2730	312:00
18	SMITH	1 2 1	14 3/4	110	23	2840	335:00

No.	WARRIOR	WARFA	TRPO	DIAN.(DP.)	MPS.PERP.	TRPO(hrs.)	MPS.ICIP.	T. TRP/ACUV.
19		VARFL	1 2 1	14 3/4	95	28.50	2035	363.50
20		SMITH	1 3 1	14 3/4	107	28	3042	301.50
21		SMITH	1 1 6	9 1/2	516	39.25	3550	429.75
22		SMITH	1 1 6	9 1/2	523	31.75	4081	461.50
23		SMITH	1 1 6	9 1/2	314	30	4395	491.50
24		VARFL	1 1 6	9 1/2	60	13	4455	504.50
25		SMITH	1 3 1	9 1/2	36	16	4491	520.00
26		SMITH	1 3 1	9 1/2	57	17	4548	517.00
27		SMITH	1 3 1	9 1/2	34	19	4582	556.00
28		SMITH	2 1 7	9 1/2	47	25	4629	581.00
29		SMITH	2 1 7	9 1/2	23	21	4652	602.00
30		VARFL	2 1 1	9 1/2	28	14	4680	616.00
31		SMITH	2 1 7	9 1/2	43	24	4723	640.00
32		SMITH	2 1 7	9 1/2	34	21.20	4757	671.00
33		SMITH	2 1 7	9 1/2	42	32	4799	703.00
34		SMITH	2 1 7	9 1/2	26	39	4823	727.00
35		SMITH	2 1 7	9 1/2	6	15.35	4820	741.75
36		A.C.C.	TRIGG	9 7/16	106	139.35	4935	881.10
37		A.C.C.	TRIGG	9 7/16	100	151	5035	1032.10
38		CHRISTOPHERSON	35985	9 7/16	159	269.50	5114	1301.60
39		MUGRES	5 2 7	6 1/2	102	68	5295	1363.60
40		MUGRES	5 2 7	6 1/2	16	51	5391	1420.00

No. Barrera	MARCA	TIPO	DIAM. (pulg.)	PES. (LIB.)	TIEMPO (hrs.)	PES. ACUM.	T. Hrs/ACUM.
41	WINGERS	5 2 2	6 1/2	77	32	5468	1452:60
42	WINGERS	6 2 2	6 7/16	101	56	5577	1518:60
43	WINGERS	6 1 2	6 1/2	10.50	18:30	5587.50	1527:30
44	WINGERS	6 1 2	6 1/2	15.50	20:30	5740	1597:30
45	WINGERS	5 2 2	6 1/2	100	26	5000	1681:20

Nota: La gráfica que a continuación se presenta, nos ilustra el avance de perforación que tuvo el pozó durante sus 250 días de operación.

b)1.- GRAFICA AVANCE DE PERFORACION
PROFUNDIDAD V.S. TIEMPO



e) FLUIDOS DE PERFORACION

TIPOS Y CONDICIONES DEL LODO UTILIZADOS DURANTE LA PERFORACION

LODO	PROF. (mts.)	Densidad (gr/cc)	Viscosidad (c. p.)	Enjere (mm.)	Filtrado (A. Pl./cc)	Gel 0'	Gel 10'	Solid. (%)
BENTONIT.	0-50	1.09	60	2	—	7	21	8
BENTONIT.	50-1000	1.12-1.18	50-55	2	21-44	4	12	12
L. S. E.	1000-3040	1.20-1.80	50-57	1.5	4-64	6	15	12
E. I.	3040-5194	1.92-2.04	65-115	1.5	2.5-3.3	11	27	37
L. S. E.	5194-8900	1.23-1.28	50-57	1.5	2.5-3.3	5	12	13

Note (Para mayor informacion ver apendices) pag. 48

A continuación se describen las operaciones señalando las fechas en que se realizaron así como el diámetro del agujero y su avance.

FECHA	AGUJERO	PROP.(MTS.)	OPERACION
26-IV-81	30"	50	Perforó con barrena 30" se introduce tubo conductor de 24" y se cementó.
2-V-81	14 3/4"	970	Perforando con barrena de 14 3/4".
12-V-81	22"	1010	Con barrena de 22" amplió y perforó hasta la profundidad indicada y se tomó registro de inducción.

19-V-81 A los 83 mts. de estar sacando la tubería de perforación se atoró el 2do. estabilizador en la boca del conductor (50 mts.), al operar la sarta para desatorar el estabilizador se notó pérdida de peso (15 tons.) quedando como pez:

- | | |
|-------------------------------|----------------------------|
| (1) Barrera 22" - 1 2 1 | (1) Estabilizador 8"x22" |
| (3) Lastrabarrenas 9 1/2" | (4) Lastrabarrenas 8" |
| (1) Estabilizador 9 1/2"x22" | Long. del pez = 70.28 mts. |
| (1) Combinación 7 5/8"x6 5/8" | Boca del pez = 939.72 mts. |

Con pescante Bowen de 11 1/4", guía de 14", cuñas de 8" y T.P. de 5" metió a 939.72 mts. se conectó a pez, tensionó a 100 tons. (37 arriba de su peso) operando bomba con 70 Kg/cm² sin establecer circulación, nuevamente operó bomba con 175 Kg/cm² logrando circulación y despezó pescado. Sacó T.P. desconectó con cadena de rolar y recuperó pescado 100%.

FECHA	AGUJERO	PROF. (Mts.)	OPERACION
23-V-81			Se metió T.R. de 16" y cementó, se instalaron y probaron las conexiones superficiales de control.
26-VI-81	14 3/4"	3042	Se perforó con barrena de - 14 3/4". Acondicionó lodo y tomó registros de inducción y desviación.
15-VII-81			Se cementó T.R. de 10 3/4" en 2 etapas, colocó conexiones superficiales y efectuó prueba de los mismos.
17-X-81	9 1/2"	5194	Se perforó con barrena de - 9 1/2" y se tomaron registros de inducción, gamma neutró, desviación y calibración.
23-X-81			Cementó T.R. de 7 5/8" 1a. etapa de 5194 a 2841.42 mts. se instalaron y probaron conexiones superficiales.
5-XI-81			Efectuó "Prueba de Alijo".
27-XI-81	6 1/2"	5578	Perforó con barrena de - 6 1/2".
29-XI-81	6 7/16"	5582.50	Con muestrero Christensen cortó núcleo No. 1 de 5578 a 5582.50 mts., recuperando 1.20 mts. equivalente al 13%.
2-XII-82		5588.50	Cortó núcleo No. 2 de - - - 5582.50 a 5588.50 mts., recuperando 5 mts. equivalente al 83.3%.

FECHA	AGUJERO	PROF. (mts.)	OPERACION
15-XII-81	6 1/2"	5900	Se perforó profundidad total del pozo con barrena de --- 6 1/2".
17-XII-81			Acondicionó agujero y se tomaron los siguientes registros: Doble Laterolor, -- Microesférico, Litotensidad, porosidad IPT/CIT, sónico de porosidad.
25-XII-81			Ancló, soltó y cementó ... de 5" corta 1a. etapa de 5900 a 4985.06 mts., colocó conexiones superficiales y efectuó -- prueba de los mismos.
7-I-82			Cementó M.P. de 5" SMTB*, 2a. etapa de -- 4985.06 a 3806.74 mts.
28-I-82			Se cementó M.P. de 7 1/2" complemento -- (2a. etapa) de 2841 a superficie, colocó y efectuó prueba de los mismos.
23-II-82			Se soltó y se cementó M.P. de 5" SMTB, 3a. etapa de 3996 a 2833.81 mts.
14-III-82			Se tomaron los siguientes registros: -- Rayos gamma con neutrón y sónico de cementación.

* SMTB.- Extensión, prolongación de tubería corta de 5".

d) SAPATA DE PERFORACION

1) Tubería de perforación.

Durante la perforación de este pozo, en sus diferentes etapas se utilizaron los siguientes tipos de tubería de perforación:

1a. Tubería.- Se utilizó para perforar el diámetro del agujero de 30" y 22"

Diámetro Exterior	5"
Peso	19.5 lb/pie
Grado	E
Rosca	XI

2a. Tubería.- Fue utilizada para el diámetro del agujero de 14 3/4" y 9 1/2"

Diámetro Exterior	5"
Peso	19.5 lb/pie
Grado	E y G
Rosca	XI

3a. Tubería.- Se utilizó para perforar el diámetro del agujero de 6 1/2"

Diámetro Exterior	3 1/2" y 5" Combinada
Peso	13.3 lb/pie - 19.5 lb/pie
Grado	E y G
Rosca	IF y XI

2) Herramienta.

La siguiente tabla nos muestra los diámetros de lastrabarreras para los diferentes diámetros de barrenas así como el número de estabilizadores y su posición.

Prof. (mts)	Diám. del agujero (pg)	No. de lastrabarrera	Diám. Ext. (pg)	Diám. Int. (pg)	W (Kg/m)	No. Estabilizadores. (Igual Diám. Agujero)
460	14 3/4	3 - 3	9 1/2 - 8	3	323.0-224.7	2
720	"	3 - 6	" "	"	"	3
970	22	"	" "	"	"	1
1010	"	"	" "	"	"	2
1040	14 3/4	6 - 3	" "	"	"	1
3042	"	"	8 "	"	224.7-224.7	2
3558	9 1/2	18	7 1/4	2 13/16	178.6	6
5194	9 7/16 y 9 1/2	"	"	"	"	8
5900	6 1/2	24	5	2 1/4	79.3	6

Nota: (Para mayor información ver apéndice). Pág. 44

e) REGISTROS GEOFISICOS

La siguiente tabla nos presenta los diferentes tipos de -- registros e intervalos que se tomaron en el pozo.

NOMBRE	INTERVALOS (mts.)		
Inducción	50-1010	1010-3040	3040-5200
Rayos Gamma	5194-5900		
Doble Interolog	5194-5900		
Neutrón Compensado	2000-5200	5194-5900	
Densidad	5194-5900		
Microesférico	5194-5900		
Sónico de Porosidad	5194-5900		
Espectroscopia de Rayos Gamma	5194-5900		
Sónico de Cementación	4050-5900		
Litodensidad	5194-5900		
Desviación	1008-3057	3057-5194	
Calibración	50-1010	1010-3040	3040-5194

Nota: (Para mayor información ver aréndice) Pág. 52

IV TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIONES

a) TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS

1) Conductora.- Se introdujo tubería conductora de 24" a 50 mts.

2) Superficial.-

Diámetro : 16"
 Peso : 41.7 lb/ft
 Grado : P-110
 Profund. : 0-1010 mts.

Distribución del equipo de revestimiento dentro del agujero:

1010 - 1000.20 mts.	zarata cufa de 16"
982.20 "	27. 7-55, 84 lb/pie, 8 hrr
981.25 "	1 Combinación 80", 8 hrr
980.90 "	1 Coria Diferencial
979.35 "	1 Combinación 80", 8 hrr
0.00 "	76 7. 7-55, 84 lb/pie, 8 hrr

Se utilizaron 20 collarines " 20 collarines.

3) Intermedia.-

Diámetro : 10 3/4"
 Peso : 60.7 y 55.5 lb/pie
 Grado : P-110
 Profund. : 3040.22 mts.

Distribución del equipo de revestimiento dentro del agujero:

3040.55 - 3040.22 mts.	zarata cufa de 10 3/4"
3003.28 "	3 " P-110, 60.7 lb/pie, 8 hrr
3001.48 "	1 Combinación P. 8 hrr x C.B.

3000.99	mts.	1	Cople Dif. Btts.
2999.63	"	1	Combinación P. Btts. x C. 8 hrr
2975.99	"	2	T., P-110, 60.7 lb/pie, 8 hrr
2975.63	"	1	Cople de Retención Landig Co- llar.
2202.57	"	65	T., P-110, 60.7 lb/pie, 8 hrr
1721.97	"	41	T., P-110, 55.5 lb/pie, 8 hrr
1721.26	"	1	Cople "G" 10 3/4", cementador - múltiple.
490.00	"	103	T., P-110, 55.5 lb/pie, 8 hrr
0.00	"	41	T., P-110, 60.7 lb/pie, 8 hrr

Se utilizaron 40 centradores y 40 collarines.

4) 2da. Intermedia (T.R. Corta)

Diámetro :	7 5/8"
Peso :	39 lb/pie
Grado :	V-150
Profund. :	2841.42 - 5104 mts.

Distribución del aparejo de revestimiento dentro del agujero:

5104 - 5103.46	mts.	zapata flotadora
5171.55	"	2 T., 39 lb/pie, 8 hrr
5171.08	"	Cople flotador
5159.86	"	1 T., V-150, 39 lb/pie, 8 hrr
5159.59	"	Cople de retención
2850.27	"	215 T., V-150, 39 lb/pie, 8 hrr
2850.03	"	Combinación Butts. a 8 hrr
2840.27	"	Unión giratoria (Swivel)
2845.63	"	Colgador C ^o C 7 5/8" x 10 3/4"
2843.18	"	Tubo pulido (P.B.R)
2841.42	"	Camisa soltadora (C-2)

Se utilizaron 60 centradores y 60 collarines.

4) 2da. Intermedia (Complemento)

Diámetro : 7 5/8"
Peso : 39 lb/pie
Grado : P-110 y C-75
Profund. : 0 - 2852 mts.

Distribución del aparato de revestimiento dentro del --
agujero:

2852	-	2849.84 mts.	Cople de orificio y conector - - - (Tie - back) 7 5/8"
2832.12	"		2 T., P-110, 30 lb/pie, 5 hrr
2831.17	"		Combinación P., 8 hrr x C. BCW
2830.83	"		Cople de orificio
2830.58	"		Combinación BCW, 1 8 hrr
2751.83	"		7 T., P-110, 30 lb/pie, 8 hrr
2750.87	"		Combinación P., BCW, 8 hrr
1050.83	"		151 T., P-110, 30 lb/pie, E.I.
1050.58	"		Combinación E.I., C., 8 hrr
0.00	"		90 T., C-75, 30 lb/pie, 8 hrr

Se utilizaron 50 centradores y 50 collarines.

5) Explotación (T.R. Corta)

Diámetro : 5"
Peso : 18 lb/pie
Grado : P-110
Profund. : 4985.06 - 5900 mts.

Distribución del aparato de revestimiento dentro del --
agujero:

5900	-	5299.52 mts.	Zanata flotadora 5"
5877.66	"		2 T., P-110, 18 lb/pie, BCW
5877.09	"		Cople flotador 5", BCW
5865.91	"		1 T., P-110, 18 lb/pie, BCW
5865.67	"		Cople de retención

4994.75	mts.	80 T., P-110, 18 Lb/pie
4994.55	"	Combinación Cople (P) Butts. a (C)
4993.88	"	Unión giratoria (Swivel)
4991.10	"	Colgador GNC
4986.92	"	Tubo pulido (P.B.R)
4985.06	"	Camisa soltadora (C-2)

Se utilizaron 50 centradores y 50 collarines.

5) T.R. Corta (STUR)

Diámetro	:	5"
Peso	:	18 Lb/pie
Grado	:	P-110
Profund.	:	3896.74 - 4985.00 mts.

Distribución del aparejo de revestimiento dentro del —
agujero:

4985 - 4983.03	mts.	Conector (Tie-back) 5"
4981.99	"	Combinación 5" BCN (C) a (P) 8 hrr
4970.31	"	1 T., 5" BCN, 18 Lb/pie
4969.73	"	Cople flotador 5" BCN
4957.47	"	1 T., 5", BCN, 18 Lb/pie
4956.90	"	1 Cople 5", BCN
4045.67	"	1 T., P-110, 18 Lb/pie, BCN
4945.44	"	Caja retención
4944.24	"	Combinación (P) a (C), 8 hrr
3906.02	"	96 T., P-110, 18 Lb/pie, 8 hrr
3905.38	"	Unión giratoria (Swivel)
3902.66	"	Colgador
3898.60	"	Tubo pulido (P.B.R)
3896.74	"	Camisa soltadora (C-2)

Se utilizaron 50 centradores y 50 collarines.

5) Cont. M.R. Corta (STTR)

Diámetro : 5"
Peso : 18 lb/pie
Grado : P-110
Profund. : 2833.81 - 3996.00 mts.

Distribución del aparejo de revestimiento dentro del --
agujero:

3996 - 3993.25 mts.	Conector (tie-back) 5"
3983.50 "	1 T., 5", P-110, BCN
3982.59 "	Combinación BCN, 8 hrr
3982.09 "	Cople flotador 5", BCN
3971.80 "	1 T., P-110, BCN, 18 lb/pie
3971.56 "	Caja de retención
3940.78 "	3 T., P-110, 18 lb/pie, BCN
3939.51 "	Combinación 5" BCN
2844.95 "	83 T., P-110, 18 lb/pie, BCN, 8 hrr
2843.62 "	Combinación 5" BCN, 18 lb/pie 8 hrr
2843.02 "	Unión giratoria (Swivel)
2842.82 "	Combinación 5" BCN
2840.04 "	Colgador 5" x 7 5/8"
2835.73 "	Tubo pulido (P.B.R)
2833.81 "	Camisa soltadora (C-2)

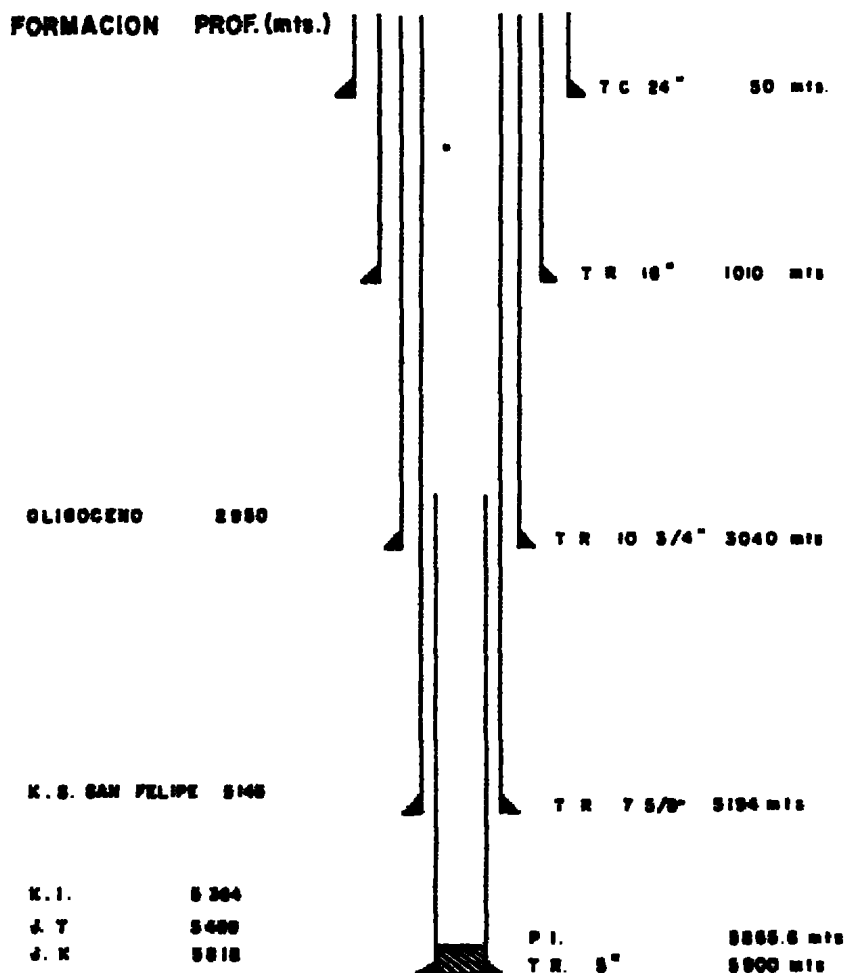
Se utilizaron 50 centradores y 50 collarines.

Abreviaturas:

BCN = Puttres cople normal.
hrr = Hilos rosca redonda.
B. o Putts. = Buttres.
C. = Cople

Nota: (Para mayor información ver apéndice). Pág. 57

TUBERIAS CEMENTADAS



b) CEMENTACIONES

A continuación se presenta el tipo de cemento y aditivos que fueron empleados para cada una de las cementaciones de las tuberías de revestimiento:

A 50 mts. Se cementó tubo conductor de 24" con 20 Tons. de cemento Tipo II y desplazó con 75 barriles de lodo. Salio cemento a la superficie.

A 1010 mts. Cementó T.R. de 16" con 50 Tons. de cemento Tipo THIX-SET al 0.3% HR-4 con densidades de lechada de 1.54 gr/cm^3 , 40 Tons. Tipo II al 0.3% HR-4 con densidad de lechada de 1.87 gr/cm^3 y 10 tons. Tipo II al 0.3% HR-4 y 0.2% D-AIR-1 con densidades de 1.52 y 1.87 gr/cm^3 previo bache de 2 m^3 de agua, soltó tapón y desplazó con 111.3 m^3 de lodo I.S.F. de 1.28 gr/cm^3 , con una Pd= 38 Kg/cm^2 no se alcanzó presión final, no salió cemento a la superficie. Por lo cual se metió una tubería de 1.660" en donde a los 40 mts. encontró resistencia franca (probable cima de cemento) y con unidad de alta colocó anillo de cemento entre "P. - 24" y T.R. 16" con 10 tons. Tipo II.

Presiones de prueba

Válvulas laterales y conexiones superficiales de control: 210 Kg/cm^2

Después de cementada: 60 Kg/cm^2

A 3040 mts. 1ra. Etapa, cementó T.R. 10 3/4" quedando el cople de cementación múltiple "G" a 1721.26 mts. se efectuó con 30 tons. de cemento tipo "G" con los siguientes aditivos: al 0.5% D-66, 0.2% D-60, 1% D-79, 0.8% D-13, 1 Lt x m^3 D-47, más 30 tons. tipo "G" al 10% de sal, 0.7% D-13, 1 Lt x m^3 D-47

con densidades de lechada de 1.60 y 1.90 gr/cm³. desplazó tapón sello con 145.3 m³ de lodo L.S.E. de 1.60 gr/cm³ durante 107.37 min. alcanzándose una P_f = 105 Kg/cm², se observó circulación normal no trabajó equipo de flotación.

2da. Etapa, cementó T.R. 10 3/4" a 1721.26 mts. a través del coyle "G" con 30 tons. de cemento tipo "G" al 35% D-66, 0.2% A-60, 1 lt x m³ D-47, 1% D-49, 0.5% D-13, más 20 tons. tipo "G" al C.3% A-13, 1 lt x m³ D-47, más 20 tons. tipo "G" al 10% de sal, 0.2% D-13, 1 lt x m³ D-47, con densidades de 1.60 y 1.20 gr/cm³ respectivamente, previo bache de 3 m³ de agua, soltó tapón y desplazó con 82.6 m³ de lodo L.S.E. de 1.60 gr/cm³, con una Pd = 35 Kg/cm² y P_f = 84 Kg/cm² durante la operación se observó circulación normal y salió cemento a la superficie.

Presiones de prueba

Válvulas laterales y conexiones superficiales de control: 350 Kg/cm²

Después de cementada: 105 Kg/cm²

De 2841 - 5194 mts. Cementó T.R. 7 5/8" con 65 tons. de cemento tipo "H" al 35% D-30, 30% D-76, 1% D-60, 1% D-28, 1.5 lts. x m³ de agua D-47, densidad de la lechada 2.10 gr/cm³ previo bache de 3 m³ de --- C7-100, y 6 m³ de Espaciador 1001 con densidad de lechada de 2.00 gr/cm³, desplazó lechada con 488 brl. de lodo Drilex de 1.95 gr/cm³, checó acoplamiento de tapones, presión de desplazamiento 100 Kg/cm², no alcanzó P_f, durante la operación se observó circulación normal, el equipo de flotación operó satisfactoriamente.

Presiones de prueba

Válvulas laterales y conexiones superficiales de control: 350 Kg/cm²

Después de cementada: 140 Kg/cm²

De 4985.06 - 5900 mts. Se cementó T.R. 5" corta con 20 tons de cemento WTL-D y aditivos con densidad de lechada de 1.57 gr/cm³ previo bache de 3m³ de agua con 260 brl. de lodo de 1.33 gr/cm³, P_d = 91 Kg/cm² y una P_{máx} = 105 Kg/cm². Se observó operación normal.

Presiones de prueba

Válvulas laterales y conexiones superficiales de control: 350 Kg/cm²

Después de cementada: 210 Kg/cm²

De 3896.74 - 4985.06 mts. Cementó T.R. de 5" STTB con 18 -- tons. de cemento tipo H, al 35% D.S.A.-1, 1% HR-12, 0.75% D-AIR-1, con densidades de lechada de 1.90 gr/cm³ a 1.93 gr/cm³ previo bache de 3m³ de agua y desplazó con 71 y 133.5 brl. de lodo con densidades de 1.90 gr/cm³ y 1.29 gr/cm³ y checó acoplamiento de tapones con 105 Kg/cm², P_d = 35 -- Kg/cm², P_r = 210 Kg/cm². Durante la operación se observó circulación normal.

Presión de prueba

Probó boca de T.R. corta con 210 Kg/cm²

De 0.00 - 2852 mts. Cementó T.R. 7 5/8" (complemento) con 90 tons. de cemento Tipo H, al 0.4% F-C, 0.3% -- D-65, 1 lt x m³ D-47, densidad de lechada 1.90 -- gr/cm³, previo bache de 3m³ de agua, bombeó lechada, soltó tapón y desplazó con 396 brl. de lodo (L.S.E) de 1.81 gr/cm³ con una P_{máx} = 88 Kg/cm² -- sin alcanzar presión final; saliendo cemento a la superficie.

Presiones de prueba

Válvulas laterales y conexiones superficiales de control: 350 Kg/cm²

Después de cementada: 110 Kg/cm²

De 2833.81 - 3096.00 mts. Cementó prolongación T.P. 5" - - (STTB) con 14 tons. de cemento tipo "H" con densidad de 1.98 gr/cm³, soltó tapón y desplazó con 132 brl. de lodo con densidad de 1.85 gr/cm³ teniendo una P_r = 210 Kg/cm²; observando circulación normal.

Presión de Prueba

Después de cementada: 110 Kg/cm²

Nota: (Para mayor información ver anéndice) Pág. 65

c) CONEXIONES SUPERFICIALES

Las conexiones superficiales que se emplearon en este -
pozo son:

Cabezal de Tuberías

16" x 10 3/4" S-3000 lbs/pg²

10 3/4" x 7 5/8" S-5000 lbs/pg²

Arbol de Válvulas

7 5/8" x 3 1/2" S-10 000 lbs/pg²

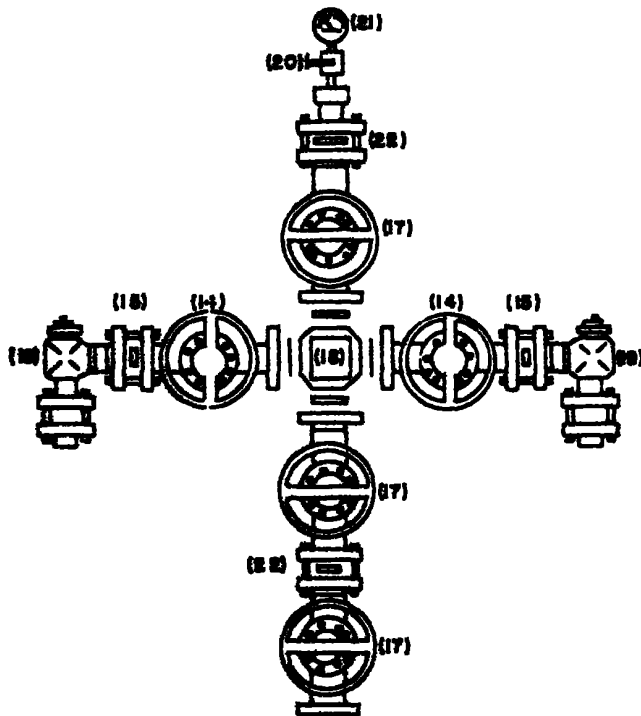
El Equipo empleado es de la marca "CAMERON"

El cabezal de tubería se selecciona de acuerdo a la última T.R. que se haya introducido y su serie se selecciona, de acuerdo a la presión de formación conforme a la profundidad. Y nos sirve para instalar sobre él, el preventor y demás conexiones superficiales.

El árbol de válvulas se selecciona de acuerdo a la presión que se tiene en el yacimiento. Su función principal es controlar en la superficie el flujo de hidrocarburos.

La serie (S) nos indica la presión con la que se puede trabajar (de acuerdo al fabricante).

CONEXIONES SUPERFICIALES



- 1.-Cabezal para TR de 16"-3000 psi x 16"
- 2.-Conjunto de cuñas de 16" x 10 3/4"
- 3.-Válvula compuerta de 2" x 2 1/16"-3000 psi
- 4.-Brida compñera de 2"-5000 psi x 2"
- 5.-Brida de 16"-3000 psi x 3/4"
- 6.-Carrete de TR de 16"-3000 psi x 10"-5000 psi
- 7.-Colgador de cuñas 10 3/4" x 7 5/8"
- 8.-Válvulas compuerta de 2" x 2 1/16"-5000 psi
- 9.-Conjunto sello secundaria tipo "X" de 16" x 10 3/4"
- 10.-Brida doble vello de 10" 5000 psi x 7 5/8"
- 11.-Carrete de TP de 10"-5000 psi x 7 1/16"-10,000 psi
- 12.-Conjunto sello Secundario de 10" x 7 5/8"
- 13.-Colgador Sello de 8" x 2 3/4"-10,000 psi
- 14.-Válvula de compuerta de 1 1/2"-10,000 psi presión de trabajo
- 15.-Brida compñera de 1 1/2"-10,000 psi
- 16.-Carrete colgador con brida inferior de 7 1/16"-10,000 psi
- 17.-Válvula de compuerta de 2 1/16" para 10,000 psi
- 18.-Cruz de 2 1/16" x 2 1/16" x 1 1/2" x 1 1/2"-10,000 psi
- 19.-Perte estrangulador de 10,000 psi
- 20.-Válvula de aguja
- 21.-Manómetro de 0-10,000 psi
- 22.-Bridas

VALVULAS "CAMERON"

V TERMINACION DEL POZO

a) TIPO DE TERMINACION

En este pozo el tipo de terminación que se realizó fué sencilla, en agujero ademado, con tubería de producción, - empacador permanente y accesorios.

En el dibujo de la siguiente página, se ilustra el diagrama mecánico de terminación y la distribución del aparato de producción.

Nota: (Para mayor información ver anéndice). Pág. 77

b) APAREJO DE PRODUCCION

El aparejo de producción quedó distribuido de la siguiente manera:

Zapata guía 7 5/8"	2740.67 mts.
Multi "V" 4.4 con 4 U.S.	2740.49 "
Tubo espaciador 3 1/2"	2737.26 "
Multi "V" 4.4 con 2 U.S.	2733.22 "
Tope localizador	2732.68 "
T.P. 3 1/2"	2732.47 "
Camisa (Otis) "RA" 3 1/2" cerrada	2712.07 "
Cople 3 1/2"	2711.19 "
T.P. 3 1/2"	2711.04 "
Combinación 3 1/2" por 4 1/2"	2690.16 "
Combinación 4 1/2" por 3 1/2"	23.35 "
Espacio mesa rotaria	8.55 "

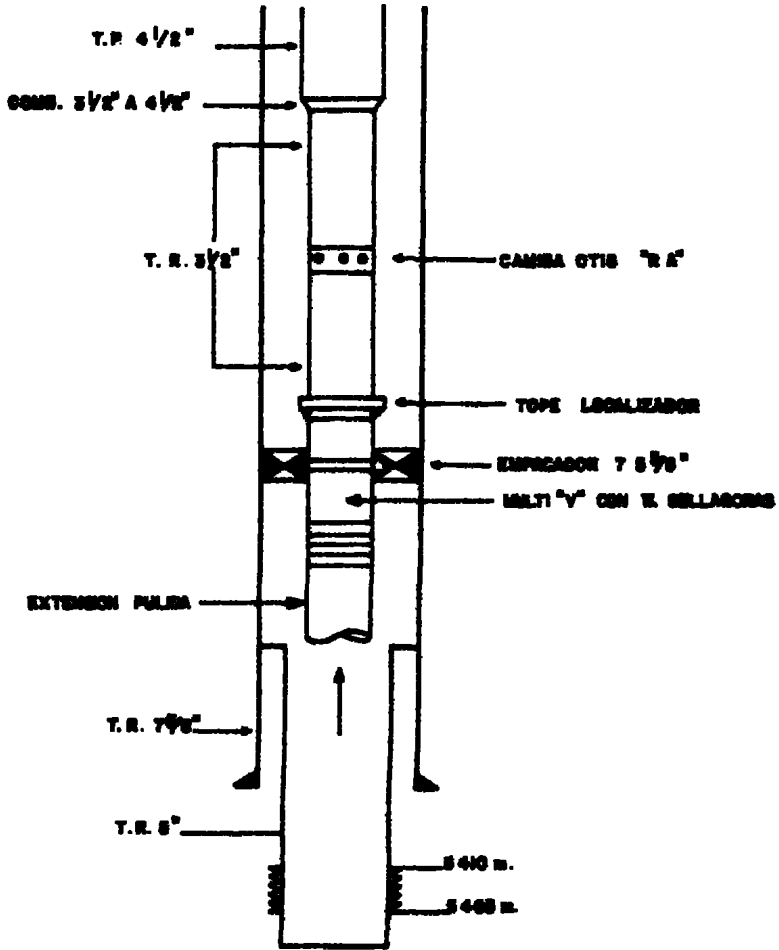
Las tuberías de producción utilizadas en el aparejo son:

5 T.T.P. 3 1/2" G-75	12.95 lb/pie	8 hrr	49.12 mts.
281 T.T.P. 4 1/2" N-80	12.75 lb/pie	8 hrr	2665.56 "

T.T.P. = Tramos de tubería de producción.

U.S. = Unidades selladoras.

DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION



c) OPERACIONES

Al efectuar el lavado del pozo, se desplazó lodo 1.3.E por agua con un bache de 10 m^3 de Litplex. Bajó empacador -- BAKER 7 5/8" (413.02) a 2733.59 mts. y comprobó anclaje con 210 Kg/cm^2 y con tensión de 5 a 6 tons. Metió aparato de -- producción a 2741 mts. (extremo inferior) probó efectividad de unidades selladoras por espacio anular con 105 Kg/cm^2 y calibró anarejo con 140 Kg/cm^2 . Corrió sello de plomo de -- 2 1/4" chequeando camisa a 2744 mts. -- 1. -- 2744 mts. interior a 5265.60 mts.

Bajó cable conductor de pistolas omega 2", con 13 cargas/mts. disparando al intervalo 5465 - 5410 mts. que efectuó en 6 corridas con longitudes de barra portadora de 7, 9 y 12 mts. Con T.P. = 52.7 Kg/cm^2 , T.R. = 0; abrió pozo al -- quemador fluyendo agua de lavado y posteriormente agua manchada con aceite, se cerró el pozo incrementándose la presión a 150 Kg/cm^2 .

Efectuó prueba de admisión al intervalo disparado con P. de iny. = 154 Kg/cm^2 con un $Q = 2 \text{ bls/mir.}$ de agua, abrió pozo al quemador por estrangulador de 1/2" con T.P. = 130 Kg/cm^2 fluyendo agua de lavado y quemando gas incrementándose la presión paulatinamente a 251 Kg/cm^2 . Pozo cerrado con 252 Kg/cm^2 regresó fluido a la formación con una P. de iny. = 245 Kg/cm^2 , P. final = 98 Kg/cm^2 y un $Q = 2 \text{ brl/min.}$ de -- agua, se represionó la T.R. con 105 Kg/cm^2 se usó como fluido agua.

Efectuó estimulación de litnia al intervalo disparado con 20 m^3 de HCl al 5%, con T. iny. = 35 Kg/cm^2 , P. de -- 49 Kg/cm^2 ; descargó T.R. = 0. Abrió T.P. por estrangulador de 1/2" fluyendo con una P. = 40 Kg/cm^2 desalojando agua y -- gas incrementándose la P. = 245 Kg/cm^2 . Pozo cerrado con presión en T.P. = 266 Kg/cm^2 y en T.R. = 0

Abrió T.P. por estrangulador de 3/4" con presión en T.P.= 259 Kg/cm² fluyendo gas, aceite, agua y ácido, se estabilizó la presión en 196 Kg/cm². Cerró pozo recuperando presión en T.P.= 352 Kg/cm².

Abrió T.P. por estrangulador de 7/8" con presión en T.P.= 252 Kg/cm² fluyendo gas, aceite, agua y ácido, se estabilizó a la presión en 168 Kg/cm². Cerró pozo recuperando presión en T.P.= 252 Kg/cm².

Efectuó fracturamiento con ácido por T.P. en 2 etapas al intervalo disparado con los siguientes aditivos: 37.85 m³ de HCl al 25%, 151.40 m³ de Preflush, 113.55 m³ de gelatina Versacel-1400, 113.55 m³ de ácido "OD-303, 45.42 m³ de control de pérdida de fluido, 75.7 m³ de Overflush y 300 -- bolas selladoras de 7/8" desplazándose con 46.5 m³ de agua con las siguientes presiones:

1a. Etapa:	Presión máxima	154 Kg/cm ²
	" de inyección	112 "
	Gasto máximo	19.6 brl/min
	" de inyección	15.6 "
2a. Etapa:	Presión máxima	182 Kg/cm ²
	" de inyección	140 "
	" de cierre	47 "
	Gasto máximo	20.3 brl/min
	" promedio	19.0 "

Represionó espacio anular con 105 Kg/cm² y descarró a 0 -- Kg/cm².

Abrió pozo por estrangulador de 1/2" al quemador con presión estable de 245 Kg/cm².

Abrió pozo por estrangulador de 3/4" al quemador con presión estable de 196 Kg/cm².

Abrió pozo por estrangulador de 7/8" al quemador con presión estable de 172 Kg/cm².

d) RESULTADOS

Finalmente el pozo quedó produciendo con los siguientes datos:

Aceite	1683	m ³ /día
R.G.A.	267	
Agua	0	≈
Presión en T.F. fluyendo	242	Kg/cm ²
Presión en T.R.	0	
Pozo cerrado T.P.	259	Kg/cm ²
* Presión de fondo estática	590.10	Kg/cm ²
* Presión de fondo fluyendo	589.20	Kg/cm ²

* Referidas a 5437.5 mBTR (metros bajo mesa rotaria) nivel medio del intervalo disparado.

•

A P E N D I C E

FLUIDOS DE PERFORACION

FUNCIONES QUE DEBE CUMPLIR UN BUEN LODO DE PERFORACION :

- a) Levantar los recortes y llevarlos a la superficie.
- b) Enfriamiento y lubricación de la barrena y la sarta.
- c) Protección de las capas de las paredes con una capa semipermeable (enjarre).
- d) Control de las presiones que surjan durante la perforación.
- e) Mantener en suspensión los cortes y el material -- denso cuando se interrumpe la circulación.
- f) Poner en libertad los cortes y la arena una vez -- que el lodo llega a la superficie.
- g) Disminuir trabajo al equipo levantacarga por el -- efecto de flotación.
- h) Reducir al mínimo cualquier efecto adverso a las -- formaciones adyacentes al agujero.
- i) Permitir extraer la máxima información de todas -- las formaciones atravesadas durante la perforación.

TIPOS DE LODOS USADOS DURANTE LA PERFORACION EN ESTE POZO:

Lodo Bentonítico.- Son fluidos de agua dulce sin ningún contaminante y de baja densidad. Se prepara mezclando bentonita y agua, durante la perforación en las formacio--

nes arcillosas cierto porcentaje se incorpora aumentando - el volumen de fluido. Las adiciones continuas de agua dispersan las partículas arcillosas manteniendo la viscosidad requerida.

Lodo Lignosulfonato Emulsionado (L.S.E.). Este lodo - es el resultado de la mezcla agua, aceite y lignosulfonatos.

Lodo de Emulsión Inversa.- Son el resultado de la mezcla de dos fases separadas (aceite y agua) más un agente - emulsificante que tienen la propiedad de cambiar la tensión de la interfase aceite agua. En este tipo de fluidos, el agua en forma de gotas finamente dispersas está emulsionada en el aceite formando la fase interna o discontinua, siendo el aceite la fase externa o continua.

SARTA DE PERFORACION

La sarta de perforación es el conjunto de tuberías y herramientas (estabilizadores y lastrabarrenas) que se utilizan para comunicar el movimiento y peso necesario en la barrena durante la perforación del pozo.

Generalmente el diseño de la tubería de perforación se hace mediante tablas de especificaciones y algunas ecuaciones sencillas que relacionan los esfuerzos de tensión a los que está sujeta dicha tubería durante la perforación, tomando como datos los parámetros más importantes como son:

- Grado del acero
- Clase
- Peso
- Diámetro
- Tipo de juntas

Tradicionalmente, se ha utilizado como único factor de diseño para la T.P. el llamado "CP (margen para jalar)" que varía entre 50 y 30 ton. dependiendo de las condiciones particulares de las formaciones que se estén perforando y del patrón de la trayectoria del pozo, ya que se considera que el máximo esfuerzo al que se sujeta la T.P. se presenta cuando se tiene una pegadura y se trabaja la sarta con el fin de liberarla.

Un diseño riguroso incluye todas y cada uno de los siguientes factores:

- 1) Resistencia Mínima a la tensión.- Es la selección de la máxima tensión permisible de trabajo.
- 2) Efectos de flotación.- Es el peso real de la herramienta y de la T.P. en el seno de un fluido de perforación para poder calcular el peso efectivo bajo cada sección.
- 3) Factores de Seguridad.
 - a) Arco para galar (tensión y compresión).- Mencionado anteriormente como el factor tradicional de diseño.
 - b) Efecto de las cuñas (tensión y compresión).- El máximo esfuerzo por tensión en condiciones estáticas, se tiene en la sección donde la T.P. es sujeta — por las cuñas en la mesa rotaria, puesto que en este "punto" se combinan la tensión debida al peso de toda la sarta y el efecto de colapso o aplastamiento que ejercen las cuñas sobre el cuerpo del tubo, al cerrar alrededor del mismo y generar esfuerzos radiales.
 - c) Factor de diseño dinámico.- Son las fuerzas de aceleración desarrolladas durante el movimiento normal de tuberías.
- 4) Resistencia al colapso.- Resistencia a la presión externa mínima, se presenta cuando la presión en el espacio anular es mayor que la presión interior de la sarta.

PERDIDAS DE CIRCULACION

El término pérdidas de circulación es muy frecuente - durante la perforación de pozos petroleros, parciales o totales del lodo a la formación, éstas ocurren cuando existen aberturas naturales o inducidas en la formación, suficientes para permitir la entrada de las partículas más - - grandes de lodo y cuando la presión de la columna de lodo (hidrostática) es más grande que la presión de la forma--- ción.

Cuando ocurre una pérdida, casi siempre es necesario dejar de circular hasta que pueda remediarse la pérdida.

TIPOS DE PERDIDAS DE CIRCULACION.- La solución a la mayo--- ría de estos problemas depende de la identificación rápida del tipo de pérdida y la localización del punto de pérdida seguida del tratamiento apropiado para remediarla.

Formaciones Porosas: Las pérdidas a formaciones porosas, - tales como capas de grava, capas de restos de moluscos y - ciertas calizas, se presentan generalmente a profundidades someras y se caracterizan por una rapidez en la pérdida, - la localización de la zona de pérdida depende del conoci--- miento que se tenga de las formaciones que se han perforado y que se están perforando; el mejor tratamiento para este tipo de pérdidas es un bombeo a presión de Diesel Pentona.

Arenas con alta permeabilidad: Este tipo de pérdida aparece en formaciones en las cuales la abertura de los poros son más grandes que las partículas del lodo, son más difíciles de diagnosticar porque la pérdida es generalmente de una rapidez gradual, la localización de la zona de pérdida depende del conocimiento de las formaciones, su tratamiento consistirá en la adición de obturantes orgánicos al lodo o el aumento de material coloidal (bentonita) al mismo tiempo, si se localiza la zona de pérdida se colocará un tarón surve (un bache de lodo viscoso conteniendo material obturante).

Formaciones Cavernosas: Este tipo de pérdidas aparece generalmente en forma inmediata y completa, ocurre en cavernas y grietas y es fácil de diagnosticar porque la barrena caerá varias pulgadas o pies (desde el principio hasta el fin de la cima de la caverna, por esta razón el punto de pérdida es fácil de localizar; generalmente llenar una caverna es imposible, aún cuando se use mucho obturante, el mejor tratamiento es perforar sin circulación (bombeando baches periódicos de agua o lodo) a través de la caverna hasta su fin (llegar a una formación compacta) y cementar T.R.

Formaciones Fracturadas: (en forma natural o inducida). - Este es el tipo de pérdida que está más estrechamente relacionado con el equilibrio o balance de presiones y se caracteriza por presentarse en forma súbita pero no total. -

La pérdida en fracturas inducidas ocurre frecuentemente -- después de un viaje, probablemente es causada por una va-- ciación de presión conforme se mete la T.F. al agujero por usar exceso de presión al romper circulación.

Generalmente este tipo de pérdida se presenta a grandes -- profundidades y en cuerpos de lutitas donde se usa una alta densidad en el lodo.

Estas pérdidas son las más peligrosas y caras y se presen-- tan cuando la densidad equivalente de circulación del lodo es igual o mayor que el gradiente de fractura de la forma-- ción; si la densidad usándose es necesaria y se pierde cir-- culación, la amenaza se convierte en isostenible, la loca-- lización de la zona de pérdida puede dificultarse, pero -- frecuentemente ésta se localiza cerca del inicio del agujer-- ro descubierto (abajo de la última T.F. asentada) en vir-- tud de que el gradiente de ruptura es menor a menor profun-- didad. El mejor tratamiento para este tipo de pérdida es -- una inyección forzada de atapulguita-barita, aunque tam-- bién se usan inyecciones de cemento. La razón de la inyec-- ción forzada es la colocación de materiales sólidos dentro de las fracturas para evitar la transmisión de las varia-- ciones de presión hidráulica y el arrandamiento de la frag-- tura.

REGISTROS GEOFISICOS

Cuando se perfora un pozo petrolero no se conocen con precisión ni las características litológicas ni el contenido de los poros de las formaciones que se van a perforar o que se están perforando.

Para el conocimiento de estos datos se realizan diferentes tipos de estudio, entre los más importantes pueden mencionarse los siguientes:

- a) Estudio de los recortes de la formación, recuperados en superficie.
- b) Estudio de muestras de la formación (núcleos) que se obtienen con herramientas especiales introducidas al pozo.
- c) Interpretación y Análisis de los Registros Geofísicos de Pozos.

Los registros geofísicos se obtienen introduciendo — dispositivos electrónicos especiales al interior del pozo, colgados de un cable con conductores eléctricos, através — de los cuales se reciben en superficie señales representativas de lo que el dispositivo está midiendo.

Existen diferentes tipos de registros que se toman en agujero descubierto y/o en agujero revestido, con el fin — de conocer de manera indirecta las características de la — roca que ha sido perforada y determinar la existencia de —

hidrocarburos. A partir de éstos también podemos conocer otros datos importantes como la porosidad, la composición litológica, la saturación de agua, etc. Los registros que a continuación se enuncian tienen como finalidad la determinación de los parámetros anteriormente descritos.

REGISTRO DE INDUCCION.- Se utiliza para medir la resistividad de la formación.

El perfil de inducción opera con ventaja cuando el fluido del pozo no es conductor, aún es aire o gas. Pero el aparato funciona perfectamente también cuando el pozo tiene lodo conductor.

Su escala es lineal, en milimhos por metro (MHOS/M), leída de derecha a izquierda en la pista de la derecha.

REGISTRO DE RAYOS GAMMA.- Este mide la radioactividad natural de las formaciones. Es por lo tanto útil en la detección y evaluación de minerales radioactivos como el potasio, torio y uranio.

En formaciones sedimentarias generalmente refleja el contenido de lutita de las formaciones debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutita.

Su escala es lineal y es medida en Unidades API, leída en la pista de la izquierda.

REGISTRO DOBLE LATEROLOG.- Con este registro podemos determinar la resistividad de la zona invadida por el filtrado del lodo (R_i) y la resistividad verdadera de la for-

mación (Rt).

En el registro la resistividad de la formación estará representada por la curva LLd y la resistividad de la zona invadida por la curva LLs.

REGISTRO NEUTRON COMPENSADO.- Son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad.

Este perfil neutrónico registrará unidades de porosidad en forma lineal para una matriz litológica dada (con la cual es calibrada). Al correrlo en combinación con otro perfil de porosidad, ambas curvas quedan registradas a la misma escala de porosidad. Este tipo de presentación por superposición permite hacer una interpretación visual cualitativa de porosidad y litología.

REGISTRO DE DENSIDAD.- Se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósito de evaporitas, descubrimiento de gas etc.

REGISTRO MICROESFERICO.- Es combinante con el Doble Laterolog. Hay un mejoramiento en la medición de la resistividad de la zona lavada y determinar las capas permeables mediante la detección del enjarre del lodo.

REGISTRO SONICO DE POROSIDAD.- Al correr un registro sónico y conociendo la litología de las formaciones hace que este sirva como registro de porosidad. Dando como re-

sultado cuantitativamente y cualitativamente el porcentaje de porosidad.

ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA.- Este registro detecta los rayos gamma emitidos espontáneamente por la formación. Algunas de las posibles aplicaciones son las siguientes:

- a) Evaluación del tipo de arcilla en presencia de componentes radiactivos no arcillosos.
- b) Evaluación del contenido de potasio en evaporitas.
- c) Correlación entre pozos.

En muchas ocasiones la correlación entre pozos con los perfiles convencionales es difícil. Por lo tanto este perfil es una gran ayuda en esos casos -- pues permite la correlación entre pozos de cada -- una de las curvas del torio, potasio y uranio.

REGISTRO SONICO DE CEMENTACION.- Es utilizado para -- conocer la calidad de adherencia del cemento a la tubería de revestimiento.

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Conforme la perforación de un pozo petrolero avanza es necesario ademar la pared del agujero con tuberías de revestimiento (T.R.). La T.R. en conjunto con el cemento tiene las siguientes funciones:

- a) Evita el derrumbe del agujero.
- b) Proteger las áreas de agua dulce de las de agua -
salada.
- c) Aisla las formaciones productoras de las de agua.
- d) Confina la producción al intervalo deseado.
- e) Sirve como medio para controlar las presiones.
- f) Sella la pérdida de circulación en zonas ladronas.
- g) Facilita la instalación del equipo superficial re-
querido para la terminación o producción artifi-
cial.

Existen cinco tipos de tuberías de revestimiento, -- las cuales pueden o no requerirse, durante la perforación y terminación de un pozo.

1.- Tubería Conductora.- Su función es la de permiti-
tir la circulación de el lodo de perforación, mientras se
cemento la tubería superficial, aisla acuíferos y forma-
ciones poco consolidadas someras, se cementa entre 30 y -
50 m.

2.- Tubería Superficial.- Protege las áreas de agua dulce, permite las primeras instalaciones superficiales de control. Sirve de soporte para las demás tuberías, se cementa de la superficie a la profundidad entre 900 y 1200 m.

3.- Tubería Intermedia.- Sirve para aislar arenas mal consolidadas de baja presión para poder aumentar la densidad al lodo y perforar la zona de presiones anormales. En este pozo se cementó a 3040 m. de profundidad.

4.- Tubería Intermedia (2a.).- Su función es la de aislar la zona de presiones anormales para poder bajar la densidad al lodo y perforar el yacimiento. Cuando se cementa a grandes profundidades en la zona de Villahermosa, se hace primero como tubería corta y después se cementa su complemento hasta la superficie. En este pozo se cementó a la profundidad de 5104 m.

5.- Tubería Corta o de Explotación.- Su función nos permite terminar y aislar las formaciones impregnadas de hidrocarburos, la introducción de este se debe a problemas en la explotación en el agujero descubierto, incapacidad del equipo para terminar con la tubería de explotación.

Las tuberías de revestimiento de acuerdo a sus propiedades se clasifican como sigue:

- 1) Diámetro exterior.
- 2) Peso por unidad de longitud.
- 3) Grado del acero.
- 4) Tipo de junta.
- 5) Longitud o Rango.

Para propósitos de diseño, una sección de la sarta - se define como la longitud continua del mismo grado, peso y tipo de junta. Una sarta que consiste de más de una sección se le llama combinada.

Una T.R. en un pozo está sujeta a tres fuerzas principales:

- a) Presión externa.
- b) Presión interna.
- c) Tensión.

La presión externa tiende a colapsar a la T.R., la presión interna tiende a reventar o estallar a la T.R., y la tensión tiene dos efectos: separar o romper la T.R. y reduce la resistencia al colapso.

El problema de un diseño de T.R. es esencialmente la selección de los grados y pesos más económicos que puedan operar sin fallar debido a las tres fuerzas a las que está sujeta. Dado que las fuerzas no son uniformes sino que varían con la profundidad, es posible diseñar una sarta combinada con gran ventaja.

HERRAMIENTAS Y ACCESORIOS UTILIZADOS EN CEMENTACIONES DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

ZAPATA GUIA.- Es una sección corta de tubería de acero con el extremo inferior redondeado, para facilitar el paso de la tubería de revestimiento a través de lugares irregulares del agujero. (Fig. 1)

ZAPATA FLOTADORA.- Este tipo de zapata evita que el fluido de perforación entre a la tubería de revestimiento conforme se introduce, como también previene el contraflujo del cemento. (Fig. 2)

COUPLE FLOTADOR.- Tiene una válvula de contrapresión, se coloca dos tramos arriba de la zapata y actúa como asiento del tapón de desplazamiento indicando así que la operación de cementación ha terminado. (Fig. 3)

COUPLE DE RETENCION.- Su función es la de detener el o los tapones de hule con los que se desplaza la lechada de cemento, generalmente se coloca entre el primer y segundo tramo. (Fig. 4)

COUPLE DIFERENCIAL.- Este dispositivo permite que al introducirse la T.R. intervenga la acción de llenado de la misma por el lodo de tal modo que el nivel en el interior de la tubería es aproximadamente el 90 % del espacio anular. (Fig. 5)

COUPLE DE CEMENTACION MULTIPLE.- Esta herramienta consta de dos camisas deslizables, la inferior permanece

cerrada durante el desplazamiento de la primer etapa de cementación y la carisa superior cierra los orificios de circulación, una vez terminada la primer etapa. Posteriormente se envía el botón torpedo, para deslizar la carisa inferior que abrirá los orificios del cono y así efectuar la segunda etapa de cementación, el botón de desplazamiento en esta etapa opera sobre la segunda carisa que cierra el cono de cementación. (Fig. 6)

RASPADORES.— Estos tienen como objetivo limpiar (raspar) las paredes del agujero para obtener una mejor adherencia del cemento. (Fig. 7)

CENTRADORES.— Tienen como función centrar la tubería dentro del pozo con la finalidad de obtener una mejor distribución del cemento (Fig. 8)

COLLARINES.— Impiden el desplazamiento vertical de los raspadores y centradores.

CABEZA DE CEMENTACIÓN.— Esta herramienta permite hacer una conexión exterior entre la unidad de cementación y la tubería de revestimiento a cementar. Es un niple de aproximadamente 80 cms. de longitud, en cuyo extremo inferior tiene una conexión de riñón, el cual permite la conexión con la tubería de revestimiento, consta también de una o más válvulas por medio de las cuales se va a llevar a cabo la introducción del cemento y un fluido desplazante al interior del pozo. (Fig. 9)

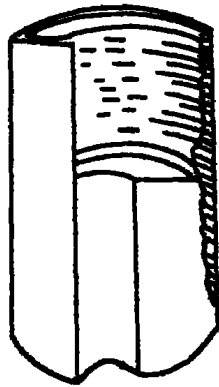


FIG. 1-ZAPATA OCHA

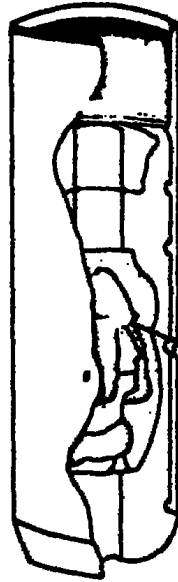


FIG. 2-ZAPATA FLOTADORA

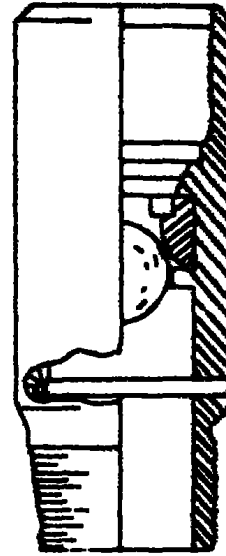


FIG. 3-COPLE FLOTADOR

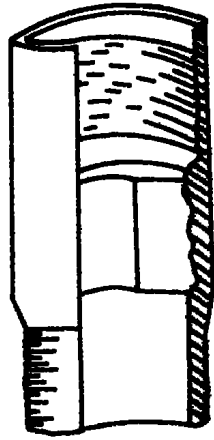


FIG. 4 - COUPLE DE RETENON



FIG. 5 - COUPLE DIFFERENTIAL

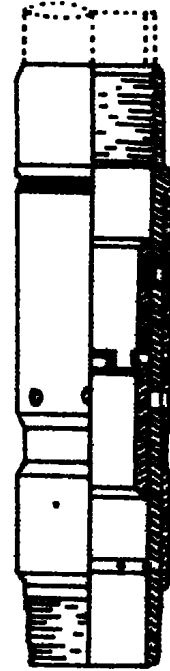


FIG. 6 - COUPLE DE CONVERSION
MULTIPLE

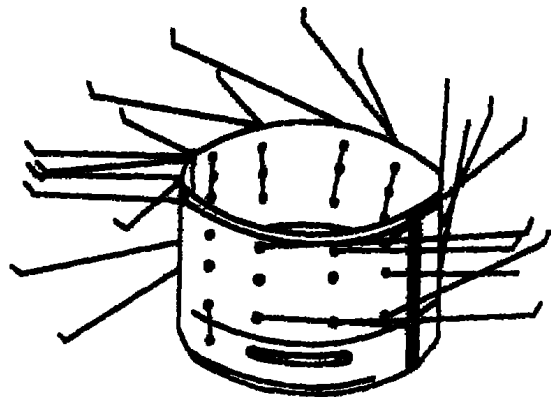


FIG. 7. BARRADORE

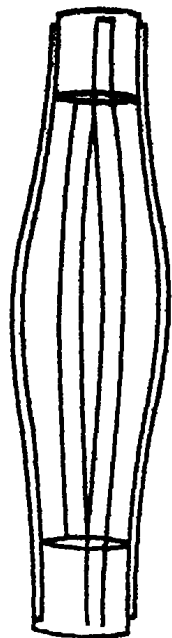


FIG. 8. CENTRADORE

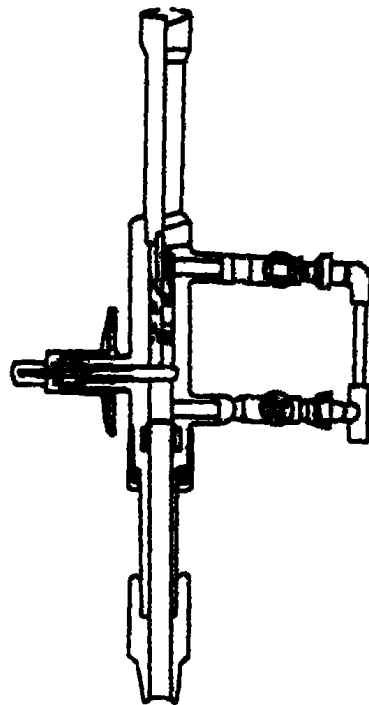


FIG. 9. CARRERA DE CENTRACION

CARACTERÍSTICAS DE LOS TIPOS DE CEMENTOS Y DE LOS ADITIVOS EMPLEADOS EN LAS CEMENTACIONES DEL BOZO.

La Cementación es el proceso de colocar una lechada que normalmente es una combinación de material cementante, con un líquido dentro del espacio anular, entre el exterior de la T.R. y el agujero. La colocación se hace por medio de un equipo de alta presión que reúne las características para proporcionar el gasto y presión de desplazamiento programados.

Cementos:

Clase G: De la clasificación A.P.I., para usarse hasta 2440 m., 93°C, compatible con aceleradores y retardadores, puede usarse en un extenso rango de profundidades y temperaturas.

Clase H: De la clasificación A.P.I., para usarse hasta 2440 m., y 93°C, compatible con aceleradores y retardadores, puede usarse en un extenso rango de profundidades y temperaturas.

Tipo II: Es un cemento que no resiste altas temperaturas, se utiliza en cementaciones superficiales e intermedias hasta profundidades de 3000 m., actualmente se está poniendo a prueba para cementaciones profundas agregándole retardadores, dispersantes, etc.

THIX-SET: Es un cemento tixotrópico, se puede utilizar para cementaciones primarias, así como para cementaciones forzadas. Este se puede usar también con:

- a) Aditivos para cementaciones en áreas secas.
- b) Con acelerador CaCl_2 y/o retardador HR-4.
- c) Con cementos hidratables.
- d) Para formaciones bastante consolidadas.
- e) El cemento es compatible con aditivos tales como: Gilsonita, Sal, SSA-1 y SSA-2.

HTEL: Cemento que resiste altas temperaturas con un rango de peso específico de 1.54 a 1.62 gr /cc con un rango de profundidad de 2440 a 3658 m y un rango de temperaturas hasta de 160°C . Principales componentes que lo forman: cemento, hidróxido de calcio (CaOH) y puzolana.

Los cementos para que cumplan con las condiciones requeridas, para cementar tuberías de revestimiento, es necesario la adición de aditivos, estos ayudarán a modificar o mejorar las propiedades físicas y químicas de los cementos base, cualesquiera que sea su clasificación A.P.I. - Aditivos aceleradores de fraguado. Se utilizan para reducir el tiempo de fraguado, generalmente utilizados en tuberías de revestimiento y tapones a poca profundidad. - - Existe una gran variedad de estos productos usados en cementos portland y a toda clase de cementos A.P.I., pero quizá el más apropiado es el cloruro de calcio (CaCl_2), más efectivo, económico y fácil de adquirir.

-Aditivos retardadores de fraguado. Algunos de los retardadores más efectivos y conocidos actualmente son los compuestos lignosulfonatos, comúnmente se están utilizando cementos retardadores en pozos profundos en los cuales tanto la temperatura como la presión son altas y por lo tanto se requiere un alto factor de seguridad, en tiempo normal de fraguado, permitiendo que la lechada continúe siendo bombeable, después de haber transcurrido un tiempo considerable de mezclada.

-Aditivos reductores de peso. Durante mucho tiempo se ha utilizado la bentonita como aditivo para formar lechadas de baja densidad y para reducir la pérdida de agua. La bentonita es una arcilla coloidal que requiere el empleo de un volumen mayor de agua, debido a la deshidratación de sus partículas, al mezclarse con la lechada, ésta proporciona tixotropía manteniendo en suspensión las partículas de cemento, en tanto que las partículas de bentonita absorben el exceso de agua produciendo así la densidad requerida.

Debe cuidarse el porcentaje en exceso, ya que ésta reduce la resistencia a la compresión y el tiempo de espezamiento del cemento.

Algunos hidrocarburos tales como el diesel y la kerosena son utilizados como reductores de peso.

Las desventajas de usar este tipo de lechada, son principalmente su costo y la baja resistencia a la compresión.

-Aditivos para aumentar la densidad. A menudo es necesario aumentar la densidad de la lechada, debido a que tienen altas presiones en el pozo, como consecuencia de formaciones geopresionadas por lo que se requerirán lechadas de alta densidad en las cementaciones.

Los materiales más comúnmente usados son la hematita y arenas.

-Aditivos para controlar pérdida de fluido. Estos productos se caracterizan por controlar la deshidratación de la lechada, en un alto rango de temperatura, producen buena adherencia.

-Aditivos para reducir la fricción. Tiene tres objetivos principales, al ser mezclados con el cemento:

- 1.- Se puede aumentar el gasto de bombeo para obtener flujo turbulento.
- 2.- A menor presión requerida contribuyen a controlar las pérdidas de fluido de la lechada.
- 3.- Puede usarse para densificar la lechada disminuyendo la proporción agua-cemento.

-Aditivos para pérdida de circulación. Son productos de muy bajo peso específico lo cual es aprovechada para reducir lechadas livianas, minimizando la pérdida de circulación. Entre los productos usados tenemos la gilsonita.

-Aditivos especiales. Se utilizan antiespumantes para absorber las burbujas de aire en suspensión, originadas durante el mezclado de la lechada y así poder abastecer la

densidad correcta.

ADITIVOS QUE SE AGREGARON AL CEMENTO:

Nombre	Descripción	Código
Aceleradores	Cloruro de Calcio (CaCl_2)	$\text{CaCl}_2, 31$
Retardadores	Vinosulfonato de Calcio	77-4, 42-12 D-13 D-22
Puzolana	Metasilicato de Sodio	Econolite
Reductores de pérdida de agua	Polímeros orgánicos	D-60
Material para altas temperaturas	Harina de Sílice	D-30 D-66
Reductores de fricción	Polvos orgánicos	D-65
Densificantes	Hematita	D-76
Bases espaciadores	Base aceite	C.-100
Extendedores	Metasilicato de sodio anhidrico	D-70
Materiales especiales	Antiespumantes	D-AIR-1 D-47

PRINCIPALES FUNCIONES DE LAS HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN EL APAREJO DE PRODUCCION.

El objetivo de la instalación del aparejo de producción y conexiones superficiales es el de tener una comunicación de la formación productora a la superficie en forma controlada.

Tubería de producción.- Esta tubería tiene como parámetros de identificación los mismos que la tubería de perforación su función es el de conducir los hidrocarburos a través de ella.

Empacador.- Existen empacadores recuperables y permanentes entre las funciones principales del empacador resaltan las siguientes: Aislar la Tubería de Revestimiento de la Tubería de Producción arriba del empacador haciendo que los fluidos pasen únicamente a través de la T.P., evita que la presión del yacimiento pase al interior de la T.R., aislar de la T.R. fluidos corrosivos producidos por el yacimiento.

Camisa deslizable.- También conocida como válvula de circulación, tiene como finalidad poder comunicar al espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, ésto es para obtener un mayor gasto de hidrocarburos si así es requerido, o bién, para inducir el pozo a fluir mediante la inyección de gas para que de esta mane

ra el fluido que ocupa la tubería de producción pase al -
espacio anular.

Niple de asiento.- Este es otro de los accesorios que se -
introducen en el aparejo de producción o dentro de la camina
deslizable, sirven para colocar estranguladores de fon-
do, separar horizontes mediante la colocación de un tapón
para estrangular flujo, etc.

Tope localizador.- Su función es ayudar a determinar la --
cima del empacador.

Multi "V" con Unidades Selladoras.- Tiene como finalidad -
el absorber los efectos de elongación y contracción de la
tubería de producción.

TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO ADENADO, CON T.R., EMPACADOR Y ACCESORIOS.

Esta terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contactos gas o aceite-agua ya que mediante la cementación de la T.R. se puede seleccionar el intervalo para la terminación, el tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperan del yacimiento, así como, del tipo de hidrocarburo.

Ventajas:

- a) Es una terminación en la cual la presión del yacimiento así como la presencia de fluidos corrosivos, no afecta a la tubería de ademe de explotación, por estar aislados estos a base del empacador y la T.R.
- b) Se puede efectuar cualquier tipo de acidificación o -- fracturamiento, 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 espacio anular simultáneamente.

Desventajas:

- a) Mayor tiempo para la terminación debido a los diversos viajes que se hacen con diferentes herramientas, así como mayor costo.

- b) Mayor costo por los accesorios que lleva el aparejo de producción.
- c) Al tenerse aceites viscosos es más difícil la explotación.

DESARROLLO DE LA OPERACION.- Una vez tomados los registros que nos indiquen que la cementación de la T.R. de explotación es correcta, lo primero que debe hacerse es:

- a) Con las conexiones provisionales que debe tener el pozo, se baja con barrena y escariador hasta la profundidad interior.
- b) Se desplaza el lodo por agua y se saca la herramienta.
- c) Si el empacador es permanente, se baja éste con cable o con la T.P., se ancla la profundidad programada y posteriormente se introduce la T.P. con el mandril de anclaje del empacador y demás accesorios.
- d) Se hace el ajuste para que las unidades selladoras queden en tal forma hacer sello con el empacador y a la vez la T.P. quede colgada en la parte superior (niple colgador).
- e) Se quitan los preventores y se instala la parte del árbol de válvulas que se tiene, se prueba la eficiencia de las conexiones con la presión indicada por el fabricante, sin que ésta se comunique a la tubería de producción.

- f) Con las pistolas adecuadas se baja el número de cargas previamente seleccionadas por unidad de longitud, tantas como sea necesarias para el intervalo programado.
- g) Si el pozo se represiona al momento del disparo, una vez que se ha sacado el cable y la cabeza utilizada para efectuar los disparos se abre el pozo y se limpia y posteriormente se pasa a la batería.
- h) Si no acumula presión una vez recuperada la cabeza de disparos, se baja con línea de acero la herramienta y se abre la válvula de circulación.
- i) Se desplaza el fluido de la M.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 batería.

PRESION DE FORMACION ANORMALMENTE ALTA

En muchas áreas existen formaciones, a diferentes profundidades, con presiones más altas que la hidrostática o normal. Estas formaciones se dice que tienen presiones -- anormalmente altas (Sobrepresiones) y requieren de cuidados especiales en la perforación y explotación. El conocimiento de la distribución de presiones de un área dada puede ayudar a reducir o eliminar completamente la magnitud -- de algunos problemas de la perforación.

Bajo condiciones normales, la presión de fluido en el espacio intergranular es igual a la presión de la columna hidrostática desde el nivel de referencia hasta la profundidad hidráulica. Pero si no existe esta comunicación y -- hay una barrera de presión o formación sello en algún lugar, entonces la presión del fluido es independiente de la presión de la columna hidrostática y es principalmente una función de relaciones de volumen y de fuerzas elásticas, -- pudiendo existir presiones anormales en la formación.

Si durante la depositación los fluidos en las lutitas no consolidadas no pudieron escapar (esto algunas veces -- pasa en grandes secciones predominantemente de lutita), el mismo fluido ayuda a soportar la sobrecarga. Algunas veces la presión del fluido de formación en esos casos se aproxima a la presión ejercida por la sobrecarga. Lutitas en intervalos de sobrepresión se caracterizan por tener una can

tividad anormalmente grande de agua y son poco compactas. -- por esta razón esas lutitas tienen muy alta conductividad, largo tiempo de tránsito y baja densidad.

Las presiones anormales de la formación pueden detectarse y evaluarse usando datos de registros de Inducción y sísmico de porosidad.

Posibles causas del origen de las presiones anormales:

- Sobrecarga gravitacional (la formación fue sellada con una deposición muy rápida sin permitir que el fluido escapara).
- Actividad tectónica (fallas).
- Diagénesis de algunos minerales (como transformación de montmorillonita a illita o sulfatos).
- Comunicación con zonas geográficas de mayor elevación.

TIPOS DE TRATAMIENTOS PERFORMADOS EN EL INTERVALO PRODUCTIVO.

a) Estimulación de Zanja.

Son tratamientos con volúmenes de ácido (HCl), que tienen como objetivo eliminar el daño a la formación, originado por los sólidos - fluidos de perforación o cementación durante la perforación, limpieza e reparación.

b) Fracturamiento con ácido.

El fracturamiento con ácido consiste en crear fracturas en la formación por medio de la inyección de fluidos a presión, con objeto de aumentar el área de drenaje efectivo en las vecindades del pozo.

El fracturamiento "HY-TRACID" que se efectuó en este pozo consistió en:

- Ácido vivo (HCl al 25%).- Utilizado como agente limpiador y grabador de la formación en las inmediaciones del pozo.

- Preflush Infrío.- Este fluido, base agua, se utiliza con el doble propósito de enfriar la formación antes de entrar a la reacción del ácido, e iniciar el proceso de fractura.

- Preflush viscoso.- Consiste en una solución de alta viscosidad la cual aumenta el ancho de las fracturas ya iniciadas y las mantiene abiertas permitiendo que el ácido penetre profundamente en la formación.

- Acido Principal Retardado (MOD-303).- Es una combinación de ácido clorhídrico y ácido acético, este último tiene un 60 % de la eficiencia de disolución del ácido clorhídrico, con respecto a las formaciones calcáreas, pero es relativamente no-corrosivo cuando comparado con el ácido clorhídrico. Debido a su baja constante de disociación, el ácido acético, reacciona lentamente con los calcáreos. Otra ventaja que se tiene del ácido MOD-303 es que ayudan a prevenir el hinchamiento de arcillas después que el ácido se ha gastado debido a que mantiene el pH bajo por un extenso período de tiempo.
- Control de pérdida de fluido.- Fluido de base acuosa, que permite la penetración profunda del ácido aumentando, de esta forma, la efectividad del mismo.
- Overflush.- Se utiliza para colocar los fluidos fracturantes dentro de la formación.
- Bolas Selladoras.- Son bolas de hule sintético o natural en la parte exterior con un centro de nylon o neopreno. Su aplicación consiste en obturar temporalmente las perforaciones de la T.R. que admiten ácido con facilidad para lograr así incrementos de presión que permitan abrir otras perforaciones que originalmente no admitían ácido.

CONCLUSIONES

Basándose en los resultados observados y obtenidos durante la Perforación, Terminación y Tratamientos efectuados en la Explotación del Pozo Cárdenas-112, se tienen las siguientes conclusiones:

- La tubería conductora de 24" se cementó a 50 mts.
- La T.R. de 16" se cementó a 1010 mts., cubriendo las zonas acuíferas superficiales.
- La T.R. de 10 3/4" se cementó a 3040 mts. en la cima donde comienza la zona de presiones anormalmente altas.
- La T.R. de 7 5/8" se cementó en la cima del Vacimiento a explotar (5194 mts.) hasta la superficie. Antes de introducir y cementar esta tubería se presentaron problemas de pérdida de circulación debido a roturas en la T.R. de 10 3/4".

La zona de presión anormalmente alta se perforó con un fluido de control de una densidad promedio de 2.00 gr/cm³, a fin de evitar problemas de descontrol del pozo.

- La T.R. corta de 5", se cementó desde la profundidad total de 5000 mts. hasta tener un traslape de 2360 mts. con la T.R. de 7 5/8", que se encuentra teóricamente colapsada a estas profundidades.
- Se ancló un empacador de 7 5/8" arriba de la boca de la T.R. corta de 5". Variándose el aparato de producción con T.R. de 4 1/2" N-80 12.75 lb/pie., con el propósito de aprovechar una mayor área de flujo.
- Posteriormente al intervalo diseñado se le efectuó una estimulación de línea y un fracturamiento hidráulico. Obteniéndose con estos tratamientos menor caída de presión en las vecindades del agujero y por lo tanto un mayor gasto.

BIBLIOGRAFIA

- Geología de México.
López Barcos Ernesto.
Tomo III.
- Reporte Diario y Semanal de Operaciones del Pozo Cárdenas-112. Depto. Ingeniería Petrolera y de Perforación.
(Pémex, Villahermosa, Tab.)
- Manual de Tecnología de Pozos.
Depto. de Perforación.
- Interpretación de Perfiles, Vol. 1 (Fundamentos)
Schlumberger S.A. 1972.
- Trabajo Escrito, por Manuel Fuente P. "Terminación de Pozos".
- Revista de Ingeniería Petrolera Vol. 1977 No. 4
- Evaluación de Formaciones en Venezuela.
Schlumberger S.A. 1980.
- Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos.
Ing. Francisco Garficochea P.
- Apuntes tomados en clase del Ing. Oscar Areola Revelo
(Estimulación y Reparación de Pozos).