

2e, 3

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

HISTORIA DEL POZO CASTARRICAL NO. 50 DEL DISTRITO COMALCALCO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :
RUBEN ARIAS MOEDANO

MEXICO, D. F.

1984





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.

INDICE

	Pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO 1 ANTECEDENTES GENERALES	
1.1. Nombre y número del pozo	10
1.2. Nombre del Campo	10
1.3. Nombre del Distrito	10
1.4. Ubicación del pozo	10
1.5. Coordenadas de referencia	10
1.6. Localización	10
1.7. Plano de localización del pozo	11
1.8. Situación estructural y objetivo	11
1.9. Situación legal del terreno	11
1.10. Nombre del Municipio	11
CAPITULO 2 DATOS GEOLOGICOS	
2.1. Provincia o Cuenca Sedimentaria	14
2.2. Plano de localización regional	14
2.3. Planos estructurales del Campo	14
2.4. Tipo de trampa geológica y descripción	14
2.5. Profundidad de cada una de las formaciones perforadas	16
2.6. Descripción, edad y litología de las formaciones perforadas	16
2.7. Horizontes con contenido de fluidos	19
2.8. Corte transversal	19

CAPITULO 3	CARACTERISTICAS DE LOS DOS YACIMIENTOS PRODUCTORES EN EL POZO	
3.1.	Características	28
3.2.	Cálculos volumétricos para los yacimientos	28
3.3.	Producción mezclada del pozo Castarrical No. 50.	29
3.4.	Comentarios sobre los yacimientos 22 - III y 28 - I del Campo Castarrical	29
3.5.	Gradiente térmico	30
3.6.	Resistividad del agua	30
CAPITULO 4	DATOS MECANICOS DEL POZO	
4.1.	Profundidad máxima del pozo original	36
4.2.	Pozo único o gemelo	36
4.3.	Tuberías cementadas	36
4.4.	Fecha de inicio y terminación de la perforación.	36
4.5.	Equipo de perforación	36
4.6.	Elevación del terreno y mesa rotaria	37
4.7.	Operaciones más importantes durante la perforación del pozo Castarrical 50	38
4.8.	Desarrollo de las cementaciones efectuadas	41
4.9.	Programa de lodos	44
4.10.	Análisis y conclusiones sobre la perforación del pozo	44
4.11.	Fecha de inicio y culminación de la terminación del pozo	45
4.12.	Equipo de terminación	45
4.13.	Distribución del aparejo de producción	45

4.14. Tipo de terminación 46
4.15. Conexiones superficiales 46
4.16. Intervalos perforados 46
4.17. Operaciones de terminación del pozo 47
4.18. Conclusiones sobre la terminación del pozo 50

CAPITULO 5 REGISTROS TOMADOS

5.1. Tipo de registro geofísico y explicación de cada uno de ellos 54
5.2. Resultados obtenidos de los registros 65
5.3. Análisis de los registros eléctricos del pozo Cas tarrical 50 73

CAPITULO 6 REPARACIONES

6.1. Reparación menor No. 1 76
6.2. Reparación mayor No. 1 79
6.2.1. Objetivo 79
6.2.2. Estado del pozo 79
6.2.2.1. Mecánico 79
6.2.2.2. Horizontes con posibilidades de -
producción 80
6.2.3. Operaciones 80

CAPITULO 7 DATOS DE PRODUCCION

7.1. Producciones 84
7.2. Líneas de recolección de aceite 85
7.3. Batería de recolección 85

7.4.	Tanques de Almacenamiento	85
7.5.	Oleoducto	85
CAPITULO 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES ...		
APENDICES		
APENDICE "A"	Características del tipo de cemento y aditivos empleados en la cementación del pozo ...	92
APENDICE "B"	Procedimiento para la colocación y uso de -- centradores, raspadores y collarines	96
APENDICE "C"	Sistema de Bombeo Neumático	98
APENDICE "D"	Válvulas de inyección	102
BIBLIOGRAFIA	106

INTRODUCCION

El presente trabajo se refiere al pozo Castarrical 50 - del Campo Castarrical, que originalmente fue productor y que actualmente es prospecto para conversión a pozo inyector de agua en el proyecto de Recuperación Secundaria de dicho Campo.

El Campo Castarrical esta localizado dentro de la llanura costanera al sureste de México, a lo largo de la costa -- norte del Istmo de Tehuantepec. El Campo, que está en el Estado de Tabasco, se encuentra a 16 Km. al noroeste de la Ciudad de Comalcalco y a 2 Km. al sur del Golfo de México.

El Campo fue descubierto en octubre de 1967 por el pozo Castarrical No. 1 que fue terminado en una arena del Mioceno en el intervalo 3075 - 3090 m. con una producción inicial de 80 m³ de aceite y 7300 m³ de gas por día. Hasta el 10. de -- enero de 1981, se habían perforado 75 pozos en el Campo Castarrical, de los cuales 64 resultaron productores. La mayor parte de la perforación de desarrollo dentro del Campo se -- efectuó entre 1968 y 1971 y el último pozo se perforó en --- 1977.

La producción de aceite con su gas asociado se ha obtenido de 23 arenas comprendidas entre las profundidades de -- 2075 y 3794 m.; habiéndose obtenido la mayoría de la producción de profundidades mayores a los 2750 m. Con base a sus -- características en los registros eléctricos o en pruebas de producción se encontraron seis areniscas más que son poten-- cialmente productoras de hidrocarburos.

El Campo Castarrical forma parte de los 19 campos de explotación que componen el Distrito Comalcalco, como productores de aceite y gas; ocupa el lugar No. 11 en el orden cronológico a su descubrimiento y el 4to. lugar en cuanto a producción.

Se dispone de un camino principal pavimentado que enlaza con el acceso al Campo Castarrical, el cual parte de la Batería No. 1 del Campo Tupilco en dirección NE. con recorrido -- + - 750 Km. hasta la Batería No. 1 de Castarrical.

El acceso entre pozos y localizaciones construidas para este Campo, se hace por caminos de terracería construidos para tal fin y que parten del camino de acceso al Campo.

El Distrito y Municipio de Comalcalco esta comunicado -- con el interior del Territorio Nacional, a través de la carretera Cárdenas - Comalcalco - Puerto Ceiba, que entronca con la carretera costera del Golfo.

Para la perforación del flanco NE. del campo, se decidió hacerla con equipo lacustre (Barcazas), debido a que el terreno natural en esta área tiene un valor de soporte muy escaso, manteniendose todo el año bajo el agua (terreno pantanoso) y expuesto a causas muy divagantes.

De otra manera resultarían incosteables por el mayor volumen en la terracería y relleno necesario para tener una construcción más estable. Para dar acceso fluvial tanto a los -- equipos de construcción como de perforación, se acondicionó - el río Tupilquillo con una longitud 19 + 600 Km. desde su de-

sembocadura en la Barra de Tupilco hasta la confluencia con el Arroyo Aguas Negras, sobre el que se construyó un canal de 1.74 Km. de longitud.

El estado actual de ramas del Campo, es el siguiente:

Total de Ramas: (76)

Operando (19): 8, 10, 11, 13, 13-D, 20, 21, 24-S, -
26-D, 27, 28, 39, 41, 42, 45, 54, -
72, 74, 88.

Fluyentes: (0)

Fuera de Operación (46): 1, 3, 3-D, 4, 5, 5-D, 7, 8-D, 9, 10
-D, 11-D, 12, 12-D, 15, 16, 17-A, -
17-D, 18, 19, 22, 23, 24-I, 25, 26,
33, 34, 36, 40, 43, 44, 46, 49, 50,
51, 52, 53, 55, 56, 57, 58, 59, 73,
75, 81, 82, 89.

Pendientes de Estudio (10): 12-D, 18, 24-I, 43, 44, 46, 51, 56,
57, 82.

En Observación (1): 19

Alto % de Agua (5): 3, 10-D, 11-D, 12, 26.

Abatimiento del Nivel (8): 4, 15, 16, 22, 25, 33, 53, 75.

Alta RGA (1): 1

Esp. Rep. Mayor (4): 7, 58, 73, 81.

Esp. Rep. Menor (1): 9

Acond. c/Inyectores (3): 3-D, 23, 34.

Agotados por Explot. Prim. (9): 5-D, 17, 17-D, 36, 40, 49, 55, 59, -
89.

Pend. para Acond. 5, 8-D, 50.

c/Inyector (3):

Problemas Superficia 52

les (1):

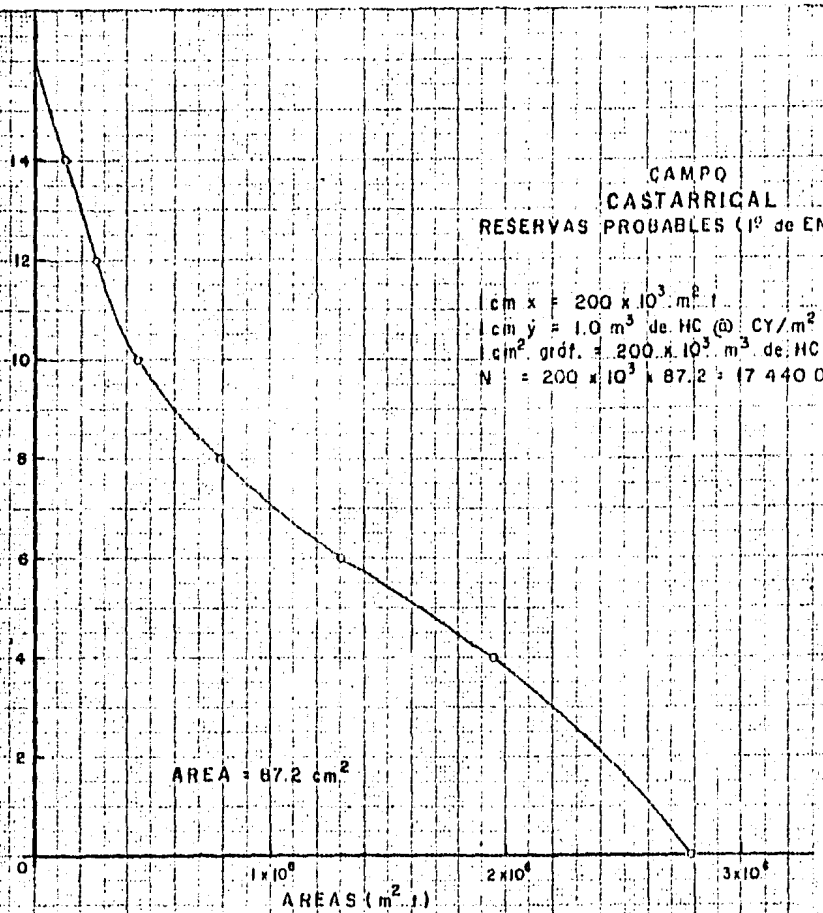
Taponados (11): 1-D, 2, 14, 17, 29, 30, 31, 32, 35,
71, 80.

En las siguientes gráficas se presenta la cuantificación de las Reservas Probables y de las Reservas Probadas en los años de 1969 y 1971 para el Campo Castarrical.

CAMPO
CASTARRIGAL
RESERVAS PROBABLES (1º de ENERO/69)

1 cm x = $200 \times 10^3 \text{ m}^2 \cdot \text{l}$
1 cm y = $1.0 \text{ m}^3 \text{ de HC @ CY/m}^2 \cdot \text{l}$
1 cm² gráf. = $200 \times 10^3 \text{ m}^3 \text{ de HC @ CY}$
N = $200 \times 10^3 \times 87.2 = 17\,440\,000 \text{ m}^3 \text{ de HC @ CY}$

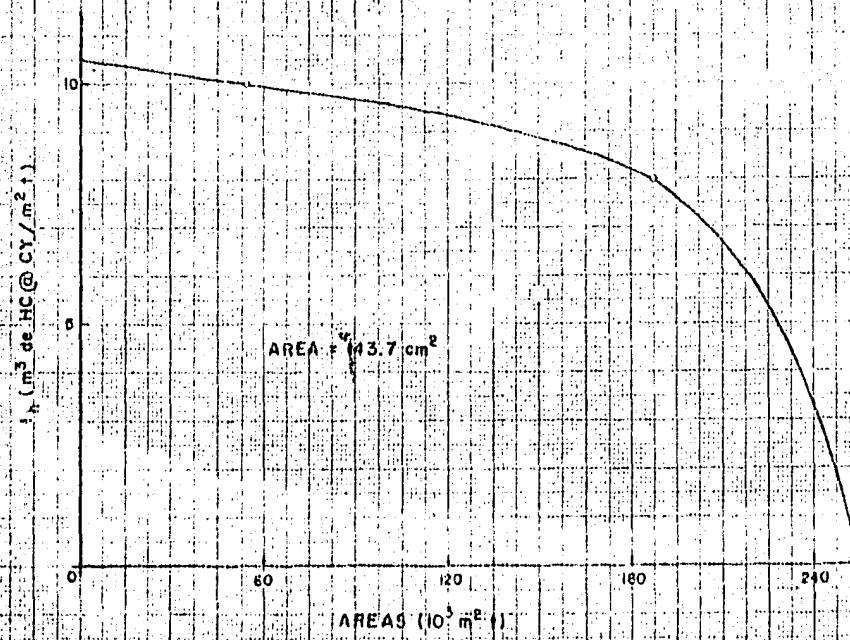
1 h (cm³ de HC @ CY/m² · l)



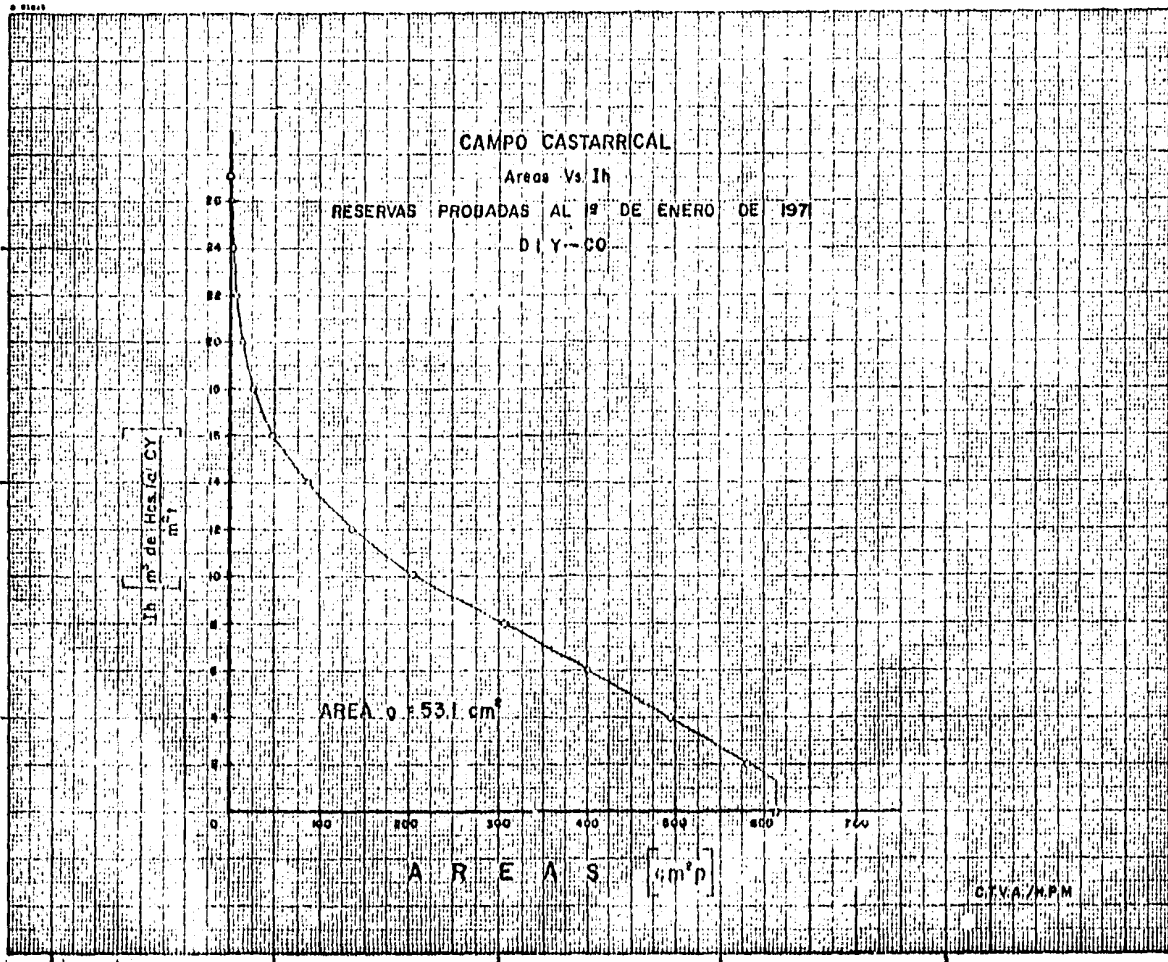
AREA = 87.2 cm²

CAMPO
 CASTARRICAL
 RESERVAS PROBADAS AL 1º DE ENERO DE 1969.

1 cm x = $15 \times 10^3 \text{ m}^2$ f)
 1 cm y = 1.0 m^3 de HC @ CY/m² f)
 1 cm² gráf. = $15 \times 10^3 \times 1.0 = 15 \times 10^3 \text{ m}^3$ de HC @ CY
 N_y = $15 \times 10^3 \times 143.7 = 2,155,500 \text{ m}^3$ de HC @ CY



JLPO/FVL/1969



1. ANTECEDENTES GENERALES

1. ANTECEDENTES GENERALES.

- 1.1. Nombre y número del pozo: Castarrical
 1.2. Nombre del Campo: Castarrical
 1.3. Nombre del Distrito: Comalcalco
 1.4. Ubicación del pozo: Lacustre
 1.5. Coordenadas de Referencia:

X = 95.900.34 Sistema
 Y = 23.366.10 P. Gorda

1.6. Localización:

El pozo Castarrical 50 se localiza a 400 m. al S.60°E. del pozo Castarrical 46.

El polígono abierto de localización del pozo Castarrical No. 50 se apoyó en las mojoneras A y B testigos del pozo Castarrical No. 49 y sirvió para ligar topográficamente las mojoneras testigos A y B del pozo Castarrical No. 50; este quedó referido a sus mojoneras como sigue: Partiendo de la mojonera A/pozo Castarrical 50 se midieron 116.86 m. al N.85°57'E. para llegar al estación del pozo Castarrical 50, de este se midieron 71.65 m. al N. 50°36'W. para llegar a la mojonera B/pozo Castarrical 50; de este se visó al S.48°43'W. y a 81.44 m. de distancia para llegar a la mojonera A/Castarrical 50

Los trabajos topográficos se ejecutaron con tránsito K & E de un minuto nivel fijo Gurley y cinta de acero de 25 m. Lufkin.

La declinación magnética resultó ser de $7^{\circ}49'$ al Este; la elevación del terreno en el lugar donde se localizó el pozo es de - 1.090 bajo N.M.; la de la mojonera testigo - A/+ 1.629 y la de la mojonera testigo B/+ 0.817 sobre el mismo horizonte.

1.7. Plano de localización. (Ver plano I).

1.8. Situación estructural y objetivo:

El campo Castarrical está localizado al noreste del trend estructural que se extiende más o menos 32 Km. al suroeste a través de los campos productores de Tupilco, El Golpe y Santurario. Este trend estructural está casi paralelo a la falla geológica de Comalcalco. La estructura del Campo Castarrical se interpreta como un anticlinal con rumbo noreste - suroeste. La cima del anticlinal se localiza a lo largo del límite sureste del Campo.

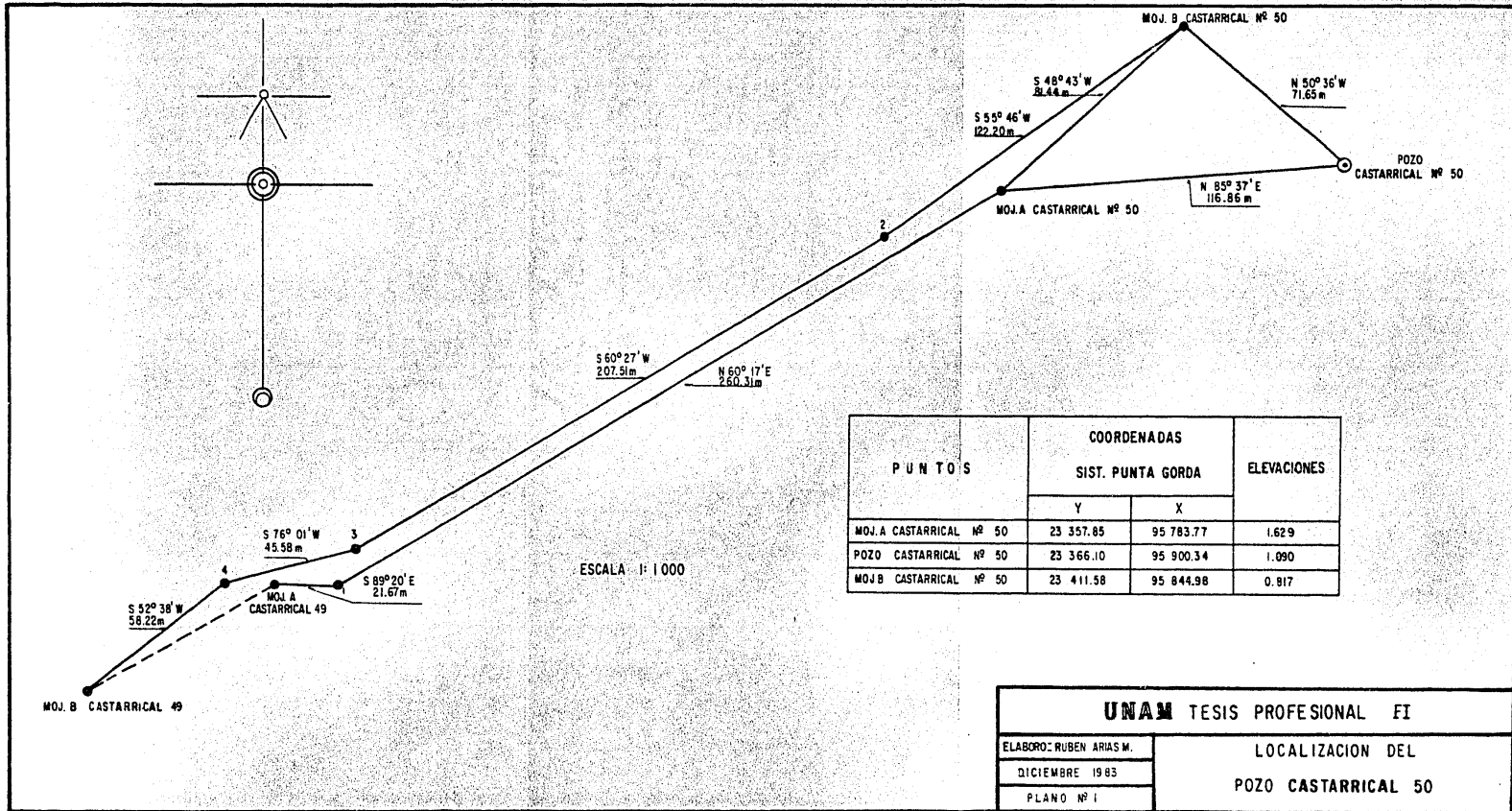
Las arenas productoras tienen un echado de aproximadamente 20 grados hacia el noroeste a lo largo del flanco noroeste del anticlinal. En el flanco sureste del anticlinal no se han perforado suficientes pozos para definirlo.

El objetivo fue el explotar las arenas con impregnación de hidrocarburos que aparecieron en el pozo Castarrical No. 26 de 3111 - 3137 m.

1.9. Situación legal del terreno:

Predio Z.S. Tabasco 6. Título que ampara: Asignación - N - 150.

1.10. Nombre del Municipio: Paraíso, Estado de Tabasco.



P U N T O S	COORDENADAS		ELEVACIONES
	SIST. PUNTA GORDA		
	Y	X	
MOJ. A CASTARRICAL Nº 50	23 357.85	95 783.77	1.629
POZO CASTARRICAL Nº 50	23 366.10	95 900.34	1.090
MOJ. B CASTARRICAL Nº 50	23 411.58	95 844.98	0.817

UNAM TESIS PROFESIONAL FI

ELABORO: RUBEN ARIAS M.

DICIEMBRE 1983

PLANO Nº 1

LOCALIZACION DEL

POZO CASTARRICAL 50

2. DATOS GEOLOGICOS

2. DATOS GEOLOGICOS.

2.1. Provincia o Cuenca Sedimentaria.

El Campo Castarrical esta ubicado dentro de la sub--
 cuenca Comalcalco de la Cuenca Salina del Sureste de Mé
 xico. Esta subcuenca esta adyacente y al norte del área
 productora mesozoica de Chiapas-Tabasco. La falla geol^ó
 gica de Comalcalco que es una falla regional con rumbo
 noreste-suroeste y que cae hacia el noroeste, separa --
 las 2 áreas. Otra falla geológica postulada paralela y
 cayendo hacia el sureste ~~quizas separe~~ la subcuenca de
 Comalcalco de la Cuenca Salina del Istmo que yace ha--
 cia el oeste. Estas 2 fallas geológicas son grandes y -
 pueden formar los límites de la subcuenca Comalcalco --
 que es una de tipo graben, caracterizada por una sec---
 ción expandida del Terciario.

El Campo Castarrical está a 22 Km. al noroeste de la
 falla geológica de Comalcalco. Las calizas del Cretási-
 co que son productoras en el área mesozoica de Chiapas-
 Tabasco pueden estar presentes, pero a gran profundidad.

2.2. Plano de localización regional: (Ver plano II).

2.3. Planos estructurales del campo: (Ver planos III y IV).

2.4. Tipo de trampa geológica y descripción:

La estructura del Campo Castarrical esta afectada por
 una serie de fallas geológicas con rumbo noreste -suroes
 te, principalmente por la falla "A" (Ver plano V), una

falla geológica grande que buza hacia el suroeste y que llega a tener desplazamientos verticales de 300 a 600 m.

Otras fallas geológicas complementarias se presentan a lo largo del lado inferior de esta falla dominante. (Ver planos VI y VII).

Estas fallas que buzan hacia el noroeste y que pueden tener desplazamientos verticales hasta de 200 m. en los horizontes más someros pierden el desplazamiento rápidamente en función de la profundidad al acercarse a la falla "A" y aparentemente no se extienden más allá de su intersección con ella. La falla geológica "A" pierde su desplazamiento hacia el suroeste y no se encuentra en los horizontes profundos de la parte suroeste del campo. En esta área aparentemente existe un sistema de fallas en la cima del graben. Las fallas que existen a lo largo del flanco noroeste de la estructura buzan hacia el sureste y las fallas que existen a lo largo del flanco sureste de la estructura tienen su buzamiento hacia el noroeste. Estas fallas geológicas mueren aparentemente con la profundidad y no se extienden más allá de su intersección con las fallas opuestas cerca de la cima del anticlinal. A causa de que las fallas pierden su desplazamiento con la profundidad y no se prolongan más allá de la una con la otra, los horizontes más profundos tienen una configuración estructural menos complicada.

2.5. Profundidad de cada una de las formaciones perforadas:

FORMACION	PROFUNDIDAD PROGRAMADA	PROFUNDIDAD REAL (m)
Reciente	Aflora	Aflora
Mioceno Superior	Indeterminada	Indeterminada
Filisola	835	879
Zona Equiv. Filis.	1450	1500
Concep. Superior	2985	3190

2.6. Descripción, edad y litología de las formaciones perforadas.

RECIENTE:

Está formada por arcilla café oscuro suave y plástica, arena de grano grueso de color amarillo ocre a rojiza, trazas de gravilla y en ocasiones se encuentran restos de moluscos.

FILISOLA:

SERIE: Mioceno Superior

PISO: Vindoboniano

FORM: Filisola

En la geología petrolera, se identifica a esta formación por sus grandes espesores de arenas y areniscas, - de arenas cuarcíferas de grano fino a grueso con escasas intercalaciones de capas delgadas de lutitas suaves de

color gris azulado. No contiene fauna determinativa aunque pueden distinguirse algunos fósiles (Ostrea, Mactra, Pecten, etc.).

Toma su nombre de Filisola, Veracruz, al sureste de Coatzacoalcos, donde es expuesta la localidad tipo, aunque también es hallada al Este de Romero Rubio, Veracruz.

Sobreyace concordante a la formación Concepción Superior en un contacto transicional difícil de marcar y subyace de manera concordante a la formación Paraje Solo. Su espesor varía de 200 a 400 m.

La cima de la formación Filisola del Mioceno Superior se encuentra aproximadamente a 700 m. de profundidad en todo el Campo Castarrical.

ZONA EQUIVALENTE A FILISOLA.

En esta capa se pueden distinguir dos horizontes con características diferentes. El primero varía de los 1120 a 1375 m. aproximadamente y lo forman una serie alternada de cuerpos de arena y lutita; en el segundo, que va de 1375 a los 3120 m., la formación se vuelve muy arcillosa con tendencias a desaparecer las capas de arenas, que parcialmente quedan separadas por lechos de lutita de aproximadamente 250 m. de espesor. En este se han atravesado delgados lentes de arenisca gris claro, en ocasiones bien cementada con material calcáreo.

La arena y lutita en los dos horizontes que forman esta capa, son de características similares; en el primero es de color gris claro de grano fino a medio y en el segundo es de color verdoso y suave, volviéndose semidura y ligeramente arenosa.

La cima de esta formación y las siguientes fueron -- determinadas paleontológicamente observándose restos de microfósiles.

CONCEPCION SUPERIOR:

SERIE: Mioceno Superior

PISO: Vindoboniano

FORM: Concepción Superior

Los sedimentos se consideran como de mares poco profundos y litológicamente consta principalmente de lutitas arenosas de color azul grisáceo compactos, cuyos -- planos de estratificación no existen o están mal defini dos.

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

Su contacto superior es concordante con la formación filisola, así como también lo es su contacto inferior -- con la formación Concepción Inferior.

Al igual que la formación Concepción Inferior, esta formación fue estudiada por primera vez en la región de

Concepción Veracruz, a unos 24 Km. al sureste de Minatitlán, Veracruz.

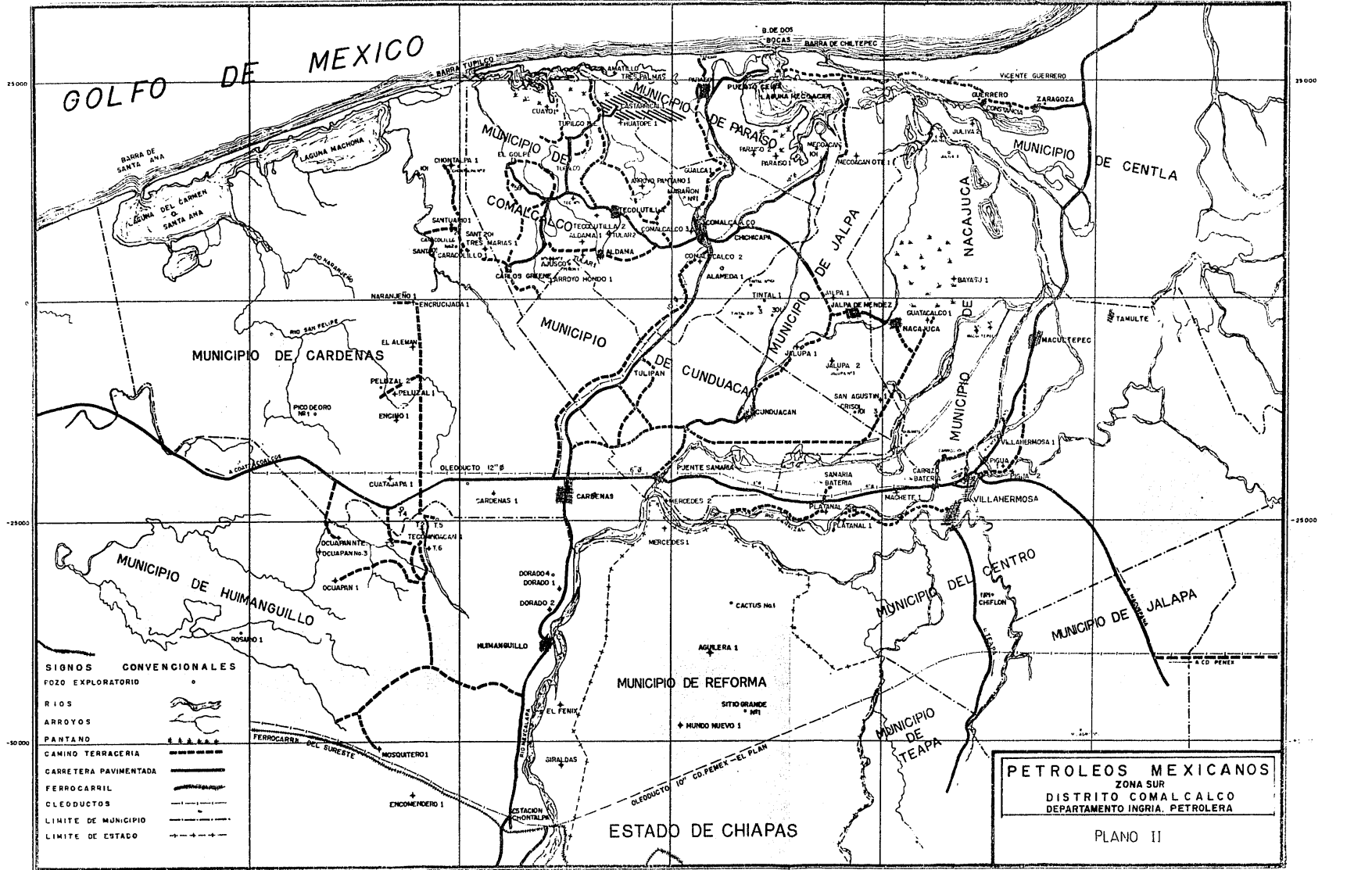
La cima de la formación Concepción Superior tiene una profundidad promedio de 3400 m. en el Campo Castarrical.

2.7. Horizontes con contenido de fluidos:

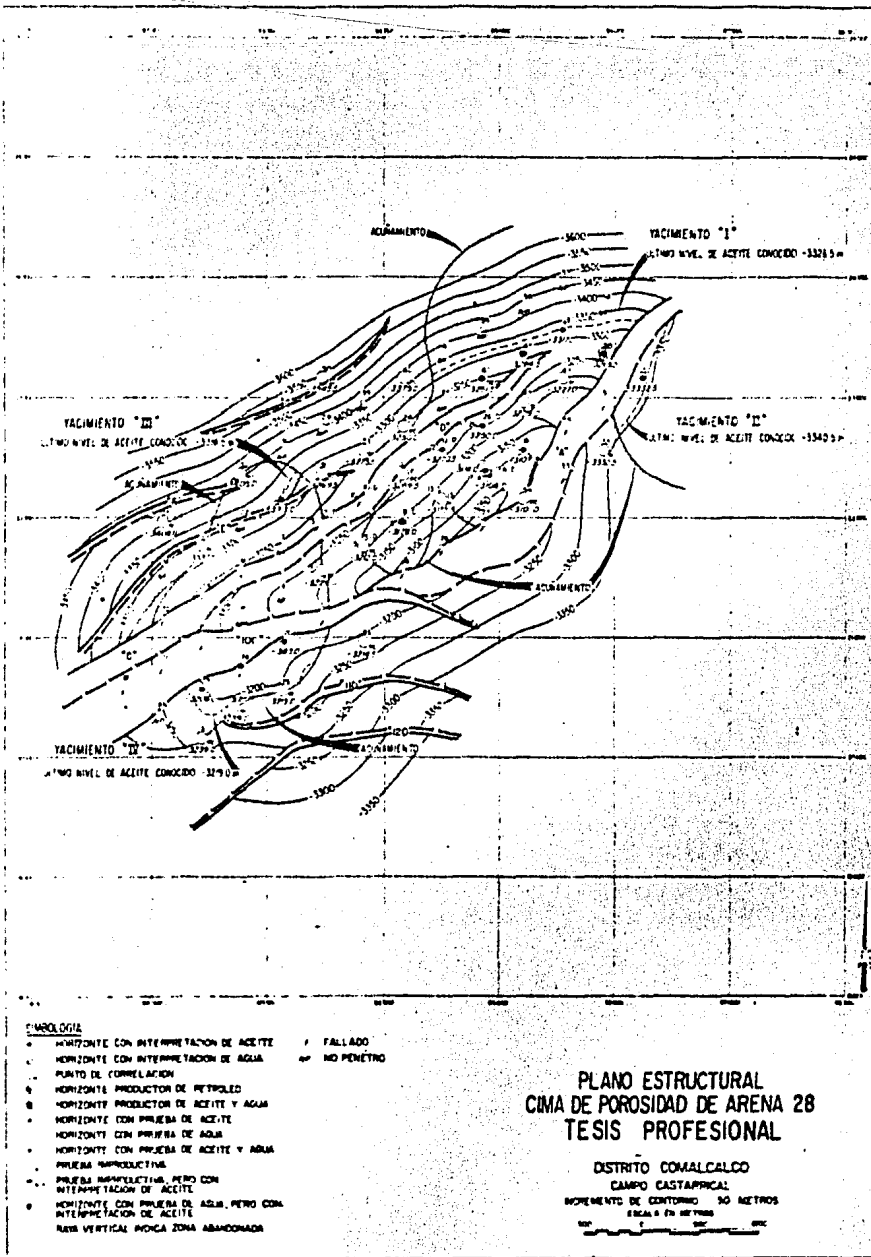
INTERVALO (mbr)	ARENA	SW (FRACCION)	ϕ (FRACCION)	I_h (m^3/m^2)	FLUIDO ESPERADO
2370-2375	-	0.38	0.25	0.74	Agua y Aceite
3050-3059	20	0.42	0.23	0.55	Agua y Aceite
3191-3195	-	0.44	0.19	0.28	Agua y Aceite
3275-3290	28	0.29	0.20	0.71	Agua y Aceite

2.8. Corte transversal: (Ver fig. A).

GOLFO DE MEXICO



ESTADO DE CHIAPAS

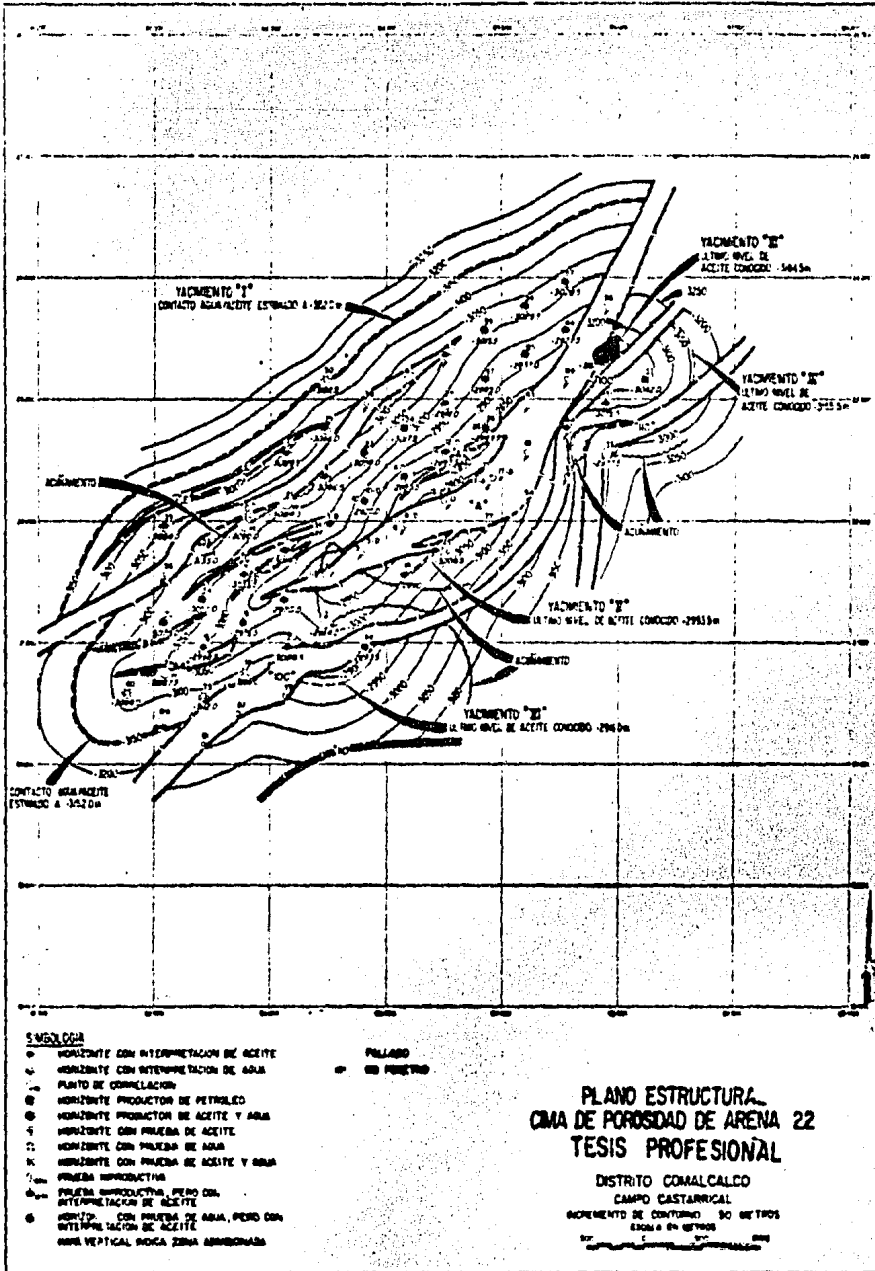


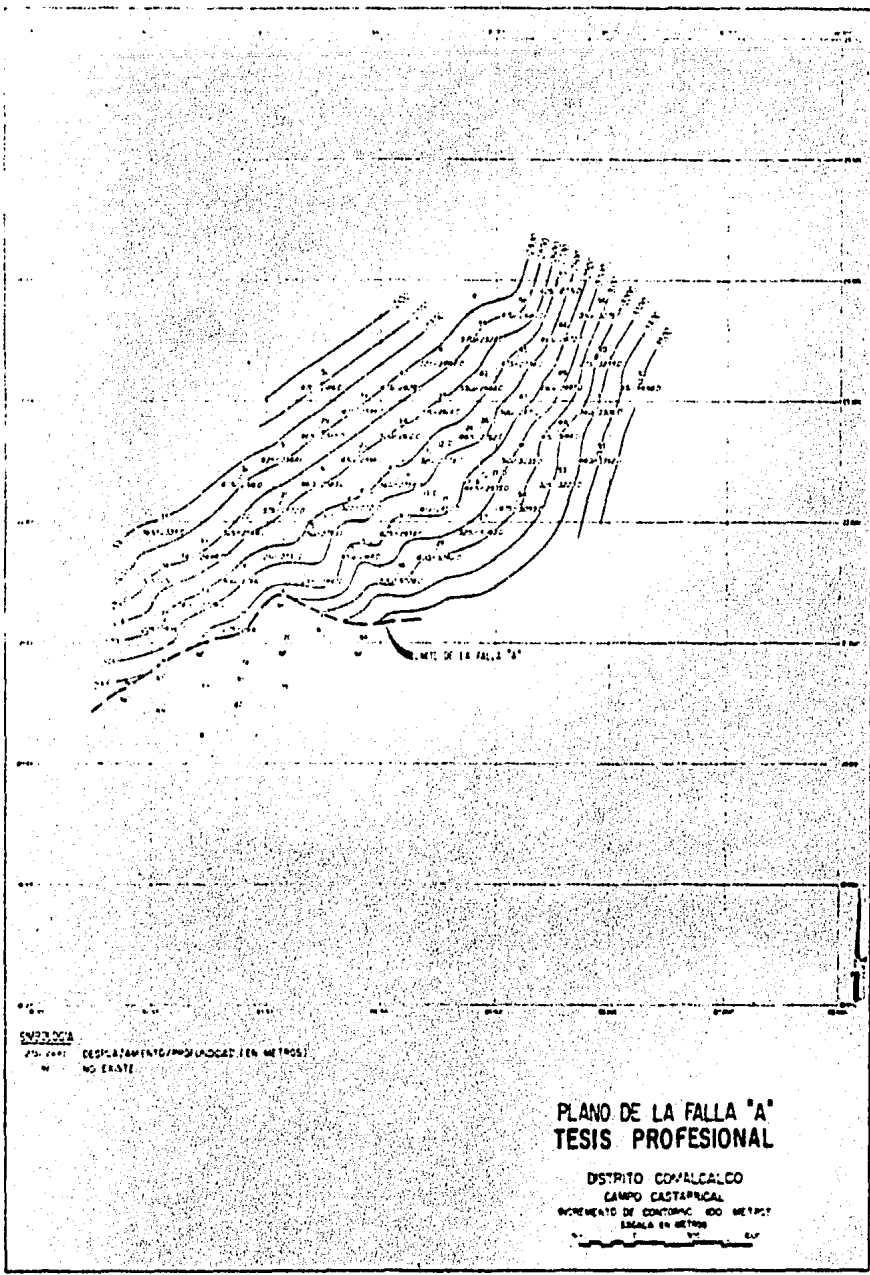
LITOLOGÍA

- HORIZONTE CON INTERPRETACION DE ACEITE / FALLADO
- HORIZONTE CON INTERPRETACION DE AGUA / NO PENETRÓ
- PUNTO DE CORRELACION
- HORIZONTE PRODUCTOR DE PETROLEO
- HORIZONTE PRODUCTOR DE ACEITE Y AGUA
- HORIZONTE CON PRUEBA DE ACEITE
- HORIZONTE CON PRUEBA DE AGUA
- HORIZONTE CON PRUEBA DE ACEITE Y AGUA
- PRUEBA IMPRODUCTIVA
- PRUEBA IMPRODUCTIVA, PERO CON INTERPRETACION DE ACEITE
- HORIZONTE CON PRUEBA DE AGUA, PERO CON INTERPRETACION DE ACEITE
- REJA VERTICAL INDICA ZONA ABANDONADA

**PLANO ESTRUCTURAL
CIMA DE POROSIDAD DE ARENA 28
TESIS PROFESIONAL**

DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTAPELLA
MOVIMIENTO DE CENTRO: 50 METROS
ESCALA 1:50,000

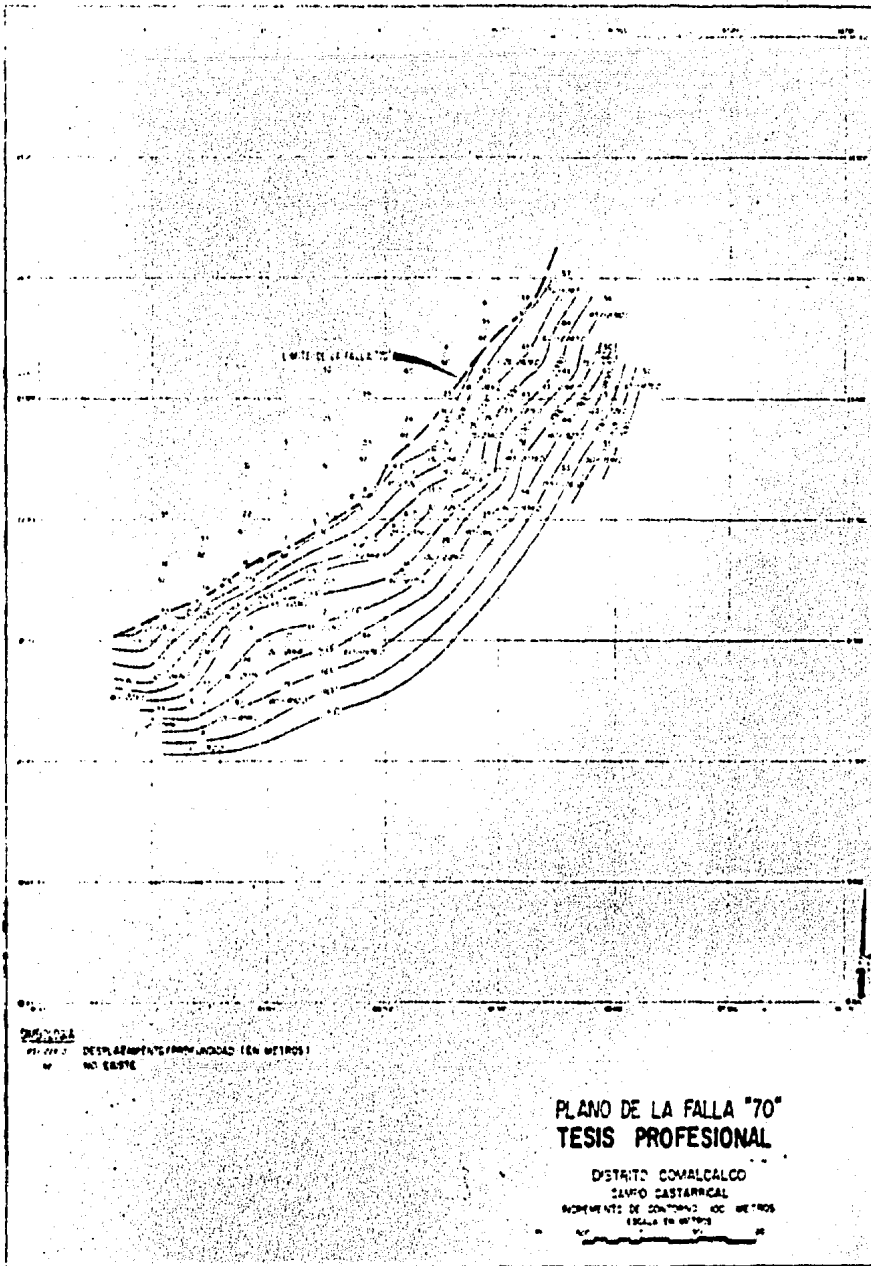


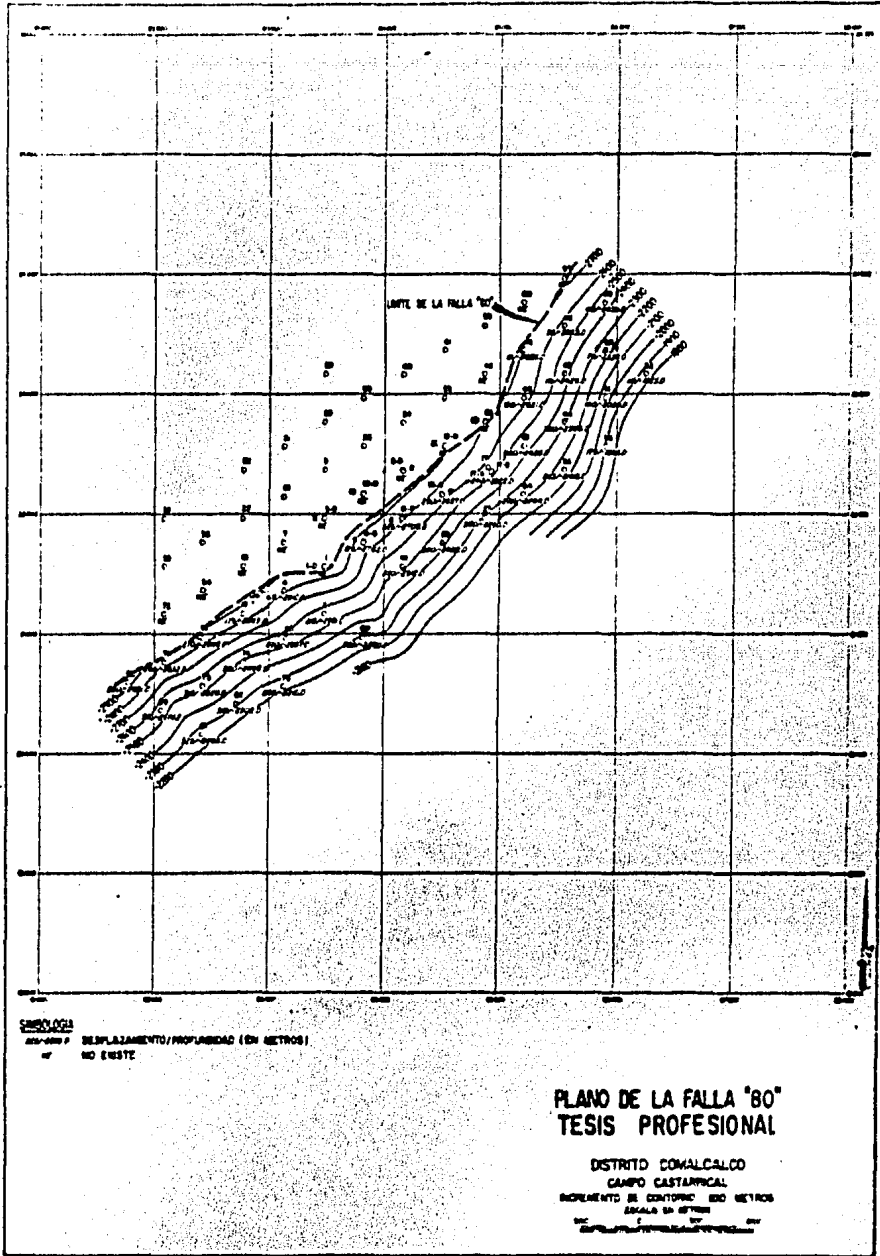


CONVENCIÓN
 --- DESPLAZAMIENTO/POSICIÓN EN METROS
 --- NO ERATE

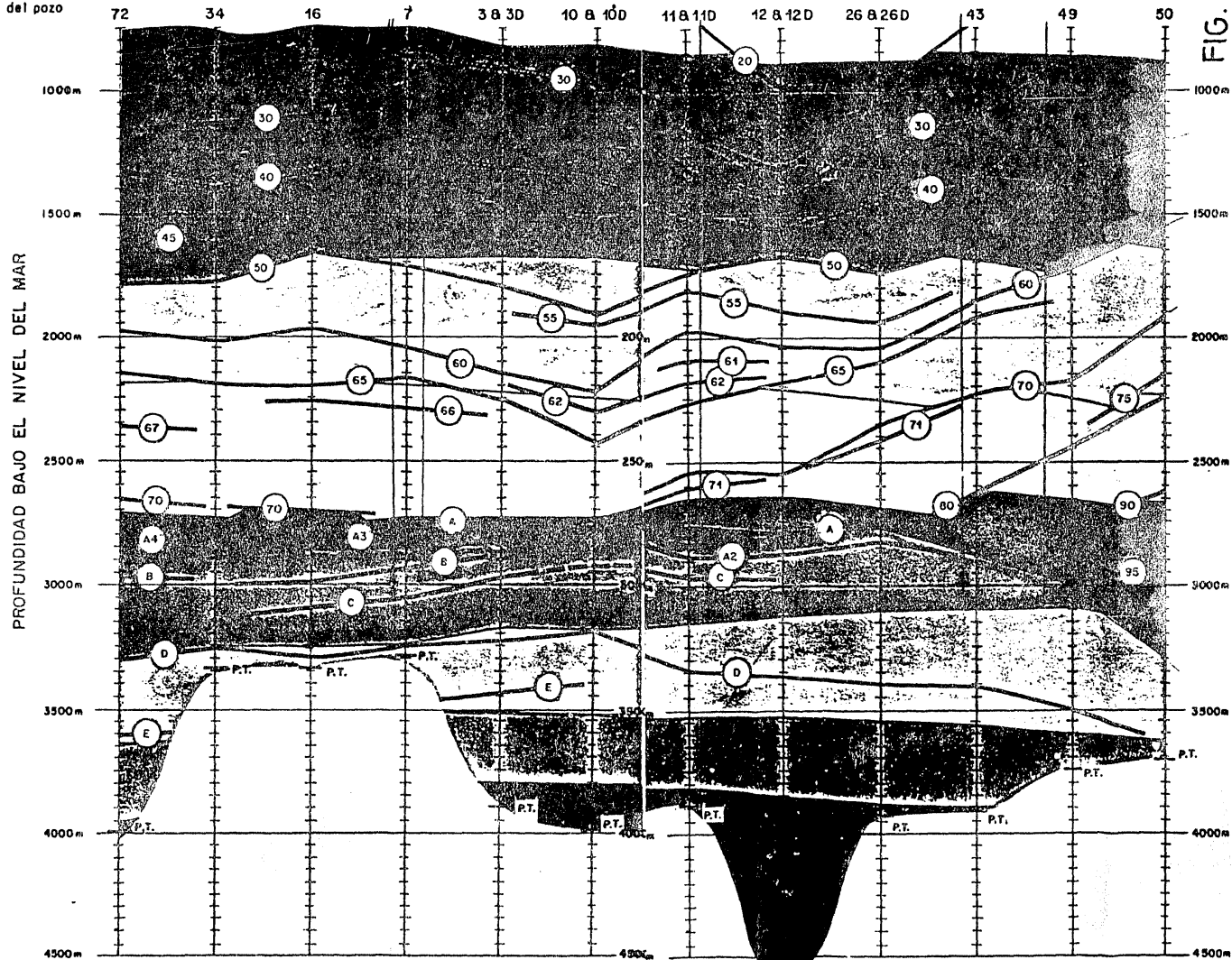
PLANO DE LA FALLA "A"
TESIS PROFESIONAL

DISTRITO COXQUILCO
 CAMPO CASTAÑUELA
 INCREMENTO DE CONTORNOS 100 METROS
 ESCALA EN METROS 1:500





PLANO VII

Número
del pozo

**3. CARACTERISTICAS DE LOS DOS YACIMIENTOS
PRODUCTORES EN EL POZO**

3. CARACTERISTICAS DE LOS DOS YACIMIENTOS PRODUCTORES EN EL POZO.

3.1. Características:

ZONA DE HIDROCARBUROS		VOLUMEN DE ROCA		PROFUNDIDAD	POROSIDAD PROMEDIO	PROMEDIO DE AGUA	PRODUCCION ACUMULADA			POZOS PRODUCTIVOS
ARENA	YACIMIEN TOS	m ³	b1s.	(m)	(%) REG.	%	ACEITE (b1s.)	GAS (m ³ p)	AGUA (b1s.)	(No. de Pozo)
22	III	260,000	1'635,400	3175-3194	16.60	52.10	492	261	0	50
28	I	7'190,000	45'225,100	3278-3285	14.90	41.50	316,241	337,521	4,964	17-A, 8-D, 45, 50.

3.2. Cálculos volumétricos para los yacimientos:

ARENA	YAC.	NIVEL DE REFERENCIA (m)	Vr VOLUMEN DE ROCA (b1s)	ϕ (Frac)	Sw (Frac)	Bo1	N VOLUMEN DE ACEITE INICIAL (b1s)	Np/N FACTOR AC TUAL DE RECUPER. (Frac)	FACTOR FINAL DE RECUPER. (Frac)	RESERVAS INICIALES DE ACEITE (b1s)	PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE HASTA 8/80 (b1s)	RESERVAS REMANTS. DE ACEITE (b1s)
22	III	-3,000	1'635,400	0.17	0.52	1.371	97,337	-	0.0051	492	492	0
28	I	-3,200	45'225,100	0.15	0.42	1.368	2'876,158	0.1100	0.2315	665,831	316,241	349,590

3.3. Producción mezclada del pozo Castarrical No. 50

(Terminación simultanea en las 2 arenas):

NUMERO DEL POZO	DURACION (AÑO-MES)	ARENA	YACIMIENTOS	ESPESOR (m)	PORCENTAJE DE LA PRODUCCION (%) (1)
50	73-07 / 73-07	22	III	15.5	86.10
		28	I	2.5	13.90

(1) Con respecto a la producción de estas dos arenas en todo el Campo.

3.4. Comentarios sobre los yacimientos 22-III y 28-I del Campo Castarrical:

ARENA 22 - III

Este es un yacimiento muy pequeño. No hay pozos productores actuales, el primer pozo productivo fue el 50 que actualmente esta abandonado en esta zona. Se considera agotado este yacimiento. No hay ningún pozo para posible reparación mayor.

ARENA 28 - I

Este yacimiento es mediano, no hay pozos productores actuales, los pozos productores anteriores fueron el 8-D, 17-A, 17 A-S y 45-I. Los pozos para posible reparación mayor son el 12, 12 D, 18, 26, 26-D, 42 y 46.

3.5. Gradiente Térmico:

El gradiente térmico para el Campo Castarrical se -- calculó por medio de una gráfica de las temperaturas máximas medias en función de la profundidad total. Ya que la mayoría de las temperaturas de fondo son generalmente menores que la temperatura de la formación a causa -- de la circulación del lodo, se construyó la curva basándose en las temperaturas máximas observadas.

Esta curva "normalizada" llegó a ser la base para estimar una temperatura del fondo representativa para cada pozo que, en la mayoría de los casos, es distinta de la "temperatura máxima observada del registro". (Ver -- gráfica B).

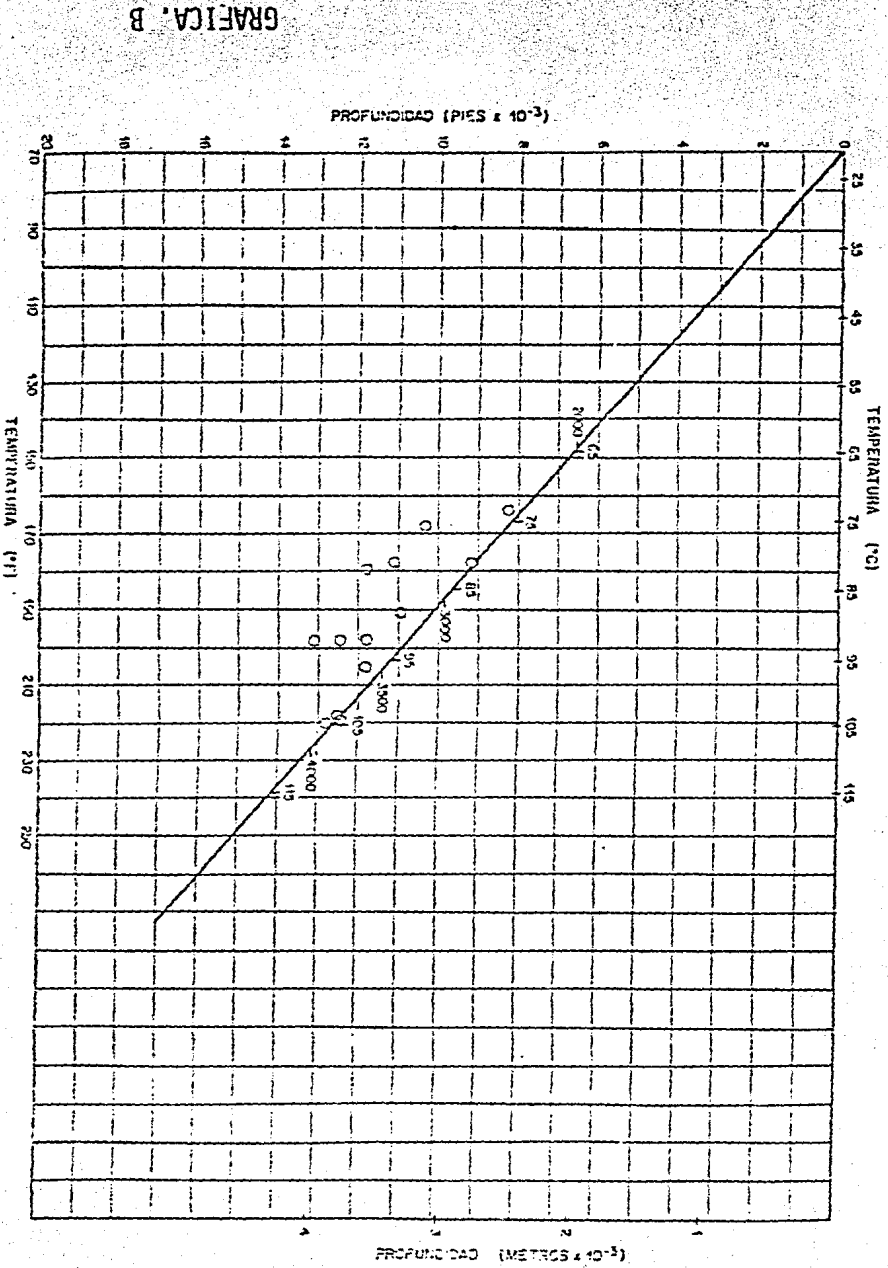
3.6. Resistividad del Agua:

No se encontraron análisis de muestras de agua en -- los datos disponibles, por lo que el valor de R_w se calculó de arenas acuíferas limpias por medio del método -- del potencial natural. Este método se basa en el conocimiento de las características del filtrado del lodo y -- estas no aparecen en la mayoría de los registros. En este caso la resistividad del filtrado del lodo, R_{mf} , se calculó de la relación estadística empírica:

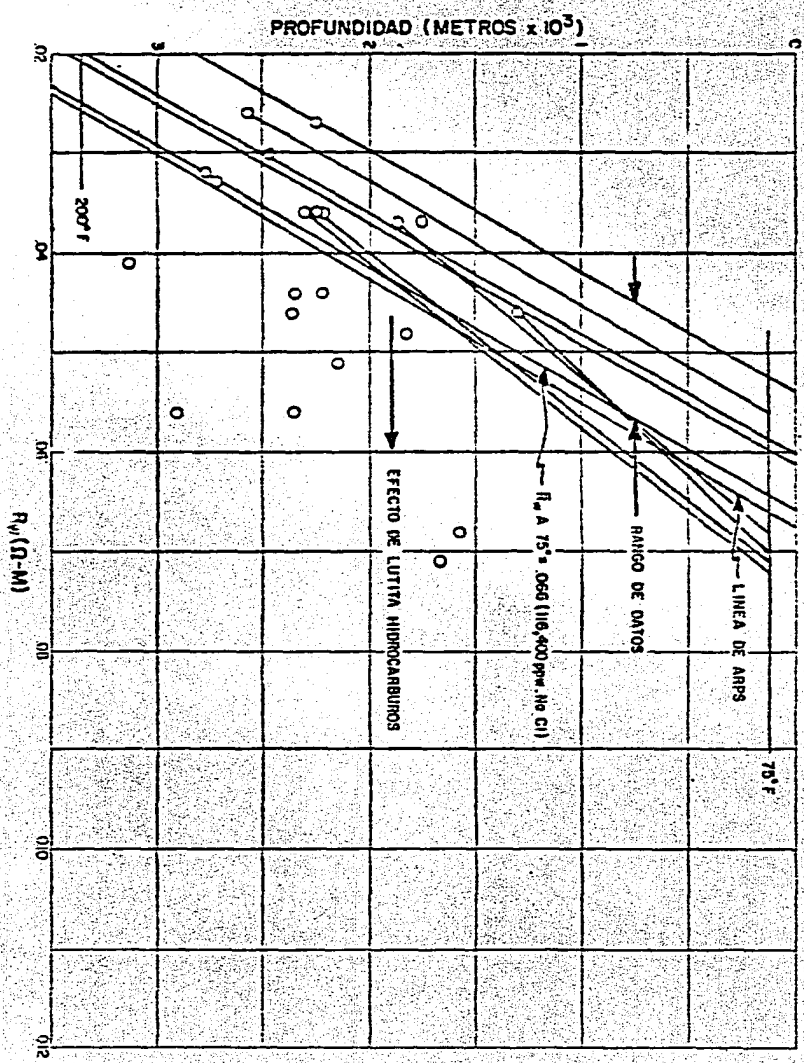
$R_{mf} = 0.75 R_m$, donde R_m es la resistividad del lodo. La gráfica C muestra el resultado de R_w calculado en función de la profundidad. Se estableció un rango para los datos de la extrema izquierda de la gráfica que compren

de las arenas acuíferas más limpias; los datos a la derecha de esta banda se consideran contaminados con hidrocarburos y con lutitas y no se tomaron en cuenta. - Una curva del punto "limpio" en la gráfica de "Arps" - (Gráficas C y D), indica que el agua de la formación -- tiene resistividad de 0.066 ohms-metro (110 000 ppm de NaCl) a 75°F. Al principio se creyó que la salinidad de las aguas del Campo Castarrical variarían con la profundidad. Esta posibilidad se basaba en la desviación de - la línea base de lutita desde la cima hasta el fondo en los registros de varios pozos.

Aunque se observaron anomalías en la configuración - del SP debido a las lutitas, no se encontró evidencia - segura mediante la gráfica de R_w en función de la profundidad para probar el hecho de que la salinidad varía apreciablemente con la profundidad.

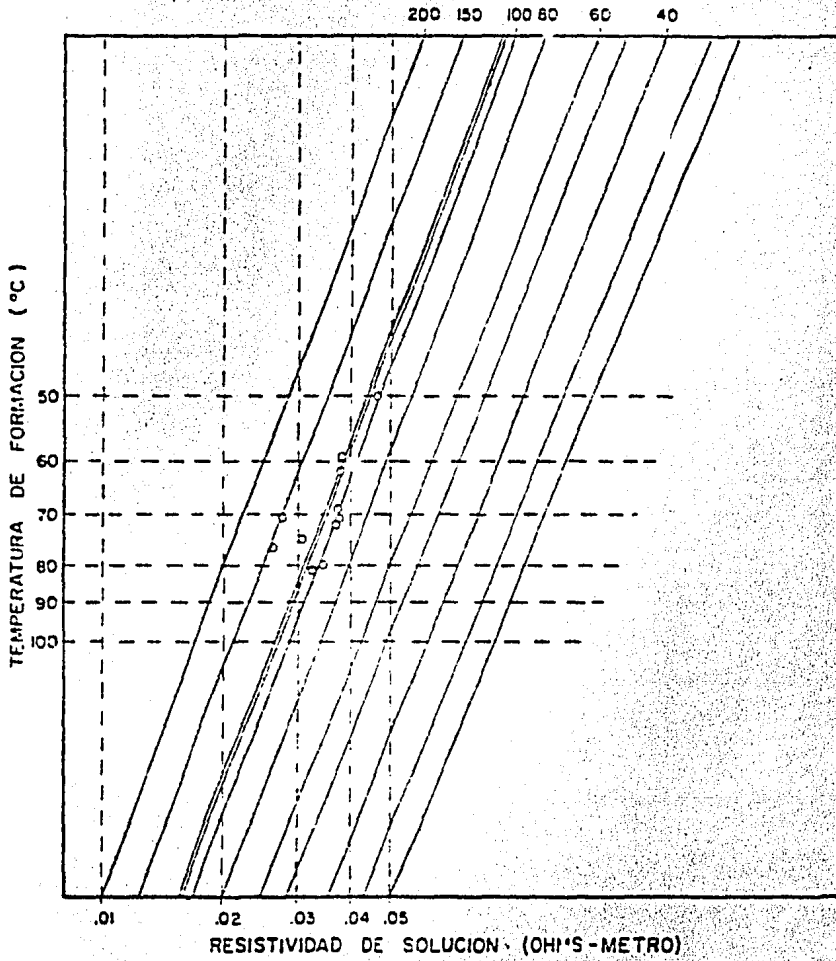


R_w EN FUNCION DE PROFUNDIDAD



GRAFICA. C

RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS
 CONCENTRACION DE NA₂Cl (ppm x 10³)



GRAFICA. D

4. DATOS MECANICOS DEL POZO

4. DATOS MECANICOS DEL POZO

4.1. Profundidad máxima del pozo original:

Profundidad programada: 4 000 m.
 Profundidad real: 3 710 m.
 Profundidad interior: 3 317.78 m.

4.2. Pozo único o gemelo:

El pozo Castarrical 50 es único.

4.3. Tuberías cementadas:

Ø	GRADO	PESO (LB/PIE)	CEMENTADA DESDE	HASTA (M)	PESO LODO (GR/CC.)	OBSERVACIONES
20"	B		0.00	30.00	1.08	CONDUCTOR
13 3/8"	J-55	54.5	0.00	475.00	1.16	
9 5/8"	N-80	40.0	0.00	985.37	1.23	COMBINADA
	N-80	43.5	985.37	1487.00	1.23	
6 5/8"	N-80	24.0	0.00	1874.98	1.30	COMBINADA
	N-80	28.0	1874.98	3057.17	1.40	
	N-80	32.0	3057.17	3323.40	1.47	

4.4. Fecha de inicio y terminación de la perforación:

Del 20 de Julio de 1970 al 15 de Septiembre de 1970.

4.5. Equipo de perforación:

Equipo Permargo # 3
 Barcaza Tlaloc - I
 Clasificación 7 - 7

RADIOCOMUNICACION:

Del Campo con las oficinas generales del Distrito, se cuenta con una unidad fija de F.M. que opera con baterías de 12/16 Volts. Para la comunicación con los demás distritos y oficinas centrales de la Zona Sur, se cuenta con el sistema de Micro-ondas y Teléfonos de México.

SUMINISTRO DE AGUA:

Para el consumo de los equipos de perforación, reparación y terminación de pozos y baterías, se obtiene -- del río San Andrés mediante una línea de 6" protegida por asfaltina, tendida sobre el camino principal de acceso al Campo, de donde parten ramales de 3" a las localizaciones.

ENERGIA ELECTRICA:

Este Campo no cuenta con una subestación, la C.F.E. construyó en 1970 una línea de transmisión eléctrica de 33 Kv. que corre de la Batería Tupilco No. 2 al Campo Castarrical.

.6. Elevación del terreno y mesa rotaria:

Elevación del terreno: 1.09 m.

Elevación de la mesa rotaria: 9.61 m.

4.7. Operaciones más importantes durante la perforación del pozo Castarrical 50.

PROFUNDIDAD (M)	OPERACIONES
30	Se inició la perforación con barrena de 24".
30	Se hincó el tubo conductor de 20" a 30 m. -- (con 3 tramos T.L. Grado B).
402	Se continuó perforando con barrena de 17 1/2", se perforó de 65.0 a 80.0 m., con pérdida parcial del lodo a 300.0 y 402.0 m. respectivamente.
402	Se trató de efectuar la toma de registros geofísicos sin éxito por resistencia, se repasó perdiendo circulación parcial, con la T.P. -- franca a 85.0 m.; luego se colocó un segundo tapón de cemento con 7.5 toneladas de Cruz Azul tipo II, quedando la cima a 40.0 m.; se rebajó el cemento a 48.0 m., teniéndose pérdida de circulación.
402	Con T.P. franca a 37.0 m. se colocó el tercer tapón de cemento con 5.0 toneladas de Cruz Azul II.
475	Se rebajó puente de cemento y se metió T.R. - de 13 3/8" a 475.0 m., donde se pegó la tubería.

PROFUNDIDAD
(M)

OPERACIONES

- 1501 Con barrena de 12 1/4" se tocó tapón de cementación a 460.0 m., se probó la T.R. de 13 3/8" -- con 100 Kg/cm² satisfactoriamente y se perforó normalmente hasta 1505.0 m.; se tomaron los registros geofísicos programados y se metió T.R. de 9 5/8" a 1487.0 m. y se cementó esta a esa profundidad, teniéndose una operación normal. P.F. = 140 Kg/cm².
- REGISTROS: Registro Eléctrico: esc. 1:500
Interv. 1507 - 407 m.
- Microregistro: esc. 1:500
Interv. 1507 - 477 m.
- 3600 Con barrena de 8 5/8" se tocó el tapón de cementación a 1473.0 m., se probó la T.R. de 9 5/8" con 140 Kg/cm² satisfactoriamente y se continuó perforando normalmente hasta 3048.0 m., donde al repasar el agujero se observó una pérdida parcial de lodo a 2964.0 m., esta se controló bajando la densidad de 1.40 a 1.35 gr/cc y agregando obturante, se perforó a 3386 m. donde se observó una pérdida total de circulación, se controló nuevamente con obturante (sello automático) y se perforó hasta 3600 m.

 PROFUNDIDAD
(M)

OPERACIONES

- 3600 Se tomarón los registros geofísicos programados.
 Registro Eléctrico: esc. 1:500 de 3600 a 1491.5m.
 Microregistro: esc. 1:500 de 3599.7 a 1491.5 m.
 Arenas de interés: 3280 - 3286 m.
 3192 - 3196 m.
 3051 - 3056 m.
 2371 - 2374 m.
- 3700 De la correlación de los registros programados mencionados anteriormente, con los correspondientes de los pozos vecinos, se decidió profundizar el pozo 100 m. más, con el objeto de atravesar la arena 34 del Campo.
- 3710 Con barrena del mismo diámetro se perforó normalmente hasta 3710.0 m. y se efectuaron los registros geofísicos correspondientes.
 Al no cumplirse con el objetivo, se decidió cementar T.R. de 6.5/8" a 3323.40 m. P.F. = 140 Kg/cm². Cima teórica del cemento 2600 m. Registro de Inducción: esc. 1:500 de 3706 a 1488 m.
 Microregistro: esc. 1:500 de 3707 a 3550 m.
 Registro Sónico de Porosidad: esc. 1:500 de --
 3707 a 1490 m.

4.8. Desarrollo de las cementaciones efectuadas:

NUMERO DE CEMENTACION	OPERACION
1o.	Se hincó conductor de 20" grado B, hasta una profundidad de 30 m. con 3 tramos de T.L. Grado B.
2o.	36 tramos de T.R. 13 3/8", J-55 de 54.5 lb/pie de 0.0 a 475 m. Se cementó con 46.15 toneladas de Apasco tipo II al 40% de puzolana. Accesorios: 4 centradores EPN Se desplazó con lodo bentonítico de 1.15 gr/cc por 50 seg. marsh; se cortó el tubo conductor de 20" y cople de 13 3/8", se instaló cabezal de 13 3/8" tipo A, EPN a 12" 210 Kg/cm ² ; adaptador de 12" - 210 Kg/cm ² a 14" - 350 Kg/cm ² , -- preventor Q.R.C. 14", 350 Kg/cm ² , Hydrill 14" - 350 Kg/cm ² y conexiones superficiales. Se probaron los mismos satisfactoriamente.
3o.	86 tramos T.R. 9 5/8", grado N-80, 46 lb/pie -- de 0.0 a 985.37 m. 45 tramos T.R. 9 5/8", grado N-80, 43.5 lb/pie de 985.37 a 1487 m. Se cementó con 36.2 toneladas de Apasco Tipo II al 40% de puzolana.

NUMERO DE
CEMENTACIO

OPERACION

30. Equipo de flotación: Zapata guía Baker
Cople diferencial Halliburton.
- Accesorios: 9 centradores
21 raspadores
11 collarines tope (fabrimex)
- Se desplazó con lodo LSE de 1.30 gr/cc por 60 - seg. marsh.
- Se ancló la T.R. en sus cuñas de 9 5/8" W 12" x 9 5/8", se cortó el tubo ancla, se instaló Bone te AWF 9 5/8" y se colocó cabezal de tubería -- EPN tipo A 12" - 210 Kg/cm² a 10" - 350 Kg/cm². Se instaló adaptador de 10" a 14" - 350 Kg/cm², preventor Cameron 350 Kg/cm², Hydrill de 350 -- Kg/cm² y conexiones superficiales. Se probaron - los mismos satisfactoriamente.
40. 163 tramos de T.R. 6 5/8", N-80, 24 lb/pie ---
0 0 - 1874.98 m.
- 103 tramos de T.R. 6 5/8". N-80, 28 lb/pie --
1874.98 - 3057.17 m.
- 22 tramos de T.R. 6 5/8", N-80, 32 lb/pie ---
3057.17 - 3323.40 m.

NUMERO DE
CEMENTACION

OPERACION

4o. Se cementó con 11.65 toneladas de Apasco Tipo II 5.825 toneladas de puzolana, 58 Kg. de R-2 y 116.5 Kgs. de D-19.

Accesorios: Zapata guía
Cople diferencial Baker
40 centradores (*)

Espacio Mesa Rotaria: 8.75 m. al cabezal de --
6 5/8".

Se ancló la T.R. en sus cuñas tipo W con 76 toneladas, se cortó el tubo ancla y se instaló el cabezal de tuberías E.P.N. 10" 210 Kg/cm², a 6" 350 Kg/cm².

(*) Se recomienda ver apéndices "A" y "B".

4.9 Programa de lodos:

Las densidades promedio que se utilizaron son:

PROFUNDIDAD (cm)	DENSIDAD (gr/cc)
0 - 500	1.08 - 1.20
500 - 1500	1.20 - 1.25
1500 - 2500	1.25 - 1.30
2500 - 2800	1.30 - 1.40
2800 - 3000	1.40 - 1.45
3000 - 3200	1.45 - 1.50
3200 - 3300	1.50 - 1.55
3300 - 3600	1.55 - 1.60
3600 - 3650	1.60 - 1.70
3650 - 4000	1.70 - 1.80

4.10. Análisis y conclusiones sobre la perforación del pozo:

Durante la perforación se tuvieron problemas de pérdida parcial de fluidos de control a 48, 80, 300 y 402 m., esto fue debido entre otras causas a la poca consolidación de las arenas superficiales.

Dichas pérdidas se controlaron por medio de la colocación de tapones de cemento por circulación, mismos que permitieron la introducción y cementación de la T.R. de 13 3/8". La perforación se desarrolló en forma normal hasta la profundidad de 3048 m. donde se notó pérdida parcial de circulación, controlada bajando la densidad del lodo de 1.40 a 1.35 gr/cc y agregando obturante al mismo; se perforó a 3386.0 m. donde se volvió a

tener pérdida de circulación parcialmente y controlando el pozo de la misma forma, continuando la perforación del pozo en forma normal hasta 3600 m.

De la correlación de los Registros Eléctricos efectuados a esa profundidad con los pozos vecinos, se decidió continuar perforando hasta 3700 m., con el fin -- de atravesar la arena número 34 del Campo. Al no encontrarse dicho objetivo se cementó la T.R. 6 5/8" de explotación a 3323.4 m. con el fin de probar los cuerpos arenosos de 3280 - 3286 m., 3192 - 3196 m., 3051 - 3056 m. y 2371 - 2374 m.

4.11. Fecha de inicio y culminación de la terminación del pozo:

Del 16 de Septiembre de 1970 al 13 de Octubre de -- 1970.

4.12 Equipo de Terminación:

Se utilizó el mismo equipo usado para la perforación del pozo.

4.13. Distribución del aparejo de producción (Accesorios):

(Ver gráfica E)

Aparejo de producción sencillo a 3159.15 m., anclado con 4 toneladas de peso.

Distribución:

Extremo cola T.P. 2 3/8" 8hrr, N-80, 4.7 lb/pie
... 3240.49 m.

Niple de asiento con válvula de pie McMurry.. 3197.13m.
 Empacados Brown Boll Weevill 6 5/8" 3159.15m.
 24 - 28 lb/pie.
 Mandrill Camco KBM (obturado) 3149.28m.
 T.P. 2 3/8" 8hrr N-80, 4.7 lb/pie

4.14. Tipo de Terminación:

Se realizó una terminación simultanea de 2 horizontes sencilla con una sola tubería de producción en los intervalos que de acuerdo a los análisis de los Registros Geofísicos, presentaron mejores condiciones para su explotación, (3280 - 3286) y (3192 - 3196) m.

4.15. Conexiones Superficiales:

Arbol de válvulas: EPN 13 3/8" x 9 5/8" (210 Kg/cm²)
 x 6 5/8" x 2 3/8" (350 Kg/cm²).

Cabezal: 13 3/8" x 12" AWF, cuñas W 13 3/8" x 9 5/8"
 12" x 10" AWF, cuñas W 10 3/4" x 6 5/8".
 10" x 6" A, colgador A - HW 7" x 2 3/8"

Carrete colgador Buge Grayloc 2" con válvula de con
trapresión.

4.16. Intervalos perforados:

Con pistolas B.J. 4" se disparó el intervalo 3280 -
 3282 con 24 agujeros/m. de 12 mm.

Con pistola C.J. de 1 11/16" se disparó el intervalo
 3282 - 3286 m. con 52 Ags/m. de 8 mm.

Con pistola C.J. de 1 11/16" se redisparó el intervalo
 3280 - 3286 m.

4.17. Operaciones de Terminación del pozo:

La terminación de este pozo se inició el día 16 de septiembre de 1970.

Se instaló preventor de 6" 350 Kg/cm² y líneas superficiales de control, se efectuaron pruebas del cabezal de producción con 350 Kg/cm² y reglamentarias de las -- conexiones satisfactoriamente.

Con barrena de 5 3/8" y con escariador de 6 5/8" se metió armando, calibrando y midiendo en tensión la T.P. de 2 3/8" N-80 de 4.7 lb/pie, hasta la profundidad de - 3317.73 m., donde se tocó tapón de hule de cementación, se acondicionó lodo de 1.50 gr/cc por 55 seg. marsh y - se probó T.R. de 6 5/8" con 140 Kg/cm² satisfactoriamente.

Se efectuó el Registro Sónico de Cementación, a una escala de 1:500 de 3313.0 a 2691.0 m., encontrando la - cima del cemento a 2715.0 m. y determinando un 90% de - adherencia frente a los intervalos de interés; se tomó el Registro Radioactivo a escala 1:500 de 3318.0 a --- 2300.0 m., para afinación de los disparos.

Primera prueba de producción:

Con pistolas B.J. de 4" se disparó el intervalo 3280 - 3282 con 24 agujeros de 12 mm. Se metió probador Baker RM de 6 5/8" a 3269.0 m., se desplazó lodo de la -- T.P. por agua y se ancló; con barra de sondeo se achicó

hasta 3200 m., desalojando agua de lavado con manchas de asfalto; se cerró el pozo durante 6:00 horas, acumulando 5 Kg/cm^2 de presión; se abrió desalojando débil soplo de gas; se bajó la sonda a 3275 m. sin encontrar nivel.

Se llenó la T.P. con lodo y se desancló el probador, observándose un bache de aceite, bajando la densidad de 1.50 a 1.0 gr/cc y represionando a 21 Kg/cm^2 .

Se acondicionó el lodo, se ancló empacador a 3269 m. y se desplazó lodo de la T.P. por agua.

Con pistolas C.J. de $1 \frac{1}{16}$ " se disparó el intervalo 3282.0 - 3286.0 m., con 52 agujeros de 8 mm.; se sondeó de 200 a 3000 m. recuperándose agua de lavado.

Se efectuó el tratamiento de limpieza con 3 m^3 de ácido clorhídrico al 15% y 1050 m^3 de nitrógeno, con -- P.R. = 336 Kg/cm^2 , P.I. = 294 Kg/cm^2 , P.F. = 226 Kg/cm^2 ; se sondeó de 2465.0 a 3000 m. desalojándose ácido gastado y se observó con ligero soplo de gas y posteriormente débil flujo de aceite.

Se cerró el pozo sin acumular presión y se abrió sin fluir, se desancló el probador, se circuló inversa y se sacó.

Se metió T.P. franca a 3275 m. y se colocó tapón por circulación con 1.5 toneladas de cemento Cruz Azul al 0.5% de Poz-Lig, se esperó fraguado y se probó tapón a 3268.0 m. satisfactoriamente.

Segunda Prueba de Producción:

Se metió probador Baker R.M. y se ancló a 3181.0 m. se desplazó lodo de la T.P. por agua y con pistolas C.J. de 1 11/16" se disparó el intervalo 3192 - 3196 m., con 52 agujeros de 8 mm.

Se desplazó el agua de la T.P. con 1640 m³ de nitrógeno. Con barra de sondeo se achicó de 2511 a 2940 m. - desalojándose agua de lavado. Se efectuó tratamiento de limpieza con 3 m³ de ácido clorhídrico al 15% y 1170 m³ de nitrógeno, P.R. = 336 Kg/cm², P.I. = 294 Kg/cm², -- P.F. = 266 Kg/cm².

Con barra de sondeo se achicó de 2400 a 2960 m., recuperando ácido manchado de aceite y posteriormente a-- aceite con ácido, se circuló inversa y se sacó el probador.

Con barrena de 5 3/8" se rebajó el cemento de 3268 a 3290 m., se acondicionó el agujero revestido, se desplazó lodo por agua y se sacó.

Se metió aparejo de producción sencillo con empacador Brown a 3159.15 m., donde se ancló con 4 toneladas de peso.

Con unidad de línea se abrió mandrill Camco KBM y - se desplazó agua por la T.P. con 1360 m³ de nitrógeno, se sondeó de 2920 a 2960 m., desalojando agua manchada de aceite.

Con pistolas C.J. de 1 11/16" se redisparó el intervalo 3280 - 3286 m. y se sondeó de la superficie a 2960 m.

desalojándose agua manchada de aceite. Induciéndose -- posteriormente el pozo, fluyendo por 7/32" gas y aceite débilmente sin presión.

No se tuvieron datos iniciales de producción.

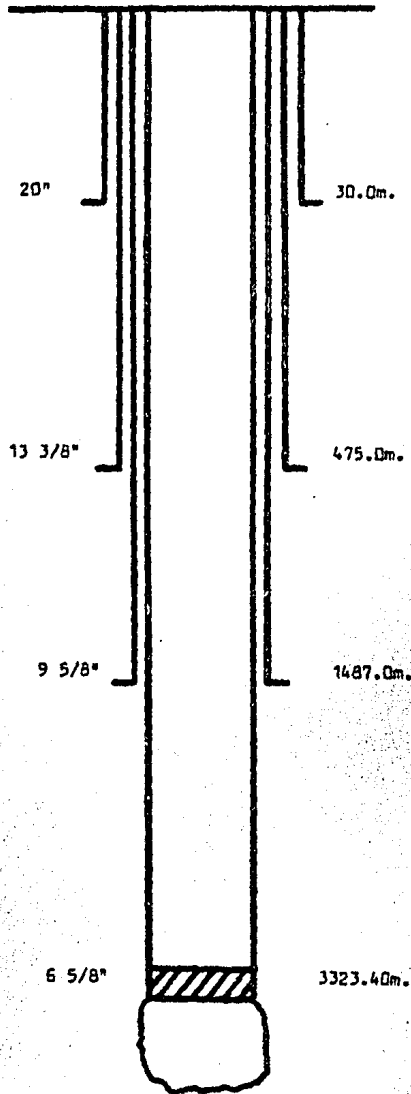
4.18. Conclusiones sobre la terminación del pozo:

Como resultado de la primera prueba de producción en el intervalo 3280-3286 m., se obtuvo recuperación de -- aceite en la superficie por estimulación con ácido de -- limpia efectuada al mismo, por lo que se decidió aislar y probar el de 3192 - 3196 m. del cual se tuvo recuperación de aceite por sondeo con nivel a 2940 m.

Por lo anterior y considerando las características -- físicas de los intervalos pendientes de prueba según -- análisis del Registro Eléctrico correspondiente, se rebajó el tapón de aislamiento y se terminó el pozo sencillo en los intervalos anteriormente mencionados, así mismo se programó la explotación de ambos en fecha poste--rior, por el sistema artificial de Bombeo Neumático.

TUBERIAS CEMENTADAS

51



ESTADO MECANICO

52

CAMPO CASTARRICAL

POZO No. 50

CONEXIONES SUPERFICIALES

EQUIPO PERMARGO # 3

FECHA 13/X/70

Árhol de válvulas EPN 1 3/8"

c.m.r. 8.75m. al cab. 6 5/8"

ULTIMA INTERVENCION _____

TERMINACION _____

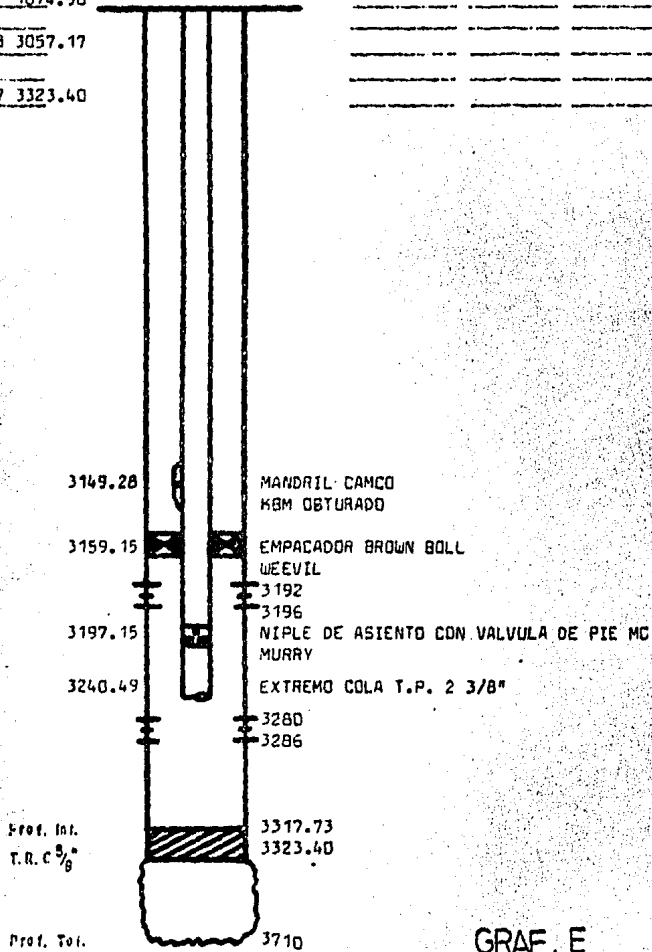
T.P. 2 3/8" N-80 4.7 lb/pié

CONEXIONES SUBSUPERFICIALES

Válvulas para D.N.

DIAM. TH. GRADO (p)	PESO (lb/ft)	DE (m)	A (m)
6 5/8" N-80	24	Q.D.	1874.98
6 5/8" N-80	28	1874.98	3057.17
6 5/8" N-80	32	3057.17	3323.40

marca	tipo	diam.
No. Válvula	Prof. (m)	Prof. 60°F



GRAF. E

5. REGISTROS TOMADOS

5. REGISTROS TOMADOS.

5.1. Tipo de Registro Geofísico y explicación de cada uno de ellos.

REGISTRO	INTERVALO (M)	METROS REGISTRADOS
Eléctrico	506 - 30	476.0
	1507 - 476.5	1030.5
	3600 - 1491.5	2108.5
Micro Registro	1507 - 477	1030.0
	3599.7 - 1491.5	2108.2
	3707 - 3550	157.0
Inducción	3706 - 1488	2218.0
Sónico de Porosidad	3707.5 - 1490	2217.5
Gamma Neutrón	3318 - 2300	1018.0
Sónico de Cementación	3313 - 2691	622.0

REGISTRO ELECTRICO:

El primer método utilizado para saber las características de las rocas mediante sus propiedades eléctricas es el R.E.; éste mide el potencial natural (SP) que se genera entre las rocas que contienen agua en contacto con el lodo de perforación.

El potencial eléctrico se grafica en función de la profundidad del pozo y es la curva que aparece en el ca

rril izquierdo del registro. La curva SP es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial Fijo en un electrodo de superficie en función de la profundidad.

La gráfica del SP marca una serie de deflexiones hacia la derecha o la izquierda, teniendo como base una línea burdamente vertical, dada por las lutitas.

Las deflexiones hacia la izquierda son negativas y - las que tienden a la derecha son positivas, ambas son - indicativas de porosidad, pero no siempre puede cuantificarse.

El potencial natural o SP se mide en milivoltios, se tendrán valores positivos como negativos en milivoltios.

La gráfica de resistividad esta constituida por tres curvas llamadas: Normal Corta, Normal Larga y Lateral o Inversa.

La curva de resistividad nos indica el contenido de fluido en tanto que el SP nos indica la permeabilidad - y litología de la roca.

MICRO REGISTRO

Se le conoce con este nombre a aquellos registros -- que se obtienen con sondas en las que los electrodos se encuentran espaciados una distancia muy corta uno de -- otro, estando además montados sobre un patín de material aislante que se mantiene presionado contra la pared del

agujero.

El objetivo principal de estos registros es la determinación de las zonas permeables y sus espesores, así como también la resistividad Rxo de la zona barrida por el filtrado del lodo. Este registro es muy útil cuando hay formaciones impermeables de alta resistividad y la curva del SP no es suficiente para lograr una interpretación eficiente; también delimita con precisión, las capas impermeables cuando estas son de poco espesor.

REGISTRO DE INDUCCION.

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

REGISTRO SONICO DE POROSIDAD.

Uno de los principales objetivos y aplicaciones de estos registros, es la obtención de la porosidad de la Formación directamente, ya que las propiedades acústicas

de la roca están íntimamente ligados con su porosidad. Lo que se mide en el registro es el tiempo, Δt , que tarda la onda acústica en recorrer, en la formación, una distancia igual a la separación entre receptores. Por lo general, en las formaciones se tienen muchas variaciones en espesores y tiempos de tránsito, el registro se caracteriza a veces por una secuencia de picos y mesetas o valles, propio del registro sónico.

REGISTROS DE RAYOS GAMMA NEUTRON.

Lo que se obtiene en este tipo de registro es la variación de intensidad de los rayos gamma de captura.

Los detectores que se usan, son capaces de eliminar los efectos de los rayos gamma provenientes de otras fuentes; aún los rayos gamma naturales y los emitidos por la fuente misma de neutrones.

La unidad API del registro neutrón-gamma se define como la milésima parte de la diferencia de lecturas entre la observada con la sonda sin fuente de neutrones, y la lectura observada cuando se le introduce en un pozo artificial de calibración de la Universidad de Houston, Texas. Dentro de su interpretación comprende la determinación de: límites de capas, litología, tipo de fluidos y porosidad.

REGISTRO SONICO DE CEMENTACION.

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

MICRO REGISTRO

CALIBRADOR DE MICRO REGISTRO
DIAMETRO AGUJERO EN PULG.

8 9 10 11 12 13 14 15

PROG: RESISTIVIDAD OHMS m²/m

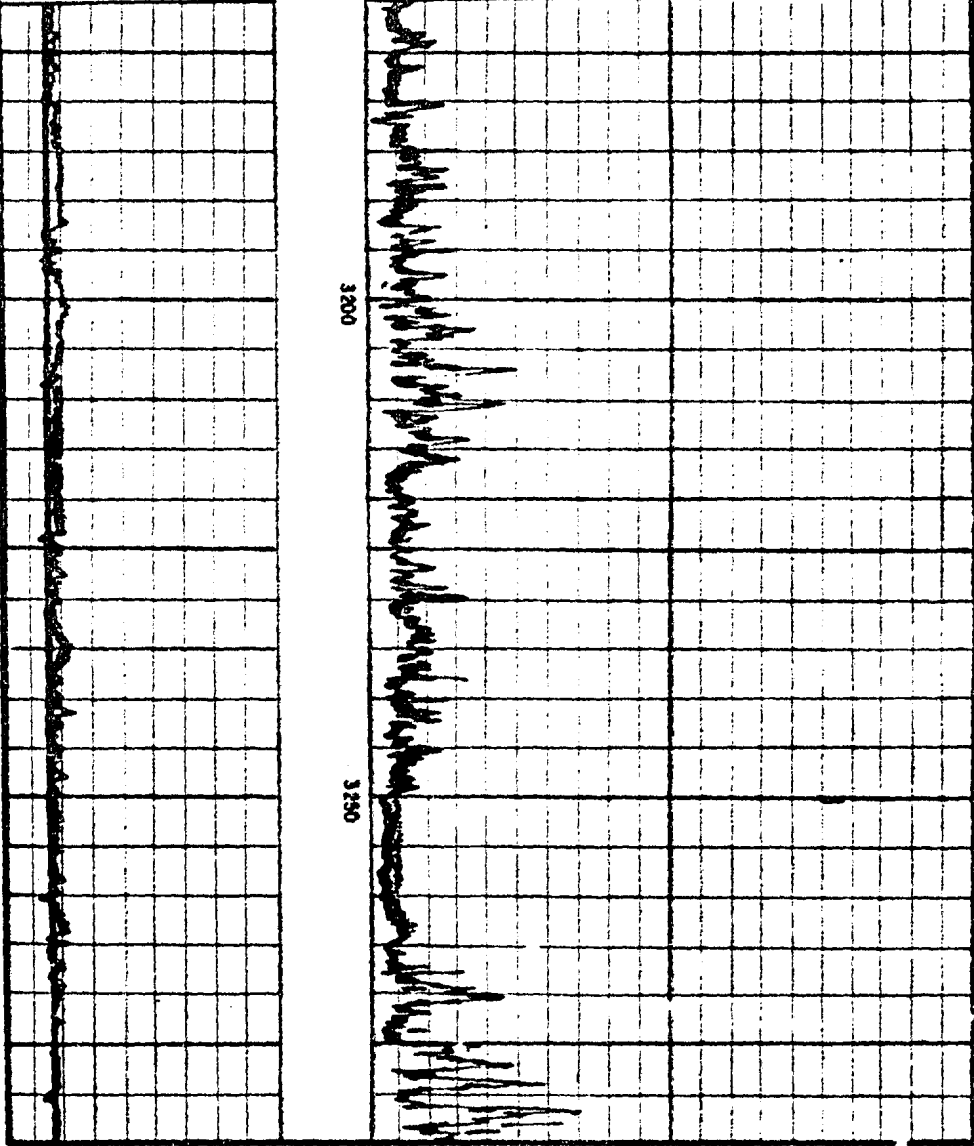
0 MICRO INVERSA 1 5

0 MICRO NORMAL 2 5

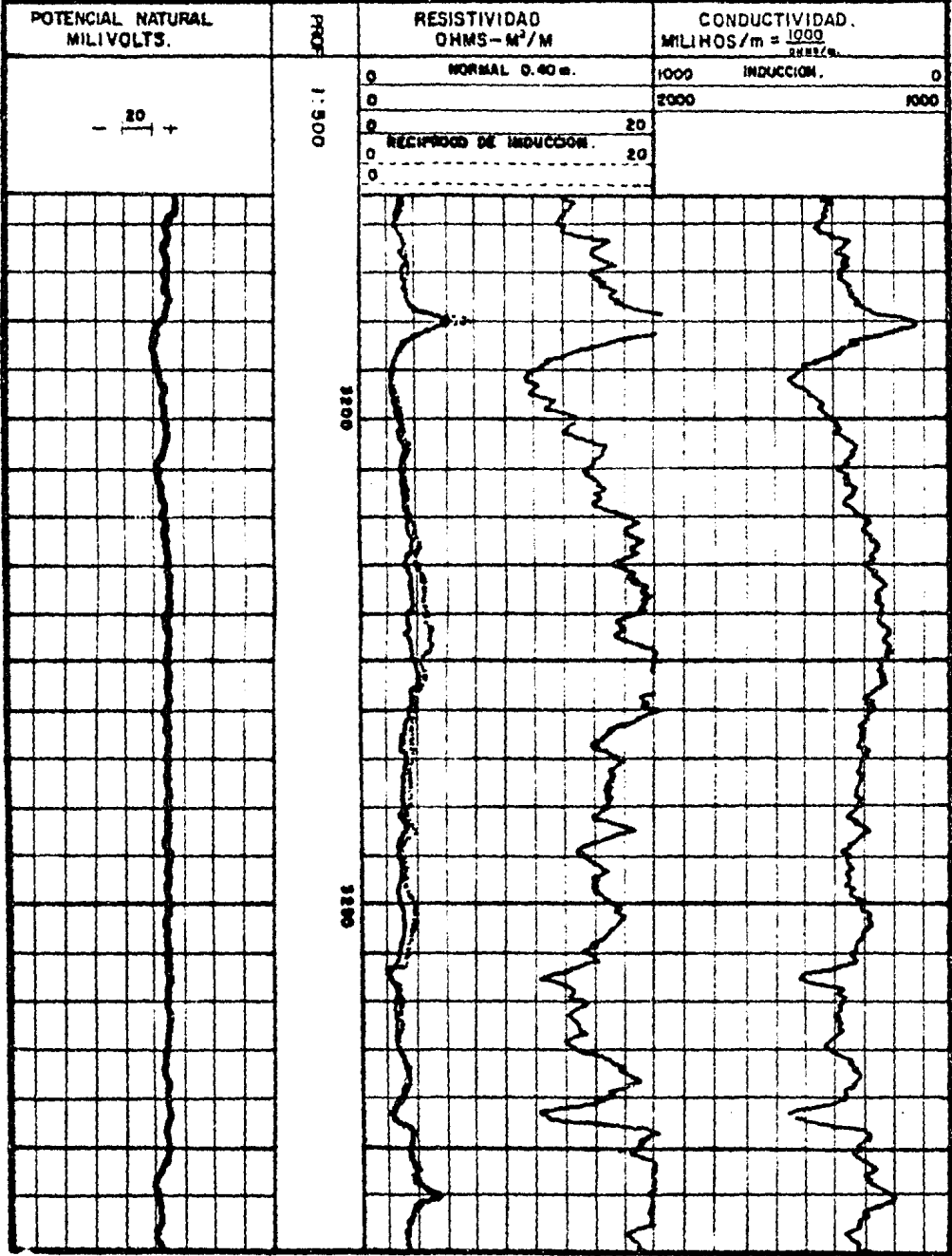
E. I. 309

3200

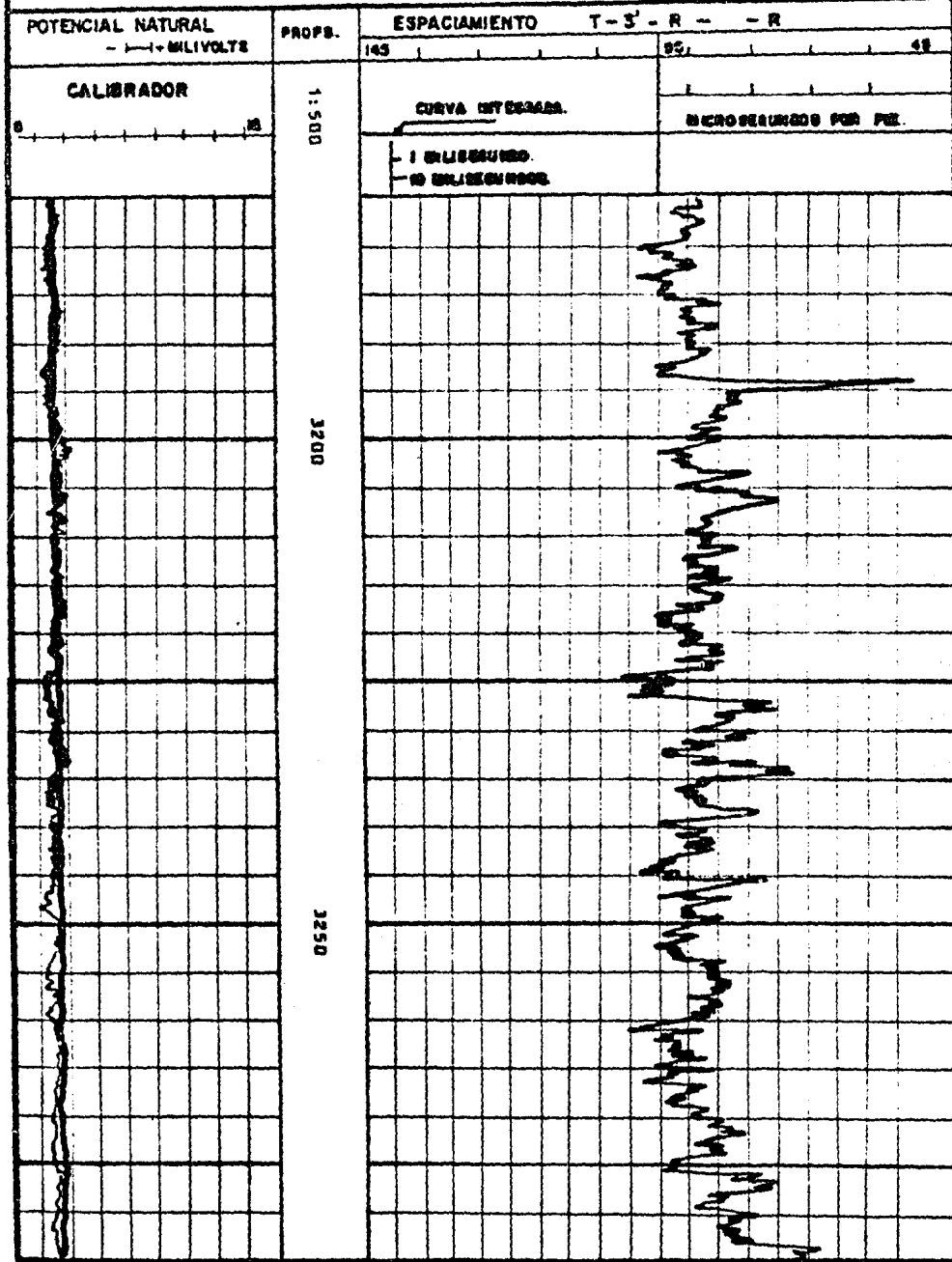
3290



REGISTRO DE INDUCCION.



REGISTRO SONICO DE POROSIDAD.

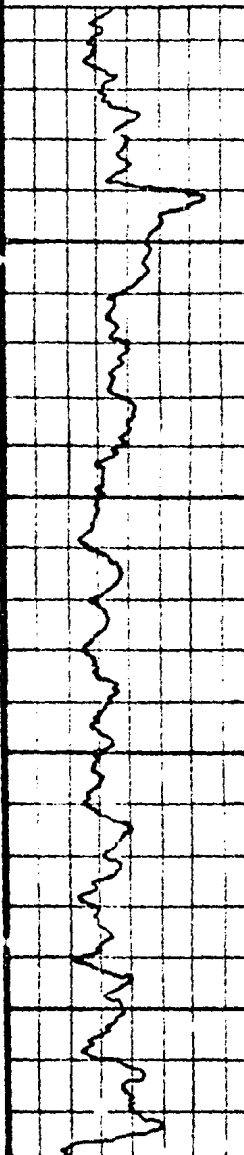


RAYOS GAMMA

CERO R. GAMMA.
← 2 DIV. A LA IZQ.

UNIDADES API

16 26



PIEDS

1 : 800

6024

6024

NEUTRON.

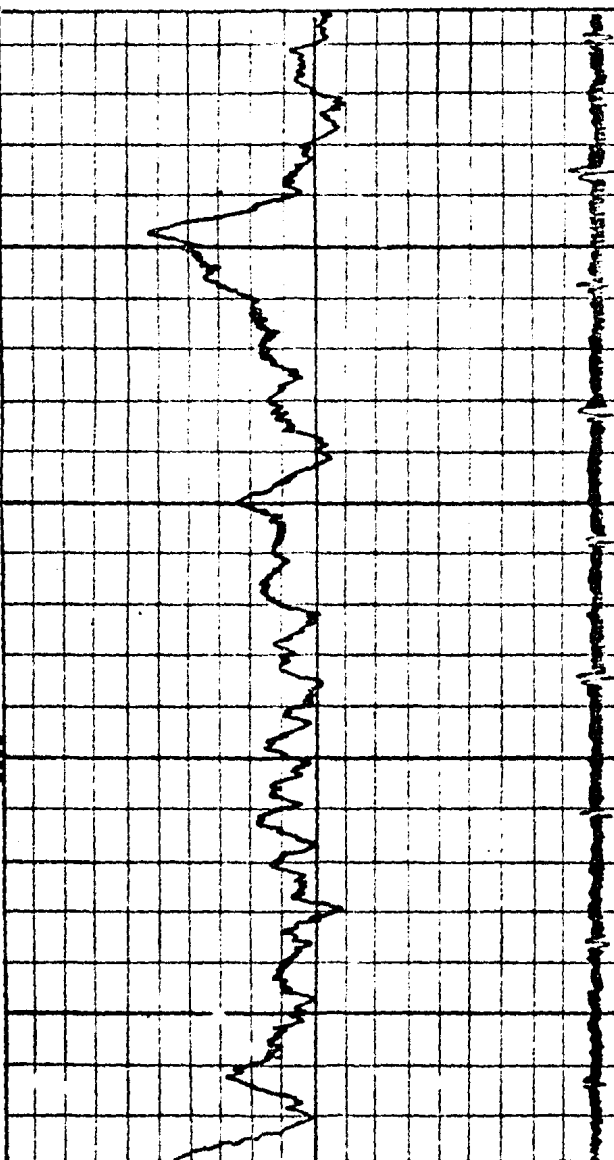
ESPACIAMIENTO = FUENTE - CONTADOR : 19.5".....18.5"

CERO NEUTRON.
← 10.5 DIV. A LA IZQ.

UNIDADES API

COPIES

420 620 1220



5.2. Resultados obtenidos de los Registros:

En las siguientes tablas se indican los resultados - obtenidos por la Compañía H. J. Gruy And Associates, -- Inc.; de los diferentes Registros tomados en el pozo -- Castarrical 50, para fines de estudio de Recuperación .

POZO 50
CAMPO CASTARRICAL
FLECCION DEL POZO: 9.60

FECHA DEL REGISTRO: 11 SEPT 1970
YACIMIENTO: ARENA 22

RUN 1, FORMATION EVALUATION

LOGS ANALYZED--- SCHLUMBERGER INDUCTION, SONIC, GR

REMARKS--- OIL SAND, NON-INVADED

RESERVOIR PARAMETERS---

CEMENTATION FACTOR = 2.00 SATURATION EXPONENT = 2.0 FM FAC CONSTANT = .69 WATER RESISTIVITY = 0.00
CUTOFF HOLE DIA. = 10.0 CUTOFF POROSITY = .09 CUTOFF SW = .55 SHALE FACTOR CUTOFF = .10

LOG, WELL, FLUID AND ROCK PARAMETERS---

TOTAL DEPTH LOGGED = 3706. BOTTOM-HOLE TEMPERATURE = 214.0 BIT SIZE = 8.63 DIA. OF INVASION = 10.0
MATRIX PROPERTIES DENSITY = 0.000 DELTA T = 55.5
FLUID PROPERTIES DENSITY = 0.000 DELTA T = 109.0
SHALE PROPERTIES DENSITY = 0.000 DELTA T = 100.0 RESISTIVITY = 2.0
MUD PROPERTIES WEIGHT = 12.00 RM = .12 RMC = .17
SHALE INDICATOR FACTORS SAND GR = .0 SHALE GR = *****
SONIC CORRECTION FACTORS CDT = 111.0

POZO 50
CAMPO CASTARNICAL
ELEVACION DEL POZO: 9.60

FECHA DEL REGISTRO: 11 SEPT 1970
YACIMIENTO: ANENA 22

RUN 1. FORMATION EVALUATION

WATER SATURATIONS ARE CALCULATED BY THE SIMANDOUX EQUATION

WELL DEPTH	GAMMA RAY	LOG SONIC	LOG READINGS SHORT NORMAL	INDUCTION	CALIPER	PCT SHALE	RT	EFFECTIVE POROSITY	WATER SATURATION
3107.00P	62.0	89.88	0.0	2.8	8.55	13.4	2.0	19.1	39.4
3108.00P	63.9	90.00	0.0	2.9	8.43	13.7	2.0	19.2	38.7
3109.00P	58.8	87.88	0.0	3.0	8.49	12.9	3.0	18.0	40.3
3109.00P	57.1	88.27	0.0	3.2	8.48	12.6	3.2	18.3	38.6
3109.00P	59.0	92.06	0.0	3.1	8.44	12.9	3.0	20.8	36.8
3170.00P	60.2	94.94	0.0	6.1	8.37	13.1	6.0	22.7	32.3
3170.00P	61.0	93.08	0.0	7.5	8.29	13.3	7.4	21.4	21.3
3171.00P	59.8	87.36	0.0	6.3	8.17	13.0	6.2	17.6	28.1
3191.00T	56.9	37.80	0.0	3.6	8.43	12.6	3.6	0.0	100.0
3192.00T	57.6	56.98	0.0	3.2	8.51	12.7	3.2	0.0	100.0
3192.00T	58.0	62.46	0.0	2.9	8.37	12.8	2.9	.7	100.0
3193.00W	58.2	76.17	0.0	2.8	8.45	12.8	2.8	10.1	72.5
3193.00P	55.6	83.55	0.0	2.4	8.19	12.3	2.4	15.2	53.6
3194.00W	54.5	82.92	0.0	2.1	8.27	12.1	2.1	14.9	59.1
3194.00W	57.2	83.92	0.0	2.1	8.46	12.6	2.1	15.4	57.0
3195.00P	64.1	86.30	0.0	2.0	8.39	13.8	2.0	16.6	53.4
3194.00P	75.5	86.09	0.0	2.0	8.57	15.6	2.0	16.0	54.7
3196.00P	80.1	88.89	0.0	2.0	8.56	16.4	2.0	17.6	49.9
3196.00P	81.4	87.01	0.0	2.0	8.58	16.6	2.0	16.3	53.2
3197.00P	76.4	88.93	0.0	2.1	8.63	15.8	2.1	17.8	48.2
3197.00P	71.1	90.05	0.0	2.2	8.73	14.9	2.1	18.0	45.1
3198.00P	71.7	89.02	0.0	2.2	8.78	15.0	2.1	18.1	46.8
3198.00P	72.1	87.62	0.0	2.2	8.82	15.1	2.2	17.1	48.4
3199.00P	70.6	93.70	0.0	2.3	8.91	14.8	2.3	21.3	38.6
3199.00P	68.1	91.25	0.0	2.2	8.86	14.4	2.2	19.8	42.4
3200.00P	66.6	91.36	0.0	2.2	8.77	14.2	2.2	17.9	42.2
3200.00P	67.1	91.81	0.0	2.5	8.68	14.3	2.5	20.2	39.9
3201.00P	67.5	90.97	0.0	2.4	8.70	14.5	2.4	19.6	41.2
3201.00P	67.3	84.66	0.0	2.5	8.73	14.3	2.5	18.4	51.3
3202.00P	65.9	83.01	0.0	2.5	8.75	14.1	2.5	14.3	54.0

POZO 50
CAMPO CASTORICAL
ELEVACION DEL POZO: 9.60

FECHA DEL REGISTRO: 11 SEPT 1970
YACIMIENTO: APENA 22

RUN 1, FORMATION EVALUATION

WATER SATURATIONS ARE CALCULATED BY THE SIMANDOUX EQUATION

WELL DEPTH	GAMMA RAY		LOG READINGS				PCI SHALE	RT	EFFECTIVE POROSITY	WATER SATURATION
	SONIC	SHOBI	NORMAL	INDUCTION	CALIPER					
J202.0+P*	66.4	90.78	0.0	2.9	8.80	14.1	2.8	19.6	37.7	
J203.0+P*	67.0	87.58	0.0	2.9	8.81	14.3	2.9	17.4	41.7	
J203.0-W-	65.0	88.65	0.0	2.9	8.85	13.9	2.9	12.8	55.8	
J204.0-W-	63.5	78.36	0.0	2.9	8.87	13.7	2.9	11.3	62.8	
J204.0-W-	59.3	79.39	0.0	2.9	8.73	13.0	2.8	12.2	59.7	
J205.0-W-	57.3	81.22	0.0	2.8	8.67	12.6	2.8	13.6	59.0	
J205.0+P*	53.6	87.04	0.0	2.7	8.46	12.0	2.7	17.7	43.6	
J206.0+P*	55.1	87.26	0.0	2.6	8.70	12.3	2.6	17.8	44.8	
J206.0+P*	55.9	87.71	0.0	2.7	8.77	12.4	2.7	18.0	47.7	
J207.0+P*	55.2	89.17	0.0	2.6	8.76	12.3	2.6	19.0	41.1	
J207.0+P*	54.7	86.62	0.0	2.8	8.71	12.2	2.8	17.3	43.7	
J208.0+P*	55.3	87.78	0.0	2.8	8.70	12.3	2.8	18.1	41.9	
J208.0+P*	56.8	87.48	0.0	2.9	8.65	12.6	2.8	17.8	42.0	
J209.0+P*	57.5	84.98	0.0	2.9	8.63	12.7	2.8	16.0	46.2	
J209.0+P*	55.7	87.70	0.0	2.8	8.59	12.4	2.8	19.4	39.2	
J210.0+P*	57.4	89.82	0.0	2.9	8.60	12.6	2.9	18.8	39.1	

SHALE-CORRECTED SUMMARY OF THE INTERVAL 3187.0 TO 3210.0 ---

NET PAY = 18.00 METERS, POROSITY = 18.3 PERCENT, WATER SATURATION = 42.2 PERCENT, SHALE = 13.7 PERCENT

WELL AVERAGES (SHALE-CORRECTED)---- NET PAY = 18.00 METERS, POROSITY = 18.3 PERCENT, WATER SATURATION = 42.2 PERCENT

POZO 50
 CAPO CASTARRICAL
 ELEVACION DEL POZO: 9.60

FECHA DEL REGISTRO: 11 SEPT 1970
 YACIMIENTO: ARENA 2B

RUN 1, FORMATION EVALUATION

LOGS ANALYZED--- SCHLUMBERGER INDUCTION, SONIC, GR

REMARKS--- OIL SAND, SLIGHTLY INVADED

RESERVOIR PARAMETERS----

CEMENTATION FACTOR = 2.00 SATURATION EXPONENT = 2.0 FM FAC CONSTANT = .67 WATER RESISTIVITY = .02
 CUTOFF HOLE DIA. = 10.0 CUTOFF POROSITY = .09 CUTOFF SW = .55 SHALE FACTOR CUTOFF = .51

LOG, WELL, FLUID AND ROCK PARAMETERS----

TOTAL DEPTH LOGGED = 3706. BOTTOM-HOLE TEMPERATURE = 214.0 BIT SIZE = 8.63 DIA. OF INVASION = 10.0
 MATRIX PROPERTIES DENSITY = 0.000 DELTA T = 55.5
 FLUID PROPERTIES DENSITY = 0.000 DELTA T = 189.0
 SHALE PROPERTIES DENSITY = 0.000 DELTA T = 100.0 RESISTIVITY = 2.0
 MUD PROPERTIES WEIGHT = 12.80 RM = .12 RMC = .17

SHALE INDICATOR FACTORS SAND GR = .0 SHALE GR = *****
 SONIC CORRECTION FACTORS COT = 111.0

POZO 50
CAMPO CASTAÑERICAL
ELEVACION DEL POZO: 9.60

FECHA DEL REGISTRO: 11 SEPT 1970
YACIMIENTO: ARENA 2A

RUN 1, FORMATION EVALUATION

WATER SATURATIONS ARE CALCULATED BY THE SIMANDOUX EQUATION

WELL DEPTH	GAMMA RAY	LOG SONIC	LOG READINGS SHDRT NORMAL	INDUCTION CALIPER	PCT SHALE	RT	EFFECTIVE POROSITY	WATER SATURATION	
3271.0-W- 51.6		85.48	0.0	1.0	8.64	11.7	1.0	16.7	56.1
3272.0-W- 57.6		89.46	0.0	2.0	8.56	12.7	2.0	19.1	46.8
3272.0-W- 60.8		93.15	0.0	2.5	8.68	13.2	2.5	21.4	37.4
3273.0-W- 58.4		93.75	0.0	2.9	8.70	12.8	2.8	22.0	33.9
3273.0-W- 51.6		87.43	0.0	3.5	8.73	12.0	3.5	17.9	37.4
3274.0-W- 51.2		82.70	0.0	3.5	8.75	11.6	3.5	14.9	45.0
3274.0-W- 54.1		82.33	0.0	3.4	8.72	12.1	3.4	14.5	46.5
3275.0-W- 55.9		77.54	0.0	3.3	8.69	12.4	3.2	11.2	60.7
3275.0-W- 57.1		82.27	0.0	3.2	8.65	12.6	3.2	11.3	48.6
3276.0-W- 57.6		85.07	0.0	3.1	8.63	12.7	3.1	16.1	43.8
3276.0-W- 54.5		84.71	0.0	3.3	8.59	12.1	3.2	16.1	43.1
3277.0-W- 53.4		85.93	0.0	3.4	8.58	12.0	3.4	16.9	48.0
3277.0-W- 50.2		84.34	0.0	3.6	8.59	11.4	3.6	16.0	41.4
3278.0-W- 48.9		81.84	0.0	3.6	8.65	11.2	3.6	14.4	45.9
3278.0-W- 47.3		79.03	0.0	3.5	8.66	10.9	3.5	12.6	52.9
3279.0-W- 46.3		82.43	0.0	3.7	8.52	10.7	3.7	15.0	43.6
3279.0-W- 49.7		84.24	0.0	4.2	8.47	11.3	4.2	16.0	38.2
3280.0-W- 52.5		83.10	0.0	4.7	8.54	11.8	4.6	15.1	38.0
3280.0-W- 61.1		80.02	0.0	5.1	8.69	13.3	5.0	12.6	42.5
3281.0-W- 61.9		75.16	0.0	4.6	8.70	13.4	4.6	9.2	59.2
3281.0-W- 63.6		73.43	0.0	3.3	8.65	13.7	3.3	8.0	80.2
3282.0-W- 62.2		79.85	0.0	3.3	8.64	13.5	3.2	12.4	54.4
3282.0-W- 57.8		82.20	0.0	3.2	8.69	12.7	3.2	14.2	48.8
3283.0-W- 57.3		85.84	0.0	3.2	8.72	12.6	3.2	16.1	43.2
3283.0-W- 58.3		80.63	0.0	3.0	8.67	12.8	3.0	13.1	54.0
3284.0-W- 58.8		80.78	0.0	2.8	8.53	12.9	2.8	13.2	56.0
3284.0-W- 60.2		85.76	0.0	2.9	8.70	13.1	2.9	16.3	43.9
3285.0-W- 60.4		84.89	0.0	2.9	8.70	13.2	2.9	15.9	45.5

POZO 50
CAMPO CASTARHICAL
ELEVACION DEL POZO: 9.60

FECHA DEL REGISTRO: 11 SEPT 1970
YACIMIENTO: APENA 2A

RUN 1, FORMATION EVALUATION

WATER SATURATIONS ARE CALCULATED BY THE SIMANDOUX EQUATION

WELL DEPTH	LOG READINGS					PCT SHALE	RT	EFFECTIVE POROSITY	WATER SATURATION
	GAMMA RAY	SONIC	SHORT NORMAL	INDUCTION	CALIPER				
3285.0+P	62.0	85.44	0.0	3.1	8.52	13.4	3.1	16.2	43.4
3286.0+P	66.0	86.02	0.0	3.2	8.87	14.1	3.2	16.4	42.1
3286.0+P	65.3	84.48	0.0	2.8	8.84	14.0	2.8	15.4	48.0
3287.0+P	62.1	86.01	0.0	2.7	8.83	13.4	2.7	16.6	49.6
3287.0+P	62.5	89.43	0.0	2.7	8.79	11.8	2.7	19.4	39.8
3288.0+P	49.4	89.37	0.0	2.7	8.77	11.3	2.7	19.5	39.7
3288.0+P	41.4	87.87	0.0	2.6	8.68	9.8	2.6	18.9	42.0
3289.0+P	36.6	86.61	0.0	2.4	8.62	8.9	2.4	18.3	45.8
3289.0+P	37.6	89.42	0.0	2.5	8.61	9.1	2.5	20.2	40.9
3290.0+P	38.2	92.41	0.0	2.5	8.62	9.2	2.5	22.1	37.3
3290.0+P	37.2	89.44	0.0	2.5	8.65	9.4	2.5	20.1	40.3
3291.0+P	38.4	91.98	0.0	2.6	8.66	9.3	2.6	21.8	36.7
3291.0+P	38.4	92.48	0.0	2.8	8.51	9.3	2.8	22.2	35.8
3292.0+P	39.6	90.71	0.0	2.9	8.54	9.5	2.8	20.9	36.5
3292.0+P	39.2	79.39	0.0	2.6	8.60	9.4	2.6	13.3	59.2
3293.0+P	37.6	83.19	0.0	2.5	8.62	9.1	2.5	15.9	51.5
3293.0+P	33.4	87.84	0.0	2.2	8.65	8.3	2.1	18.8	47.3
3294.0+P	31.7	88.11	0.0	2.0	8.67	8.0	2.0	19.6	47.3
3294.0+P	29.4	95.76	0.0	2.4	8.69	7.6	2.4	24.9	34.2
3294.0+P	29.2	98.42	0.0	2.5	8.70	7.5	2.5	26.7	30.9
3295.0+P	28.6	92.99	0.0	2.5	8.68	7.4	2.5	23.1	35.7
3296.0+P	29.0	90.63	0.0	2.5	8.67	7.4	2.5	21.5	39.0
3296.0+P	30.4	90.41	0.0	2.3	8.63	7.7	2.3	21.8	40.6
3297.0+P	30.7	92.61	0.0	2.2	8.65	7.8	2.2	22.7	38.7
3297.0+P	30.6	92.19	0.0	2.3	8.67	7.8	2.3	22.5	38.3
3298.0+P	30.5	91.65	0.0	2.3	8.68	7.8	2.3	22.1	39.1
3298.0+P	30.4	93.87	0.0	2.4	8.70	7.7	2.4	23.6	36.1
3299.0+P	30.3	94.64	0.0	2.3	8.70	7.7	2.3	24.1	35.9
3299.0+P	30.1	91.41	0.0	2.2	8.67	7.7	2.2	21.9	40.1
3300.0+P	30.0	94.68	0.0	2.2	8.65	7.7	2.2	24.1	36.6

WELL NO
CAMP: CASTAÑUELA
ELEVACION DEL POZOS 3.60

FECHA DEL REGISTRO: 11 SEPT 1970
YACIMIENTO: AREA 24

RUN 1, FORMATION EVALUATION

WATER SATURATIONS ARE CALCULATED BY THE STANBROOK EQUATION

WELL	---	LOG READINGS	---	PCI		EFFECTIVE	WATER
DEPTH	---	---	---	---	---	POROSITY	SATURATION

SHALF-CORRECTED SUMMARY OF THE INTERVAL 3271.0 TO 3300.0 ---

NET PAY = 26.00 METERS, POROSITY = 10.5 PERCENT, WATER SATURATION = 41.9 PERCENT, SHALF = 10.6 PERCENT

WELL AVERAGES (SHALF-CORRECTED)--- NET PAY = 26.00 METERS, POROSITY = 10.5 PERCENT, WATER SATURATION = 41.9 PERCENT

5.3. Análisis de los Registros Eléctricos del pozo Castarri-- cal 50.

1	Intervalo (m)	3191-3195	3050-3059	2370-2375	3275-3290
2	Rm@T.S.	0.34 @ 44	0.30@44	0.30@44	0.30@44
3	T. Form	77.8°C	76.5°C	69.2°C	78.8°C
4	Rm@T.F.	0.20	0.205	0.22	0.20
5	Rmf@T.F.	0.11	0.115	0.125	0.11
6	Rxo	5.0	3.0	2.9	2.55
7	PSP	-10	-10	-13	-10
8	Rw@T.F.	0.055	0.056	0.060	0.055
9	Rmf/Rw	2.0	2.05	2.08	2.0
10	Log (Rmf/Rw)	0.30	0.312	0.319	0.30
11	K@T.F.	81.0	80.8	79.7	81.1
12	SSP = (10)(11)	24.3	25.3	25.4	24.3
13	RT	6.0	3.58	4.0	4.0
14	Rxo/Rt	0.835	0.837	0.726	0.038
15	$\frac{1}{2} = \frac{SSP}{2PSP}$	1.21	1.265	0.978	1.21
16	(14) ⁽¹⁵⁾	0.804	0.798	0.731	0.58
17	(9) ^{0.5}	1.41	1.43	1.44	1.41
18	A=(16)/(17)	0.572	0.559	0.508	0.413
19	1.368 x A	0.783	0.765	0.695	0.567
20	2.368 x A	1.796	1.809	1.860	1.955
21	S'v=(19)/(20)	0.436	0.423	0.375	0.290
22	Rsh	2.0	2.0	1.5	2.0

23	Rsh/Rt	0.333	0.559	0.375	0.500
24	Rt/Rxo	1.20	1.19	1.38	1.57
25	$1/\alpha = \text{SSP/PSP}$	2.42	2.14	1.936	2.42
26	(24) ⁽²⁵⁾	1.61	1.454	1.864	2.98
27	(26) - (24)	0.41	0.264	0.484	1.41
28	(26) - 1	0.61	0.454	0.864	1.98
29	(27) - (28)	0.672	0.581	0.560	0.712
30	$P = (29)(23)$	0.224	0.325	0.210	0.356
31	1 - P	0.776	0.675	0.790	0.644
32	Rxo/Rmf	45.5	26.0	23.2	23.1
33	Rxo/Rsh	2.5	1.5	1.93	1.275
34	(33) - (30)	0.56	0.486	0.405	0.455
35	1 - (34)	0.44	0.514	0.593	0.545
36	(31)/(35)	1.76	1.31	1.33	1.18
37	$(\text{Sw}/A)^2$	0.58	0.572	0.548	0.493
38	$\text{FAL} = \frac{(32)(36)}{(37)}$	46.40	19.50	16.90	13.50
39	(38) ^{0.465}	5.97	3.98	3.73	3.36
40	$\emptyset \text{ AL} = \frac{0.801}{(39)}$	0.1345	0.201	0.214	0.238
41	$\emptyset \text{ AS} = \frac{\emptyset \text{ AL}}{(1 - P)}$	0.105	0.1355	0.169	0.154
42	ESPESOR NETO (M)	2.60	4.10	4.80	5.00

6. REPARACIONES

6. REPARACIONES.

6.1. Reparación Menor No. 1

Se intervino en Reparación Menor del 23 al 25 de febrero de 1972, se recuperó aparejo sencillo fluyente, - se efectuó viaje de limpieza hasta, la profundidad interior y se metió aparejo con niple de asiento, válvula - de pié y 7 válvulas para inyección de gas, en enero de 1979 se tomó un Registro de Presión de Fondo Cerrado, - resultando de 308.1 Kg/cm^2 con nivel de aceite de 783 m y nivel de agua de 1641 m.

Producción Acumulativa = 91 m^3 .

Por lo anteriormente expuesto, se consideró conveniente aislar los intervalos abiertos, por considerarlos de baja permeabilidad, ya que aún después de haber sido estimulados, su aportación fue nula.

Cuenta con otros intervalos pendientes de probarse - como son:

Intervalo 3050 - 3056 m. Arena 20

Esta arena aparece en los pozos 51 y 52 en el mismo y en diferente bloque y en ninguno de los dos se encuentra abierto, por lo que no se tienen datos de su contenido, pero de acuerdo a sus características por Registros Geofísicos, se creyó conveniente efectuar pruebas de producción.

Intervalos 2967 - 2700 y 2370 - 2375 Arenas s/n.

Estas arenas se encuentran sin probar en ninguno de los pozos vecinos del bloque, como sucede con la arena anterior número 20, por lo que no se tienen datos de -- producción en ninguno de ellos, por lo tanto se propuso probarlos para definir su contenido de hidrocarburos.

ESTADO DE OBRAS

78

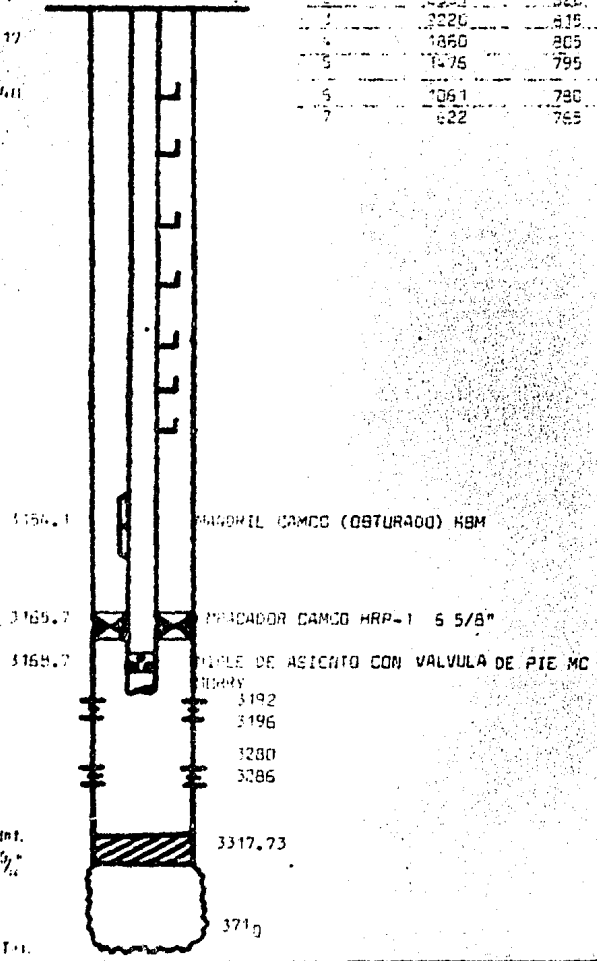
CAMPO CASABICAL FOTO N.º 50
 EQUIPO FECHA 25/11/72
 ÚLTIMA INTERVENCIÓN RHM

CONVENIO
 Criterio de selección EPN 133/2"
 C.A.M. 3.75m al cap. 6 5/8"
 T.D. 2 3/8", N-80, 4.7 lb/pié

CONDICIONES DE LA TUBERÍA
 Válvulas para B.S.

Diámetro	N.º	Prof. Int.	Prof. Ex.
6 5/8" N-80	24	0.6	1076.04
6 5/8" N-80	20	1674.38	3057.17
6 5/8" N-80	32	3057.17	3223.40

N.º	Diámetro	Prof. Int.	Prof. Ex.
1	2728	815	
2	2561	820	
3	2220	815	
4	1860	805	
5	1475	795	
6	1061	780	
7	622	765	



Prof. Int.
 r.p. 6 5/8"
 Prof. Ex.

6.2. Reparación Mayor No. 1

6.2.1. Objetivo:

Aislar los intervalos abiertos por considerar los de baja permeabilidad y efectuar prueba de producción a los intervalos 3050 - 3059 m. y -- 2697 - 2700 m. Terminando el pozo con aparejo -- sencillo de Bombeo Neumático en el primero que -- resulte productor de aceite.

6.2.2. Estado del Pozo:

6.2.2.1. Mecánico:

EMR al cabezal de 6 5/8" 8.75 m.

DIAMETRO (Pulg)	GRADO	PESO (lb/pie)	DE (m)	A (m)
6 5/8	N-80	24	0.00	1874.98
6 5/8	N-80	28	1874.98	3057.17
6 5/8	n-80	32	3057.17	3323.40

Profundidad interior: 3317.73 m.

Tapón de: Cementación

Aparejo de producción: Sencillo de Bombeo Neumático. (*)

Empacador Camco HRP - I de 6 5/8" a 3165.7 m.

Accesorios: Mandrill Camco KBM (obturado) a -- 3154.1 m.

(*) Se recomienda ver apéndice "C".

Accesorios: Niple de asiento con válvula de pie
McMurry a 3168.7 m.

7 válvulas para inyección de gas (*)

T.P. 2 3/8" 8 Hrr N-80 4.7 lb/pie

Instalaciones Superficiales:

Arbol de válvulas: 13 3/8" x 9 5/8" x 6 5/8" x -
2 3/8" E.P.N.

6.2.2.2. Horizontes con posibilidades de producción:

FORMACION		SW	Ø	RESERVA
CIMA	BASE	%	%	(m ³)
3050	3059	0.42	0.23	s/o
2370	2375	0.38	0.25	s/o
2967	2700	sin calcular		

6.2.3. Operaciones:

NO. DE OPERACION	OPERACION
1	Con unidad de línea de acero recuperó obturador del mandrill Camco KBM a 3154 m., controló con agua salada de 1.03 gr/cc y recuperó aparejo de producción sencillo de Bombeo Neumático.

(*) Se recomienda ver apéndice "D".

NO. DE
OPERACION

OPERACION

- 2 Bajó T.P. de 2 3/8" 8Hrr. Franca a 3120 m. y colocó tapón de cemento por circulación, dejando la cima a 3100 m., probando con presión y peso, satisfactoriamente.
- 3 Metió probador y ancló a 3030 m. y disparó - afinando con el Registro Gamma Neutrón el intervalo 3050 - 3056 m. con pistolas C.J. de 1 11/16" con 23 agujeros de 8 mm. y efectuó prueba de producción.
- 4 Controló el pozo recuperando probador y terminó con aparejo sencillo de Bombeo Neumático, quedando distribuido de la siguiente forma:
- Empacador Baker R-3, 6 5/8"
24 - 28 lb/pie 3020m.
Camisa D Camco (cerrada) 3010m.
6 Válvulas Camco CP - 21
- 5 Instaló conexiones superficiales de control y conectó inyección de gas, observando funcionamiento del aparejo.
- No fluyó por problemas en las instalaciones superficiales.

ESTADO MECANICO

82

CAMPO CASARRICAL

POZO No. 50

EQUIPO _____

FECHA 30/VIII/80

ULTIMA INTERVENCION _____ RME

CONEXIONES SUPERFICIALES

árbol de válvulas EPN 13 3/8"

o.m.r. 8.75m. al cab. 6 5/8"

T.P. 2 3/8" N-80. 4.7 lb/plé

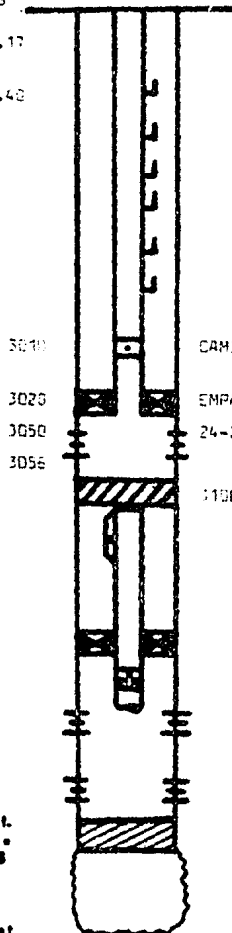
CONEXIONES SUBSUPERFICIALES

Válvulas para 8.8"

marco Camco tipo CP 27 diam.

DIAM.TR. (pg)	GRADO	PESO (lb/plé)	DE (m)	A (m)
65/8"	N-80	24	0.0	1874.98
65/8"	N-80	25	1874.98	3057.17
65/8"	N-80	32	3057.17	3323.40

No. Válvula	Prof. (m)	Pes. 80°F
1	2307	695
2	2020	700
3	1703	710
4	1379	730
5	1015	740
6	559	750



CAMISA DESLIZABLE CAMCO

EMPACADOR R-3 6 5/8"

24-28 lb/plé

1100 TAPON

Prof. Int.
T.R. 8 5/8"

Prof. Tot.

7. DATOS DE PRODUCCION

7. DATOS DE PRODUCCION

7.1. Producciones:

ARENA 22 "YACIMIENTOS III"
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COMALCALCO - ZONA SUR
 08/ 31/ 80

POZO	MECANISMO	FECHA	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
			ACEITE (BBLs)	GAS (MCF)	AGUA (BBLs)	ACEITE (BBLs)	GAS (MCF)	AGUA (BBLs)
50	BN	73-07	492	261	0	492	261	0

ARENA 28 "YACIMIENTOS I"
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COMALCALCO - ZONA SUR
 08/ 31/ 80

POZO	MECANISMO	FECHA	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
			ACEITE (BBLs)	GAS (MCF)	AGUA (BBLs)	ACEITE (BBLs)	GAS (MCF)	AGUA (BBLs)
50	BN	73-07	80	42	0	80	42	0

7.2. Líneas de Recolección de Aceite:

Se cuenta con tubería instalada de 3 pulgadas de diámetro que van de los pozos a la Batería No. 1 del Campo Castarrical.

7.3. Batería de Recolección:

Se encuentra instalada entre los pozos 8 y 10; la Batería consta de:

10 separadores de prueba

10 separadores de grupo

1 separador rectificador

10 tanque de prueba de 500 Bls. c/u.

7.4. Tanques de Almacenamiento:

Se dispone de 2 tanques de almacenamiento con capacidad de 10 000 Barriles cada uno.

7.5. Oleoducto:

Para transportar el aceite producido del Campo, se dispone de un oleoducto de 6 pulgadas de diámetro y 6 Km. de longitud, que corre hasta el entronque con el oleoducto de 8 pulgadas que va de la Batería Tupilco No. 2 a la Batería Tupilco No. 1, el cual se encuentra protegido mecánica y catódicamente. Se dispone de un oleoducto auxiliar de 6 pulgadas de diámetro que corre en la dirección del camino principal de acceso al Campo.

**8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
GENERALES**

8. CONCLUSIONES FINALES.

En la columna estratigráfica atravesada por este pozo se observa que los cuerpos arenosos encontrados hasta -- los 1500 m., presentan condiciones similares a los encontrados en otros pozos del campo. De esta profundidad hasta la total, las arenas se presentan con valores muy bajos en la curva del potencial del registro eléctrico que pueden deberse al incremento de arcillosidad notado en -- los pozos situados hacia el N.E. del campo o bién a que esta curva esta afectada por el obturante que se utilizó en el lodo.

Se efectuó registro eléctrico a la profundidad pro---gramada de 3600 m., encontrando en su correlación con el pozo No. 44 que en la parte más profunda, el pozo No. 50 estaba en una posición 130 m. más baja: en el mismo, aparecieron con interés los intervalos 3280 - 3282 m., --- 3192 - 3196 m., 3051 - 3056 m. y 2371 - 2374 m., además se determinó profundizar a 3710 m., para atravesar la a--rena No. 34, la cual se consideró con posibilidades de -acumulación de hidrocarburos, misma que apareció invadi--da.

Las características de las arenas encontradas con acumulación de hidrocarburos, no son muy promisorias comparativamente con las correspondientes en otros pozos del campo Castarrical, sin embargo se consideró que la pro--ducción que podía esperarse justificaba la introducción

de la T.R. de 6 5/8" a 3325 m. No obstante lo anterior, en virtud de que en el campo la acumulación de hidrocarburos se encuentra localizada en bloques entre fallas, se considera que puede continuar su desarrollo hacia el Este.

- 1.- La geología del Campo Castarrical es muy compleja debido al gran número de fallas existentes.
- 2.- Dichas fallas cortan severamente las arenas creando, por lo general, bloques de poco volumen.
- 3.- Las arenas más someras son las más afectadas por las fallas. A mayor profundidad, las fallas empiezan a desaparecer dejando arenas petrolíferas de mayor extensión.
- 4.- Según criterios generales establecidos para proyectos de inyección de agua se ha determinado que existen 7 yacimientos que se consideran como candidatos para ser sometidos a dicho proceso:

Yacimiento 20 - I

Yacimiento 22 - I

Yacimiento 22-A - II

Yacimiento 26 - I

Yacimiento 26 - III

Yacimiento 31 - I

Yacimiento 34-A - II

- 5.- Según la interpretación geológica, existen en el Campo Castarrical 23 arenas de interés que contienen 93 yacimientos con aceite.

6.- En muchos casos el número de pozos no es suficiente para lograr un buen control geológico y para definir los límites de los yacimientos. Por esta razón, muchos yacimientos probablemente son más grandes que lo indicado por los planos de isopacas.

Una causa del decremento de presión en los pozos y de la productividad del Campo puede deberse al tipo de aceite característico del Campo Castarrical, que se clasifica de BASE PARAFINICA. Se han analizado muestras de este aceite en el laboratorio del Departamento de Producción y por parte del Departamento de Ingeniería Petrolera (local) ordenándose el análisis de compatibilidad de ácido (HCL) de muestras de aceite de estos pozos, determinándose la precipitación de asfaltenos, que son diluidos posteriormente agregando un solvente como aditivo.

En los pozos sucede que la parafina obtura los orificios de drene y en la tubería de producción se forman costras hasta de 1000 m. arriba de los disparos que por condensación se va acumulando hasta obturar la T.P. por completo.

RECOMENDACIONES GENERALES SOBRE EL CAMPO CASTARRICAL.

Las siguientes recomendaciones se hacen para los pozos del campo Castarrical en general:

- 1.- Eliminar la producción mezclada simultanea en los pozos, especialmente en aquellos que producen de los yacimientos que son candidatos a inyección de agua.
- 2.- En todo pozo nuevo que se perfore en el Campo Castarrical, se debe obtener información adicional, por medio de:
 - * Juego completo de registros de resistividad y porosidad.
 - * Levantamiento de presión inmediatamente después de la terminación.
 - * Toma de muestras de pared para calibrar los registros de porosidad.
- 3.- Obtener la distribución de fluidos (aceite y agua) en los pozos productores por medio de registros de producción como medidores empacados de flujo, medidor de flujo continuo, gradiomanómetro, etc.
- 4.- Análisis del tipo de aceite.
- 5.- Compatibilidad con los fluidos de estimulación.

APENDICES

APENDICE "A"

CARACTERISTICAS DEL TIPO DE CEMENTO Y ADITIVOS EMPLEADOS EN LA CEMENTACION DEL POZO.

La cementación de un pozo, es el proceso de mezclar cemento con agua formando una lechada, que será bombeada a través de la tubería de revestimiento y que es depositada en el espacio anular, formado por la tubería y la pared del agujero.

Dos son las funciones principales de una cementación primaria:

- Controlar o nulificar el movimiento de fluidos; gas, aceite o agua, de tal manera que no ocasionen problemas durante la perforación y terminación del pozo.
- Proporcionar soporte a las tuberías por medio de la adherencia de estas y el agujero.

En adición al aislamiento de las zonas productoras de gas - aceite y agua, también tiene las siguientes funciones:

- Proteje a la T.R. de la corrosión.
- Proporciona una base firme para el soporte del equipo de seguridad en la superficie.
- Sella o aísla zonas de pérdida de circulación.

La materia prima básica utilizada para la manufactura del cemento es el carbonato de calcio de las calizas y los silicoaluminatos.

La mezcla de estos materiales es fundida a temperaturas de 2600°F - 3000°F en hornos rotatorios y el material obtenido se conoce con el nombre de "Clinker del cemento"; una vez enfriado se pulveriza y se mezcla con una cierta cantidad de yeso en proporción de 1.5% a 3%, el cual controla el tiempo de fraguado.

El cemento utilizado en las operaciones de este pozo fue el Cruz Azul tipo II (que es similar al B de la clasificación API). Su principal uso es el siguiente:

Se emplea desde la superficie hasta la profundidad de -- 1830 m. (6000 pies). Se requiere que sea resistente a la acción de los sulfatos en concentraciones moderadas y elevadas.

Aplicación de este cemento:

CLASIFICACION	AGUA REQUERIDA (LTS/SACO)	DENSIDAD DE LA LECHADA (GR/CM ³)	PROFUNDIDAD (M)	TEMPERATURA ESTATICA (°C)
B (portland)	23.36	1.87	0-1830	26.6-76.7

Las lechadas de cemento puro, preparadas de la clase B, empleando la cantidad de agua recomendada, tendrá una densidad promedio de 1.80 gr/cc. Muchas formaciones no soportarán grandes columnas de cemento de esta densidad. Como consecuencia, existen aditivos para reducir la densidad. Los aditivos también ayudan a que las lechadas sean más baratas, aumentando el rendimiento y a veces disminuyen la pérdida del filtrado.

La densidad de la lechada puede reducirse agregando agua, sólidos de baja densidad o añadiendo ambos.

Los materiales que se usan comunmente en los cementos, - como aditivos ligeros, se muestran en la tabla siguiente en - orden de efectividad general:

RESUMEN DE ADITIVOS DE CEMENTO LIGERO:

<u>Tipo de Material</u>	<u>Cantidad empleada en general</u>
Bentonita	del 2 al 16 por ciento
Cemento con mezcla de Bentonita	
Cemento de bentonita prehidratada	
Cemento de bentonita modificada	
Cemento salado de alto gel	10, 20, 30 o 40 por ciento
Gilsonita	de 1 a 50 lb. por s. de cemento.
Carbón	de 5 a 50 lb. por s. de cemento.
Perlita expandida	de 5 a 20 lb. por s. de cemento.
Nitrógeno	del 0 al 70 por ciento (dependiendo de la densidad, la temperatura y la presión).
<u>Otros</u>	
Puzolana artificial (cenizas volátiles)	74 lb. por s. de cemento
Cemento puzolana-bentonita	Variable
Silicato de Sodio	de 1 a 75 lb. por s. de cemento.

En las operaciones realizadas en este pozo se utilizó
pozolana como aditivo principal.

APENDICE "B"

PROCEDIMIENTO PARA LA COLOCACION Y USO DE CENTRADORES, RASPADORES Y COLLARINES.

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

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

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

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

T.R. Rango 2:

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

$$\text{Raspadores} = 2N + 2$$

T.R. Rango 3:

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

$$\text{Raspadores} = 3N + 1$$

donde N es el número de tramos por cubrir.

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

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

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

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

APENDICE "C"

SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO.

DEFINICION: Este sistema utiliza la energia contenida en el gas de inyección en forma de presión, que al penetrar en la tubería de producción eleva los fluidos producidos hasta la superficie.

Existen dos formas de lograr este objetivo siendo su mecánica completamente diferente.

1. Inyección de gas continua.

En este método el propósito de inyectar gas a la columna de fluidos del pozo es que esta se haga menos densa y con una presión menor del yacimiento lleguen los fluidos a la superficie.

2. Inyección intermitente.

Este método se aplica a pozos de baja presión de fondo - fluyendo y poca aportación de hidrocarburos. La mecánica consiste en permitir que del yacimiento al pozo penetre determinada columna de fluido, después por medio de un dispositivo - (válvula de inyección) se permite que entre una cantidad grande de gas, la cual desplaza un bache de líquido hasta la superficie, esperándose nuevamente a que el pozo reponga su nivel original.

Por tanto es necesario hacer un análisis de las características de un pozo para decidir cual de estos dos métodos es aplicable.

El sistema de bombeo neumático es aplicable a:

1. A pozos que han declinado notablemente su producción.
2. Pozos que tienen aun energía propia pero que se encuentran en período de transición y que al aerear por un tiempo con gas la columna de fluido vuelven a normalizar su operación con buena producción.
3. En pozos productores de gas, en ocasiones se presenta colgamiento de licuables, formándose tapones que reducen considerablemente la producción de gas. Con bombeo neumático intermitente se logra eliminar la anomalía anterior y restablecer las condiciones originales del pozo.

VENTAJAS DEL SISTEMA DE B. NEUMATICO.

1. Flexibilidad en los rangos dentro de los que pueden operar con eficacia como son: profundidad del pozo, gasto líquido, materiales abrasivos, pozos desviados con altas relaciones de gas líquido.
2. Los gastos de operación son bajos y el personal que los opera no requiere de herramienta especializada.
3. En México al ser un solo propietario "Pemex", es factible la compresión y distribución de gas para un número grande de pozos teniéndose un solo centro de compresión.

DESVENTAJAS.

1. Como es necesario para este sistema contar con una fuente de gas a presión y además que el manejo de este sea en circuito cerrado con compresoras y ductos de transporte tanto de inyección como recolección de gas, resulta una desventaja para este sistema que los pozos esten en una área alejada del suministro de gas, o que su número sea reducido.
2. Este sistema requiere altas presiones de gas y por tanto - equipo de compresión y plantas de proceso y tratamiento -- del gas, por lo que para determinadas condiciones resulte incosteable su implantación.
3. Las tuberías de producción, revestimiento y transporte deben estar acorde a las presiones de operación necesarias - para la operación de los pozos lo cual puede no tenerse y ser un impedimento para la implantación del sistema en un área dada.
4. Si no se puede tener un circuito cerrado de manejo del gas no se recomienda este sistema tanto por la pérdida de gas como de energía.

TIEMPO DE OPERACION.

La práctica indica que un pozo convertido al sistema de bombeo neumático operará continuamente un tiempo de dos años el cual se puede reducir a 3 meses, dependiendo de circunstancias desfavorables como son la calidad del equipo subsuperfi-

cial (válvulas de inyección) y de la depositación de productos contenidos en los fluidos extraídos como son parafinas, carbonatos.

APENDICE "D"

VALVULAS DE INYECCION.

DEFINICIONES.- Una válvula de inyección de gas: es un dispositivo que nos permite tener un control de volumen y gasto de gas que pasa del espacio anular a la tubería de producción -- con la finalidad de aerear la columna de aceite (BNC) o de enviar el aceite a la superficie en forma de bache(BNI).

Para lograr este propósito las válvulas son sencibles a los cambios de presión tanto del espacio anular como de la tubería de producción.

Presión de Cierre.- Es la presión mínima que se alcanza en el espacio anular necesaria para que la válvula cierre.

Pe Presión de cierre superficial.

Pe' Presión de cierre a profundidad de la válvula.

Pt Presión de tubería de producción.

Es la presión máxima que alcanza la tubería de producción por efecto de la columna de fluido frente a la válvula.

Ab Area del fuelle de la válvula, es el área sobre la cual actúan la presión interna del fuelle y la presión del espacio anular para abrir o cerrar la válvula.

Ap Area del puerto o asiento de la válvula: es el área sobre la cual actúa la presión. (Pt)

Pd Presión interna del fuelle o domo que actúa sobre Ab para cerrar la válvula.

Pd.- Presión del domo superficial a condiciones de temperatura del taller.

Pd.- Presión del domo a condiciones de temperatura existente a la profundidad de la válvula.

Descripción de las válvulas.

El diseño de las válvulas de inyección se hace en base a las condiciones de operación ya sea para bombeo neumático continuo o intermitente. En el primero la válvula opera semiaabierta para tener el gradiente de presión deseado en la T.P., en el segundo la válvula opera en forma intermitente, permitiendo el paso de volúmenes grandes de gas para efectuar el levantamiento del aceite hasta la superficie con períodos alternados de inactividad en los que permite que en la T.P. se recupere el nivel de líquido.

Existen tantos tipos de válvulas como diseñadores existen y con modalidades en cada una de ellas para lograr la inyección con la mayor eficiencia.

VALVULAS DE FUELLE.

Este tipo de válvulas es apropiada para B.N. continuo, pero también puede ser usado para BNI.

Operación en BNC.

Este tipo de válvulas para BNC se calibra el domo a la presión de operación de TP así al estar la presión en el espacio anular ligeramente mayor que las presiones P_t y P_d la válvula abre permitiendo el paso de gas de TR a TP. La válvula cuenta con un estrangulador para lograr que la presión P_c del espacio anular sea supremo a la existente en el area AP.

Operación de BNI.

Para operar estas válvulas en forma intermitente la presión del domo se calibra a una presión mayor que la que se espera tener en la TP con el bache de fluido en su mayor longitud, de tal forma que la presión en TR debe ser mayor para -- que la válvula abra. Cuando esto ocurra debe tener una entrada grande de gas por una area AP también grande.

Al reducirse la presión en TR y permanecer constante P_d , la válvula cierra.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Análisis de las Causas que Afectan la Productividad en Algunos Pozos del Campo Castarrical, Ing. Jorge F. Martínez A. e Ing. Eduardo Declé López, PEMEX, noviembre de 1971.
- 2.- Apuntes tomados en los cursos de: Estimulación y Reparación de Pozos, Ing. Oscar Arreola R.; Terminación de Pozos, Ing. Ignacio Alonso C.; Registros Geofísicos de Explotación, Ing. Moises Cobos B.; Geología del Petróleo, Ing. Sergio de los Santos; Tecnología de la Perforación, Ing. Miguel A. Benítez M.
- 3.- Comportamiento Primario de los Yacimientos, -- Ing. Francisco Garaicochea P.
- 4.- Información Obtenida Directamente de los Expedientes de los Departamentos de Ingeniería Petrolera, Ingeniería de Yacimientos, Perforación y Producción del Distrito de Comalcalco, Tabs.
- 5.- Selección de los Yacimientos para la Inyección de Agua del Campo Castarrical, Distrito Comalcalco, Zona Sur - PEMEX. Tabasco, México; Preparado por el Instituto Mexicano del Petróleo H. J. Gruy and Associates, Inc; julio de 1981.

6.- Monografía del Campo Castarrical, Correlación Geológica por Medio de los Registros Eléctricos, PEMEX, junio de 1978.