



24/49

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"HISTORIA DEL POZO TUPILCO No. 150"
DISTRITO COMALCALCO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

RICARDO ANTONIO ZENTENO MIJANGOS

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.

I N D I C E

CAPITULO	PAG.
I.- ANTECEDENTES GENERALES	6
II.- DATOS GEOLOGICOS	8
III.- CARACTERISTICAS DEL CAMPO	18
IV.- DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION	23
V.- TERMINACION DEL POZO	34
VI.- REPARACIONES	40
VII.- REGISTROS GEOFISICOS	50
VIII.- DATOS DE PRODUCCION	57
IX.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
BIBLIOGRAFIA	79

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

En los campos El Golpe, Tupilco, Castarrical y Mecoacán, los - más importantes del distrito de Comalcalco, la producción procede de bloques formados por un sistema complejo de fallas de rumbo, que estructuran la tectónica del área.

Dichos campos se descubrieron y se han venido extendiendo a - partir del de Tupilco, esto es, ajustando la interpretación es tructural con la información proporcionada por los pozos.

La estructura fue descubierta por los trabajos de sismología - de reflexión efectuados durante el año de 1955, que determina- ron la perforación del pozo Tupilco No. 2, este pozo alcanzó una profundidad de 3,747 mbmr y se taponó por improductivo. El pozo descubridor del campo fue el Tupilco No. 4, cuya profundi- dad total fue de 3,364.5 mbmr.

La interpretación más reciente revela la existencia tanto de - bloques ya probados como otros que no lo han sido, de condicio- nes estructurales adecuadas para buscar nuevas acumulaciones de hidrocarburos en los horizontes productores de los campos, así como en otros más profundos. Con este objetivo, se propuso la localización del pozo Tupilco No. 150.

La información de este campo y en general de todos los campos del terciario del Distrito de Comalcalco se estaba relegando, ya que se cree que la explotación de estos estaba cerca de su etapa final y se le estaba dando poca importancia al compararlos con campos de gran potencial como El Edén, Jujo, Akal, - etc.

Sin embargo, de estos campos, con los nuevos proyectos que se em

piezan a llevar a cabo de recuperación secundaria con inyección de agua, se espera obtener una explotación adicional y económicamente rentable.

Toda la información que se ha obtenido de la perforación de los pozos y de los registros geofísicos, nuevamente está tratando de integrarse, para que puedan lograrse los objetivos marcados.

CAPITULO I

ANTECEDENTES GENERALES

- a) Nombre y número del pozo: Tupilco No. 150
- b) Nombre del campo: Tupilco
- c) Nombre del distrito: Comalcalco
- d) Ubicación del pozo: terrestre
- e) Localización del pozo: a 800 metros al norte franco del pozo Tupilco No. 28
- f) Objetivo: explorar el bloque alto de la falla (fVIII-d), buscando acumulación de hidrocarburos en sedimentos de las formaciones Filisola y Concepción superior, productores en los campos Tupilco y Castarrical.
- g) Situación legal del terreno: El pozo Tupilco No. 150, está localizado por terrenos apareados por la asignación - N-150, otorgada o presentada el día 5 de enero de 1963, a la agencia de inspección técnica del petróleo de la Secretaría del Patrimonio Nacional.
- h) Elevaciones: (metros sobre el nivel del mar)
Terreno natural: 2000
Pera: 4.223
Mesa rotaria: 8.491
- i) Coordenadas de referencia:
X= 87 732.75 m. Y= 17 451.0
(sistema punta gorda)
- j) Municipio: Comalcalco, Tab.,

CAPITULO II

DATOS GEOLOGICOS

a) Plano de Localización Regional.-

El área que se incluye en este campo está limitada al norte - por la costa actual del Golfo de México, al sur por la carretera Coatzacoalcos-Villahermosa, al este por la carretera Cárdenas-Comalcalco-Paraíso y al oeste por una línea imaginaria con orientación norte-sur que coincide con la margen oriental de Laguna Machona. Se puede observar todos los campos del distrito de Comalcalco, así como nuevos campos (incluyendo Edén, Mora, Bellota, de los cuales se está obteniendo altas producciones) en la figura 1.

b) Provincia o cuenca sedimentaria y depósito.-

El campo Tupilco está localizado en la parte noroeste del Estado de Tabasco. Geológicamente se encuentra en la subprovincia de Comalcalco, de las cuencas terciarias del sureste y forma parte de una tendencia estructural, en la que se encuentran - además los campos Santuario, El Golpe y Castarrical.

Las arenas en el área del campo Tupilco fueron depositadas bajo un control ejercido por el sistema de fallas de crecimiento. El apilamiento de los cuerpos arenosos y la presencia de los - cuerpos lutíticos intercalados sugieren una cuenca inestable - de depósito, con hundimiento cíclico originado tal vez por dicho sistema de fallas.

La dispersión de sedimentos de acuerdo al tipo de sistema de - depósito de clásticos, se supone que el retrabajamiento marino a lo largo de la línea de costa fue el principal mecanismo de dispersión o distribución de sedimentos en el área de Tupilco. Se considera que los sedimentos fueron originados por la des-

trucción de lóbulos abandonados de deltas, probablemente del área de la subprovincia de Agua Dulce o de más lejos. Lógicamente estos sedimentos clásticos terrígenos fueron traídos a dicha subprovincia mediante un transporte fluvial.

Puede considerarse que el movimiento de las rocas evaporíticas que constituyen la base de la cuenca en esta área o bien levantamientos tectónicos al final de la máxima entrada de sedimentos, que dió origen al sistema deltaico, ocasionaron que las facies arenosas componentes del sistema mencionado en la subprovincia de Agua Dulce quedaran expuestas a la acción de los procesos marinos, iniciándose una etapa destructiva, con un re-trabajamiento de los sedimentos depositados previamente, los cuales posteriormente fueron transportados por corrientes a lo largo de la línea de costa y finalmente depositados como un sistema independiente de barras de barrera apiladas en el área de Tupilco.

La mayoría de las arenas depositadas en el área de campo Tupilco y las vecinas a éste pertenecen a un sistema de barras de barrera apiladas, del tipo independiente.

Las barras de barrera son importantes en la relación entre las facies principales del sistema y la ocurrencia de hidrocarburos ya que las facies arenosas, debido a su alto grado de re-trabajamiento marino, tienen sus sedimentos mejor clasificados y por lo tanto tienen buena permeabilidad, aspectos muy importantes en la acumulación de hidrocarburos.

De acuerdo a la distribución de los fluidos en los yacimientos y el origen contemporáneo de uno de los sistemas de fallas puede decirse que la migración de los hidrocarburos fue posterior al afallamiento y que los planos de fallas, en algunos casos -

durante la migración sirvieron como conductos al paso de los hidrocarburos a niveles superiores. Por este motivo algunos bloques aislados presentan contactos agua-hidrocarburos y la acumulación se localiza tanto en el bloque alto como el bajo.

c) Interpretación Estructural.-

De la interpretación estructural de las secciones transversales, se obtuvo las posiciones de las trazas de las fallas a los diferentes niveles de las marcas de correlación y las arenas con impregnación de hidrocarburos, dichas trazas fueron ubicadas en planos de localización de pozos, para ser utilizados en la configuración de los planos estructurales, así como la determinación de los límites del yacimiento. (Dos de estas correlaciones se presentan en las figuras 2 y 3).

d) Tipo de trampa geológica.-

De la correlación geológica efectuada en secciones transversales estructurales se definieron los límites laterales de los yacimientos; tales límites lo constituyen principalmente los planos de fallas, en muy pocos casos facies arcillosas. El se llo superior lo proporcionan los espesores lutíticos que encajonan a las arenas; por lo tanto el tipo de trampa corresponde a las de tipo estructural en las que intervienen principalmente factores tectónicos como pligues y fallas.

e) Profundidad de cada una de las formaciones perforadas.-

Estas formaciones son características del área, en la siguiente tabla se presentan estas profundidades.

FORMACION	PROFUNDIDAD REAL (m)	PROFUNDIDAD PROGRAMADA (m)
RECIENTE	AFLORA	AFLORA
PARAJE SOLO	INDETERMINADO	AFLORA
FILISOLA	527	550
ZONA EQ. FILISOLA	1 050	--
M. CONCEPCION SUP.	2 864	2 900
M. CONCEPCION INF.	AUSENTE	--
M. ENCANTO	3 585	--
OLIG. DEPOSITO	4 195	--
PROFUNDIDAD TOTAL	4 345	4 000

f) Descripción de cada una de las formaciones perforadas.

RECIENTE.-

Está formado principalmente por arcilla café oscuro suave y plástica; arena de grano grueso de color amarillo acre y rojiza, se encuentran trazas de gravillas y en ocasiones restos de moluscos.

PARAJE SOLO.-

Se representa por cuerpos de lutita alternado con arenas, predominando esta en la parte inferior, donde existen cuerpos hasta de 70 m. de espesor. La lutita es suave de color azul a gris verdoso, la arena es de grano fino a medio y ocasionalmente grueso, de color gris claro. En esta capa se han observado restos de moluscos en su parte media, presenta también con frecuencia lentes de arenisca gris de grano fino mal cementada.

FILISOLA.-

En su totalidad está constituida por arena gris claro, de textura granular media a gruesa y a veces fina, los escasos lechos de lutita observados, alcanzan los 10 m. de espesor. La lutita es suave de color gris verdoso; ocasionalmente se cortaron lechos delgados de arenisca de grano fino, mal cementada y restos de moluscos, el contacto fue determinado apoyandose principalmente de los registros electrónicos y las muestras de canal.

ZONA EQUIVALENTE FILISOLA.-

La característica de esta capa es que se puede distinguir dos horizontes con características diferentes. Aproximadamente el primero varía de los 1 120 a 1 375 m. y lo forman una serie alternada de cuerpos de arena y lutita; en el segundo, que va de los 1 375 a 3 120 m., la formación se vuelve muy arcillosa con tendencia a desaparecer las capas de arena, 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 por material calcareo.

La lutita y la arena 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, volviendose semidura y ligeramente arenosa.

CONCEPCION SUPERIOR.-

Está constituida en su mayor parte por lutita de color gris verdoso, semidura, con intercalaciones de arena de color gris claro, de grano medio a fino, con trazas de arenisca gris de grano fino bien cementadas; predominando la arena hacia la ci

ma de la formación.

ENCANTO.-

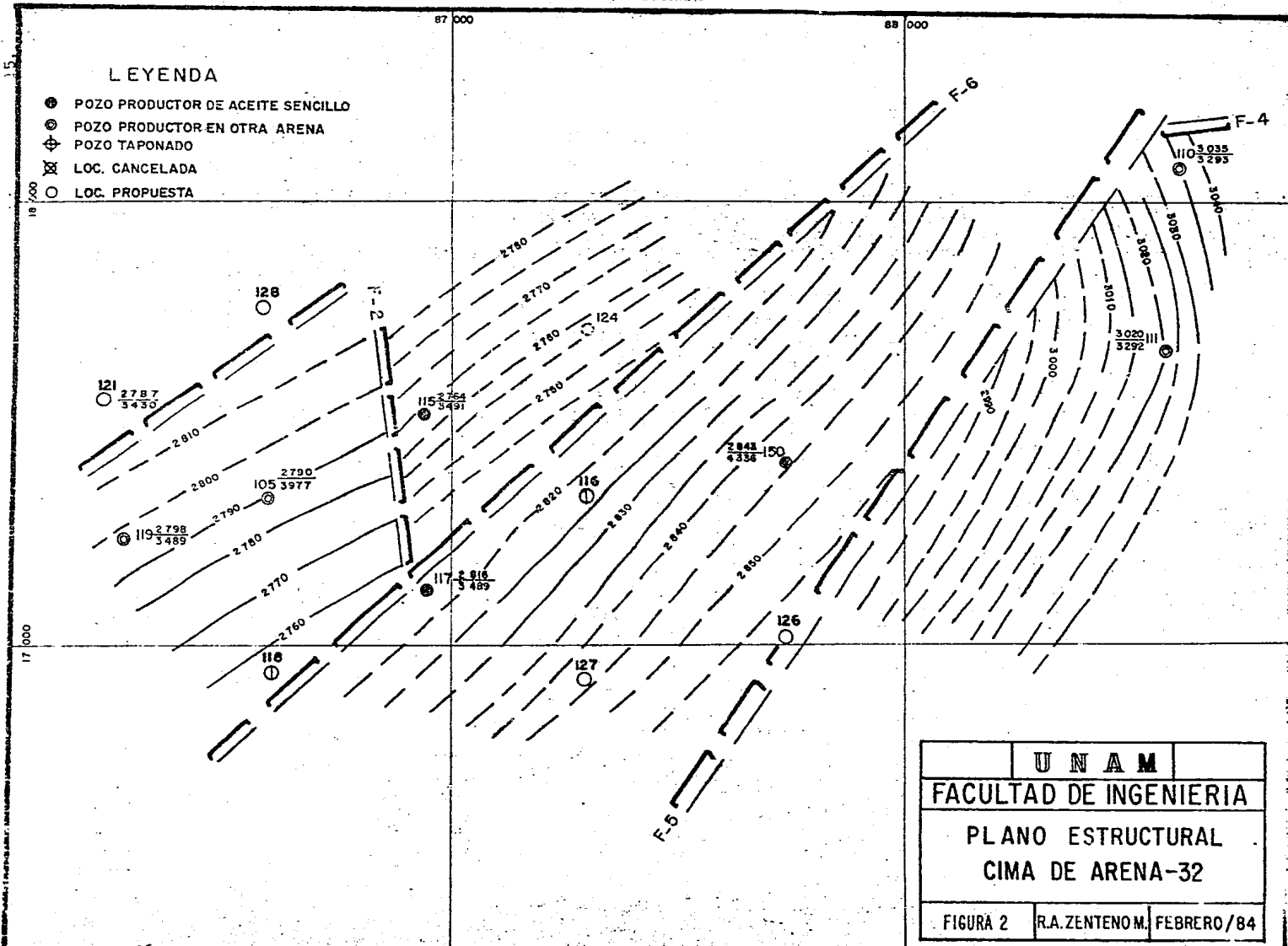
Está constituida por lutita gris verdoso a gris oscura, semidura a dura, a veces laminar, ligeramente calcárea, con trazas de arena gris claro fino a muy fino.

g) Reporte geológico después de la perforación.-

La columna estratigráfica se compone de los 50 a 400 m de cuerpos de arena y grava probables productoras de agua dulce, de 400 a 500 m aparecen pequeños cuerpos de arena de 1 ó 2 m intercalados entre cuerpos de lutita.

De los 500 a 2 500 m. se observan las arenas de mayor espesor de la columna de este pozo y de la última profundidad a 3 572 m se presentan arenas de 10 a 20 m intercaladas entre cuerpos de lutita de espesor variable. De 3 572 a 3 757 m. se presenta un cuerpo de lutita franco como base de la formación concepción. La cima del Encanto se encontró aproximadamente a 3 757 m observándose un desarrollo arenoso hasta 3 875 m y desde ésta hasta la profundidad total de 4 350 m se presenta lutita franca.

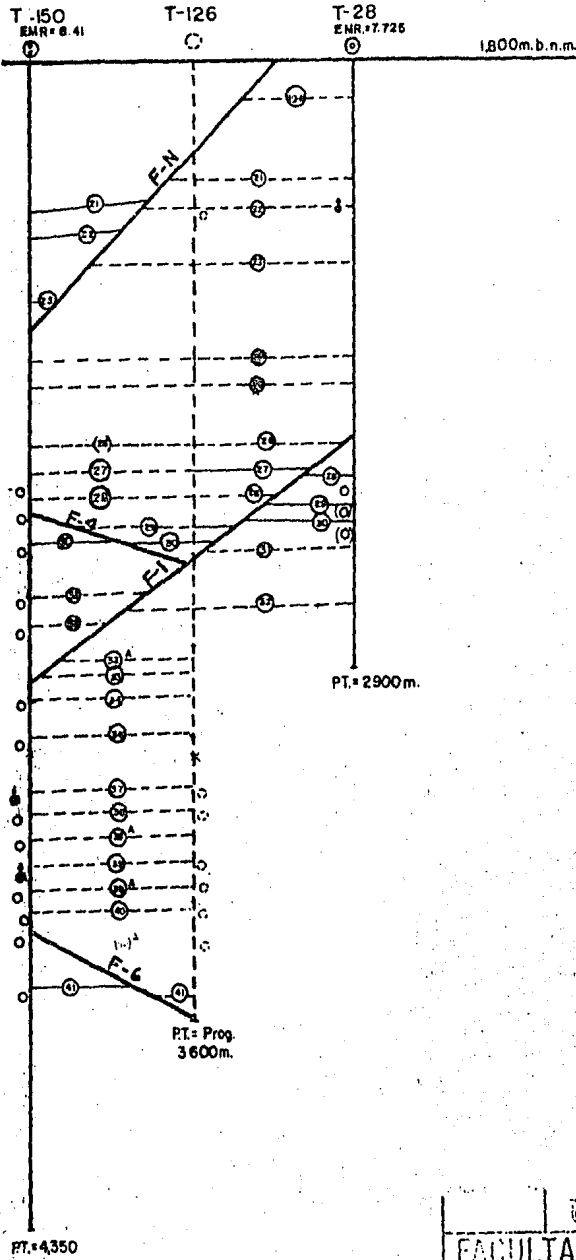
FIGURA 2



LEYENDA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE SENCILLO
- ⊙ POZO PRODUCTOR EN OTRA ARENA
- ⊕ POZO TAPONADO
- ⊗ LOC. CANCELADA
- LOC. PROPUESTA

UNAM	
FACULTAD DE INGENIERIA	
PLANO ESTRUCTURAL CIMA DE ARENA-32	
FIGURA 2	R.A.ZENTENOM, FEBRERO/84



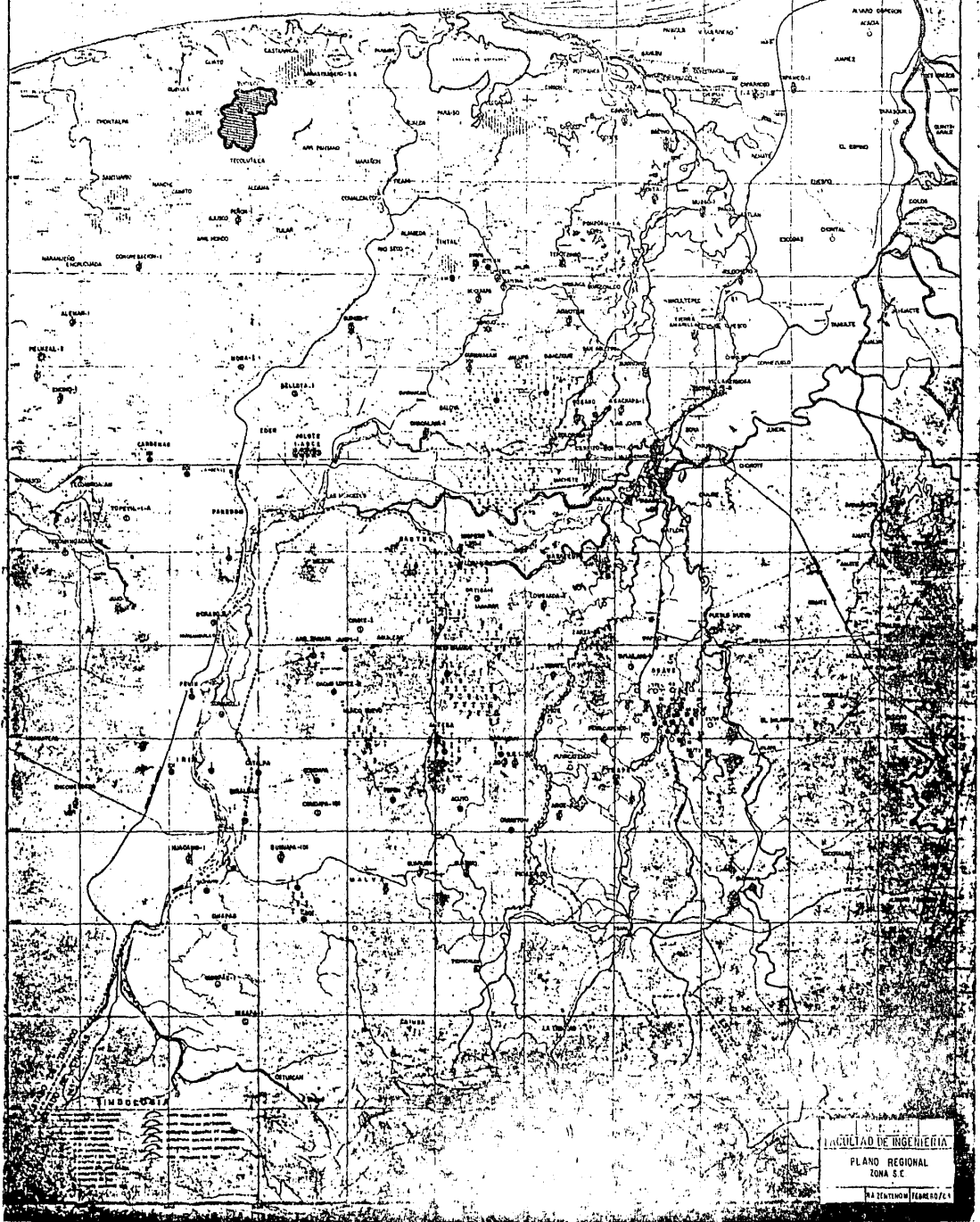
SIMBOLOGIA:

- POZO PRODUCTOR SENCILLO
- ⊙ DOBLE PRODUCTOR
- ⊖ POZO PENO. DE TERMINACION
- LOC. PROPUESTA
- ARENA OBJETIVO
- ARENA PROBABLE PRODUCTORA
- ARENA PRODUCTORA
- POZO PROD. S.B.

ESCALA:
HORIZ. 1:112,500
VERT. 1:10,000

UNAM	
FACULTAD DE INGENIERIA	
CAMPO TUPILCO	
SECCION-Z-4	
FIGURA 3	RA.ZENTENOM. FEBRERO/84

GOLFO DE MEXICO



CAPITULO III

CARACTERISTICAS DEL CAMPO

- a) Clasificación de los yacimientos del campo: Cuerpos arenosos con aceite con gas disuelto de bajo encogimiento.
- b) Area del campo: 35 km^2 .
- c) Profundidad media del campo: 2 700 m.
- d) Temperatura media del campo: 85°C .
- e) Porosidad media del campo: 21%
- f) Resistividad media del agua en formación del campo: 0.024 ohms-m.
- g) Densidad media del aceite del campo: 0.85 gr/c.c.
- h) Coloración del líquido: café obscuro.
- i) Factor de volumen inicial del campo: 1.345
- j) Viscosidad media del aceite del campo: 1.265 C.P.
- k) Volumen original de hidrocarburos del campo: $36.72 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ c.y.}$
- l) Historia de producción del campo: En la gráfica 1, se presenta el comportamiento del gasto de aceite, porcentaje de agua y RGA, contra el tiempo de explotación. El inicio de la explotación del campo empezó a partir de 1961, su máxima producción se obtuvo en 1972 y 1973, empezando con una continua declinación a finales de 1973, - debido al agotamiento natural de este tipo de yacimientos.

m) Desarrollo y comportamiento primario del campo Tupilco:

El campo Tupilco inicialmente se encontraba a condiciones moderadas de bajosaturación, por lo que el mecanismo original de producción lo constituyó la comprensibilidad de la roca y la expansión de los fluidos almacenados.

En etapas más avanzadas de explotación, el principal responsable de la producción de hidrocarburos ha sido el gas liberado que se encuentra disuelto en el aceite.

Por esta razón, dado que es característica de yacimientos con este tipo de empuje, a partir de 1973 se presentó una fuerte declinación de la producción de aceite, hasta la fecha.

Con objeto de evitar esta declinación, así como incrementar la reserva de hidrocarburos y con base a los resultados que actualmente se está efectuando sobre una prueba piloto en el campo El Golpe, se está elaborando un proyecto de desplazamiento frontal de aceite por inyección de agua.

n) Estado actual del campo:

Total de ramas: 120

Operando (25): 5, 13, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 91, 93, 95, 112, 113, 116, 117, 118, 124, 126, 127, 129, 132, 134, 135-A, 136, 150.

Bombeo neumático (21): 84, 86, 132, 134.

Fuera de operación (59): 4, 7, 8, 9, 12, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 27, 28, 29, 31-S, 31-I, 32, 36, 38, 40, 43, 44, 45, 51, 57, 62, 63, 64, 69, 70, 75-A, 76, 78, 81, 88, 89, 90, 92, 92-D, 94, 96, 98, 100, 103, 105, 110, 111, 115, 119, 120, 121, 122, 128, 152, 201, 250.

Alto (%) de agua (18): 7, 8, 19, 22, 32, 38, 40, 45, 62, 63, 78, 81, 92, 92-D, 116, 120, 128, 152.

Por altas RGA(0)

Espera reparación mauor (4): 4, 31-S, 31-I, 94.

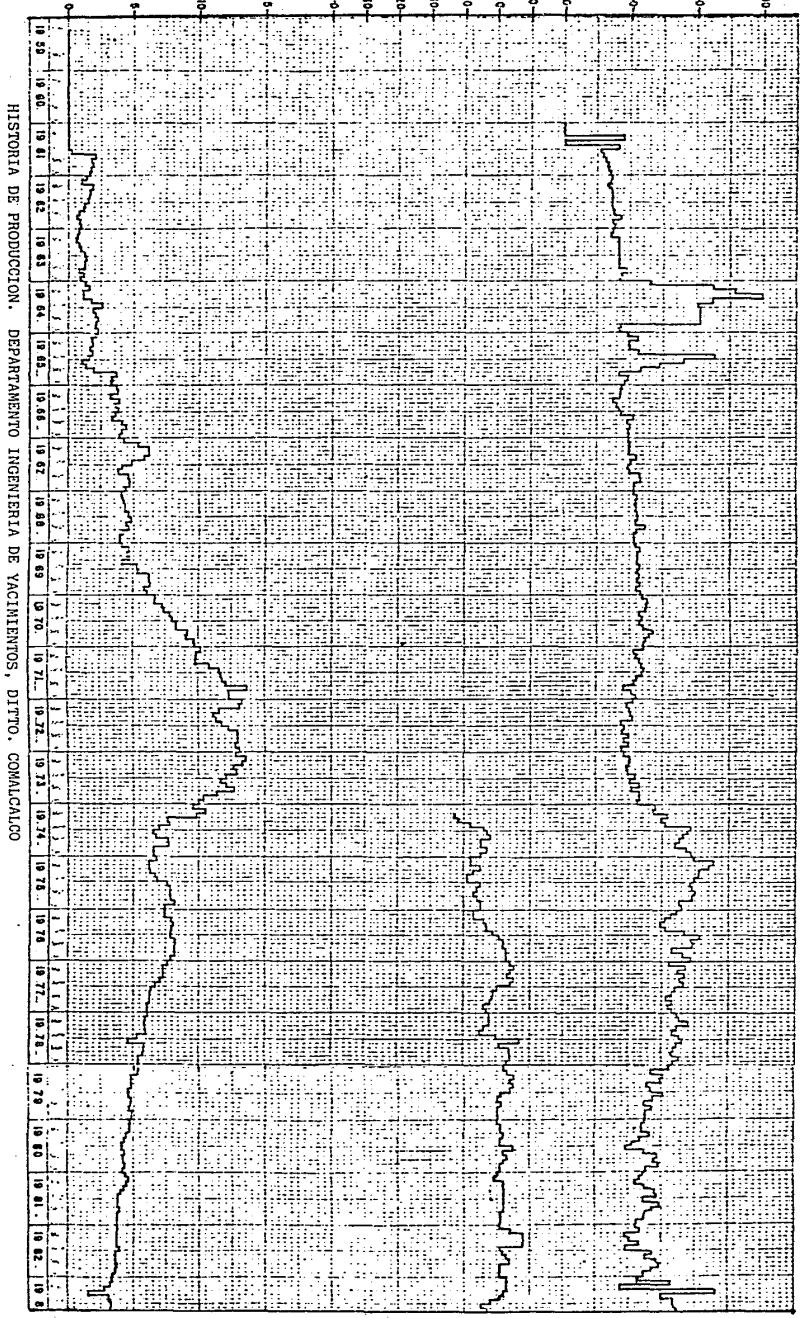
Espera reparación menor (o)

Acondicionado a inyector (3): 89, 90, 96

Agotadas por explotación primaria (23): 17, 18, 20, 21, 23, 27, 28, 29, 36, 43, 51, 57, 64, 69, 70, 76, 88, 98, 100, 103, 110, 119, 250.

Taponados (36): 2, 6, 10, 11, 14, 24, 25, 26, 30, 33, 34, 37, 41, 48, 49, 50, 53, 58, 59, 60, 61, 65, 66, 67, 71, 73, 74, 75, 77, 80, 97, 99, 106, 107, 108, 135.

GASTO DE ACEITE 10³ BPD % AGUA RGA (m³/m³)



HISTORIA DE PRODUCCION, DEPARTAMENTO INGENIERIA DE YACIMIENTOS, DITTO, COMALCALCO

GRAFICA 1

HISTORIA DE PRODUCCION
CAMPO TUPILCO

CAPITULO IV

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION DEL POZO

IV.- DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION DEL POZO

- a) Profundidad máxima del pozo: 4 345 m.
 b) Fecha de inicio y terminación de la perforación:
 inicio: 14 de febrero de 1972
 terminación: 3 de julio de 1972
 c) Tuberías cementadas

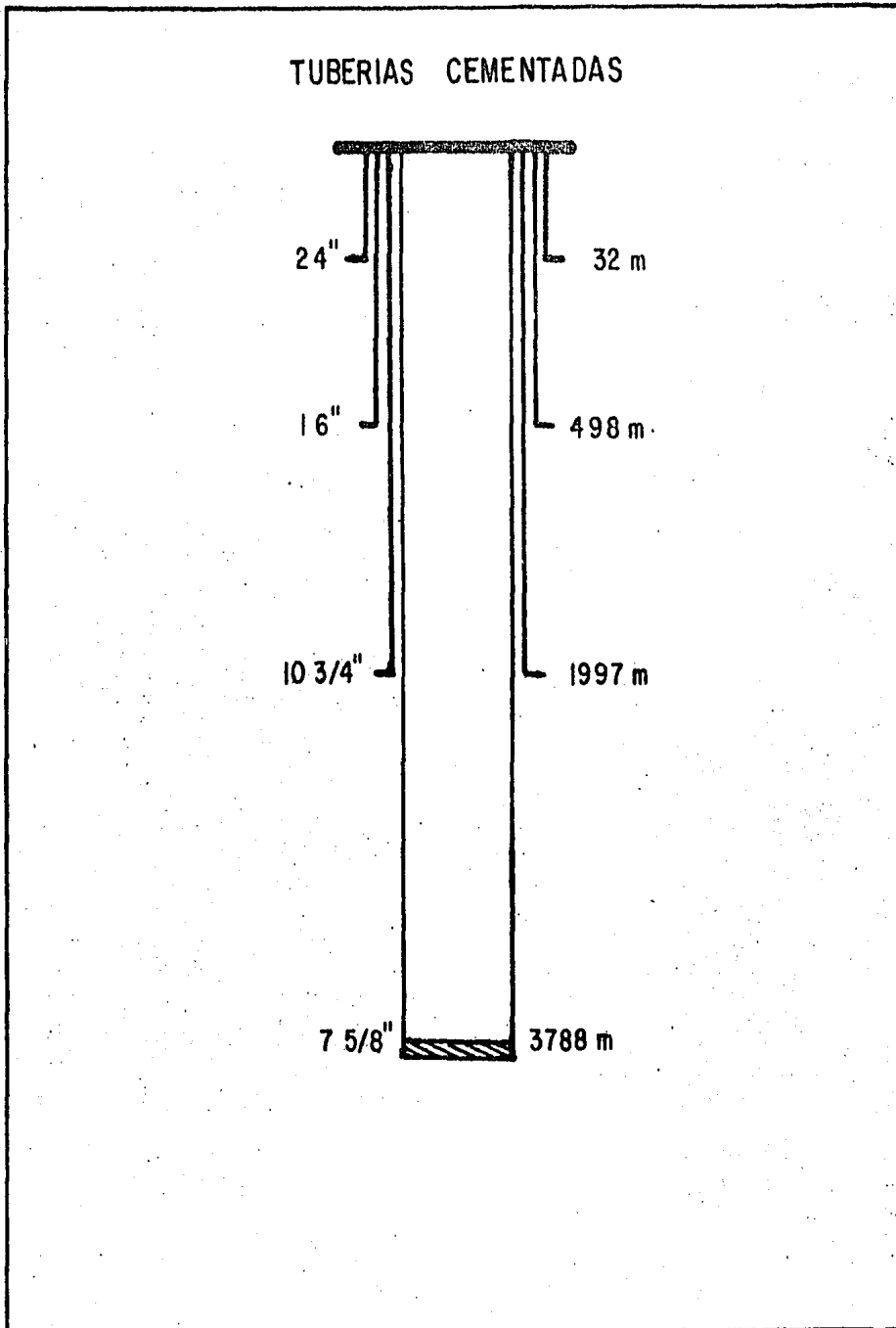
Diámetro (Pg)	Grado	Peso (lb/pie)	Cementada		Observación
			Desde(m)	Hasta(m)	
24	B	- -	0	32	Conductora
16	J-55	84	0	498	Superficial
10-3/4	P-110	55	0	225.18	Intermedia
"	N-80	55	225.18	571	"
"	N-80	51	571	1135	"
"	J-55	51	1135	1197	"
7-5/8	P-110	39	0	633	Explotación
"	N-80	33.7	633	1195	"
"	N-80	"	1915	2837	"
"	P-110	"	2837	3788	"

d) Cementaciones realizadas.- (*)

d.1 Tubería conductora.- Esta tubería se cementó a 32 m de profundidad y teniendo como objetivo aislar acuíferos, posibles derrumbes superficiales e instalar - una línea de flujo con suficiente elevación para ayu_udar al retorno del lodo y retirar el recorte de formación durante la perforación.

(*) Ver figura (4)

FIGURA 4



Fuente: Expediente del Pozo. Depto. Ingeniería Petrolera.

Para la cementación de esta tubería se utilizaron 5 toneladas de cemento (**) tipo "6" y un lodo (***) de 1.08 gr/c.c.

- d.2 Tubería superficial: Se cementó hasta 498 m. como se previó en el programa de perforación: su objetivo fue el de aislar acuíferos superficiales de baja presión mal consolidadas y servir de base para las instalaciones superficiales de control.

El conjunto de tubería y accesorios consistió en:

- 39 tramos de T.R. 16"; J-55; 84 lb/pie; 8 hilos
- 1 zapata guía
- 1 cople diferencial EPN
- 2 centradores de 16"
- 1 cabezal Cameron 16"

La cantidad de cemento que se utilizó fue 91 toneladas de Cemento Apasco y una densidad de lodo de 1.10 gr/c.c.

- d.3 Tubería intermedia: Se cementó a 1 997 metros; probando a una presión de 160 Kg/cm². El objetivo de la cementación de esta tubería fue la de aislar horizontes de baja presión mal consolidados, proteger el agujero de derrumbes y fluidos de alta presión o agua salada de las arenas mas profundas.

El conjunto de tuberías y accesorios consistió en:

(**) Se recomienda ver apéndice I

(***) Se recomienda ver apéndice II.

66 tramos T.R. 10-3/4"; J-55; 51 lb/pie 861.64 m
 45 tramos T.R. 10-3/4"; N-80; 51 lb/pie 564.15 m
 27 tramos T.R. 10-3/4"; N-80; 55 lb/pie 345.83 m
 18 tramos T.R. 10-3/4"; P-110; 55 lb/pie 225.18 m
 1 zapata guía 10-3/4" E.P.N.
 1 cople diferencial Baker 10-3/4"
 9 centradores
 16 raspadores
 8 collarines
 1 preventor Cameron 10-3/4"
 1 cabezal Cameron 10-3/4"

El cemento utilizado para esta cementación fue 65.5 toneladas de Cemento Apasco, con una densidad de lo do sódico emulsionado de 1.24 gr/c.c.

d.4 T.R. 7-5/8", explotación: esta tubería se cementó hasta 3 778 m., probándola con una presión final de 175 kg/cm^2 , su objetivo fue el de aislar horizontes de agua salada de los hidrocarburos, proteger el agujero descubierto y permitir la terminación del pozo.

El conjunto de tuberías y accesorios para la cementación consistió en:

77 tramos T.R. 7-5/8"; P-110; 33.7 lb/pie
 80 tramos T.R. 7-5/8"; N-80 ; 33.7 lb/pie
 110 tramos T.R. 7-5/8"; P-110; 33.7 lb/pie
 54 tramos T.R. 7-5/8"; P-110; 39 lb/pie
 1 cople diferencial
 30 centradores
 1 preventor Cameron "U", 7-1/16"
 1 cabezal Cameron 7-1/16"

El cemento utilizado fue 30.3 toneladas de cemento tipo "G", con un lodo emulsionado de 1.74 gr/c.c.

e) CONDICIONES DEL LODO DE PERFORACION DURANTE LA PERFORACION

En la siguiente tabla se presenta las principales características del lodo en la etapa de perforación.

PROFUNDIDAD (m)		TIPO	DENSIDAD gr/c.c.	VISCOSIDAD (seg. MARSH)	AGUA %	DIESEL %
DESDE	HASTA					
0	40	BENT.	1.08	55	-	-
40	353	BENT.	1.12	60	-	-
353	510	BENT.	1.10	60	-	-
510	810	BENT.	1.18	60	-	-
810	887	BENT.	1.20	60	-	-
887	1233	BENT.	1.22	60	72	5
1233	1400	BENT.	1.20	60	69	7
1400	1561	BENT.	1.22	60	70	6
1561	1776	L.S.E.	1.20	55	70	6
1776	1824	L.S.E.	1.24	55	68	8
1824	2000	L.S.E.	1.35	55	59	20
2000	2573	L.S.E.	1.30	60	-	-
2573	2988	L.S.E.	1.34	55	-	-
2988	3460	L.S.E.	1.45	55	87	10
3460	3512	L.S.E.	1.50	60	47	32
3512	3755	L.S.E.	1.74	55	38	35
3750	3805	L.S.E.	1.55	54	54	21
3805	3940	L.S.E.	1.60	60	49	17
3940	4126	L.S.E.	2.03	90	50	9
4125	4345	L.S.E.	1.98	90	56	18

Fuente: Departamento de Ingeniería Petrolera, Expediente del Pozo, Comalcalco, Tabasco, 1984.

f) PROBLEMAS Y OPERACIONES EN LA PERFORACION

F E C H A	O P E R A C I O N
14-II-72	Se instaló equipo 100%
15-II-72	Se perforó hasta 40 metros
16-II-72	Se metió tubería conductora a 32 m.
18-II-72	Se cementó la tubería conductora
27-II/72	Con barrena de 18½" se perforó hasta 510m
28-II-72	Se efectuaron registros geofísicos (inducción, calibración de agujero y desviación)
5-III-72	Con barrena 22" se amplió el agujero
7-III-72	Se metió la T.R. de 16" hasta 498 m.
8-III-72	Se cementó la T.R. de 16" y se instaló el cabezal de 16" Cameron, probándose a presión con 210 kg/m ² .
14-III-72	Con barrera 14-3/4" se perforó a 498 m. (tapón de cemento), probándose la T.R. - con resultados satisfactorios.
25-III-72	Con barrena 14-3/4" se perforó hasta 2000 m.
26-III-72	Se efectuaron registros geofísicos, sin aparecer cuerpos de interés
28-III-72	Se metió T.R. 10-3/4", combinada a 1997 m
29-III-72	Se cementó T.R. 10-3/4", con presión a prueba final de 160 kg/cm ² .
30/III-72	Se probó el preventor instalado y conexiones superficiales con 140 kg/cm ² , con resultados satisfactorios.
2-IV-72	Con barrena 9½", se tocó la cima de cemento y se probó la T.R. de 10-3/4" con resultados satisfactorios
3-IV-72	Se rebajó zapata y continuó perforando

F E C H A	O P E R A C I O N
18-IV-72	Con barrena 9½" se continuó perforando - hasta 3004 m.
19-IV-72	Se tomaron registros geofísicos, sin éxito, por falla del equipo.
27-IV-72	Con el mismo diámetro de barrena se continuó perforando hasta 3 512 m.
28-IV-72	Se tomaron registros geofísicos parciales, apareciendo cuerpos de interés.
5-V-72	Con el mismo diámetro de barrena se continuó perforando hasta 3 512 m., donde se intentó tomar registro de inducción, sin lograrlo, por haber resistencia a 3 756 m.
7-V-72	Con el mismo diámetro de barrena se efectuó viaje de reacondicionamiento, repasando de 3 740 a 3 765 m., obteniéndose agua salada de 23 000 P.P.M. y lodo contaminado.
10-V-72	Con unidad de geofísica se tomó registros geofísicos parciales, sin aparecer cuerpos de interés.
14-V-72	Con barrena de igual diámetro se repasó - hasta 3 758 m., circulándose y desplazando lodo contaminado con agua de 25 000 P.P.M., teniendo que aumentar la densidad del lodo. Se observó pérdida parcial de 10 m ³ .
17-V-72	Se sacó la barrena a 3 000 m. y posteriormente a la superficie, intentándose llenar en ambas ocasiones, sin éxito, por pérdida total.

F E C H A	O P E R A C I O N
19-V-72	Con lodo de 1.55 gr/c.c. x 80 seg. marsh, obturando, sello automático granular medio, se llenó el pozo con 10 m ³ . de agua, circulándose con perdida parcial y posteriormente desalojando flujo de agua salada.
24-V-72	Se metió T.R. 7-5/8", a 353 m., donde se intentó circular sin éxito, por taparse la T.R. con obturante; por lo cual hubo la necesidad de sacar la T.R.
26-V-72	Con barrena 9-1/2" se eliminó el obturante, notando circulación de agua salada.
1-VI-72	Se metió la T.R. 7-5/8" y se cementó. Instalándose también las conexiones superficiales correspondientes, con resultados satisfactorios.
6-VI-72	Con barrena 6½" y T.P. 4-3/4", se bajó hasta 3 759 m., donde se tocó cima de cemento y se probó la T.R. 7-5/8" a presión con 180 kg/cm ² .
10-VI-72	Con barrena nueva y aumentando la densidad del lodo, se continuó perforando hasta 3 917 m.
12-VI-72	Se efectuaron registros geofísicos (inducción), no pudiendo tomar el microregistro por pegadura de la sonda.
25-VI-72	Tratando de encontrar cuerpos arenosos de la formación Encanto, se amplió el programa de perforación, perforándose hasta 4 345 m., en donde se tomó registros eléctricos sin aparecer cuerpos de interés.

F E C H A	O P E R A C I O N
29-VI-72	Con barrena de 6½" se acondicionó el pozo metiendo T.P. franca a 3 820 m., y cementando con 3 toneladas de cemento tipo - "G", esperando fraguado y probando a presión, con resultados satisfactorios.
01-VII-72	Se sacó barrena a la superficie, se desmanteló el preventor y se instaló el árbol de válvulas EPN-S 1500, probándolo a presión.
02-VII-72	Se lavaron las presas y se empezó a desmantelar el equipo.

- g) Comentarios de la perforación: El objeto de este pozo - fue el de explorar y explotar el bloque alto de la falla fxVIII-d, buscando acumulación comercial de hidrocarburos de sedimentos de las formaciones filisola y concepción superior, productores de los campos Tupilco y Castarrical, habiendosele programado una profundidad de 4 000 m., en virtud de que la profundidad de 3 760 m. aproximadamente, se identificó fauna del Miócenio Encanto; se decidió cementar T.R. 7-5/8" hasta 3 790 m. y continuar investigando la formación Encanto hasta donde las condiciones lo permitieran, habiendose suspendido a los 4 345 m. por haber alcanzado los sedimentos del Depósito.

La correlación a mayor profundidad se hizo con el pozo Tupilco 117, encontrándose a 3 263 m., 47 más bajo. Se observa en los registros que los cuerpos de interés aparecen en la formación concepción superior, considerándose que la arena situada en la cima del Encanto y que tiene características interesantes, según los registros geofísicos amerita probarse, ya que durante la perforación se recuperó asfalto al atravesarla.

CAPITULO IV

TERMINACION DEL POZO

V.- TERMINACION DEL POZO

a) Antecedentes.

a.1 Profundidad total: 4 345 m.

a.2 Profundidad anterior: 3 765 m.

a.3 Espacio mesa rotaria al cabezal 7-5/8": 3.05 m.

b) Objetivo de la terminación: Disparar el intervalo 3317-3313 m; si esta prueba resulta negativa aislar con tapón de cemento y terminar el pozo en los intervalos 3171-3178 m. y 2864-2867 m.

c) Tipo de terminación: sencilla selectiva.

d) Fecha de inicio y final de la terminación:

Inició: 6 de agosto de 1972

Terminó: 15 de septiembre de 1972

e) Operaciones de la terminación:

<u>F E C H A</u>	<u>O P E R A C I O N</u>
6-VIII-72	Se desmanteló árbol de válvulas Cameron - 10", y se instaló preventor Cameron tipo - U 6" - S-1500, probándose con presión de - 350 kg/cm ² , satisfactoriamente.
8-VIII-72	Se bajó barrena 6¼", escariador 7-5/8", c <u>a</u> nasta colectora 4-3/4" y T.R. 2-3/8" a - 3 707 m., para reconocer profundidad interior y acondicionar el agujero. Se efectuó prueba a presión a la T.R. - 7-5/8" con 140 kg/m ² , satisfactoriamente
10-VIII-72	Se sacó la herramienta anterior y se efec <u>t</u> uaron registros sónico de cementación y gamma neutrón, al intervalo 3 707 - 2 450, notando una adherencia general en la cemen <u>t</u> ación de 30%, con un <u>c</u> ima de cemento in <u>de</u> finida.

FECHA	OPERACION
11-VIII-72	<p>Con árbol de válvulas instalado y - pistolas Scallop 2" se disparó el intervalo 3316-3317 m., con 13 disparos por metro.</p> <p>Se metió el provador R.M. y se ancló a 3 290 m., con presión de prueba de 140 kg/m².</p> <p>Con unidad Nitropet se desplazó el lodo de la T.R. por 1,860 m³ de N₂ y se observó el pozo.</p>
12-VIII-72	<p>Se observó el pozo al quemador con 70 kg/m², desalojando aceite y gas con el siguiente análisis:</p> <p style="padding-left: 40px;">Aceite: 70%</p> <p style="padding-left: 40px;">Agua: 30%</p> <p style="padding-left: 40px;">Densidad: 0.898</p> <p style="padding-left: 40px;">Temperatura: 20°C</p> <p style="padding-left: 40px;">Salinidad: 90.000 P.P. m.</p>
13-VIII-72	<p>Se procedió a controlar el pozo con lodo bentonítico de 1.70 gr/c.c.</p>
14-VIII-72	<p>Se efectuó cementación forzada a través del intervalo 3316 - 3317 m , - probando a presión después del fraguado de cemento. (Para poder probar otros intervalos).</p>
15-VIII-72	<p>Se sacó el probador R.M.</p> <p>Con pistolas Scallop 2" se disparó el intervalo 3179 - 3180 m. con 13 agujeros/metro, observandose manifestación de aceite.</p>

<u>F E C H A</u>	<u>O P E R A C I O N</u>
20-VIII-72	Se obturó el intervalo 3179 - 3180 - con cementación forzada y se probó - el intervalo 3163 - 3164 sin manifes- tación.
27-VIII-72	Con molino 6½" y escariador de 7-5/8" se procedió a bajar hasta la profun- didad interior y acondicionar el po- zo para efectuar los disparos en los intervalos seleccionados.
2-IX-72	Se metió empacador permanente (con - charnela) con soldador mecánico y se ancló a 3 287 m.
3-IX-72	Se metió aparejo de producción con - T.R. 2-3/8" anclando el empacador su- perior a 3141 m. y quedando de la si- guiente manera:
	Multi-v de emp. inferior a: 3287 m
	Junta de seguridad a: 3179 m
	Camisa deslizablc CB-1 cerrada a: 3162 m
	Empacador superior 7-5/8" a: 3141 m
	Camisa deslizablc "C" cerrada a: 3132 m
12-IX-72	Después de haber instalado y probado el arbol de válvulas con 350 kg/cm ² , se instalaron las líneas de descarga Con pistolas Scallop 2" se dispara- ron los intervalos 3313-3318 y 3171- 3178 m., con 13 agujeros por metro.
14-IV-72	Se observó el pozo por el intervalo

inferior, desalojando agua y posteriormente aceite.

15-IX-72

Se observó el pozo por el intervalo superior, desalojando agua y aceite. Se observó el pozo abierto al quemador (intervalo inferior), fluyendo con 105 kg/cm^2 , estrangulado por $3/16''$

El análisis de los fluidos fue el siguiente:

<u>Intervalo superior</u>	<u>Intervalo inferior</u>
Aceite: 97.8%	Aceite: 86%
Agua: 2%	Agua: 13%
Sedimentos: 0.2%	Densidad: 0.85
Densidad: 0.845	Sedimentos: 1%
Temperatura: 33°C	Temperatura: 32°C
	Salinidad: 5 000 P.P.m.

f) Estado mecánico del pozo después de la terminación: Este se presenta en la fig. 5

ESTADO MECANICO

CAMPO TUPILECO POZO No. 150
 EQUIPO P-105 FECHA 15-IX-72
 ULTIMA INTERVENCION TERMINACION

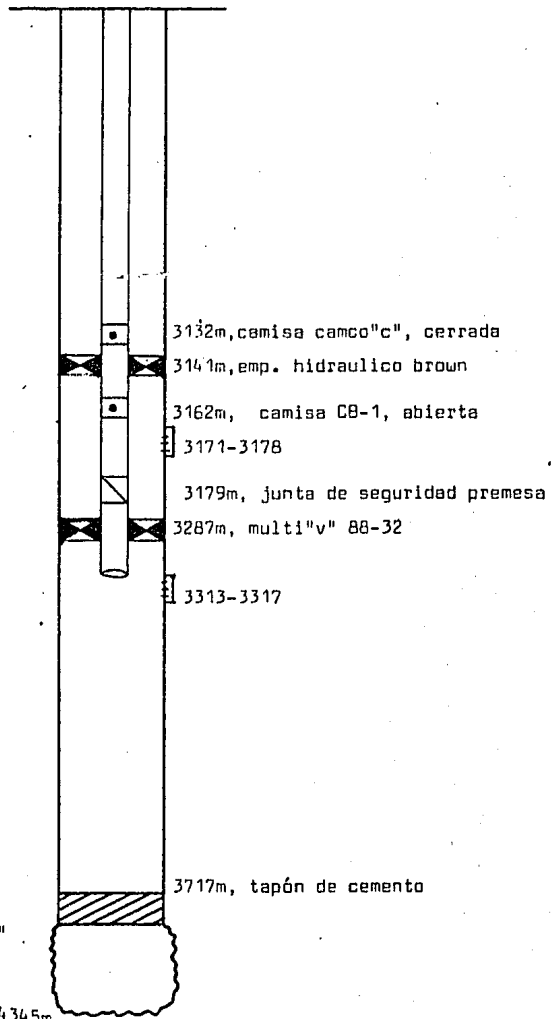
CONEXIONES SUPERFICIALES

árbol de válvulas EPN-S 1500
 e. m. r. 3.05 m
 T.P. 2 3/8"

CONEXIONES SUBSUPERFICIALES

Válvulas para B.N.
 marca tipo diam.
 No. Válvula Prof. (m) Pop. 60°F

DIAM. TR. GRADO (pg)	PESO (lb/pie)	DE (m)	A (m)
7 5/8" P-110	39	0	633.3
7 5/8" P-110	33.7	633.3	1915.2
7 5/8" N-80	33.7	1915.2	2836.8
7 5/8" P-110	33.7	2836.8	3788.0



Prof. Int.
 T.R. 7 5/8"

Prof. Tot. 4345m

CAPITULO IV
REPARACIONES

a) Generalidades.

Se terminó el pozo en septiembre de 1972, como productor fluyente en dos intervalos, teniendo como zona inferior el intervalo 3317-3313 y como zona superior el intervalo 3171-3178.

En diciembre de 1972 la zona inferior quedó cerrada por baja presión, por lo cual se estuvo explotando solamente por el intervalo superior.

En septiembre de 1973, se instalaron insertos a la T.P. y por este sistema, el pozo estuvo operando hasta julio de 1974, en donde se cerró por abatimiento de nivel; en septiembre de 1974 se intervino el pozo con una reparación menor que consistió en acondicionar el pozo con válvulas * de inyección de gas para bombeo neumático.

En agosto de 1980, se efectuó la segunda reparación menor, reacondicionándose el aparejo de producción, favoreciendo a la recuperación de hidrocarburos al colocar el punto de inyección de gas a mayor profundidad.

Reparación menor # 1

La primera intervención en este pozo fue una reparación menor, ésta se hizo debido a que el pozo estuvo operando como fluyente con intermitencias por baja presión.

a) Registro de presión de fondo estático.-

Este registro se tomó en julio de 1973 y se obtuvieron los siguientes datos:

Presión a 0.0	0.0 kg/cm ²
Presión a 3515 m	252.4 kg/cm ²
Gradiente máximo	0.1032 kg/cm ² /m
Nivel de aceite	628 m.
Nivel de agua	2 021 m.

* Se recomienda ver apéndice III.

b) Datos de producción antes de la reparación.-

Producción acumulativa: 26 648 m³.

Aceite neto: 10 m³/día

RGA: 492 m³/m³

Agua: 8%

c) Programa de operación.-

- 1.- Depresionar el pozo y llenarlo con agua salada - de 1.01 gr/c.c.
- 2.- Recuperar el aparejo de producción, eliminando - los tramos que estén en malas condiciones.
- 3.- Limpiar y reconocer la profundidad interior a - 3717 m. a través del empacador permanente.
- 4.- Meter e instalar aparejo de bombeo neumático sen - cillo selectivo de acuerdo al programa diseñado por el Departamento de Producción.
- 5.- Instalar conexiones superficiales, mismas que de - berán quedar en condiciones y limpias.
- 6.- Inyectar gas hasta desalojar agua de lavado en - espacio anular y T.P.
- 7.- Observar la correcta operación del aparejo de - bombeo neumático a la batería de separación co - rrespondiente.

d) Operaciones.-

<u>F E C H A</u>	<u>O P E R A C I O N E S</u>
17-IX-74	<p>Con equipo instalado 100%, se circuló y desplazó aceite de la T.R. a la batería con agua salada.</p> <p>Fue quitado el árbol de válvulas FTP-S-1500 e instalado el preventor Cameron T.F. S-900 con carrete adaptador y conexiones de control.</p>

<u>F E C H A</u>	<u>O P E R A C I O N E S</u>												
18-IX-74	De desarrolló el multi-v de emp. Brown a 3148 m., notando ligero flujo del intervalo inferior.												
19-IX-74	Fue observado el pozo abierto a la atmósfera, sin manifestar. Con unidad propesa se probó el cabezal 7-5/8" y conexiones superficiales con 210 kg/cm ² , con resultados satisfactorios.												
20-IX-74	Fueron medidas las herramientas: niple de aguja 2-3/8", canasta colectora - Baker 4-3/4", escariador Baker 4-3/4", y T.P. 2-3/8" a 3403 m., para acondicionar el agujero.												
21-IX-74	Se procedió a circular eliminando bache de lodo con aceite y se observó el pozo notando manifestación por la T.R., - teniendo que circularse con agua salada para controlar el pozo.												
22-IX-74	Se observó ligera manifestación, sin complicaciones, y se procedió a sacar la herramienta. Fue medido el aparejo de producción sencillo selectivo B.N. en la forma siguiente: <table data-bbox="451 1375 933 1587"> <tbody> <tr> <td>Tubo de producción multi-V a</td> <td>3 287 m</td> </tr> <tr> <td>Junta de seguridad 2-3/8" a</td> <td>3 180 m</td> </tr> <tr> <td>Camisa Camco CB-1 2" (abierta)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>a</td> <td>3 162 m</td> </tr> <tr> <td>Empacador Baker R-3 2-3/8" a</td> <td>3 141 m</td> </tr> <tr> <td>Camisa Camco "C" 2" (cerrada) a</td> <td>3 130 m</td> </tr> </tbody> </table>	Tubo de producción multi-V a	3 287 m	Junta de seguridad 2-3/8" a	3 180 m	Camisa Camco CB-1 2" (abierta)		a	3 162 m	Empacador Baker R-3 2-3/8" a	3 141 m	Camisa Camco "C" 2" (cerrada) a	3 130 m
Tubo de producción multi-V a	3 287 m												
Junta de seguridad 2-3/8" a	3 180 m												
Camisa Camco CB-1 2" (abierta)													
a	3 162 m												
Empacador Baker R-3 2-3/8" a	3 141 m												
Camisa Camco "C" 2" (cerrada) a	3 130 m												

Las válvulas para bombeo neumático que daron de la siguiente manera:

<u>No. válvula</u>	<u>Profundidad (m)</u>	<u>Presión de cal (lb/pg²)</u>
1	3 068	760
2	2 859	760
3	2 639	750
4	2 414	740
5	2 154	730
6	1 885	721
7	1 564	700
8	1 218	685
9	833	670
10	451	650

23-IX-74 Se efectuó el ajuste correspondiente y se ancló el empacador Baker R-3 de 6-5/8".

El preventor fue cambiado e instalado - el árbol de válvulas FIP-S-1500, probándose a presión con resultados satisfactorios.

23-IX-74 Se observó el pozo de B.N. a la batería, desalojando agua de lavado.

e) Estado mecánico del pozo después de la reparación.-

Este se presenta en la fig. 6.

Reparación menor # 2

El objetivo de esta reparación fue la de reacondicionar - el aparejo de producción y sabiendo que la producción acumulativa de aceite era de 31 612 m³, lo cual era muy infe

rior a su reserva, aún se podría obtener una producción aceptable.

a) Registro de presión de fondo estático.-

Este registro se tomó en abril de 1978, con los siguientes resultados:

Presión a 0.0	22 kg/cm ²
Presión a 3 315 m	138 kg/cm ²
Gradiente máximo	0.100 kg/cm ² /m
Nivel de aceite	628 m.
Nivel de agua	3 280 m
Temp. máxima de fondo	85°C

b) Datos de producción.-

Producción acumulativa:	31 612 m ³
Aceite neto:	6 m ³ /día
RGA:	372 m ³ /m ³
Agua:	8 %

c) Programa de operación.-

- 1.- Controlar el pozo con agua salada de 1.02 gr/c.c. y recuperar aparejo de bombeo neumático sencillo selectivo.
- 2.- Con niple de aguja limpiar y reconocer hasta 3350 m y sacar T.P.
- 3.- Meter aparejo de producción sencillo selectivo de bombeo neumático de acuerdo al programa del departamento de producción.
- 4.- Instalar conexiones superficiales de control y probarlas, inducir el pozo a producción mediante inyección de gas. Observar la correcta operación del - aparejo de bombeo neumático.

d) Operaciones.-

<u>FECHA</u>	<u>OPERACIONES</u>
30-VIII-80	Instalación del equipo al 100%.
31-VIII-80	Se cambió el árbol de válvulas y se instaló un preventor Cameron "U"-6". Se controló el pozo con agua salada de 1.03 gr/c.c.
01-IX-80	Se desancló el aparejo 2-3/8" y al sacarlo se tuvieron algunos problemas por presentarse manifestación.
02-IX-80	Con aumento en la densidad del agua salada y circulando, se sacó el aparejo a la superficie, quedando como pescado media junta a 3 250 m.
03-IX-80	Se armó pescante Bowen 5-1/4", cuñas sin tope de 3-1/6", martillo hidráulico 4-1/2" y T.P. 2-3/8" y se bajó el arreglo a 3 000 m.
05-IX-80	El pescante fue bajado y operado a 3250m obteniendose resultados satisfactorios.
07-IX-80	Se procedió a instalar el aparejo de producción con T.P. 2-3/8", quedando de la siguiente manera:
	Multi-V de emp. inferior a 3287 m
	Junta de seguridad a 3259 m
	Niple de asiento a 3278 m
	Camisa Camco CB-1 (abierta) a 3174 m
	Empacador Baker R-3 7-5/8" a 3162 m
	Camisa Camco "C" (cerrada) a 3151 m
	Las válvulas para bombeo neumático quedaron de la siguiente manera:

No. Válvula	Profundidad (m)	Presión de Cal. (lb/pg ²)
1	3 065	820
2	2 716	810
3	2 363	800
4	1 964	790
5	1 560	780
6	1 119	770
7	625	750

09-IX-80 El preventor fue desmantelado y se instaló el árbol de válvulas FIP S-1500, - probándose a presión con 350 kg/cm^2 , - con resultados satisfactorios.

10-IX-80 El pozo fue observado el pozo a la batería, desalojando agua de control y enseguida aceite.

- e) Estado mecánico del pozo después de la reparación.-
Este se presenta en la fig. 7

ESTADO MECANICO

CAMPO TUPILCO

POZO No. 150

EQUIPO 5611

FECHA 15-IX-74

ULTIMA INTERVENCION REPARACION MENOR NO. 1

CONEXIONES SUPERFICIALES

árbol de válvulas EPN-S 1500

e. m. r. 4.10 m

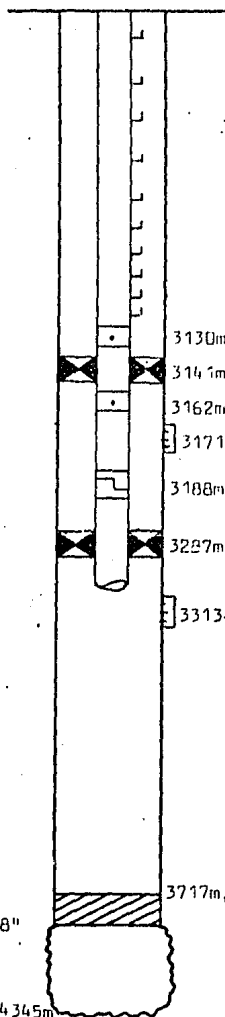
T.P. 2³/₈"

CONEXIONES SUBSUPERFICIALES

Válvulas para B.N.

marca	tipo	diam.
No. Válvula	Prof. (m)	Pop. 60°F
1	3070	760
2	2855	760
3	2645	750
4	2417	746
5	2158	730
6	1885	715
7	1566	700
8	1216	685
9	830	670
10	456	650

DIAM. TR.	GRADO	PESO (lb/pie)	DE (m)	A (m)
7 7/8"	P-110	39	0	633.3
7 5/8"	P-110	33.7	633.3	1215.2
7 7/8"	N-80	33.7	1915.2	2836.8
7 5/8"	P-110	33.7	2836.8	3788.0



3130m, camisa camco "c", cerrada

3141m, emp. R-3, 7⁵/₈".

3162m, camisa camco CB-1, abierta

3171-3178

3188m, junta de seguridad premesa

3227m, multi"v", 88-32

3313-3317

Prof. Int.
T.R. 7⁵/₈"

3717m, tapón de cemento

Prof. Tot. 4345m

ESTADO MECANICO

CAMPO TUPILCO

POZO No. 150

EQUIPO 5998

FECHA 05-VIII-80

ULTIMA INTERVENCION REPARACION MENOR No. 2

CONEXIONES SUPERFICIALES

árbol de válvulas EPN-S1500

o.m.r. 3.45 m

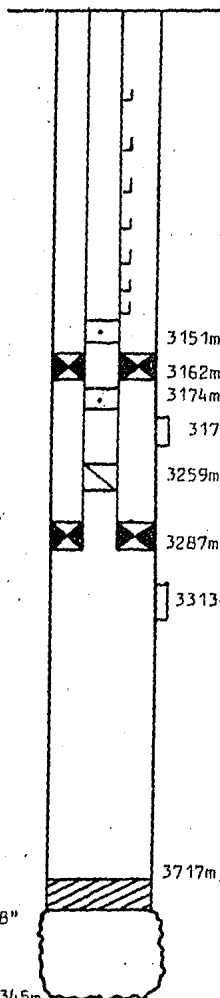
T.P. 2³/8"

CONEXIONES SUBSUPERFICIALES

Válvulas para B.N.

marca	IPAMEX	tipo	SV1	diam.
No. Válvula	Prot. (m)	Pop. 60° F		
1	3066	820		
2	2716	810		
3	2363	800		
4	1964	790		
5	1560	780		
6	1119	770		
7	625	750		

DIAM. TR. (pg)	GRADO	PESO (lb/pie)	DE (m)	A (m)
7 5/8"	P-110	39	0	633.3
7 5/8"	P-110	33.7	633.3	1915.2
7 5/8"	N-60	33.7	1915.2	2836.8
7 5/8"	P-110	33.7	2836.8	3788.0



Prof. Int.
T.R. 7 5/8"

Prof. Tot. 4345m

CAPITULO VII
REGISTROS GEOFISICOS

a) Intervalos registrados.-

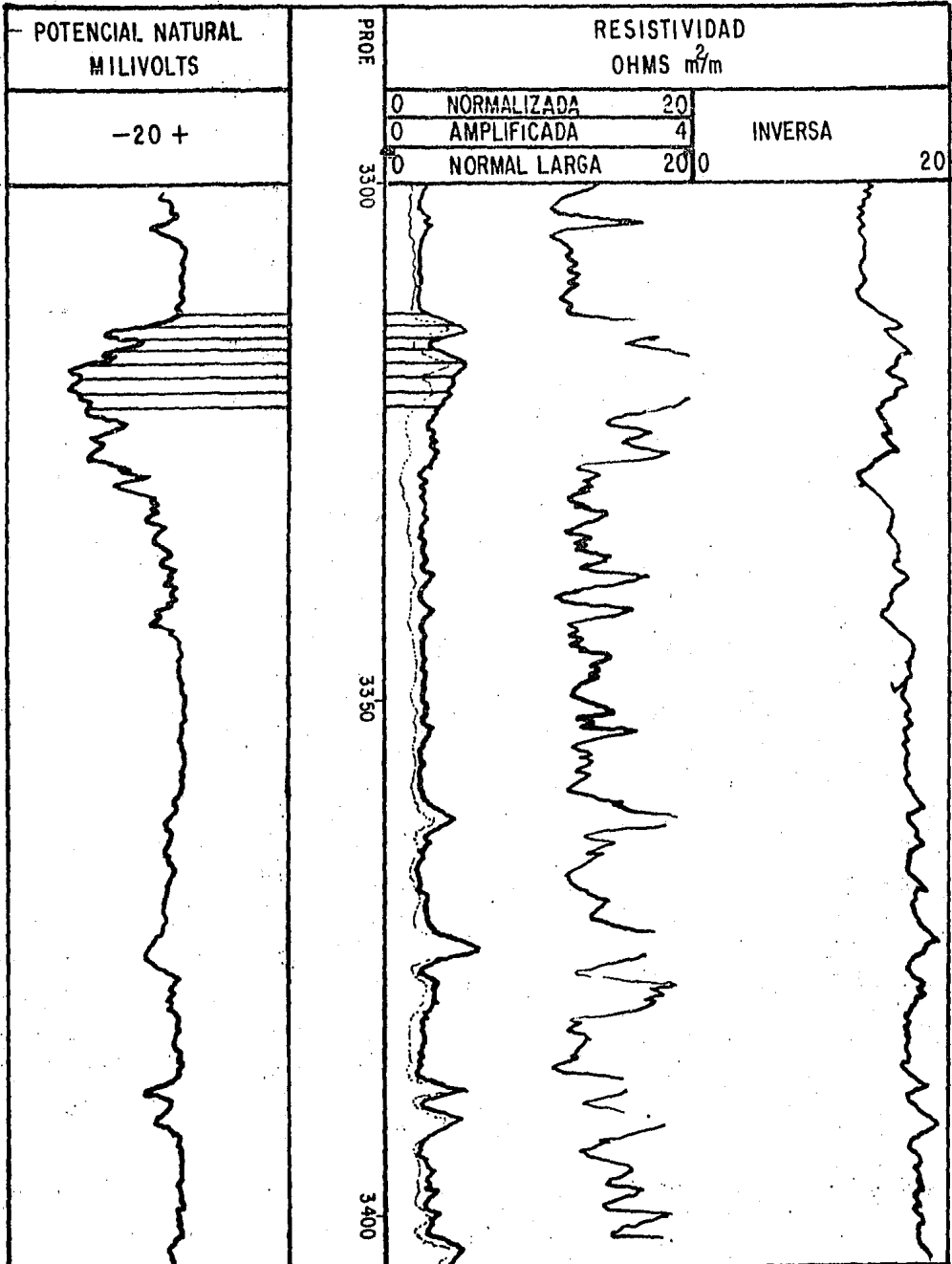
Los registros * que se tomaron en el pozo de las zonas - de interés se presentan en la siguiente tabla:

REGISTRO	INTERVALO (m) TOMADO	METROS REGISTRADOS
Inducción	3517 - 1998	1519
Potencial natural	3517 - 1998	1519
Microcalibre	3517 - 1998	1519
Microregistro	4005 - 3790	215
Eléctrico	4208 - 3790	418
Gamma - Neutron	4207 - 3798	409
Echados	4000 - 3390	610
Sonico de porosidad	3370 - 2970	400

b) Correlación de registros tomados en la zona de interés:
(ver. figs. 8 a 11)

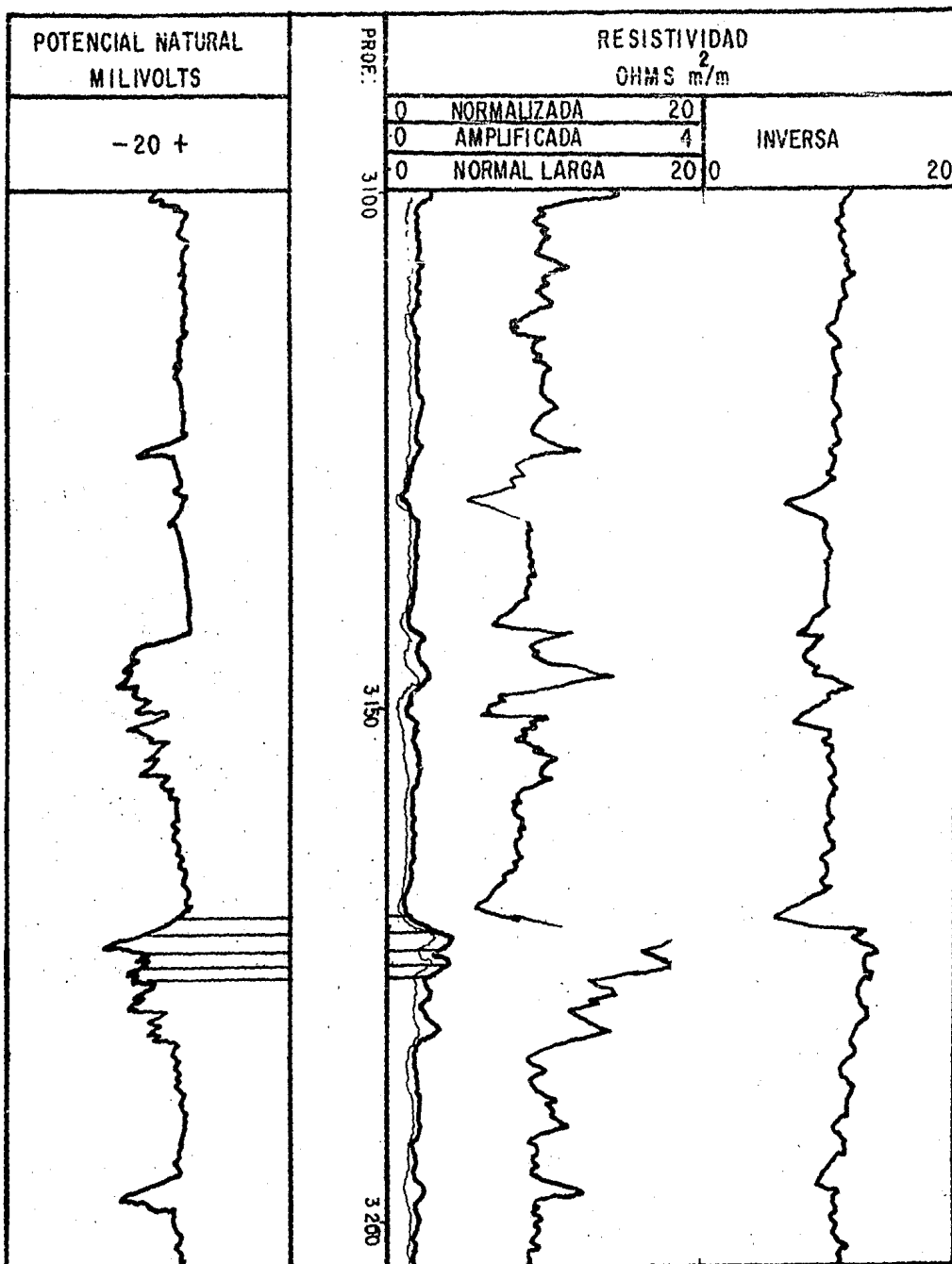
(*) Se recomienda ver el apéndice IV

FIGURA 8



Fuente: Expediente del Pozo. Depto. Ingeniería Petrolera

FIGURA 9



Fuente: Expediente del Pozo. Dpto. de Ingeniería Petrolera.

FIGURA 10

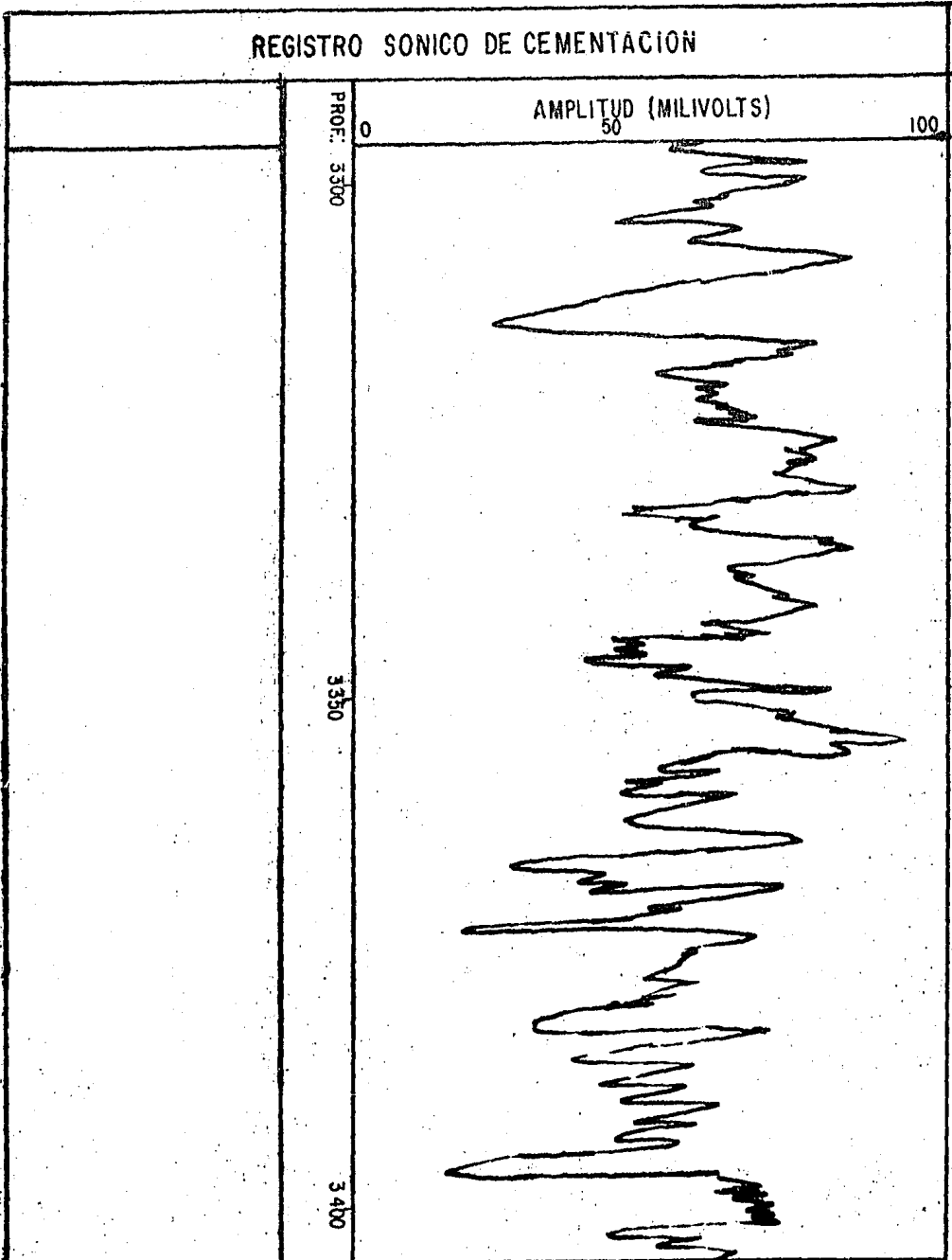
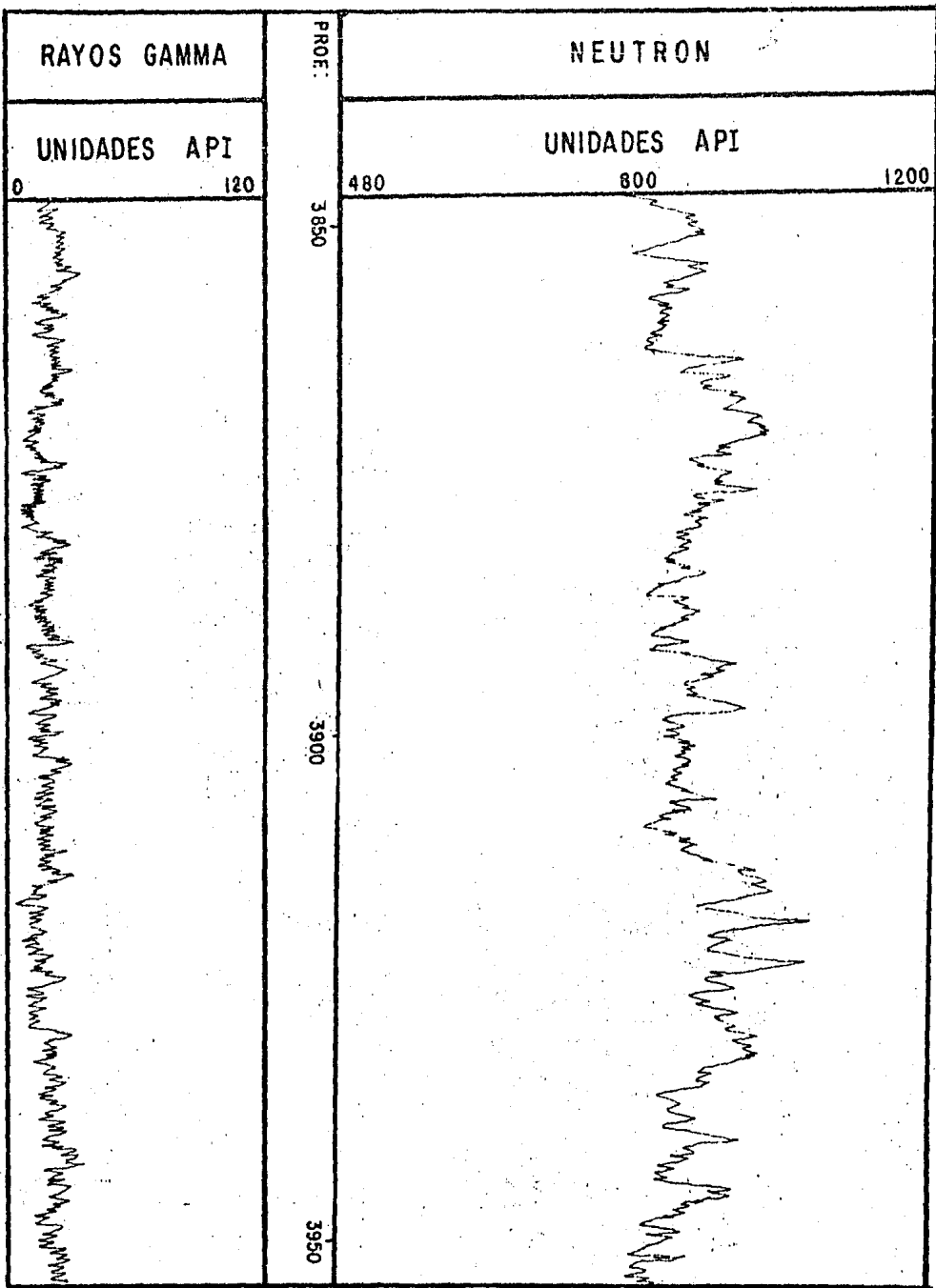


FIGURA 11



c) Información obtenida de los registros:

La información mostrada en la siguiente tabla, se obtuvo de las lecturas de los registros de inducción, gamma-neutrón y microregistro.

Intervalo (m.b.m.r)	SW (fracc)	ϕ (fracc)	I_N (m^3/m^2)	Fluido esperado
2614.0-2618.0	0.29	0.23	0.41	aceite y agua
2622.0-2625.5	0.25	0.22	0.74	"
2626.5-2629.0	0.28	0.22	0.27	"
2649.0-2652.0	0.32	0.18	0.24	"
2653.0-2658.5	0.30	0.20	0.84	"
2712.5-2715.0	0.27	0.23	0.42	"
2716.0-2718.0	0.27	0.23	0.25	"
2806.0-2808.5	0.39	0.17	0.21	" y agua
2864.0-2871.0	0.25	0.26	1.31	"
3003.0-3007.0	0.16	0.27	0.57	"
3170.0-3182.0	0.38	0.21	0.98	" y agua
3226.5-3229.5	0.16	0.28	0.82	"
3263.0-3267.0	0.19	0.26	0.84	"
3270.0-3273.0	0.34	0.27	0.53	" viscoso
3212.5-3223.0	0.27	0.24	1.58	"
3359.0-3363.0	0.42	0.12	- . -	" y agua
3372.0-3376.0	0.15	0.23	0.59	"
3376.0-3381.0	0.29	0.09	0.16	"
3386.0-3389.0	0.24	0.16	0.12	"
3389.0-3393.0	0.17	0.15	0.25	"
3399.0-3408.0	0.20	0.13	0.26	"
3411.5-3415.0	0.40	0.24	- . -	" "
3425.0-3430.0	0.28	0.10	0.14	"
3442.0-3445.5	0.32	0.19	0.19	"
	$\bar{SW}=0.27$	$\bar{\phi}=0.19$	Int=11.72	

CAPITULO VIII

DATOS DE PRODUCCION

En la siguiente tabla se presenta los datos de producción obtenidos durante el tiempo que el pozo ha estado en explotación.

Fecha	Aceite p.neta (m)	H ² O (%)	RGA	Est. (pg)	Observaciones
21-IX-72	102	0.0	87	7/32	Inicio a explotación
17-I-73	30	1.0	--	¼"	
25-I-73	12	1.0	--	¼"	
27-II-73	30	1.2	--	¼"	
19-III-73	33	0.8	--	¼"	
16-V-73	35	0.0	--	½"	Cambio est.
30-V-73	35	0.0	--	½"	
6-VI-73	0	0.0	--	½"	Cdo. sin presión
12-VIII-73	25	0.0	--	3/8"	
14-VIII-73	25	0.0	--	3/8"	
17-VIII-73	20	0.0	--	¼"	Cambio est.
18-VIII-73	0	0.0	--	¼"	Cdo. sin presión
1-IX-73	20	0.0	--	3/8"	
20-IX-73	0	0.0	--	3/8"	Instaló insertos
3-X-73	69	4.5	82	3/8"	
4-XII-73	58	4.0	--	3/8"	
13-VIII-74	15	8.0	150	3/8"	
16-IX-74	0	0.0	--	3/8"	Rep. Menor # 1
25-IX-74	27	8.0	211	3/8"	
29-IX-74	27	8.0	300	3/8"	
01-X-74	27	8.0	310	3/8"	
13-I-75	17	8.0	600	3/8"	
2-V-76	13	8.0	600	3/8"	
3-VI-76	17	8.0	600	3/8"	
10-XII-76	27	9.0	423	3/8"	
15-VII-77	26	9.0	429	3/8"	
26-X-77	17	23.0	464	3/8"	
29-XI-77	17	23.0	504	3/8"	
29-V-78	0	0.0	--	3/8"	Cdo. sin presión
24-III-79	31	30.0	178	-	
20-IV-79	6	5.5	1464	-	
25-V-79	0	0.0	--	3/8"	Cdo. sin presión
28-IX-80	8	30.0	856	3/8"	
4-XII-80	2	60.0	1682	-	
3-I-81	3	52.0	1070	-	
20-I-81	6	40.0	1640	-	
18-II-81	8	40.0	550	-	
14-IV-81	25	6.0	242	3/8"	

Fecha	Aceite p.neta (m)	H ² O (%)	RGA	Est. (pg)	Observaciones
3-VI-81	8	5.0	639	3/8"	
28-VI-81	9	5.0	789	3/8"	
18-VIII-81	8	10.0	624	3/8"	
5-IX-81	8	18.0	596	3/8"	
29-IV-81	7	10.0	588	-	
27-X-81	14	8.0	422	-	
8-III-82	20	0	148	-	
7-IV-82	13	10.0	236	-	
1-V-83	6	40.0	175	-	
3-X-83	4	40.0	175	-	
4-X-83	6	40.0	167	-	Cdo. sin presión

Debido a la falta de información en la historia de producción; ya que la mayoría de las mediciones reales se han extraviado y la que aparece en los mecanizados de computación es una información prorrateada; por lo tanto resulta incoherente al hacer el análisis del comportamiento real de los pozos en cuanto a producción se refiere; ya que no puede haber una relación efectiva entre gasto neto de aceite, producción de agua, RGA y diámetro del estrangulador.

CAPITULO IX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este pozo ha sido productor durante varios años, de él se ha - obtenido buena recuperación; a finales de 1983 fue cerrado sin presión, por lo que se ha programado tomarle registros de presión de fondo e intervenirse con tubería flexible; en caso de no obtenerse buenos resultados, se programará para buscar nuevas acumulaciones de hidrocarburos con la primera reparación - mayor.

Las recomendaciones mas importantes para obtener un mejor provecho en la explotación de este campo, son: llevar al corriente las mediciones de producción, ya que estas son incompletas o en muchos casos no existen; analizar frecuentemente el efectivo funcionamiento de los aparejos de producción, ya que la - mayoría de pozos operan con el sistema de bombeo neumático. - Por otra parte, debido a sus características geológicas, es necesario estudiar y programar las arenas de mayor interés para que sean intervenidas con los equipos de reparación de pozos, principalmente los pozos que se encuentran invadidos de agua. También se debe incrementar la cantidad de equipo, ya que en - esta zona es insuficiente.

Loz pozos que se encuentren cerrados por abatimiento de nivel, ya sea porque la formación este dañada o existan problemas de flujo en las vecindades de los pozos, es necesario programarlos a la intervención correspondiente (reparación mayor, reparación menor, tubería flexible, estimulaciones, etc.)

Para el proyecto integral de inyección de agua, es indispensable escoger las arenas de mayor espesor, formaciones con mayor permeabilidad y que cumplan con las características de flujo - en el barrido. Perforar pozos que se encuentren pendientes y acondicionar los que se tengan programados como inyectores.

APENDICE I

APENDICE I

Características de los cementos y aditivos usados en la cementación de las tuberías.

La cementación de una tubería de revestimiento se hace bombeando una lechada de cemento a través del espacio anular entre la T.R. y la pared del pozo. Esta lechada se forma de la combinación cemento y agua.

Las funciones principales de la cementación de una tubería básicamente son:

- Proteger a la tubería de revestimiento de la corrosión.
- Proporcionar una base firme para el soporte del equipo - de seguridad en la superficie.
- Controlar el movimiento de fluidos, de tal forma que, no ocasionen problema durante las operaciones de perforación y terminación del pozo.
- Proporcionar soporte a las tuberías por medio de éstas y el agujero.
- Aislar zonas de pérdida de circulación.

Para cada profundidad de cada pozo las condiciones de cementación y de la lechada de cemento son diferentes, ya que para cualquier tipo de formación el comportamiento de esta lechada actúa en distintas formas, ya que depende de muchos factores, como son:

- Flujo de la lechada
- Diferencia de densidades
- Gasto
- Centrado de la tubería
- Condición del lodo
- Movimiento de las tuberías

Todos estos factores deben de tomarse en cuenta para la selección del cemento y aditivos, de tal forma que se cumpla con los requerimientos necesarios para lograr una efectiva cementación, como también las altas presiones y temperaturas a las que se trabaja en el interior del pozo para poder diseñar las condiciones óptimas de la lechada (viscosidad, densidad, salinidad, adherencia, tiempo de fraguado, etc.)

Aditivos.- Prácticamente todos los aditivos de cemento que se utilizan, son polvos que se han mezclado en seco con el cemento antes de que este sea transportado al pozo.

Dependiendo de la forma en que se seleccionan los aditivos, pueden afectar las características de la lechada del cemento y se clasifican de la siguiente forma: catalizadores, aditivos ligeros, aditivos pesados, retardadores de fraguado, control de filtración, control de fricción.

Catalizadores.- Esta clase de aditivos, normalmente se usa para bajas temperaturas, ya que se requiere de la catalización para reducir el tiempo de fraguado. Los catalizadores que se utilizan con más frecuencia son: cloruro de calcio, cloruro de sodio, yeso, cemento con dispersantes y agua reducida, agua de mar.

Aditivos ligeros.- Normalmente cuando las grandes columnas de lechada de alta densidad dentro de un pozo pueden causar franturamiento o mayor filtración a la formación, es necesario agregar un aditivo que disminuya la densidad de la lechada. Entre esta clase de aditivos ligeros los más frecuentemente se utilizan son: la bentonita, la gilsonita, nitrógeno, carbón, puzolana, etc.

Aditivos pesados.- Para contrarrestar las altas presiones - encontradas frecuentemente en pozos profundos, se requiere de lechadas de alta densidad. Los materiales más usados como - aditivos son: hematita, limenta, barita, arena.

Retardadores de fraguado.- Cuando las temperaturas de cemen tación son altas (170° a 500°F), el cemento tiende a fraguar rápidamente, por ello se le tiene que adicionar un retardador que sea compatible con los diferentes aditivos y cementos que se emplean. Entre esta clase de aditivos los más comunes son: lignina, ácido orgánico, carboxil hidroximetil celulosa.

Agentes de control de filtración.- Para reducir la pérdida de filtrado de la lechada de cemento en zonas porosas, se adi cionan aditivos que tienen la capacidad de formar enjarre en las paredes del pozo. Entre los materiales más comunes como aditivos, de estas características se encuentran: polímeros orgánicos (celulosas), aditivos de latex.

Para la cementación de las tuberías de este pozo, se utilizó cemento tipo "G". Esta clase de cemento se emplea a profundi dades de 0 m. a 2400 m. básicamente, pero con la adición de - aceleradores o retardadores de fraguado, su uso se puede gene ralizar para cualquier tipo de presión y temperatura, pudiendose también utilizar cuando exista acción de sulfatos.

La selección de aditivos utilizados fue:

Tubería conductora	-	cloruro de calcio (catalizador)
Tubería superficial	-	lignina (retardador)
Tubería intermedia	-	puzolana (retardador)
Tubería de explotación	-	puzolana (retardador)

APENDICE II

APENDICE II

FLUIDOS DE PERFORACION

Fluido de Perforación.- Es cualquier sustancia fluida que se utiliza para ayudar a remover y/o generar los recortes producidos bajo la acción de la barrena durante la perforación del pozo.

Funciones de un fluido de perforación.-

a.- Remover los recortes del pozo.-

Es sin duda una de las funciones más importantes de un fluido de perforación, puesto que cuando la barrena va perforando una formación, pedazos de la misma caen en el pozo, por lo que es necesario removerlos del agujero. La eficiencia de remover los recortes es una función directa de la capacidad de acarreo del fluido de perforación y depende de los siguientes factores:

- Densidad del lodo
- Viscosidad del lodo
- Tipo de regimen (distr. de la velocidad)
- Torque inducido de los recortes
- Tamaño y forma de las partículas
- Rotación de la tubería
- Relación de la densidad de los recortes con respecto a la densidad del lodo.

b.- Limpieza del fondo del agujero.-

Se refiere a la habilidad del fluido de perforación para remover los recortes, para prevenir el embolamiento de la barrena y el molido de recortes; consecuentemente, un fluido de perforación que tenga una máxima capacidad de acarreo en las condiciones existentes, da la mayor efectividad de limpieza.

c.- Control de presión hidrostática.-

Los fluidos de perforación deben dar suficiente presión hidrostática para balancear la presión de formación y - con ello restringir el flujo de fluidos dentro del pozo; asimismo poder controlar la existencia de cualquier posi-
ble brote.

d.- Enfriamiento y lubricación de la barrena y sarta de per-
foración.-

Una considerable cantidad de calor es generada debido a la rotación de la barrena y la sarta. Como un resultado de la fricción de la barrena y en los puntos donde la - tubería se encuentra en contacto con las paredes de la - formación y como consecuencia hay mayor desgaste del - equipo.

Las propiedades lubricativas y de enfriamiento del flui- do de perforación, es de gran importancia, debido al con- siderable ahorro en el tiempo y dinero, si se da la su- ficiente lubricación en todas las partes del equipo de - perforación. La vida del equipo puede ser prolongada - con una disminución en el número de viajes requeridos pa- ra la operación de cambio de barrena.

e.- Formación del enjarre en paredes de formaciones porosas.-

La formación del enjarre en rocas permeables a la forma- ción del pozo, está directamente relacionado con las pro- piedades de pérdida de filtrado del lodo.

Si el enjarre es grueso provocará fricciones al sacar la tubería del pozo, asimismo, al meter la barrena u otros elementos se encontrará resistencia y provocará además - cambios de presión en forma brusca, el efecto de sondeo causará un reventón y los cambios bruscos de presión ori- ginarán pérdidas de circulación. El control de filtrado

para buenas condiciones de agujero, variará de acuerdo al tipo de formación que es perforada.

f.- Prevención de cavidades en las paredes del pozo.-

En una zona permeable los enjarres impermeables son formados durante la perforación del pozo. Esto es el resultado de la invasión inicial de la fase líquida dentro de la zona permeable y la depositación de sólidos finamente divididos (generalmente arcillas) sobre la cara de la formación al incrementar la invasión de la fase líquida. Este mismo enjarre ayuda a sostener las paredes del pozo y evita la formación de cavernas. Esta propiedad de formación del enjarre, puede ser mejorada o incrementada por tratamiento químico de la fracción coloidal del fluido y dependerá del tipo de formación, ya que puede traer como consecuencias:

- Daño a la formación
- Mala cementación debido a la ausencia de una buena adherencia entre la formación y el cemento.
- Distorsión en la información de los registros eléctricos

g.- Evitar que los recortes de la formación y el material densificante del lodo caigan al fondo del agujero al suspender la circulación.-

Un buen fluido de perforación debe tener capacidad para mantener suspendidos en su seno los recortes generados por la barrena y el material sólido que proporciona densidad al fluido cuando por una u otra razón la circulación del fluido cesa por completo. Si esto no sucede los recortes y el material densificante tenderán a caer al fondo y en consecuencia a atrapar la tubería y la barrena. Para que un fluido tenga esta capacidad debe tener propiedades tixotropicas.

h.- Soportar parcialmente el peso de la sarta de perforación y de las tuberías de revestimiento.-

Para manejar el efecto de flotación de un fluido de perforación se utiliza el concepto de factor de flotación - con el cual se puede determinar la reducción del peso de la sarta de perforación o de la tubería de revestimiento al introducirse dentro del pozo lleno con lodo, y se determina de la siguiente manera:

$$Ff = 1 - \frac{Dl}{Da} \quad ; \quad \begin{array}{l} Ff = \text{factor de flotación} \\ Dl = \text{densidad del lodo} \\ Da = \text{densidad del acero} \end{array}$$

Este efecto se produce también sobre los recortes de la formación, por lo cual un fluido mientras más densidad tiene, mayor es su capacidad de acarreo.

i.- Transmitir información acerca de las formaciones perforadas.-

A través del lodo en forma directa (por medio de los recortes) o mediante herramientas de registro se pueden conocer las características de las formaciones perforadas y de los fluidos contenidos en ellas.

j.- Transmitir potencia hidráulica a la barrena.-

Esta potencia es transmitida por el lodo debido a la reducción del diámetro de flujo.

Características de los lodos usados en la perforación del -
pozo.-

a.- Lodos bentónicos.-

Del tipo de lodos que mayormente se utiliza es el bentonítico, ya que por su valor económico y sus propiedades físicas de las cuales se pueden obtener las condiciones reológicas necesarias. Normalmente se utiliza en formaciones que no contengan arcillas hidratables (arenas, areniscas, calizas, etc.), ya que estas pueden causar problemas de pegadura de la tubería.

El lodo bentonítico se compone principalmente de agua y de bentonita, teniéndose que agregar aditivos en la mayoría de los casos para obtener las condiciones óptimas de perforación.

b.- Lodos ligno-sulfonato emulsionados.-

Este tipo de lodos se forman de la combinación de agua, diesel, arcilla y aditivos. Está dentro de la clasificación de los lodos base agua (donde la fase continua es el agua). Se utilizan principalmente en formaciones que no contengan arcillas hidratables como: arenas, areniscas, calizas, dolomias y en ocasiones en formaciones con intercalación de lutita.

APENDICE III
CARACTERISTICAS DE LAS VALVULAS DE BOMBEO
NEUMATICO UTILIZADAS PARA EL APAREJO DE PRODUCCION

APENDICE III
 CARACTERISTICAS DE LAS VALVULAS DE BOMBEO
 NEUMATICO UTILIZADAS PARA EL APAREJO DE PRODUCCION

El sistema bombeo neumático se utiliza para aligerar la columna de fluidos provenientes del pozo, para obtener una mayor producción, esto es, inyectando gas a presión por el espacio anular entre la T.R. y la T.P.

Existen dos tipos de sistema bombeo neumático, de los cuales se selecciona el más adecuado y dependerá de las características del pozo y de los fluidos a obtener. Estos sistemas son:
Bombeo neumático continuo: Para altas presiones y altos índices de productividad.

Bombeo neumático intermitente: Para bajas presiones y bajos índices de productividad.

Generalmente, este sistema se aplica a pozos que han declinado su presión y en consecuencia su producción. Para pozos cuya columna de fluidos en explotación presenta colgamientos - formandose tapones que incrementan la caída de presión por fricción.

Para cada situación de cada pozo se debe diseñar el tipo de bombeo neumático y el tipo de válvula para tener un control del volumen y gasto de gas que pasa del espacio anular a la tubería de producción con el propósito de aligerar la columna de aceite (BNC) o de enviar el aceite a la superficie en forma de bache (BNI).

Para esta finalidad las válvulas B.N. son sensibles a los cambios de presión del espacio anular y de la tubería de producción.

Las condiciones de operación para el bombeo neumático continuo la válvula opera semi-abierta para poder tener un gradiente de presión deseado en la T.P. y para el bombeo neumático intermitente, la válvula opera en tal forma que permite el paso de volúmenes grandes de gas para efectuar el levantamiento del aceite a la superficie, con periodos alternados de inactividad en los que permite que en la T.P. se recupere el nivel de líquido.

Las válvulas utilizadas para este pozo son las válvulas de -
fuelle para bombeo neumático intermitente, estas se diseñan de
tal forma que la presión en la T.R. sea mayor que en la T.P. -
para que la válvula abra y pueda entrar el gas a presión. Cuando el gasto de gas programado se reduce la válvula cierra.

APENDICE IV

DESCRIPCION DE CADA REGISTRO

APENDICE IV
DESCRIPCION DE CADA REGISTRO

Registro de inducción.-

Se basa en la generación de campos electromagnéticos, en donde las señales recibidas por la sonda son esencialmente proporcionales a la conductividad de la formación.

Este registro puede ser usado con eficiencia en pozos llenos de lodo con conductividad media con lodos no conductivos y pozos vacíos.

Se obtiene información cualitativa de la existencia de hidrocarburos, los contactos agua-aceite y la facilidad para hacer correlaciones geológicas para obtener información litológica y estructural.

Cuantitativamente puede obtenerse con este registro el valor de R_t (resistividad verdadera de la formación).

Registro eléctrico convencional.-

Una de las propiedades más importantes de las rocas es la resistividad, y depende de la porosidad efectiva, litología, salinidad del agua de formación, cantidad de hidrocarburos contenidos en los poros, temperatura del yacimiento, etc. El primer registro para medir resistividades que se inventó fue el registro eléctrico.

Consiste en dos electrodos de corriente que inducen energía a la formación y dos electrodos de medida que captan la caída de potencial que se le transfiere a la formación. Estas se miden en ohms-m.

Registro sónico de porosidad.-

El principio de funcionamiento de este registro se basa principalmente en la propagación de la energía sónica dentro de la formación. El registro capta los tiempos de recorrido del sonido, ya que donde se tenga mayor porosidad, las ondas de sonido se propagarán más rápidamente.

Por medio de este registro podemos obtener cuantitativamente la porosidad, y en forma cualitativa la existencia de una buena o mala cementación de la tubería de revestimiento.

Registro rayos gamma.-

Este registro mide la radioactividad espontánea generada en las formaciones unicamente con las radiaciones gamma.

El registro es de tipo litológico, la curva del registro nos permite distinguir las formaciones lutíticas de las no lutíticas, debido a que las lutitas son más radioactivas que las areniscas, calizas, dolomías, etc.

La ventaja de este registro es que se puede medir con o sin T.R. y puede tomarse con cualquier tipo de fluido. Las unidades de medida del registro son en unidades API.

Registro neutrón.-

El principio de medición de este registro se basa en la energía radioactiva que contiene la roca. Esta energía es diferente en cada formación y puede registrarse al bombardear con neutrones a la formación, obteniéndose un conteo de los choques entre los neutrones emitidos y protones de la formación. Esta información va a ser proporcional a la porosidad, ya que a mayor cantidad de choques tendremos mayor porosidad.

También con este registro se puede obtener información en pozos con cualquier fluido y se puede medir con o sin T.R. las unidades de medida es en grados API.

Microregistro.-

La finalidad de este registro es la de medir la resistividad de la zona lavada, que muchas veces se ve afectado por el enjarre de lodo, también permite determinar en forma cualitativa las zonas permeables.

El principio de medida en el cual se basa este registro es la existencia de un patín de 3 electrodos que van presionados contra la pared del agujero que registran los cambios de resistividad.

Registro de medición de echados y desviación.-

Para saber hacia donde va la estructura y explotar un yacimiento en forma más eficiente, es necesario obtener el echado correspondiente a cada capa de la estructura. Por medio del registro de medición de echados se puede obtener esta información.

El registro consta de tres electrodos que van presionados contra la pared que registran las direcciones de las capas, la desviación del agujero y el diámetro del agujero.

Existe la necesidad de tomar el registro siempre sin tubería de revestimiento.

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

Notas tomadas de las materias:

- Estimulación y reparación de pozos.
- Terminación de pozos.
- Tecnología de la perforación.
- Fluidos de perforación.
- Registros geofísicos.
- Producción de pozos I.
- Expedientes del pozo de los departamentos: producción, ingeniería de yacimientos, ingeniería petrolera, reparación de pozos, perforación del distrito Comalcalco.
- Estudio de la evaluación de las formaciones del Campo Tupilco ((I.M.P., 1978), México, D. F.