

55
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

HISTORIA DEL POZO
TECOMINOACAN 129

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:
JUAN TELLO VALDESPINO

MEXICO, D. F.

1986.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-26

Señor TELLO VALDESPINO JUAN.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.-Eduardo Cervera del Castillo, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"HISTORIA DEL POZO TECOMINOACAN 129"

- I ANTECEDENTES E INFORMACION GENERAL.
 - II GEOLOGIA.
 - III PERFORACION.
 - IV TERMINACION.
 - V PRODUCCION.
 - VI CONCLUSIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Enero 23 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

ARCH' MRV'gtg

INDICE

	PAGINA.
INTRODUCCION.	1
I. ANTECEDENTES E INFORMACION GENERAL.	3
A. Nombre del pozo.	3
B. Nombre del campo.	3
C. Distrito.	3
D. Municipio.	3
E. Estado.	3
F. Ubicación del pozo.	3
G. Localización.	3
H. Coordenadas de referencia.	3
I. Elevaciones.	4
J. Situación legal del terreno.	4
K. Pozo unitario o gemelo.	4
L. Equipo de perforación utilizado.	4
M. Fecha de iniciación y terminación.	4
N. Programa de perforación.	4
II. DATOS GEOLOGICOS.	6
A. Plano de localización regional.	6
B. Plano estructural del campo.	6
C. Provincia sedimentaria.	6

D. Tipo de trampa geológica.	7
E. Profundidad de cada una de las formaciones perforadas.	7
F. Horizontes con contenido de fluidos.	8
III. PERFORACION.	13
A. Operaciones realizadas.	13
1. Problemas durante la perforación.	24
B. Tuberías de revestimiento.	27
C. Cementaciones efectuadas.	27
D. Fluidos de perforación.	37
1. Programa de lodos utilizado.	37
2. Condiciones del lodo durante la perforación.	37
3. Variación de la densidad del lodo de perforación con respecto a la profundidad.	39
E. Desarrollo de la terminación.	40
1. Tipo de terminación.	44
2. Estado mecánico del pozo.	46
F. Características de los núcleos recuperados.	47
IV. REGISTROS GEOFISICOS.	50
A. Tipos de registros.	50
B. Análisis de los registros de resistividad y de porosidad.	50
C. Informe de los principales registros tomados en la zona de interés.	53

V. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.	57
A. Formación productora.	57
B. Litología.	57
C. Tipo de aceite del yacimiento.	57
D. Area del yacimiento.	58
E. Profundidad media del yacimiento.	58
F. Temperatura del yacimiento.	58
G. Porosidad.	59
H. Resistividad del agua.	59
I. Densidad del aceite.	59
J. Relación gas aceite.	59
K. Color del aceite.	59
L. Saturación media del agua.	59
VI. ESTIMULACION.	60
Estimulación de limpia.	60
VII. DATOS DE PRODUCCION.	62
A. Mediciones de producción.	62
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	64
BIBLIOGRAFIA.	67

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

Actualmente la búsqueda de los hidrocarburos es uno de los principales objetivos a nivel nacional, de tal manera que la exploración petrolera se ha incrementado, para que consecuentemente la explotación pueda cubrir las necesidades internas de este energético y estar en posibilidades de exportar, para mejoramiento de la economía nacional.

Ahora bien, dentro del programa dispuesto para el mantenimiento de producción compensatoria del consumo interno y las necesidades de exportación para la obtención de divisas los técnicos de Petroleos Mexicanos han logrado llegar a profundidades que hasta hace pocos años se consideraban inalcanzables para la explotación de nuevos yacimientos.

El campo Tecaminocán se localiza en la parte SW del estado de Tabasco, en el Municipio de Huimanguillo, aproximadamente a 22 km, al SW de la ciudad de Cárdenas, Tabasco.

En este campo se inició la perforación por los años 50's; se perforaron inicialmente cinco pozos, con fines de producción en formaciones de edad terciaria

ria; estos pozos fueron Tecominoacán, 1, 2, 3, 3-A y 6 los cuales resultaron improductivos.

La estructura Tecominoacán en rocas mesozoicas fué esbozada por levantamientos geofísicos en 1968 y se probó en 1978 con la perforación del pozo Tecominoacán 101-A, el cual se taponó por no fluir; se perforó un pozo gemelo que fué el Tecominoacán 101-B siendo productor.

A la profundidad de 5339 m, se encontró la cima del Cretácico Inferior; se creyó que este pozo se localizaba en la parte central del yacimiento; se propusieron nuevas localizaciones y una de ellas fué la del Tecominoacán 129 -- donde se llegó a la cima del Cretácico Inferior a una profundidad menor que la del Tecominoacán 101-B.- Esta situación fué la que marcó la pauta, para que se desarrollara el campo Tecominoacán que actualmente junto con el Jujo son de los más grandes en el área de Tabasco-Chiapas, que sigue en importancia a la Sonda de Campeche.

Actualmente esta estructura se encuentra en desarrollo, con un espaciamiento aproximado de 1000 m.

I ANTECEDENTES E INFORMACION GENERAL

- A. Nombre del pozo: Tecominoacán No. 129
- B. Nombre del campo: Tecominoacán.
- C. Distrito: Villahermosa.
- D. Municipio: Huimanguillo.
- E. Estado: Tabasco.
- F. Ubicación del pozo: Terrestre.
- G. Localización: A 3720 m, al N 75° W del pozo Tecominoacán No. 101-B, cu-

yas coordenadas son:

$$x = 68\ 199.50$$

$$y = -30\ 191.42$$

- H. Coordenadas de referencia, Sistema Punta Gorda:

$$x = 71\ 800.02$$

$$y = -31\ 157.90$$

NOTA: El pozo Tecominoacán No. 129 se encuentra movido 147.05 m, al - - -

S $43^{\circ} 56'$ E de su posición original.

I. Elevaciones:

Terreno: 18.52 m.s.n.m.

Mesa rotaria: 27.13 m.s.n.m.

J. Situación legal del terreno: La localización se ubica en el predio 2.

S. Tabasco L. Asignación N - 84.

K. El pozo Teconización es unitario.

L. Equipo de perforación utilizado: México No. 11.

M. Fecha de iniciación y terminación:

1. Perforación:

Se inició: 24 de Noviembre de 1983.

Se terminó: 27 de Mayo de 1984.

2. Terminación:

Se inició: 19 de Junio de 1984.

Se terminó: 3 de Agosto de 1984.

N. Programa de perforación:

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA
DISTRITO VILLAHERMOSA

PROGRAMA DE PERFORACION DEL POZO: TECOMINOACAN 129

MUNICIPIO: HUITMANGUILLO ESTADO: TABASCO CLAVE: 07

01. LOCALIZACION A 3720 m AL N 75°W DEL POZO TECOMINOACAN 101-B.

02. POSICION ESTRUCTURAL APROXIMADAMENTE 250 m MAS ALTO QUE EL POZO TECOMINOACAN 101 B.

03. COLUMNA GEOLOGICA

<u>FORMACION</u>		<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>FORMACION</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>
PARAJE SOLO	AFLORA	Mts.	PALEOCENO	4685 Mts.
FILISOLA	1400	"	CRETACICO SUP. MENDEZ	4800
CONCEPCION SUPERIOR	1700	"	CRETACICO SUP. SN. FELIPE	4970
CONCEPCION INFERIOR	1860	"	CRETACICO SUP. AGUA NVA.	5959
ENCANTO	2100	"	CRETACICO MEDIO	AUSENTE
DEPOSITO	3000	"	CRETACICO INFERIOR	5100
OLIGOCENO	3740	"	JURASICO TITHONIANO	5220
EOCENO SUPERIOR	4030	"	JURASICO KIMMERIDGIANO	5400
Z. P. A.	2700		PROFUNDIDAD TOTAL	6000 Mts.

04. OBJETIVO OBTENER PRODUCCION COMERCIAL DE HIDROCARBUROS DE LAS ROCAS DOLOMITIZADAS DEL JURASICO PRODUCTORAS EN EL POZO TECOMINOACAN No. 101 B.

05. REGISTROS

Inducción
Doble Laterolog
Microesférico
Rayos Gamma - Neutrón
Sónico de Porosidad
Desviación - CAL
Densidad
Echados
Espectroscopia - RG

INTERVALO

De	50	a	5000	Mts.
De	5000	a	6000	"
De	5000	a	6000	"
De	3300	a	6000	"
De	5000	a	6000	"
De	5000	a	6000	"
De	5000	a	6000	"
De	5000	a	6000	"

06. ASENTAMIENTO DE T.R.

<u>T.R.</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>
24"	50 Mts.
16"	1000 "
10 3/4"	3300 "
7 5/8"	5000 "
6"	6000 "

<u>T.R.</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>
30"	Mts.
20"	"
13 3/8"	"
9 5/8"	"
7"	"
4 1/2"	"

Villahermosa, Tabasco, a _____ de _____ 198

II DATOS GEOLÓGICOS

- A. Plano de localización regional: (ver figura 1).
- B. Plano estructural del campo: (ver figura 2).
- C. Provincia sedimentaria:

Este campo se encuentra en la Provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste, la cual se encuentra dividida en Subprovincias que son las de Agua Dulce, Comalcalco y Macuspana.- Frente a ellas se encuentra localizada la Provincia Marina de Coatzacoalcos.

Su principal fuente de sedimentos proviene de las distintas serranías continentales, desde el Cretácico hasta la fecha. Los fenómenos estructurales están influenciados por la combinación del empuje de la sierra de Chiapas y el movimiento de los núcleos salinos que subyacen a los sedimentos terciarios.

En esta Provincia, los sedimentos depositados, los del Terciario Inferior especialmente, tienen características similares con el medio de depósito; sin embargo, en términos generales son de carácter regresivo.

D. Tipo de trampa geológica:

Corresponde a la del tipo estructural en las que intervienen principalmente factores tectónicos como son las fallas, pliegues y sus combinaciones.

Es un anticlinal con dos fallas, una normal al flanco izquierdo y una inversa al flanco derecho.

Es una estructura alargada Teco-Jujo que va del NW al SE.

E. Profundidad de cada una de las formaciones perforadas:

FORMACION	PROFUNDIDAD, m.b.m.r.	
	ESTIMADA	REAL
Paraje solo	Aflora	Aflora
Filisola	1400	1755
Concepción Superior	1700	2083
Concepción Inferior	1860	2250
Encanto	2100	2495
Depósito	3000	2615
Oligoceno	3740	3200

Eoceno	4030	3900
Paleoceno	4685	4320
Cretácico Superior (Héndez)	4800	4473
Cretácico Superior (San Felipe)	4970	4683
Cretácico Superior (Agua Nueva)	5050	4787
Cretácico Medio	Ausente	
Cretácico Inferior	5100	4835
Jurásico Superior Tithoniano	5220	4925
Jurásico Superior Kimmeridgiano	5400	5263
Profundidad total	6000	5532
Zona de presión anormal	2700	2700

F. Horizontes con contenido de fluidos: Los fluidos se determinaron a partir de un análisis cuantitativo de los registros geofísicos; para esto, se utilizó una salinidad de 105 000 ppn., obtenida en el pozo Cárdenas - No. 113 N-1 y una temperatura de fondo de 139°C; los resultados obtenidos fueron:

FORMACION	INTERVALO	ESPEZOR	POROSIDAD	SATURACION		Ibr. ³	FLUIDO
				AGUA			
	m.b.m.r.	m.	FRACCION	FRACCION		m ³ /m ³	
KI	4859-4875	8	0.02	0.09	0.15		ACEITE
KI	4881-4897	9	0.03	0.14	0.23		ACEITE
KI	4903-4915	7	0.06	0.22	0.33		ACEITE
JST	4934-4940	5	0.02	0.12	0.09		ACEITE
JST	4940-4944	2	0.03	0.14	0.05		ACEITE
JST	4944-4950	3	0.03	0.13	0.08		ACEITE
JST	4950-4955	3	0.04	0.09	0.11		ACEITE
JST	4986-4995	3	0.03	0.13	0.13		ACEITE
JST	5006-5013	5	0.04	0.12	0.14		ACEITE
JST	5013-5020	4	0.05	0.10	0.18		ACEITE
JST	5020-5028	4	0.03	0.11	0.11		ACEITE
JST	5028-5035	4	0.02	0.13	0.07		ACEITE
JST	5035-5039	4	0.02	0.13	0.03		ACEITE
JST	5039-5047	2	0.05	0.10	0.23		ACEITE
JST	5047-5053	2	0.03	0.13	0.08		ACEITE
JST	5053-5060	3	0.03	0.11	0.11		ACEITE
JST	5060-5065	4	0.03	0.11	0.05		ACEITE
JST	5080-5085	3	0.02	0.18	0.05		ACEITE
JST	5090-5097	3	0.04	0.09	0.11		ACEITE
JST	5130-5135	3	0.02	0.09	0.05		ACEITE
JST	5140-5146	3	0.03	0.10	0.08		ACEITE
JST	5165-5170	3	0.02	0.11	0.05		ACEITE

JST	5175-5195	3	0.04	0.12	0.11	ACEITE
JST	5211-5225	6	0.03	0.10	0.16	ACEITE
JST	5235-5255	12	0.02	0.10	0.22	ACEITE
JSK	5275-5290	11	0.05	0.11	0.49	ACEITE
JSK	5310-5330	14	0.03	0.10	0.38	ACEITE
JSK	5340-5350	7	0.03	0.10	0.19	ACEITE
JSK	5375-5390	11	0.05	0.11	0.49	ACEITE
JSK	5410-5420	8	0.07	0.13	0.49	ACEITE
JSK	5440-5455	12	0.02	0.10	0.22	ACEITE
JSK	5470-5480	8	0.02	0.10	0.14	ACEITE
JSK	5495-5500	4	0.05	0.11	0.18	ACEITE
JSK	5515-5525	8	0.03	0.11	0.21	ACEITE

hr = 352 m.

$\phi = 0.04$

Sw = 0.11

Ihr = 11.49 m³/m³.

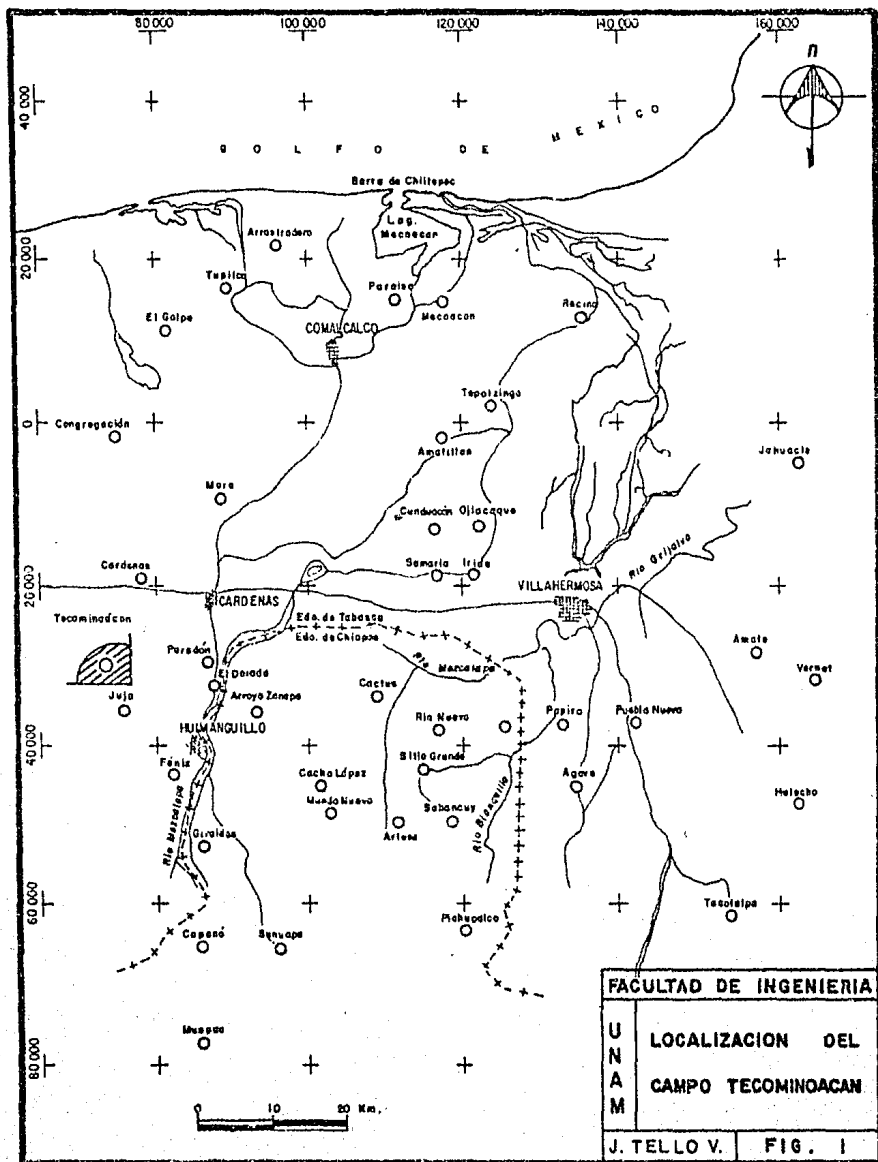
Donde:

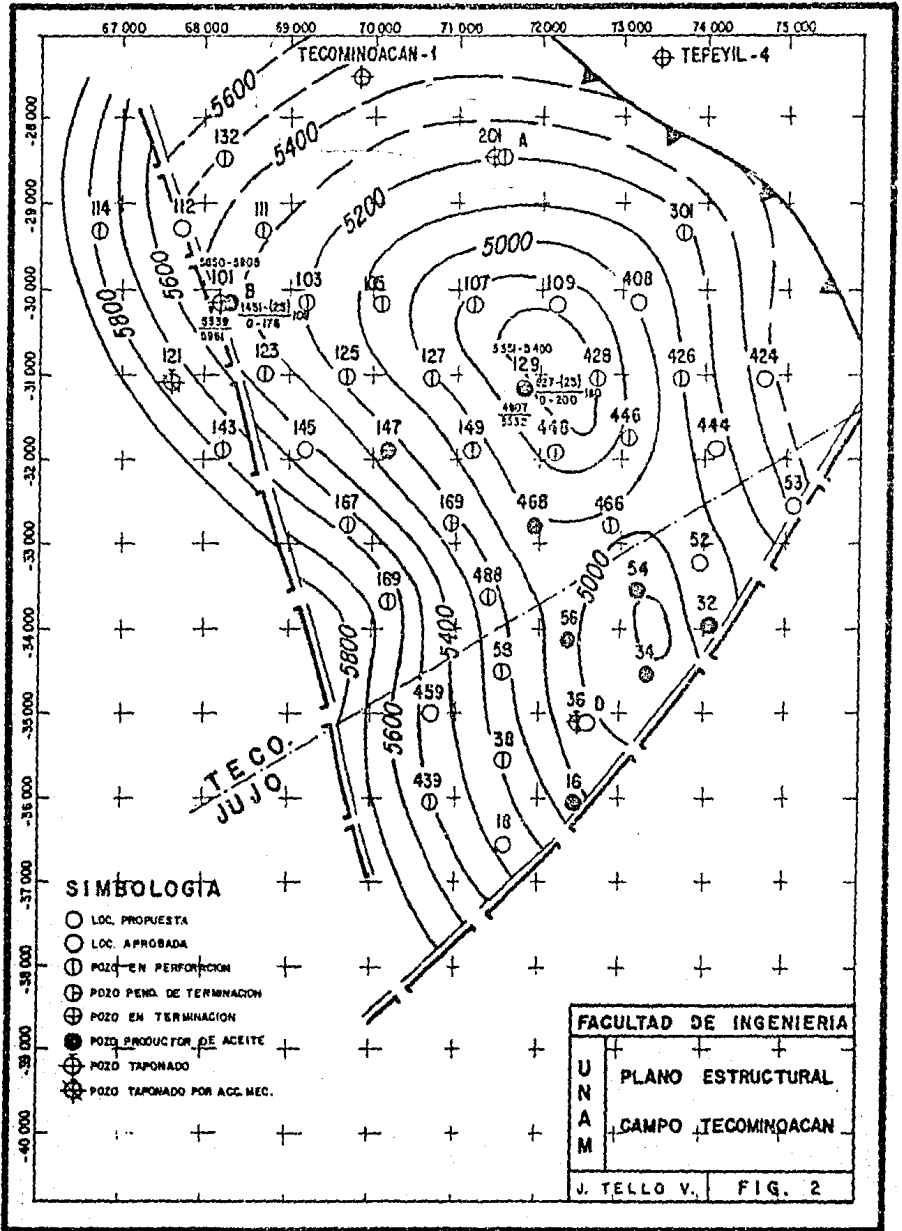
KI = Cretácico Inferior.

JST = Jurásico Superior Tithoniano.

JSK = Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Ihr = Isoíndices de hidrocarburos.





SIMBOLOGIA

- LOC. PROPUESTA
- LOC. APROBADA
- ⊗ POZO EN PERFORMACION
- ⊗ POZO EN TERMINACION
- ⊗ POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊗ POZO TAPONADO
- ⊗ POZO TAPONADO POR ACC. MEC.

FACULTAD DE INGENIERIA

UNAM	PLANO ESTRUCTURAL
	CAMPO TECMINOACAN
J. TELLO V.	FIG. 2

III PERFORACION

A. Operaciones realizadas.

Profundidad, m.	Operación.
0 - 50	Con barrena de 30" se inició la perforación; y lodo bentonítico de 1.08 x 50; se instaló el tubo conductor de 24" a 50 m, y se cementó; se instaló línea de flujo y de llenado.
500 - 1000	Perforando con barrenas de 22", lutita y arena de grano grueso, lodo bentonítico de 1.19 x 53; se tomaron los registros de inducción con potencial espontáneo y de desviación con calibración. Se cementó la tubería de revestimiento de 16"; se cortó, se eliminó el tubo conductor y se cortó el cople; se probó el cabezal con 70 kg./cm. ² , y se colocó anillo de cemento entre la T.R. de 16" y el tubo conductor de 24"; se instaló el carrito espaciador de 16", el conjunto de preventores y las líneas superficiales. Se probó el cabezal de 16" y el conjunto de preventores

con 120 kg./cm.²; línea de estrangulación y árbol de válvulas con 350 kg./cm.²

1000 - 2164 Con barrenas de 114³/4" se continuó perforando, cambiándose el lodo a cromolignosulfonato emulsionado (C.L.S.E.) - de 1.28 x 55, cortándose lutita y arena gris claro de grano fino; se circuló y se sucó la barrena; se probaron conexiones y líneas superficiales de control con 120 y 350 kg./cm.² cada una; se metió barrena de 114³/4" a 1140 m, - encontrando resistencia; se repasó hasta el fondo y se continuó perforando.- Con el inclinómetro se tomó la desviación: 0° 45'.

2164 - 3300 Se sacó la barrena de 114³/4" y se tomaron los registros - de inducción con potencial espontáneo, de hidrocarburos y de desviación con calibración; se continuó la perforación con barrenas de 114³/4" hasta la profundidad de 3290 m, -- donde se tuvieron problemas de resistencia e indicios de pegadura; se sacó la barrena y se decidió cementar la tu-

bería de revestimiento de $10^{3/4}$ " a esta profundidad; esto por que se vió en el registro de inducción (realizándose una gráfica de presión anormal, fig. 3) que ya se encontraban dentro de la zona de presiones anormales.

Se probó el cabezal con 210 kg./cm.^2 y conexiones de estrangulación e inyección con 300 kg./cm.^2 . Se metió la barrera de $9^{1/2}$ " hasta el fondo, se perforó el tapón de desplazamiento y cople de cementación múltiple.

Se efectuó una prueba de goteo con 25 brl, inyectados, con un gasto de medio brl/min, alcanzándose una presión máxima de 1800 lb/pulg^2 , en 10 minutos; se circuló.

3300 - 3305

Con tubería de perforación franca a 3288 m, y lodo cromolignosulfonato emulsionado de 1.57×80 , se efectuó una prueba de admisión a la zapata de $10^{3/4}$ " obteniendo los siguientes resultados: Presión de admisión de 8520 lb/pulg^2 presión máxima de 1250 lb/pulg^2 , con un gasto de 2 brl/min. y una presión final de 1000 lb/pulg^2 , inyectándose 10 brl.

de lodo y regresando 7.5 brl; se efectuó una cementación forzada en la zapata de 10³/₄".

3305 - 4687 Con tubería de perforación franca en el fondo, se cambió el lodo cromolignosulfonato emulsionado por lodo de emulsión inversa (drilex) de 1.57 x 80; se sacó la tubería de perforación franca y se metió con barrena de 9¹/₂" teniéndose resistencia de 3283 a 3306 m; se repasó tramo por tramo y se continuó perforando hasta 4687 m, donde ya no hubo avance y observandose una fricción; al tratar de levantar la barrena, ésta quedó como pescado, así como también el portabarrena, quedando la boca del pescado a 4591 m; ver problemas durante la perforación.

4687 Se metió tubería de perforación franca al fondo para acondicionar el lodo para tomar registros.

Se sacó la tubería de perforación franca y se instaló la unidad de Geofísica, tomándose los registros de inducción con rayos gamma, sónico de porosidad con rayos gamma, neu

trón con rayos gamma, desviación con calibración y registro de hidrocarburos.

- 4687 - 4714 Con tubería de perforación y barrena de 9¹/₂" se continuó perforando; con lodo drilex de 1.95 x 90, se circuló en el fondo y se sacó la barrena de 9¹/₂" para probar conexiones y líneas superficiales de control con 350 kg./cm.², cada una durante 30 minutos; se efectuaron preparativos para meter la tubería de revestimiento de 7⁵/₈" y cementarla.
- 4714 - 5078 Se rebajó cemento y accesorios; se probó la T.R. con 38 kg./cm.²; se lavaron las presas y se desplazó lodo drilex con cromolignusulfonato emulsionado de 1.48 x 60. Con barrenas de 6¹/₂" se continuó la perforación, cortándose lodulita bentonítica, gris verdosa, compacta, con huellas de pedernal a dolomía gris claro a gris verdoso, microcristalina, con impregnación de aceite.
- 5078 - 5100 Se sacó la barrena para registrar el pozo, tomándose los siguientes registros: Doble laterolog micresférico con

con rayos gamma, neutrón compensado con rayos gamma, densidad compensada con rayos gamma, sónico de porosidad con rayos gamma, de echados, de hidrocarburos y de desviación con calibración.- Se suspendió la toma de registros al observar flujo de 1 litro por 6 segundos.- Se circuló sa liendo lodo gasificado de 0.91 gr/cc.. y se controló; se terminó la operación de registrar.

5100 - 5144 Con barrena de 6¹/₂" y lodo cromolignosulfonato emulsionado de 1.55 x 55, se perforó; se sacó la barrena y se metió tubería franca a 4714 m, circulándose salió lodo gasificado, bajándose la densidad de 1.53 a 1.24 gr./cc., durante 30 minutos, se levantó la tubería a 4517 m, y se colocó un tapón por circulación.

Se le hizo prueba al cabezal de 10³/₄" y brida, conjunto de preventores, árbol de ostrangulación, línea de inyección de lodo y válvulas laterales con 350 kg./cm.² cada una durante 30 minutos.

Se metió la T.R. de 7⁵/₈" el complemento y el tie-back de 7⁵/₈" a 3072 m, donde se detectó la boca de la tubería corta, se conectó e intentó probar efectividad del empaque - sin éxito por observar circulación, se efectuó la cementación del complemento de la tubería de revestimiento de 7⁵/₈" Se metió la tubería franca y se acondicionó el lodo, se probó el tie-back con 140 kg./cm.² durante 30 minutos satisfactoriamente.

Se circuló saliendo lodo gasificado durante 20 minutos, bajándose la densidad de 1.55 a 1.25 gr./cc.

Se metió corona Christensen al fondo para contar el núcleo No. 1.- Se sacó el muestrero y se tomó el registro multiprobador de formaciones a 5149 m.

5149 - 5280 Se continuó perforando con barrenas de 6¹/₂" y lodo cromolignosulfonato emulsionado de 1.75 x 55, hasta la profundidad de 5200 m, se sacó ésta y se tomaron registros de resistividad (doble laterolog microesférico con rayos ga-

uma, densidad compensada con rayos gamma, sónico de porosidad con rayos gamma, de echados y de hidrocarburos. Se metió barrena de 6¹/₂" circulando aproximadamente cada 500 m saliendo columna de lodo gasificada, haciendo bajar la densidad de 1.55 a 1.10 gr./cc. durante 30 minutos; se sacó la barrena y se metió la sonda para tomar el registro multiprobador de formaciones.

Se probaron las líneas superficiales con 390 kg./cm. durante 30 minutos cada una.

Se metió corona Christensen y se cortó el núcleo No 2.- Se sacó el muestrero y se metió la barrena de 6¹/₂", para continuar perforando; a 5280 m, se notó pérdida parcial, se levantó la barrena a la zapata, donde se observó perderse el espejo del lodo.- Se llenó el pozo con 2 m³, de lodo cromolignosulfonato emulsionado de 1.55 x 55, levantando volumen en presas; se circuló y se bajó la densidad a 1.51 gr./cc., persistiendo la pérdida de 20 m³, se suspendió la

circulación y se observó el pozo notándose que el espejo se pierde lentamente; ver problemas durante la perforación. Se bombeó un batch de 70 m³ de lodo y se circuló tiempo de atrazo.

5280 - 5532 Con barrenas de 6¹/₂" y lodo cromolignosulfonato emulsionado de 1.51 x 55 se perforó dolomita café claro con ligera impregnación de aceite.- Persistió la pérdida parcial de 3 m³, se levantó la barrena a 5367 m, donde se llenó el pozo por el espacio anular con 6 m³ en 6 minutos y se restableció la circulación; se circuló tiempo de atrazo. Perforando, salió columna de lodo gasificada de 1.51 a -- 0.82 gr./cc. del fondo; se acondicionó el lodo y el pozo para la toma de registros finales: Doble laterolog; microesférico con rayos gamma, neutrón compensado con rayos gamma, densidad compensada con rayos gamma, registro de echados y sus computaciones, registro de hidrocarburos y sónico de porosidad con rayos gamma.- Se analizaron los registro

tros y se decidió cementar la tubería de revestimiento de 5".

Se metió T.R. de 5", se ancló y se cementó alcanzando una presión final de 210 kg./cm.² durante 30 minutos, satisfactoriamente.

Se efectuó prueba al conjunto de preventores con 490 --- kg./cm.² durante 30 minutos.

Se metió el complemento de la T.R de 5"; se conectó el tie-back en la canisa G-2 y se probó la efectividad de los sellos sin éxito, por observar circulación con 56 kg./cm.² se desconectó y se cementó alcanzando presión final de 154 kg./cm.² se probaron todas las líneas superficiales de control satisfactoriamente, pasando el pozo a la etapa de terminación, la cual se realizó con el mismo equipo de perforación.

GRAFICA DE PRESIONES ANORMALES

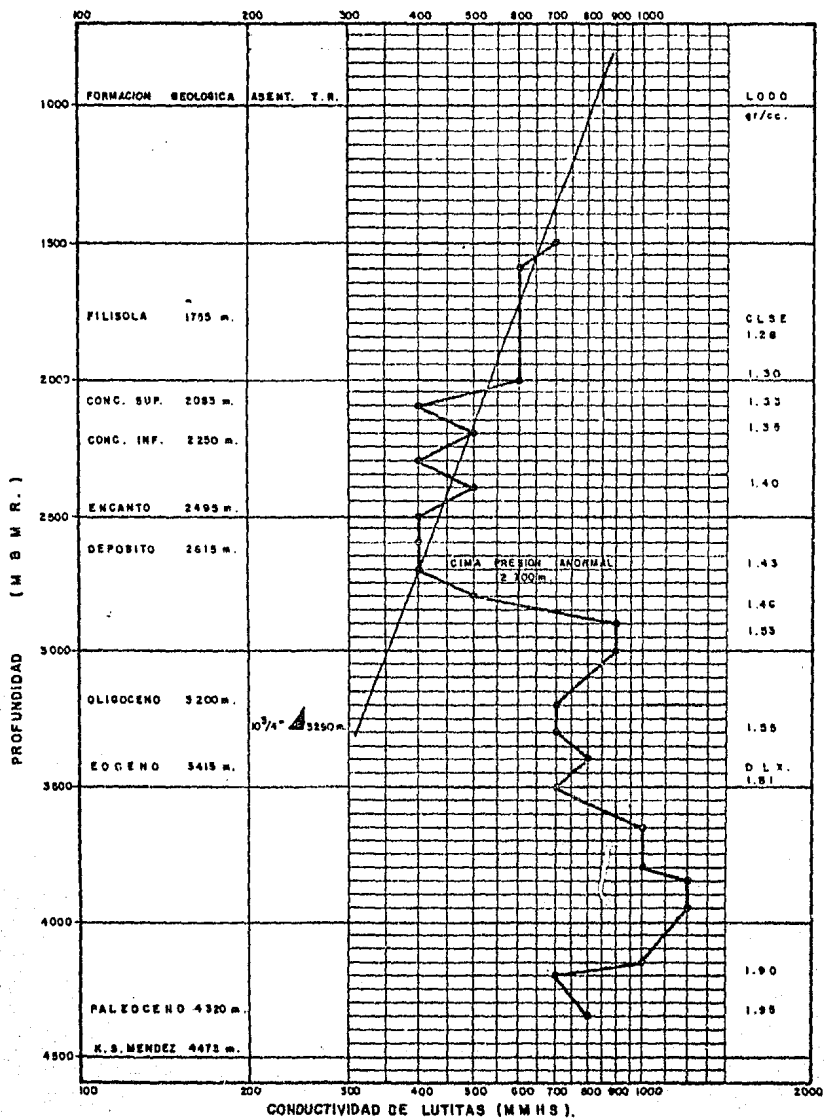


FIG.- 3

A.1. Problemas durante la perforación.

Pesca: Al estar perforando a la profundidad de 4687 m, se notó que no se tenía avance; se jaló la tubería de perforación con 30 toneladas y se aplicó torsión; la sarta de perforación se desprendió quedándose como pescado la barrena, 10 lastrabarrenas y 54 estabilizadores con una longitud total de 106 m.

El problema se resolvió de la siguiente manera:

Fecha	Operación.
28-Ene-84	Se localizó la boca del pescado a 4581 m; se bajó pescante Bowen de 8 7/8" y martillo hidráulico de 6 1/8"; se conectó al pescado recuperándose los lastrabarrenas y los estabilizadores quedándose el portabarrera y la barrena.
01-Feb-84	Se tomó un registro de desviación del agujero, teniendo problemas de resistencia al bajar la sonda.
03-Feb-84	Se bajó zapata lavadora de 8 5/8" a 4578 m, se lavó

el pescado en varias ocasiones, sacándose 100% des-
gastada.

10-Feb-84 Se metió tarraja Bowen de 8 $\frac{7}{8}$ " conectándose al pes-
cado; se recuperó un 90% de éste, quedándose en el
fondo parte de la barrena.

27-Feb-84 Con molino de 7 $\frac{5}{8}$ " y canasta se molió la parte de
la barrena que quedaba, recuperándose totalmente.

Gasificación del lodo: A partir de los 5100 m, al estar perforan-
do se gasificó el lodo bajándose la densidad; se controló aumentándo-
le la densidad al lodo.

Pérdida de lodo: A la profundidad de 5280 m, se perdieron 20m³
de lodo; se aumentó el volumen de lodo en las presas; se bombearon ba-
ches de 70 m³ de lodo y se circuló.

A la profundidad de 5532 m, persistió la pérdida; se volvió a llenar
el pozo por el espacio anular con 6 m³ en 6 minutos restableciéndose
la circulación; se acondicionó el lodo para tomar registros; se toma-

ron éstos.

Se procedió a cementar la tubería de 5" puesto que se comprobó con las
muestras de canal y los registros que ya se estaba en formación productora.
tora.

B. Tuberías de revestimiento. (ver figura 4)

Barrena	T.R.	Profundidad, m.b.m.r.
30"	24"	50
22"	16"	1000
14 3/4"	10 3/4"	3290
9 1/2"	7 5/8"	4714
6 1/2"	5"	5532

C. Cementaciones efectuadas.

1. Tubo conductor de 24".

Se cementó a la profundidad de 50 m, hasta la superficie, con 30 toneladas de cemento tipo G, con densidad de 1.90 gr./cc. y se desplazó con lodo bentonítico de 1.08 gr./cc.

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

2. Tubería de 16".

Se utilizaron 75 toneladas de cemento tipo G con 10 % de eonolite,

0.5 % de CFR-2 (reductor de pérdida por fricción), 0.2 % de RC-301 - (retardador de fraguado para baja temperatura) y 0.2 % de D-AIR-1 (antiespumante); con densidad de 1.60 gr./cc., más 35 toneladas de cemento tipo G con 0.5 % de CFR-2, 0.1 % de RC-301, 0.2 % de D-AIR-1; densidad de la lechada, 1.90 gr./cc. y se desplazó con 113 m³ (711 brl.) con lodo bentonítico de 1.21 gr./cc.. alcanzándose una presión final de 35 kg./cm.²

La T.R. quedó distribuida de la siguiente manera:

Zapata Guía:	1000	-	999.6 m.
1 trazo T.R. 16", K-55, 84 lb/pie:			986.4
Copla flotador:			985.9
80 trazos T.R. 16", K-55, 84 lb/pie:			0.0

Objetivo: Proteger el agujero de derrumbes y servir de base a las instalaciones superficiales de control.

3. Tubería de 10 3/4".

La cementación de esta tubería se realizó en dos etapas.- Para la primera etapa, se utilizaron 65 toneladas de cemento tipo G con 1 % de

LD-79 (extendedor), 0.4 % de LD-13 (retardados de baja temperatura), 0.6 % de D-60 (reductor de pérdida de fluido), 0.4 % de D-65 (fluidizante), 0.2 % de LD-13 y 0.3 % de D-46 (antiespumante); densidad de la lechada, 1.88 gr./cc.

Se lanzó torpedo y se abrió cople "G" a 1168.14 m; con presión de 56 kg./cm.² se circuló saliendo lodo contaminado y abundante cemento y posteriormente lodo.

Para la cementación de la segunda etapa se bombearon a través del cople "G", 45 toneladas de cemento tipo G con el 1 % de D-79 (extendedor) 0.2 % de D-13 (retardador de baja temperatura), 0.3 % de D-46 (antiespumante), 0.6 % de D-60 (reductor de pérdida de fluido) y 30 toneladas de cemento tipo G con el 0.6 % de D-60 y 0.2 % de RC-3C1 (retardador de fraguado para baja temperatura); densidad de la lechada, 1.52 y 1.89 gr./cc., respectivamente. Se desplazó con 58 m³ (360 brl.) de lodo crocolignusulfonato emulsionado con presión de desplazamiento de 56 kg./cm.² y presión final de 105 kg./cm.²

La T.R. se equipó con zapata guía de 10 3/4", cople diferencial, cople

"G" y 45 centradores quedando distribuida de la siguiente manera:

Zapata guía de 10 ³ / ₄ " B.C.N.:	3290.0 - 3289.6 m.
3 tramos T.R. 10 ³ / ₄ " TAC-110, 60.7 lb/pie V.A.M.:	3254.3
Cople diferencial:	3253.3
97 tramos TR 10 ³ / ₄ " TAC-110, 60.7 lb/pie V.A.M.:	2173.7
76 tramos TR 10 ³ / ₄ " P-110, 60.7 lb/pie V.A.M.:	1283.8
8 tramos TR 10 ³ / ₄ " N-80, 55.5 lb/pie B.C.N.:	1170.6
Cople "G":	1168.2
37 tramos TR 10 ³ / ₄ " N-80, 55.5 lb/pie B.C.N.:	668.0
57 tramos TR 10 ³ / ₄ " P-110, 60.7 lb/pie V.A.M.	0.0

Objetivo: Proteger el agujero de derrumbos, aislar zonas de arenas y lutitas de presión moderada de la zona de alta presión y así permitir elevar la densidad al lodo.

4. Tubería de 7 5/8".

Esta T.R. se cementó con 75 toneladas de cemento tipo G al 35 % de LD-30 (agente de peso, arena sílice), 30 % de LD-19 (extendedor local) 0.6 % de DS-60 (reductor de pérdida de fluido), 0.2 % de D-28 (retar-

dador de alta temperatura), 4 % de D-47 (compensador de cloruros) y 1.5 l./m³ de D-47 (antiespumante líquido); densidad de lechada, 2.10 gr./cc. Se desplazó con 657 m³ (403.5 brl.) de lodo de emulsión inversa de densidad de 1.95 gr./cc.; las presiones de desplazamiento y final fueron de 40 kg./cm.² y 112 kg./cm.² respectivamente.

La T.R. se equipó con 30 centradores y quedó distribuida de la siguiente manera:

Zapata flotadora tipo "V" 7 ⁵ / ₈ " B.C.N.:	4714.0 - 4713.4 m.
2 tramos T.R. 7 ⁵ / ₈ ", 39 lb/pie:	4689.5
1 cople flotador 7 ⁵ / ₈ ", 39 lb/pie:	4689.0
1 tramo T.R. 7 ⁵ / ₈ ", V-150, 39 lb/pie:	4677.9
Cople de retención:	4677.6
142 tramos T. R. 7 ⁵ / ₈ ", V-150, 39 lb/pie:	3879.3
1 combinación 7 ⁵ / ₈ ", B.C.N. a 8 h.r.r.:	3879.0
Unión giratoria:	3878.2
Colgador hidráulico "CMC":	3874.1
Receptáculo pulido "FER":	3872.0
Camisa C - 2	3870.0

Se cementó el complemento de la T.R. de 7 5/8" a 3070.0 m, donde se de
 tecto la boca de la tubería corta, con 93 toneladas de cemento tipo G
 al 0.2 % de D-65 (fluidizante), 0.3 % de D-13 (retardador de baja tem-
 peratura), 1.5 l./m.³ de D-47 (antiespumante líquido, espaciador); den-
 sidad de lechada 1.90 gr./cc. se desplazó con 74 m³ (137 brl.) y pre-
 sión final de 110 kg./cm.²

El complemento de la T.R. de 7 5/8" quedó distribuido de la siguiente
 manera:

Tie-back de 7 5/8"	3072.1 - 3070.00 m.
2 tramos de P-110, 33.7 lb./pie.:	3049.0
Cople flotador de orificio:	3048.8
133 tramos P-110, 33.7 lb./pie.:	1527.0
50 tramos H-80, 39 lb./pie.:	988.0
88 tramos C-75, 39 lb./pie.:	0.0

Objetivo de la T.R. de 7 5/8" corta: Aislar la zona de lutitas hidró-
 filas y de presión anormal y poder disminuir la densidad al
 lodo, para perforar la zona productora con la densidad míni-
 ma posible.

5. Tubería de 5".

Se ancló y se cementó con 15 toneladas de cemento tipo G al 35% de LD-30 (agente de peso, arena sílica), 7 l./saco de DS-75 (extendedor líquido), 0.35 % de D-47 (espaciador, antiespumante líquido); densidad de lechada 1.64 gr./cc. con previo bache de 3 m³ de CW-100 (lavador y control de filtrado y pérdida de circulación). Se desplazó con lodo cromocligmulsulfonato emulsionado de 1.51 gr./cc., obteniéndose una presión final de 210 kg./cm.²

Objetivo: Aislar los intervalos productores para poder explotarlos selectivamente.

La T.R. se equipó con zapata flotadora tipo "V", cople flotador, cople de retención, 31 centradores y conjunto colgador quedando de la siguiente manera:

Zapata flotadora tipo "V" 8 h.r.r.:	5532.0	-	5531.5	m.
2 tramos TR 5" P-110, 18 lb./pie 8 h.r.r.:			5509.1	
Cople Flotador 8 h.r.r.:			5408.8	
1 tramo TR 5" P-110, 18 lb./pie 8 h.r.r.:			5496.4	

Combinación 8 h.r.r. a Buttress:	5496.8
Cople de retención Buttress:	5495.6
Combinación Buttress:	5495.2
85 tramos TR 5" P-110, 18 lb./pie, 8 h.r.r.:	4531.7
Combinación 8 h.r.r. a Buttress:	4531.2
Swivel:	4530.2
Colgador mecánico CMC 7 ⁵ / ₈ " x 5":	4527.2
Receptáculo pulido PER:	4522.4
Camisa C-2:	4521.0

Se conectó "tie-back" en camisa C-2 donde se cargó con 20 toneladas y se probó la efectividad de los sellos sin éxito al observar comunicación con 56 kg./cm.²; se desenchufó "tie-back" y se cementó el complemento de la TR de 5" con 15 toneladas de cemento tipo G al 35 % de LD-30 (agente de peso), 0.6 % de DS-60 (reductor de pérdida de fluido), 0.25 % de D-28 (retardador de alta temperatura) y 1.5 l./m³ de D-47 (antiespumante líquido); densidad de lechada 1.87 gr./cc. y una presión de desplazamiento y final de 110 kg./cm.², respectivamente.

La T.R. quedó distribuida de la siguiente manera:

Tie-back 5" 8 h.r.r.:	4521.0	-	4518.8 m.
2 tramos P-110, 18 lb./pie, 8 h.r.r.:			4495.5
Cople flotador:			4495.3
1 tramo P-110, 18 lb./pie, 8 h.r.r.:			4482.5
Combinación 8 h.r.r.:			4482.0
Cople de retención:			4481.7
Combinación B.C.N. a 8 h.r.r.:			3610.2
76 tramos P-110, 18 lb./pie, 8 h.r.r.:			3610.3
Combinación 8 h.r.r. a B.C.N.:			3609.7
Receptáculo pulido "PER":			3605.0
Camisa C-2:			3603.1

POZO: TECOMINOACAN N° 129

EQ. MEXICO 11

PERF. SE INICIO: 24 - NOV - 83
SE TERMINO: 20 - JUN. - 84

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO
CEMENTADAS

COLUMNA GEOLOGICA	PROF. m.	TUBERIA DE REVESTIMIENTO DIAMETRO	PROF. m.	OBSERVACIONES
PARAJE SOLO	AFLORA	24"	-50	CIRCULACION NORMAL SALIO CEMENTO A LA SUPERFICIE
		16"	-1000	NO SALIO CEMENTO A LA SUPERFICIE.
FILISOLA	1735			
CONCEPCION SUP.	2083			
CONCEPCION INF.	2250			
ENCANTO DEPOSITO	2495			
	2815			
OLIGOCENO	3200	8 1/2"	-3072	SALIO CEMENTO A SUPERFICIE
EOCENO	3415	10 3/4"	-3290	2ª ETAPA OPERACION NORMAL
			-3803	
PALEOCENO	4320			
CRETACICO SUP. MENDEZ	4475	6 1/2"	-4521	
CRETACICO SUP. SN. FELIPE	4683	7 5/8"	-4710	OPERACION NORMAL.
CRETACICO SUP. AGUA NVA.	4787			
CRETACICO INFERIOR	4835			
JURASICO SUPERIOR	4925			
TITHONIANO				
JURASICO SUPERIOR	5265			
KIMMERIDGIANO				
PROF. TOTAL	5532	5"	-5532	

FIG.- 4

D. Fluidos de perforación.

D.1. Programa de lodos utilizado.

Profundidad, m.	Densidad, gr./cc.
00 - 1000	1.08 - 1.18 Bent.
1000 - 3300	1.18 - 1.60 C.L.S.F.
3300 - 5000	1.60 - 1.95 E.I.
5000 - 6000	1.25 - 1.58 C.L.S.E.

Donde: Bent. = Bentonítico.

C.L.S.E. = Cromolignusulfonato emulsionado.

E.I. = Emulsión inversa.

D.2 Condiciones del lodo durante la perforación.

Ver tabla D.2.

CONDICIONES DEL LODO DURANTE LA PERFORACION.

PROFUNDIDAD, m	TIPO,	DENSIDAD gr./cc.	VISC., seg	TEMP., °C	INJ., m/m	SALEN., ppm	FIL., °API	pH	ARENA, %	DIESEL, %	AGUA, %
0- 50	BENT.	1.08	50	-	-	-	-	-	-	-	-
50- 533	BENT.	1.10	60	-	-	-	-	-	-	-	-
533- 712	BENT.	1.17	65	34	2.0	600	1.2	7.0	5.0	-	-
712- 975	BENT.	1.18	65	66	1.5	600	-	-	-	-	85
975-1015	CLSE.	1.20	50	62	1.5	600	1.1	9.5	2.0	6	84
1015-1546	CLSE.	1.24	55	36	2.0	600	1.2	-	2.0	3	83
1546-2078	CLSE.	1.33	70	45	1.5	600	7.4	9.5	1.5	5	79
2098-2216	CLSE.	1.35	60	46	1.5	600	8.0	9.5	1.5	6	79
2216-2545	CLSE.	1.40	65	50	1.5	600	8.6	9.5	1.5	3	79
2545-2750	CLSE.	1.43	70	56	1.5	600	7.2	9.0	1.5	5	81
2750-2808	CLSE.	1.48	60	55	1.5	600	7.0	9.5	1.5	4	76
2808-3055	CLSE.	1.52	60	54	1.5	600	6.0	9.5	1.5	4	62
3055-3300	CLSE.	1.60	60	60	1.6	600	6.0	9.0	-	7	72
3300-3305	CLSE.	1.60	70	48	-	260	4.8	-	-	66	18
3305-3305	DLEX.	1.70	100	48	-	260	4.8	-	-	66	18
3305-3727	DLEX.	1.90	100	48	-	260	4.2	-	-	60	18
3727-4107	DLEX.	1.90	90	49	-	260	3.6	-	-	49	16
4107-4379	DLEX.	1.95	90	60	-	260	3.8	-	-	49	14
4379-4601	DLEX.	1.95	90	60	-	260	3.2	-	-	47	16
4601-4704	DLEX.	1.95	80	62	-	260	3.2	-	-	47	16
4704-4714	DLEX.	1.95	90	-	-	-	-	-	-	-	-
4714-4801	CLSE.	1.43	60	60	7.0	1300	7.0	9.0	0.3	12	70
4801-4917	CLSE.	1.48	60	60	1.0	3600	6.6	1.0	0.3	14	66
4917-5100	CLSE.	1.50	50	50	1.0	4500	4.0	1.0	0.5	14	64
5100-5211	CLSE.	1.50	50	54	1.0	3500	3.5	1.0	0.5	14	66
5211-5477	CLSE.	1.51	50	50	1.0	2200	5.0	1.0	0.5	13	64
5477-5532	CLSE.	1.51	50	50	1.0	2200	4.0	9.0	0.5	13	66

DONDE: BENT. = Bentonítico, CLSE. = Cromolignosulfonato emulsionado y DLEX = Drilex.

T A B L A 0. 2.

D.3. Variación de la densidad del lado de perforación contra la profundidad

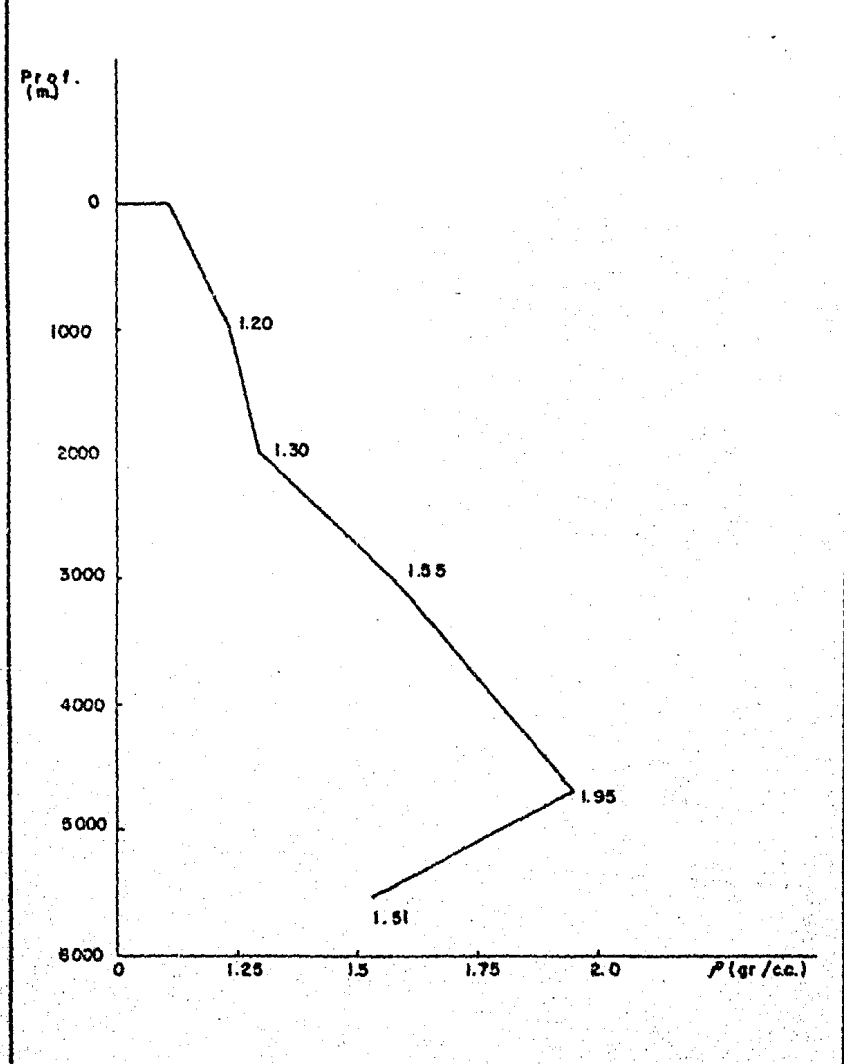


FIG.-5

E. Desarrollo de la terminación.

Se metió molino $4 \frac{1}{8}$ " , escariador de 5" y tubería de producción de $2 \frac{7}{8}$ " circulando cada 200 m, hasta los 5419 m. para acondicionar el lodo; se suspendió por gasificación bajándose la densidad de 1.25 a 1.09 gr./cc. durante 5 minutos; se circuló y se acondicionó el lodo a 1.30 gr./cc., se sacó el molino y escariador.

Se tomó registro de rayos gamma neutrón y coples a 3400 m.; se sacó la sonda y se metió canasta calibradora para la tubería de revestimiento de $7 \frac{5}{8}$ " a 3605 m., (boca del complemento de la tubería corta de 5").

Se probó cabezal de $7 \frac{5}{8}$ " , conjunto de preventores, línea de estrangulación, línea de llenado de lodo y árbol de válvulas con 490 kg./cm.², cada uno durante 30 minutos satisfactoriamente.

Se metió tubería de producción franca de $2 \frac{7}{8}$ " a 5496 m., profundidad interior, se circuló y se acondicionó la columna de lodo.- Se metió y se ancló el empacador Baker permanente de $7 \frac{5}{8}$ " a 3605 m., quedando el aparejo de producción de la siguiente manera:

Multi V 80-32 con 15 unidades de sello:

3614.4 - 3605.5 m.

Tope localizador:	3605.2 m.
1 combinación piñón 2 ⁷ / ₈ " , 8 h.r.r. a caja 3 ¹ / ₂ " 8 h.r.r.:	3605.0
1 tramo T.P. 3 ¹ / ₂ " , N-80, 12.95 lb/pie, 8 h.r.r.:	3594.3
1 combinación piñón 3 ¹ / ₂ " , 8 h.r.r. a caja 3 ¹ / ₂ " V.A.M.:	3594.1
1 camisa Otis "RA" 3 ¹ / ₂ " , V.A.M. cerrada:	3593.9
1 combinación piñón 3 ¹ / ₂ " V.A.M. a caja 3 ¹ / ₂ " 8 h.r.r.:	3593.8
1 tramo T.P. 3 ¹ / ₂ " , N-80, 9.3 lb/pie 8 h.r.r.:	3583.5
61 lingadas y 1 tramo T.P. 3 ¹ / ₂ " , N-80, 9.3 lb/pie 8 h.r.r.	3012.3
1 combinación piñón 3 ¹ / ₂ " a caja 4 ¹ / ₂ " , 8 h.r.r.:	3012.0
103 lingadas, 1 tramo TR. 4 ¹ / ₂ " , 12.95 lb/pie, N-80 8 h.r.r.:	0.0

Se metió y se verificó con sello de plomo la profundidad interior.

Se instaló el niple colgador, bola colgadora, se aflojaron los tornillos

y el conjunto de preventores, se eliminó la campana y la línea de flujo;

se instaló el árbol de válvulas probándose con 630 kg./cm.² durante 30 mi

nutos, se probó la línea del quemador con 140 kg./cm.² durante 30 minutos.

Con luz diurna y pistolas a chorro de 3 ¹/₈" con 13 cargas por metro, se

disparó el intervalo de 5369 - 5405 m. Se observó un ligero flujo de agua

sin presión; con tubería flexible de 1" se lavo el pozo a 4600 m., desalojando agua del lavado de la T.P., lodo, aceite y gas al quemador con 8400 m³ de nitrógeno, con una presión máxima de 245 kg./cm.²; se sacó la tubería flexible.

Se observa al quemador desalojando agua, aceite y gas con presión de 50 kg./cm.² por estrangulador de 1/2"; se cerró el pozo observando la presión cada dos horas.

Se efectuó una prueba de admisión al intervalo disparado, represionando con 434 kg./cm.²; abatiéndose esta presión a 265 kg./cm.² en 30 minutos.

Al abrirse el pozo, desalojó agua, aceite y gas con una presión de - - - 70 kg./cm.²

Se efectuó una estimulación de limpia, con 20 m³ de ácido clorhídrico al 15 %, con los siguientes resultados:

Presión regresando fluidos contra la formación: 434 kg./cm.²

Gasto de inyección: 1 br./min.

Presión final: 105 kg./cm.²

El pozo se abrió registrando una presión de 100 kg./cm.², por un estrangulador

lador de 1/2" desalojando agua, gas, productos de la reacción y aceite,
incrementándose la presión hasta 210 kg./cm.²

E. 1. Tipo de terminación.

Se realizó una terminación sencilla en agujero ademado, con T. P. empacador permanente y accesorios; donde por medio de los registros geofísicos se determinó el intervalo que presentó mejores condiciones para llevar a cabo su explotación.

Este tipo de terminación sencilla es la más utilizada en este campo por sus ventajas que ofrece como son:

La presión del yacimiento y la presencia de fluidos corrosivos, no afectan a la tubería de ademe de explotación, por estar aislada ésta mediante el empacador y la T. P.

Cuando se quiera efectuar una estimulación se podrán alcanzar mayores presiones que en el caso de una tubería franca.

En caso de que se requiera un gasto considerable, se puede abrir la válvula de circulación para producir por la T. P. y por el espacio anular simultáneamente.

Aunque tiene sus desventajas como es un mayor tiempo para la termina-

ción debido a los diversos viajes que se hacen con diferentes herramientas, así como un mayor costo.

Mayor costo por los accesorios que lleva el aparato de producción.

Al tenerse aceites viscosos es más difícil la explotación.

Se puede tener una reducción en el diámetro de la tubería de producción causada por la acumulación de carbonatos, parafinas y/o sales minerales.

POZO: TECOMINOACAN-129

EQ: MEXICO II

SE INICIO: 20-JUNIO-84
 TERM. SE TERMINO: 04-AGOSTO-84

ESTADO MECANICO

COLUMNA GEOLOGICA	PROF. m..	TUBERIA DE REVESTIMIENTO DIAM.	PROF. m	OBSERVACIONES
Paraje Solo	Aflora	24"	50	Circulación normal Salto cemento a la superficie.
		16"	1000	No salto cemento a la superficie.
Filisola	1755			
Concepción Sup.	2083			
Concepción Inf.	2250			
Encanto	2495			
Deposito	2615			
		8 1/2"	3072	Salto cemento a la superficie.
Oligoceno	3200	10 3/4"	3290	
Encanto	3415		3603	Empacador 415-01
		8 1/2"	4201	
Paleoceno	4320			
Cretacico Sup. Mendez	4473			
Cretacico		7 5/8"	4710	Operación normal
Sup. Sr. Felipe	4683			
Sup. Agua Nueva	4787			
Cretacico inferior	4835			
Juracico Superior	4925			
Tithoniano				
Juracico Superior	5263		5369	Intervalo Disparado
Kimmeridgiano			5405	
			5496	
Prof. Total	5532	Pt. P.T.	5532	

FIG:6

F. Características de los núcleos recuperados.

Núcleo No. 1. Intervalo: 5144 - 5149 m.

Recuperación: 5 m. = 100 %

Estado de la muestra: Buena.

Porosidad: Pobre.

Tipo de porosidad: Primaria (secundaria intercrystalina en cavernas de disolución y en fracturas.)

Impregnación: Pobre de aceite residual en fracturas.

Fluorescencia: Trazas de amarillo oro.

Echado: No se observa.

Fauna: No se observa.

Descripción litológica: Dolomía gris y café grisáceo, micro cristalina fina, con algunas fracturas aisladas por desarrollo de dolomita y aceite residual.

Observaciones: No tiene sabor salado.

Al romper la muestra despiden olor a hidrocarburos.

Las fracturas están selladas por dolomita y
aceite.

Núcleo No. 2. Intervalo: 5211 - 5215 m.

Recuperación: 6.4 m. = 80 g

Estado de la muestra: Buena.

Porosidad: Regular.

Tipo de porosidad: Secundaria.

Impregnación: Esporádica en microfracturas; se observa material
bituminoso.

Fluorescencia: Amarillo claro en microfracturas.

Estructura: Compacta y laminar.

Echado: Horizontal.

Fauna: No se observa.

Fernación: En estudio.

Edad: Jurásico Superior.

Descripción litológica: Dolomía gris oscuro, microcrista-
lina, arcillosa con microlaminacio-

nes horizontales, microfracturas ho
rizontales en ocasiones selladas por
material bituminoso.

Observaciones: No tiene sabor salado.

Al romper la muestra se percibe olor a hidrocarburos.

IV REGISTROS GEOFISICOS

A. Tipos de registro:

Los registros que se tomaron en el pozo son los siguientes:

REGISTRO	INTERVALO, M.
De inducción/RG [#] /SP [#] :	50.0 - 4714.0
Doble Laterolog/Microesférico/RG:	4714.0 - 5532.0
Desviación Calibración:	1000.0 - 4714.0
Sónico de Porosidad/RG:	3200.0 - 5532.0
Neutrón Compensado/RG:	3290.0 - 5532.0
Densidad Compensado/RG:	4714.0 - 5532.0
De Echados:	4714.0 - 5532.0
De Hidrocarburos:	1000.0 - 5532.0

#RG = Rayos Gamma.

#SP = Potencial Espontáneo.

B. Análisis de los registros de porosidad y resistividad.

El intervalo programado fue de 5352.0 a 5405.0 m. Se analizó dicho inter-

valo obteniéndose los siguientes resultados de porosidad (ϕ) y de saturación de agua (S_w).

Se consideró:

Temperatura = 141°C = 286°F .

Salinidad = 200 000 ppm. (está tomada del campo Cárdenas.)

Resistividad del agua: $0.013 \Omega\text{-m}$.

El intervalo se analizó en cuatro partes:

De 5352.0 a 5357.0 m.

$$\begin{aligned} \Delta_t &= 10\% & \phi &= 8\% \dots\dots\dots 1 \\ \phi_D &= 6\% \end{aligned}$$

Sustituyendo valores del registro Doble Laterolog con Rayos Gamma, de las curvas de investigación profunda y somera en la siguiente ecuación de la resistividad verdadera (R_t) se tiene:

$$\begin{aligned} R_t &= 1.7 (LL_D) - 0.7 (LL_S) \\ &= 1.7 (900) - 0.7 (600) \\ R_t &= 1110 \Omega\text{-m.} \dots\dots\dots ? \end{aligned}$$

Ahora, sustituyendo valores de 1 y 2 en la siguiente ecuación de saturación

de agua:

$$S_w = \frac{0.52 R_w}{\phi^{2.1} R_t}$$

$$S_w = 4 \%$$

De la misma forma se calcularon las otras tres partes restantes del intervalo:

lo:

De 5375.0 a 5383.0 m.

$$\phi_H = 5 \%$$

$$\phi_D = 2 \% \quad \phi = 4 \%$$

$$R_t = 2000 \text{ } \Omega\text{-m.}$$

$$S_w = 6.5 \%$$

De 5360.0 a 5365.0 m.

$$\phi_H = 5 \%$$

$$\phi_D = 3 \% \quad \phi = 3 \%$$

$$R_t = 3000 \text{ } \Omega\text{-m.}$$

$$S_w = 7.2 \%$$

De 5393.0 a 5400.0 m.

$$\phi_N = 7 \%$$

$$\phi_D = 4 \%$$

$$\phi = 4 \%$$

$$R_t = 3000 \Omega\text{-m.}$$

$$S_w = 4 \%$$

Tomando un valor promedio de todo el intervalo:

$$\phi = 4 \%$$

$$S_w = 6 \%$$

Se tiene:

ϕ_N = Porosidad neutrón.

ϕ_D = Porosidad densidad.

R_t = Resistividad verdadera.

S_w = Saturación de agua.

LL_D = Curva de investigación profunda.

LL_S = Curva de investigación somera.

C. Informe de los principales registros tomados en la zona de interés.

Estos registros tienen dos funciones principales: 1. Correlacionar con

los demás pozos vecinos para definir la extensión y forma del yacimiento

y 2. La evaluación de las formaciones consideradas como productoras para determinar la porosidad verdadera y la saturación de agua.

Son tres los registros necesarios para cubrir tales funciones:

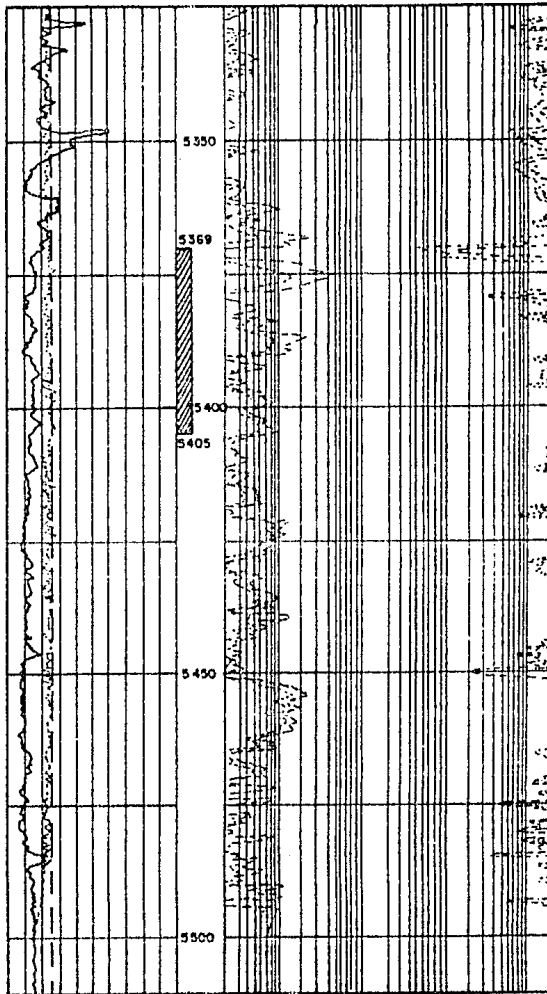
a. Un registro para determinar la resistividad verdadera de la formación (R_t), que puede ser uno de Inducción, cuando en el pozo se tiene lodo de emulsión inversa, o un Doble Laterolog cuando se tiene un lodo conductivo a base de agua, en el cual se obtienen dos curvas de Resistividad la profunda (LL_D) y la somera (LL_S), que lee cercano al pozo.

b. Un registro de Densidad de la formación para determinar el tipo de litología que constituye al yacimiento y su porosidad.

c. Un registro de Neutrón Compensado para determinar la porosidad de las formaciones en base a la captura de neutrones de hidrógeno en la formación.

Un registro combinado de los dos registros de porosidad (Densidad - Neutrón) que proporciona una lectura más real de esta propiedad. Una vez efectuadas las correcciones necesarias para tal efecto.

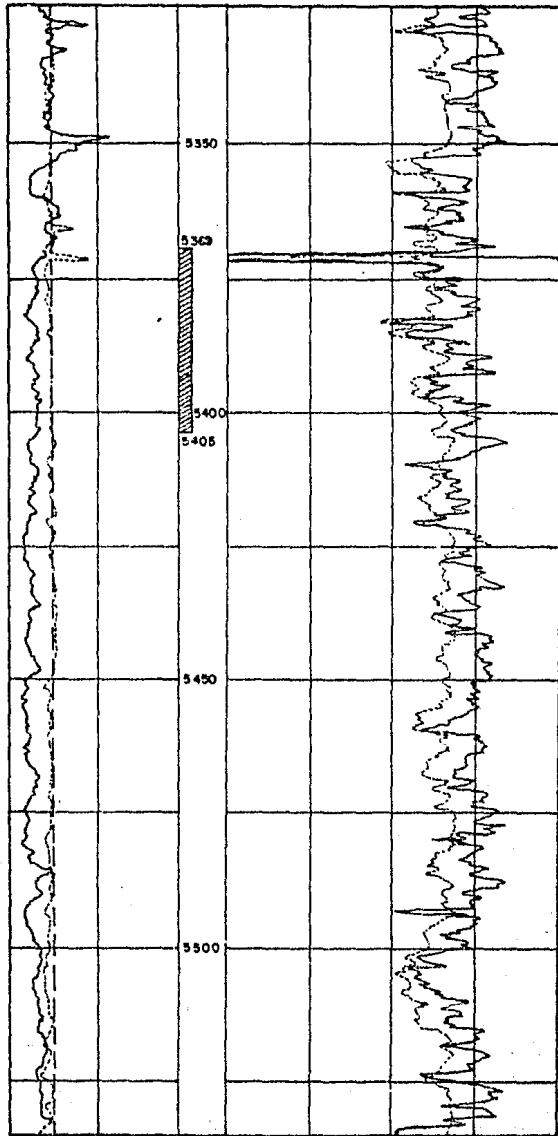
A continuación se muestran los registros de resistividad, Doble Laterolog con Rayos Gamma (fig. 7) y el registro combinado de Porosidad Neutrón con Rayos Gamma (Fig. 8).



SE (IN)	4.000	14.000	LLS (OHMM)	2000.0	2000.0
CAL (IN)	4.000	14.000	LLD (OHMM)	2000.0	2000.0
GR (GAP)	0.0	100.0	LLS (OHMM)	2000.0	2000.0
			LLD (OHMM)	2000.0	2000.0

REGISTRO DLL - RG

FIG. - 7



SS (IN)		NPHI	
4.000	4.000	30.000	-1.000
CALI (IN)		DPHI	
4.000	4.000	30.000	-1.000
GR (GAPI)			
0.0	100.0		

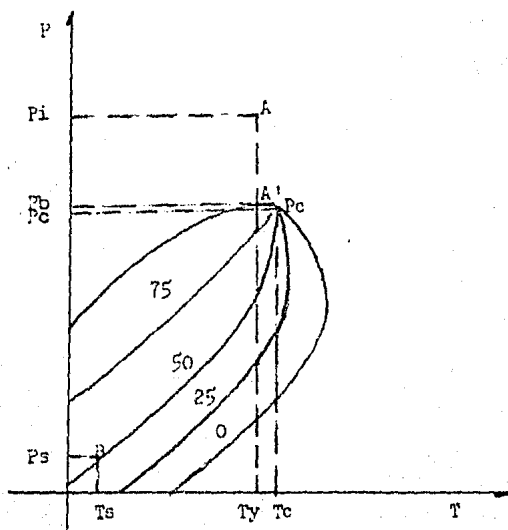
POROSIDAD DENSIDAD-NEUTRON -RG

FIG.- 8

V CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

- A. Formación productora: Jurásico Superior Kimmeridjiano.
- B. Litología: Dolomía café claro oscuro mesocrystalina fracturada sellada por dolomitas con trazas de biolita con impregnación de aceite.
- C. Tipo de aceite del yacimiento: Aceite volátil.

Diagrama de fases:



La temperatura del yacimiento es menor pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos.

El punto crítico está cerca de la cricondentara (presión máxima a la cual

la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en las fases en equilibrio).

Las curvas de calidad están relativamente separadas de la curva de rocío,

lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.

La denominación de volátil se deriva de la característica particular de

que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de

la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de

fases sea precario y que cambios de pequeña magnitud en la presión o en

la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes del

líquido y gas.

El estado en el yacimiento: Si la presión es mayor que la presión de bur-

bujeo medido a T_y , se tiene un yacimiento bajosaturado.

Si la presión es menor o igual a la de burbujeo medido a T_y , se tiene un

yacimiento saturado.

Producción en superficie: Esta dentro de la región de dos fases.

D. Área del yacimiento: 52 km^2

E. Profundidad media del yacimiento: 5618.0 m.b.m.r.

F. Temperatura del yacimiento: $150 \text{ }^\circ\text{C}$.

- G. Porosidad: 4 %.
- H. Resistividad del agua: 0.013 Ω @ 141 °C.
- I. Densidad del aceite: 39 °API.
- J. Relación gas aceite: 200 m³/m³.
- K. Color del aceite: Café ligeramente oscuro.
- L. Saturación media del agua: 11 %.

VI ESTIMULACION

Estimulación de limpia:

Objetivo: Es el de eliminar el daño a la formación originada por los sólidos, fluidos de perforación y cementación durante la etapa de perforación, terminación y reparación del pozo.

Se observó el pozo por la tubería de producción franca, desalojando ligero flujo de agua sin presión.- Con extremo de aparejo de producción sencillo a la profundidad de 3614.43 m, y con camisa cerrada, se efectuó una prueba de admisión al intervalo de 5369.0 a 5405.0 m, con agua dulce obteniéndose los siguientes resultados:

Presión máxima de inyección:	434 kg/cm. ²
Presión de cierre:	434 kg./cm. ²
Volumen de inyección:	30 brl.
Gasto de inyección:	1 hr.
Presión final:	265 kg./cm. ² en 30 min.

Se efectuó una estimulación de limpia al intervalo 5369.0 a 5405.0 m, con

con 20 m³ de ácido clorhídrico al 15 % con los siguientes aditivos:

3.0 % de Morflo I I (surfactante antiemulsificante), 1.5 % de HAI-75 (inhibidor de corrosión), 0.5 % de HC-2 (suspensor de finos) y 20 % de AS-5 (antiasfalteno); con los siguientes resultados:

Presión regresando fluidos contra la formación: 434 kg./cm.²

Gasto de inyección: 1 brl./min.

Presión al llegar el ácido: 140 kg./cm.²

Presión final: 105 kg./cm.²

Abrió pozo por estrangulador de 1/2" con 100 kg./cm.² desalojando agua y productos de reacción e incrementándose la presión a 210 kg./cm.², desalojando aceite y gas (con poca agua).

Fecha de la estimulación: 03 de agosto de 1984.

VII PRODUCCION

Intervalo productor: 5369.0 - 5405.0 m.

Producción de aceite inicial: 1 100 m³/día.

Estrangulador: 7/8"

Relación gas aceite inicial: 180 m³/m³.

Producción inicial de agua: 0 m³.

Entró a la batería el 9 de mayo de 1985.

A. Mediciones de producción:

FECHA	PRESION		ESTRANGULADOR	ACEITE	GAS	GAS	AGUA
	kg./cm. ²		pulgadas	brl	m ³ /m ³	m ³ /día	%
	TP	TR					
9 - 5	142	75	7/8	6917.9	180	198 000	0
13 - 6	95	72	1	7546.8	180	216 000	0
24 - 6	95	72	1	7861.2	180	225 600	0
24 - 6	95	72	1	3452.6	180	98 460	0
25 - 6	Cerrado por abatimiento de presión.						
27 - 6	242	68	1/4	792.4	180	22 680	0
28 - 6	242	68	1/4	1371.0	170	37 060	0
1 - 7	212	66	3/8	2037.6	180	58 320	0
2 - 7	134	72	7/8	4081.5	220	142 780	0
3 - 7	134	72	1	7081.4	253	284 878	0

4 - 7	134	72	1	7861.2	253	316	210	0
23 - 8	100	80	1	2968.4	253	119	416	0
24 - 8	100	80	1	6924.1	253	278	553	0

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Las rocas almacenadoras de este pozo en particular y del campo en general están constituidas principalmente por dolomías fracturadas del Cretácico y del Jurásico.

De los perfiles de porosidad y saturación de agua obtenidos de la interpretación cuantitativa de los registros de este pozo y de los demás pozos perforados del campo, no se pudo determinar la distribución completa de fluidos, ni la probable posición original del nivel a partir del cual la saturación de agua es del 100 %, no obstante la considerable penetración de los pozos en la formación estudiada. Con toda la información que se tiene hasta la fecha, no se ha podido definir un límite inferior, por lo que es necesario que los pozos se programen a mayor profundidad, que se efectúen pruebas en los intervalos inferiores que se perforen y, que se tomen los registros geofísicos necesarios. Así mismo con el fin de que se conozca con mayor exactitud el espesor neto con impregnación de hidrocarburos, es necesario una correcta evaluación de las columna geológica perforada.

La correlación geológica que se realizó con este y otros pozos fué combinando la información geológica del subsuelo proporcionada por secciones sísmicas y registros geofísicos de los pozos. Por ejemplo se tienen las siguientes marcas de correlación definidas en el campo:

POZO, Num.	M. R. msnm	MARCAS DE CORRELACION			mbrun
		1	2	3	
101-B	31.6	5339	5396	5649	
105	30.1	4955			
121	31.8	5749	5893	6093	
129	27.1	4807	4931	5181	
147	31.2	5234	5377	5634	
189	35.4	5640	5780	6034	
201-A	25.6	SAL A 4749 m.			
468	29.9	5030	5228	5481	

Marcas de correlación:

- 1
- 2
- 3

Correspondencia:

- Cretácico Inferior.
 Jurásico Superior Tithoniano (Aprox.)
 Jurásico Superior Kimmeridgiense (Aprox.)

Ahora bien con respecto a todo el campo Tecominoacán y con base en la información procesada y en los resultados obtenidos, considerando el gran espesor que presentan las rocas productoras, se determinó que los flancos N - NW podrían existir prolongaciones de la estructura, las cuales presentan posibilidades de contener hidrocarburos; por tanto se recomienda tomar en cuenta este aspecto para un posible desarrollo del campo en esas direcciones y tomar los límites laterales que se tienen ahora como provisionales.

La cercanía de la estructura Tecominoacán y la del Jujo, así como las características litológicas, estratigráficas y petrofísicas afines de las formaciones productoras en ambos campos indican que pertenecen a la misma estructura, teniendo inclusive yacimientos comunes.

BIBLIOGRAFIA

1. Informes Diarios de Operación del pozo Tecminoacán No. 129. Departamentos de Perforación y de Ingeniería Petrolera.
PEMEX, Villahermosa, Tab.
2. Proyecto D - 5011, Estudio de Evaluación de las Formaciones Productoras del Area Minanguillo, Tab. I.M.P.
3. Revista Halliburton/Walex, Introducción al análisis de los registros de pozos.
4. Evaluación de Formaciones en México. Septiembre, 1964. Schlumberger WEC Villahermosa, Tab.
5. Apuntes tomados en los cursos de: Capacitación para ingresar a Petroleos Mexicanos, Tecnología de la Perforación (Ing. Miguel Bonitez Hernández), Estimulación y Reparación de Pozos (Ings. Oscar Arreola Rovelo y Ignacio Alonso) y Fluidos de Perforación (Ing. Miguel A. Bonitez Hernández).