

201
11



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO GEOLOGICO Y CALCULO DEL
VOLUMEN ORIGINAL DEL CAMPO
PRESIDENTE ALEMAN
- FORMACION CHICONTEPEC -

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
HERIBERTO CORDOVA AGUAYO
RUFINO A. HERNANDEZ FIGUEROA



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

México, D. F.

1989



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.

**ESTUDIO GEOLOGICO Y CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DEL
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN FORMACION CHICONTEPEC**

T E M A R I O

INTRODUCCION

I. ANTECEDENTES

I.1 GENERALIDADES

I.1.1 DESCRIPCION GENERAL DEL AREA CHICONTEPEC

I.1.2 DESCRIPCION GENERAL DEL CAMPO PRESIDENTE ALEMAN

II. GEOLOGIA

II.1 GENESIS DEL RELLENO DE LA CUENCA

II.2 SECUENCIA GENETICA DE LOS ESTRATOS

III. PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS

III.1 PETROFISICA

III.1.1 POROSIDAD

III.1.2 PERMEABILIDAD

III.1.3 SATURACION DE AGUA

III.1.4 RESISTIVIDAD

III.1.5 APLICACION DEL METODO WAXMAN - SMITS

III.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

IV. IDENTIFICACION DE LOS CUERPOS

IV.1 SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION

**IV.1.1 DESCRIPCION E INTERPRETACION CUALITATIVA DE LOS REGISTROS
GEOFISICOS UTILIZADOS**

IV.1.2 SECCION TRANSVERSAL DE CORRELACION REGIONAL

IV.1.3 SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION LOCALES

IV.1.4 ANALISIS DE SECCIONES LOCALES

V. CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

V.1 METODOS VOLUMETRICOS

V.1.1 METODO DE ISOHIDROCARBUROS

V.1.2 METODO DE ISOPACAS

V.1.3 METODO DE CIMAS Y BASES

V.2 ECUACION DE BALANCE DE MATERIA

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

NOMENCLATURA

REFERENCIAS

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

El Paleocanal del Chicontepec reviste una gran importancia debido al alto volumen de hidrocarburos almacenados en él y desde el punto de vista geológico, en la que se localiza la formación del mismo nombre, -- productora de algunos campos en el Distrito de Poza Rica, Ver.

El Distrito petrolero de Poza Rica, se localiza aproximadamente a 200 Kms. al noroeste de la Cd. de México y equidistante de los puertos de Tampico y Veracruz, limitado al norte por el Río Tuxpam, al sur por la carretera federal Teziutlán - Nautla, al este por el Golfo de México y al oeste por la vertiente oriental de la Sierra Madre Oriental.

Tiene una superficie aproximada de 9600 Km^2 y en su totalidad pertenece al estado de Veracruz.

El estudio de la formación Chicontepec resulta ser compleja por la forma tan caprichosa de la génesis de relleno de la Cuenca, conformada por secuencias de arena y lutitas en forma alternada con espesores variables y reducidos que en algunos casos no tienen continuidad horizontal, perdiéndose de un pozo a otro, presentándose en forma acuñada, lo cual reafirma la hipótesis de la existencia de una lenticularidad de la formación.

Además contiene arcillas muy sensibles al contacto con fluidos acuosos manifestándose en forma de hinchamiento, dispersión y migración de partículas arcillosas que afectan a la permeabilidad en forma drástica y como consecuencia muestra variaciones en las propiedades petrofísicas y de fluidos.

Para el estudio de dicha Cuenca sedimentaria se ha dividido en 34 - campos, 4 de los cuales cobran mayor interés por sus niveles de producción y son los siguientes: Tajín, Presidente Alemán, Miquetla y Soledad.

En el presente trabajo se estudió en particular el Campo Presidente Alemán en el cual se contemplan principalmente dos aspectos:

El primero de ellos es el geológico, el que se abordó en primera - instancia a nivel regional y posteriormente a nivel local, con la elaboración de una sección de correlación regional integrada con ocho pozos exploratorios, con el único fin de llevar una continuidad en la clasificación de los cuerpos arcillo - arenosos con respecto a los demás campos en estudio de dicha formación productora. Asimismo, se construyeron 14 - secciones transversales locales que cubren la totalidad de los 98 pozos - del campo (3 exploratorios y 95 de desarrollo). Para la construcción de dichas secciones se auxilió básicamente de los registros eléctricos y -- radioactivos y se obtuvo toda la información estructural del campo como lo es: cimas, bases, espesores brutos y netos porosos, de cada uno de - los cuerpos identificados.

En forma simultánea se obtuvo la información referente a la porosi - dad y a la saturación de agua congénita de dichos cuerpos en cada uno - de los pozos del campo, contenida en los análisis cuantitativos de los - registros geofísicos.

Del análisis de esta información y de los análisis petrofísicos, - que son mediciones directas, se encontraron ciertas diferencias, por lo - que se elaboró un procedimiento de corrección de las propiedades petroff

sicas básicas en el cálculo del volumen original.

El segundo aspecto se refiere a la determinación del volumen original de hidrocarburos, utilizando tres métodos volumétricos que son los siguientes: Método de Isohidrocarburos, Método de Isopacas y Método de Cimas y Bases, complementando el cálculo con la aplicación de la Ecuación de Balance de Materia.

El trabajo que se presenta aquí, se realizó con la finalidad de contar con la información básica y necesaria para un futuro estudio integral del Campo Presidente Alemán - Chicontepec, apoyándose en la información recabada, análisis, interpretación y aplicación de los métodos anteriormente descritos que serán de gran ayuda para la determinación de las reservas y de la recuperación de aceite del mismo.

I.- ANTECEDENTES

I.1 GENERALIDADES

I.1.1 DESCRIPCION GENERAL DEL AREA CHICONTEPEC.

La formación fué conocida como productora de aceite y gas, desde el descubrimiento del campo Poza Rica en 1931 ⁽¹⁾, por la Compañía "El Aguila".

Es conveniente hacer notar que el descubrimiento de la formación fué una consecuencia de perforaciones con objetivos más profundos --- (Cretásico y/o Jurásico), los cuales al agotar su producción o por haber sido improductivos dieron lugar a que se efectuaran pruebas en la formación Chicontepec.

El área donde se encuentra la formación mencionada se localiza en la porción norte-este del Estado de Hidalgo y norte-oeste del Estado de Veracruz, a unos 50 Kms., al oeste del Puerto de Tuxpam.

Geográficamente se encuentra dentro de las coordenadas 20° 51' -- 21° 30' de latitud norte y 98° 02' - 98° 41' de longitud oeste.

La región queda incluida en la unidad geológica denominada Cuenca de Chicontepec, que a su vez forma parte de la unidad mayor llamada -- Plataforma de Tamaulipas.

Fisiográficamente se trata de una área accidentada que comprende las estribaciones de la Sierra Madre y parte de la planicie costera -- del Golfo de México.

La superficie donde se encuentra la formación Chicontepec es del orden de 4600 Km², sin embargo se habla de una extensión total de --- 11,000 Km², de la cual la porción con mejores perspectivas es el llama_

()

Referencias al final.

do Paleocanal de Chicontepec, que subsecuentes con su perforación ha revelado que el área productiva de éste es del orden de $3,300 \text{ Km}^2$, formando una enorme trampa estatigráfica cuya estructura regional corresponde a un homoclinal que buza hacia el sureste. (2)

La Cuenca del Chicontepec está limitada al sureste por sedimentos arcillosos con diferentes características petrofísicas con limitantes de profundidad, movilidad de hidrocarburos y cambios litológicos.

Limitado al este por los campos productores de aceite provenientes de rocas carbonatadas del Cretácico, en donde las rocas suprayacentes de la formación en cuestión se vuelven más arcillosas y tienden a desaparecer. Al oeste por la Sierra Madre Oriental y hacia el norte la formación Chicontepec se extiende a lo largo de muchos kilómetros (pozo Tantoyuca 101), igualmente al noreste hasta el pozo Tecolotes-1.

Al norte, la formación Chicontepec se extiende a lo largo de muchos kilómetros (pozo Tantoyuca-101), igualmente con el pozo Tecolotes-1, presentando en sus registros geofísicos características tan atractivas como las que presentan los pozos del área del Distrito de Poza Rica. (1) (Fig.1).

Hacia la parte norte-noroeste de la Cuenca, la formación se presenta poco atractiva aunque a menos profundidad, limitándola por cambios litológicos y petrofísicos.

De tal manera que este yacimiento cobra un interés muy especial para incrementar las reservas de hidrocarburos del país ya que representa el tercer yacimiento supergigante, estimándose que contiene $16.9 \times 10^9 \text{ m}^3$

ZONA NORTE

DTTO. SUR

DTTO. C

DTTO. A

DTTO. B

GOLFO DE MEXICO

TUXTA

CAZONES

POZA RICA

TECOLUILA

- LAC. APERTOS
- POZO EN PERFORACION
- POZO PERMITE DE TERMINACION
- POZO PERMITE DE TERMINACION FACTURADO
- POZO PERMITE DE TERMINACION FACTURADO
- POZO PERMITE DE TERMINACION
- LAC. OPERATIVOS
- POZO SECUNDARIO IMPRODUCTIVO
- POZO IMPRODUCTIVO SIN ESTEREO
- LAC. OPERATIVOS
- POZO INACTIVO DE ALTA
- POZO INACTIVO DE BAJA

POZOS EXPLORATORIOS
DISTRITO POZA RICA

FIG. No. 1

(106.3 X 10⁹ bis) de aceite y su profundidad varía de 800 a 3000 mts. y como es considerado muy largo, las propiedades de los fluidos y de la roca varían grandemente, a la vez que está constituido por potentes -- desarrollos arcillo-arenosos (producto de corrientes de turbidez) y que dichas arcillas son extremadamente sensibles a alterarse al contacto -- con fluidos no compatibles, manifestándose en forma de hinchamiento, -- dispersión y emigración de partículas arcillosas que perjudican el plazo de los fluidos en los canales porosos hasta obturarlos.

Algunos pozos terminados en esta formación fueron fluyentes y otros resultaron productores por Bombeo Neumático.

Las producciones han variado entre 6 y 60 m³/día, resultando rentables por el tiempo que permanecen fluyendo, hasta con producciones de 1m³/día.

Durante el período comprendido entre (1951-1961), se obtuvieron bajas producciones de aceite y aunque su producción acumulativa llegaba a ser considerable, no se le prestó mucha importancia siendo hasta años recientes, que con el mejoramiento de las técnicas de perforación, terminación y de producción de los pozos incrementaron significativamente la producción de los mismos, dando origen a una serie de actividades encaminadas a probar la capacidad de esta formación.

Dichas actividades, básicamente se refieren a cambios e intervalos -- productores en pozos con yacimientos agotados a mayores profundidades -- (con reparaciones mayores), la perforación de pozos gemelos y la perforación de pozos de desarrollo y de algunos pozos exploratorios.

Esta bien sabido que la formación Chicontepec almacena un volumen considerable de hidrocarburos, así como también la dificultad de extracción de éstos, debido a la heterogeneidad y a la falta de continuidad del yacimiento, también se sabe por estudios estadísticos relativos al comportamiento de los yacimientos de ésta formación el promedio de producción diaria por pozo, disminuye a medida que aumenta el número de pozos perforados, así como la cantidad de pozos fuera de producción tiende a incrementarse. (1)

En consecuencia, a medida que se desarrolla la explotación de algunas áreas, se observa que se puede extraer volúmenes de hidrocarburos que se estimaron factibles de recuperar, siempre y cuando se haga hincapié de todos los detalles técnicos, mediante la caracterización del yacimiento en forma eficiente.

Actualmente las actividades de perforación de pozos con objetivo Chicontepec se han llevado a cabo en los Distritos sur de la zona norte y en el de Poza Rica. (3)

1.1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO PRESIDENTE ALEMÁN.

El Campo Presidente Alemán pertenece al Distrito de Poza Rica cuyas perforaciones de desarrollo se iniciaron básicamente en 1970, a pesar de que este campo como ya se había comentado, se tuvieron que reacondicionar pozos al agotarse los yacimientos del Cretácico, con el objetivo de explotar la formación Chicontepec.

En la área Presidente Alemán los pozos son en su mayoría fluyentes-mientras que en áreas como Miquetla y Soledad, son productores mediante métodos artificiales, aunque solo esto no necesariamente constituye una regla.

Los primeros pozos que produjeron de esta formación (por los años - 50's) fueron de dicha área y se les inducía a producción mediante un simple tratamiento de "lavado" con $\pm 6m^3$ de HCL al 15% y el correspondiente sondeo mecánico. Como se dijo, algunos resultaban fluyentes y otros producían mediante bombeo neumático. Lo más importante es que de cualquier manera todos aportaban producción. ⁽¹⁾

Asimismo, teniendo en cuenta el desarrollo del Campo Presidente Alemán Chicontepec y por la similitud de las arenas productoras, se integró a este campo los pozos correspondientes al área Chote (un solo pozo, el Chote-1).

El Campo Presidente Alemán formación Chicontepec, se encuentra ubicado al sureste de la Ciudad de Poza Rica, en el Municipio de Papantla, Veracruz.

Tiene un área probada de 9.5 Kms. y fué puesto en producción en fe--

brero de 1952, con la perforación del pozo número 18 a través del intervalo productor (2165-2180) m.b.m.r. con una producción inicial de -----
25m³/día. (4)

El Campo Presidente Alemán forma parte de los 34 campos que cubren la totalidad del Paleocanal, y se encuentra en la parte más al sur del mismo, limitado al este por el campo Remolino, al sureste por el campo Furbero y al noroeste por el campo Tajín, como se puede observar en la Fig. 2.

Durante el desarrollo del campo se han perforado un total de 98 pozos, de los cuales 95 son de desarrollo (14 direccionales) y 3 son exploratorios (Chote-1, Deimos-1 y Bronce-1), únicamente dos pozos, el P.A. 18 y P.A. 131 han sido taponados por accidentes mecánicos y hasta abril de 1988, el estado general del campo es el siguiente:

Número total de pozos... 98
Número de pozos fluientes... 54
Número de pozos con bombeo neumático... 12
Número de pozos taponados... 2
Número de pozos pendientes de colocar tapón... 3
Número de pozos con baja producción intermitente... 27
Número de pozos con problemas de equipo superficial... 1
Producción promedio de aceite... 149m³/día.
Producción promedio de gas... 607.40 X 10²m³/día.
Producción promedio de agua... 0%
Relación Gas-Aceite promedio... 337.58m³/m³
Producción acumulativa de aceite... 2,130,318 m³.

Producción acumulativa de gas... 11,000,597 X 10² m³.

Producción acumulativa de agua... 55,443 m³.

Dentro del Paleocanal, cuatro son los campos que son considerados de mayor importancia, debido a la producción que aportan al Distrito y en orden jerárquico son los siguientes: Campo Tajín, Presidente Alemán, Miquetla y Soledad.

Como se ve, el Campo Presidente Alemán es el segundo en importancia en cuanto a producción se refiere con 4,500 m³/mes, solamente debajo del Campo Tajín con 16,000 m³/mes de aceite, como consecuencia de la franca etapa de desarrollo en que se encuentran éste último y el Campo Agua -- Fría, a diferencia del Campo Alemán en el que se proyectarán nuevas localizaciones de perforación, así como la propuesta de reparaciones mayores y la idea de implementar sistemas artificiales de producción, con lo que seguramente incrementará su producción, porque sus producciones acumulativas sin lugar a dudas son las mayores de este yacimiento en el Distrito de Poza Rica, explicando la potencialidad del mismo y la importancia que el campo representa para su estudio.

La ubicación de los pozos de este campo se hace mediante el sistema de localización "El Aguila", como se muestra en la Fig. 3 y en la tabla No. 1, se presenta en forma detallada además de la ubicación, la elevación del terreno (E.T.), la elevación de la mesa rotatoria (E.M.R.) y el incremento de Altura (ΔD) en los casos de pozos direccionales.

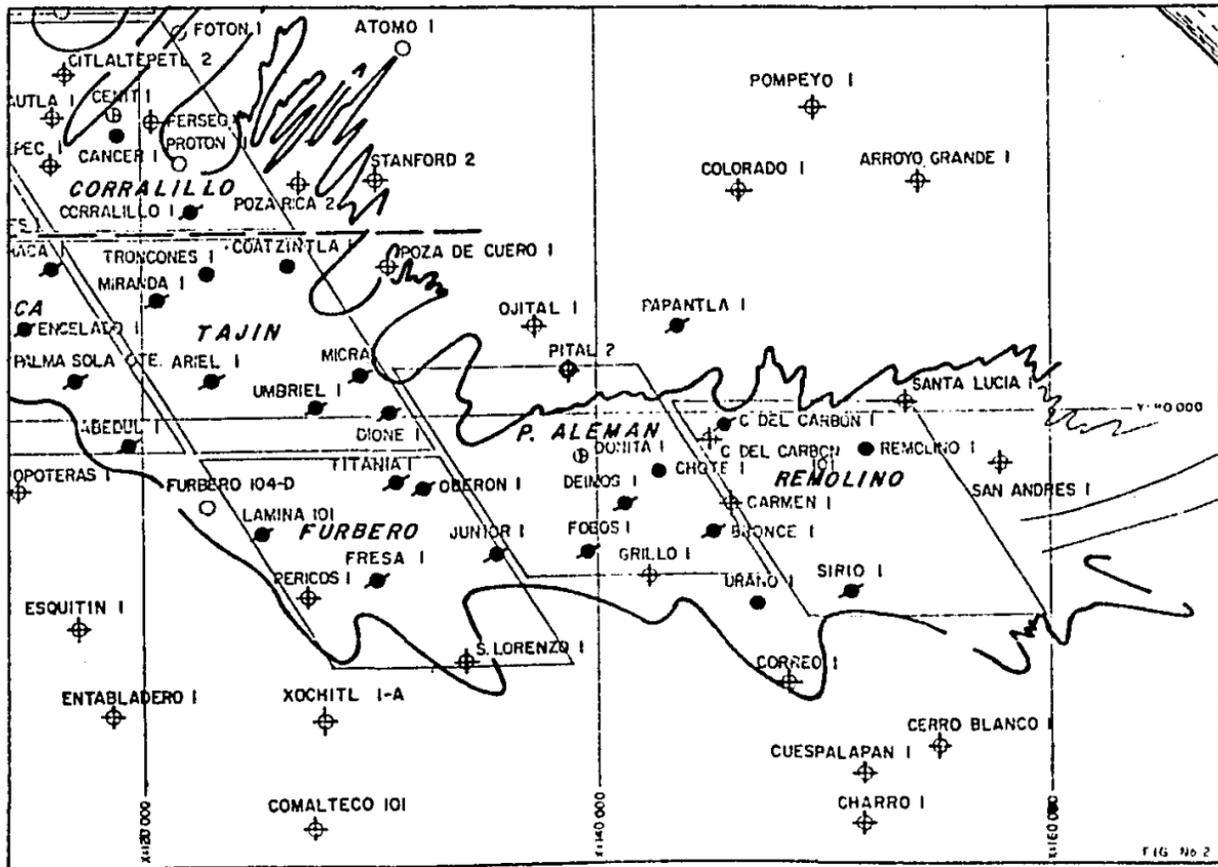
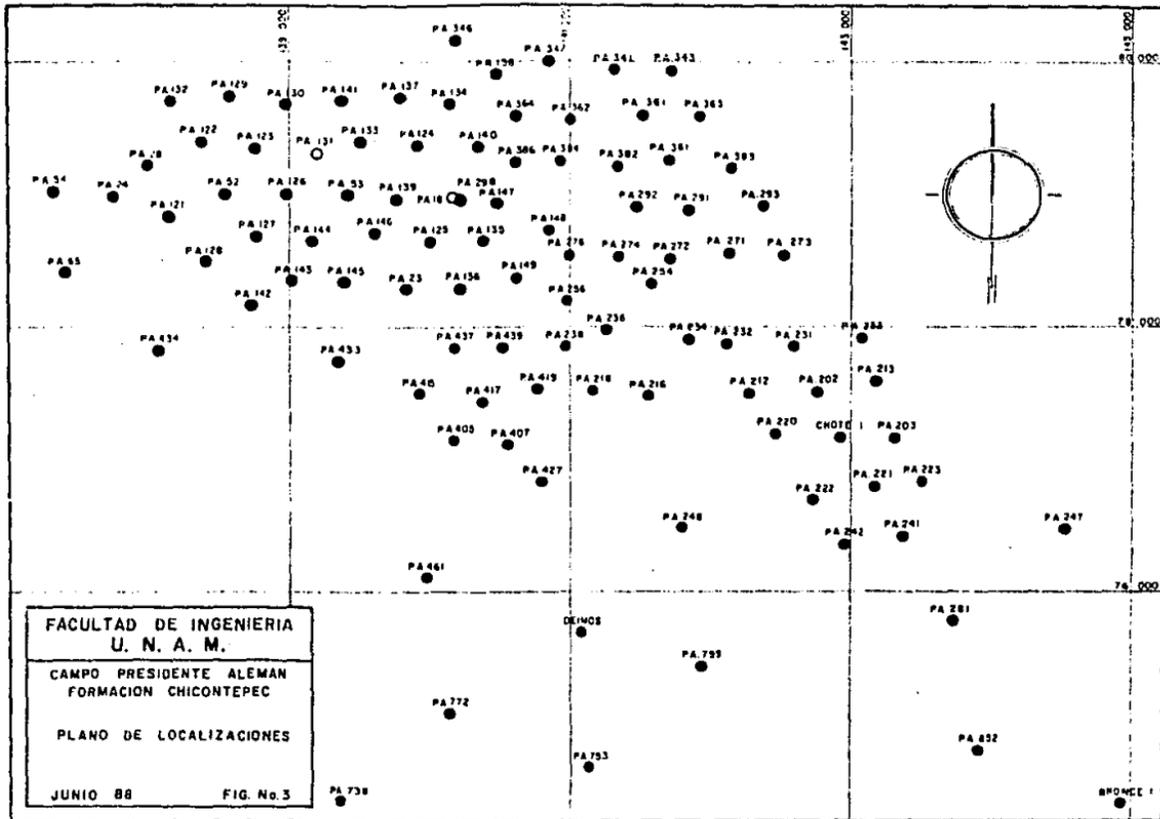


FIG No 2



FACULTAD DE INGENIERIA
U. N. A. M.

CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC

PLANO DE LOCALIZACIONES

JUNIO 88

FIG. No.3

PA 738

BROWNELL

TABLA No. 1

No. POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (m)	E.M.K. (m)	L.D (m)
18	140166.05	78985.58	66.0	71.5	
23	139819.99	78289.75	61.5	66.4	
24	137761.14	78993.76	101.2	105.7	
28	138001.00	79223.43	101.2	105.7	
52	140166.05	78985.58	66.97	71.98	
53	139416.09	79003.06	71.6	76.35	
54	137330.20	79025.39	101.7	106.00	
65	137410.07	78420.71	107.26	111.90	
121	136165.98	78825.75	103.30	107.00	
122	138860.06	79340.04	89.8	93.30	
123	138769.99	79350.00	77.44	81.40	
123	139914.56	79369.32	69.95	73.60	
125	140003.09	78645.10	63.64	67.70	
126	136988.38	79012.34	73.35	76.89	
127	138773.07	78687.50	107.16	110.50	
126	138399.56	78498.36	97.98	101.60	
129	138590.00	79740.00	82.26	85.63	
130	138990.00	79680.00	81.09	84.80	
131	139162.74	79324.23	78.3	80.50	
132	138165.87	79708.11	66.13	91.10	
133	139494.10	79395.84	73.00	76.00	
134	140150.34	79682.82	76.00	80.30	

TABLA No. 1
(CONTINUACION)

No. POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (m)	E.M.R. (m)	Δ D (m)
135	140401.39	78640.24	67.60	71.20	
136	140234.98	78301.28	63.85	67.50	
137	139789.98	79740.86	63.38	67.50	
138	140478.46	79915.47	82.52	86.22	
139	139765.83	78965.83	69.35	73.20	
140	140358.13	79365.59	75.00	76.10	
141	139385.03	79708.64	88.30	92.70	
142	138732.93	78182.41	98.3	102.00	
143	139022.34	78346.80	84.50	89.30	
144	139174.92	78658.82	73.54	77.50	
145	139392.54	78344.86	73.31	77.20	
146	139603.54	78716.90	68.64	72.50	
147	140493.41	78927.11	69.96	73.70	
148	140853.16	78730.70	90.63	94.50	
149	140634.69	78365.15	71.57	75.30	
202	142773.20	77514.32	80.12	84.00	
203	143323.15	77164.42	58.52	62.32	
212	142282.60	77504.75	95.34	99.10	
213	143190.84	77586.87	70.91	74.80	
216	141567.78	77488.30	71.29	75.27	
218	141167.87	77532.23	88.89	92.70	
220	142465.13	77195.25	85.95	89.75	
221	143170.47	76798.78	62.41	66.26	

TABLE No. 1
(CONTINUACION)

No. POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (m)	K.M.R. (m)	L.D (m)
222	142736.37	76695.49	88.44	92.44	
223	143509.18	76812.54	61.18	65.03	
231	142602.02	77847.12	98.10	102.10	
232	142118.61	77868.04	105.60	109.08	129.0
233	143090.90	77920.55	103.70	107.40	
234	141635.57	77905.45	105.60	109.30	
236	141262.60	77972.28	96.13	99.90	
238	140951.66	77862.55	91.33	95.60	
241	143267.94	76417.60	67.30	66.10	
242	142951.78	76355.15	61.84	65.74	
247	144523.15	76471.60	46.41	50.35	
248	141788.91	76477.12	55.36	59.166	
254	141582.93	78321.95	83.73	87.50	
256	140966.12	78188.38	92.98	96.60	
271	142129.21	78558.01	124.34	128.20	
272	141710.62	78509.13	80.93	84.70	134.00
273	142120.69	78560.40	124.38	128.00	226.00
274	141348.13	78522.01	80.07	83.90	
276	140992.13	78538.80	80.93	84.73	147.60
281	143682.59	75772.85	38.39	42.44	
291	141852.07	78875.56	95.51	99.50	
292	141479.59	78896.94	83.93	87.90	
293	142367.34	78889.56	96.51	100.40	196.00

TABLE No. 1
(CONTINUACION)

No. POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (m)	E.M.R. (m)	ΔD (m)
298	140171.07	78970.51	72.30	76.10	142.00
341	1-1323.06	79935.72	113.33	117.10	
342	140844.87	79967.23	113.34	117.08	205.70
343	141736.62	79979.80	114.25	118.35	185.00
361	141538.25	79625.45	114.25	118.20	
362	141019.65	79547.87	113.23	117.31	215.40
363	141937.64	79591.99	114.25	117.75	181.00
364	140621.20	79586.42	75.75	79.60	
381	141722.86	79253.40	105.09	108.90	
382	141346.91	79255.01	105.09	108.90	168.00
383	142155.91	79201.14	105.09	109.09	184.00
384	140922.52	79219.45	75.75	79.70	164.00
386	140588.58	79235.38	75.75	79.50	127.00
405	140166.60	77157.23	62.84	66.90	
407	140560.00	77120.01	62.24	66.24	
415	139923.15	77510.83	63.63	67.50	
417	140387.69	77438.04	64.90	68.60	
419	140772.58	77534.41	66.60	70.40	
427	140790.00	76832.26	60.12	64.10	
433	139351.02	77751.10	73.57	77.40	
434	138075.24	77829.42	91.85	95.80	
437	140181.99	77845.46	61.55	65.30	
439	140523.20	77857.24	67.48	71.30	

TABLE No. 1
(CONTINUACION)

No. POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (m)	E.M.R. (m)	ΔD (m)
461	139963.78	76126.98	54.80	57.70	
753	141122.67	74670.40	47.07	51.10	
799	141907.78	75384.58	43.61	47.40	
852	143913.48	74792.33	41.31	45.31	
BRONCE	144932.96	94384.77	56.61	60.78	
CHOTE	142923.15	77164.12	88.73	93.17	
DEINOS	141070.02	75700.28	55.40	59.90	

II.- GEOLOGIA

II.1 GENESIS DEL RELLENO DE LA CUENCA.

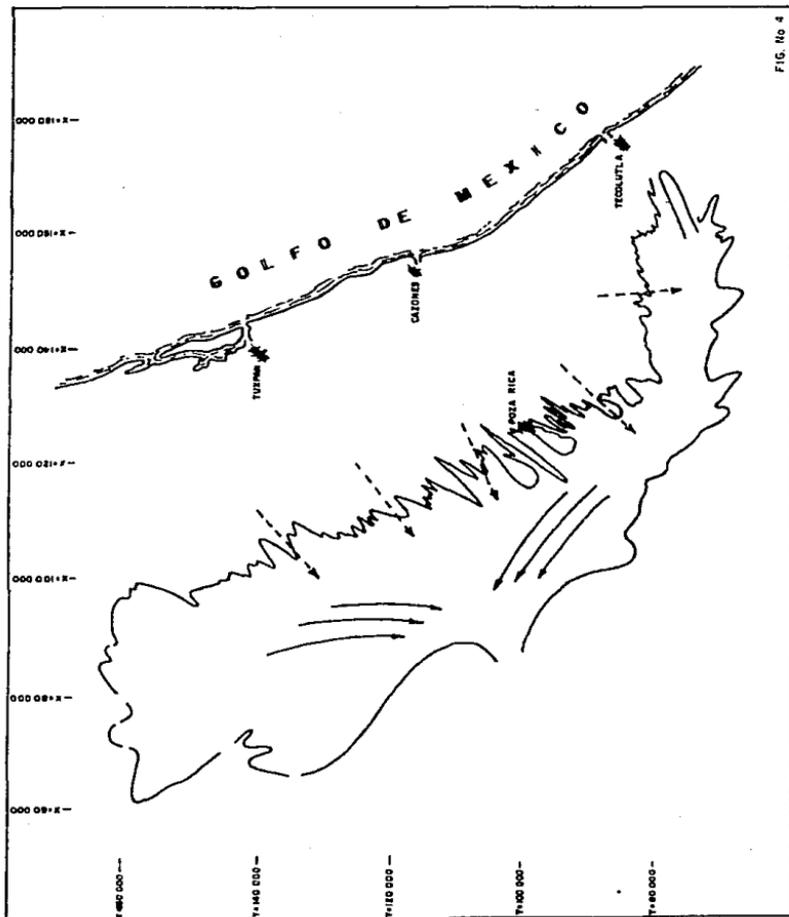
La formación Chicontepec pertenece a la Cuenca Tampico-Misantla; se refiere al período Terciario, con edad comprendida entre el Paleoceno Superior y el Eoceno Inferior.

Al efectuar los levantamientos de la Sierra Madre Oriental, esta -- fue afectada en su margen occidental y suboccidental por una depresión de considerable magnitud, denominada antefosa de Chicontepec; en ella - se depositó un gran volumen de sedimentos arcillo-arenosos debido a corrientes turbias de gran densidad o turbídicas, correspondientes a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio.

Durante el Eoceno "Temprano" se mantuvo una continuidad en las condiciones de depósito sedimentario, representándose en forma arenollosa (Chicontepec Superior) y arcillosa (Velasco Superior).⁽⁵⁾

La presencia del Paleoceno se explica con la superposición de dos - fuertes corrientes submarinas, una que corría de noroeste a sureste y - otra de sureste a noroeste, asimismo se evidenciaron canales tributarios⁽⁵⁾ (Fig. 4) y que dieron lugar a una intensa erosión de los sedimentos preexistentes del Paleoceno, Cretácico y Jurásico de la Cuenca, - lo que originó un Canal o Cañón que posteriormente se rellenó con sedimentos acarreados por corrientes de turbidez, procedentes de la Sierra - que depositados en forma alternada, dieron lugar a una secuencia de arg - niscas y lutitas de espesor variable y reducido.

Los sedimentos Terrígenos Terciarios contienen un alto porcentaje -



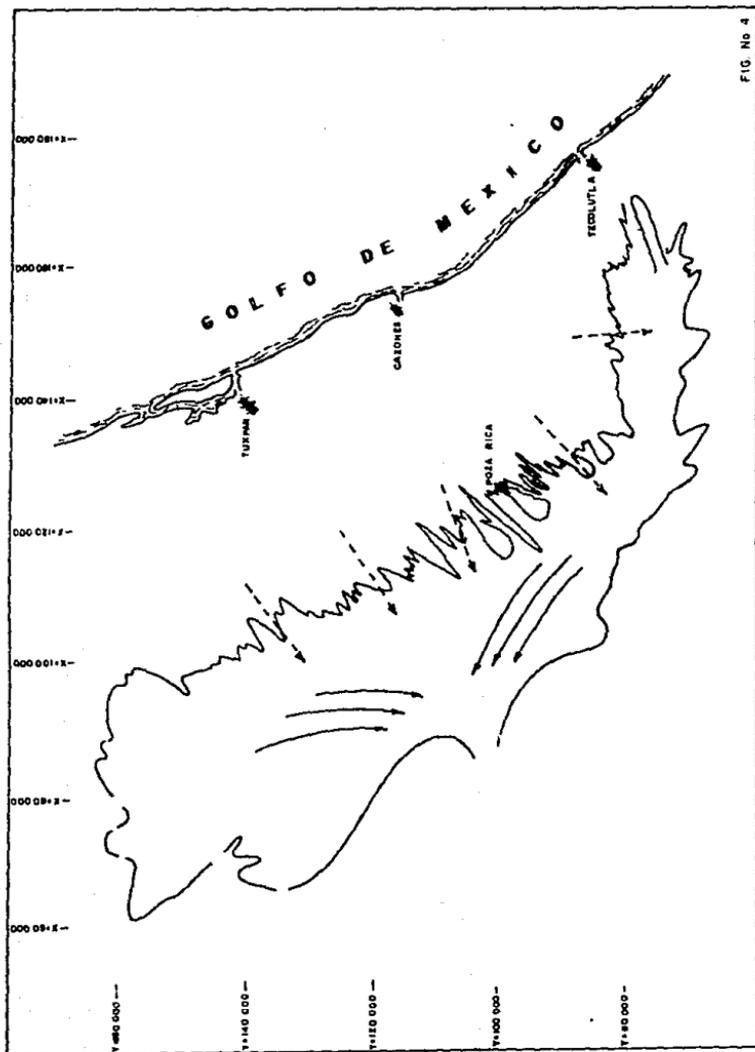


FIG. No 4

de areniscas. Estas rocas arcillo-arenosas tienen edades de Eoceno al - Mioceno.

Las rocas de edad Eoceno fueron formadas en aguas profundas, mientras que las del Oligoceno corresponden a ambientes neríticos que es cuando se inicia la regresión marina en la Cuenca Tampico-Misantla.⁽⁵⁾

Se ha pensado en la existencia de una lenticularidad, cuando debe tenerse presente que durante el proceso de sedimentación, las "avenidas" - que forman el material detrítico (depósitos de minerales y rocas derivados de la erosión de las rocas existentes) procedente de partes altas -- que no cubrían siempre la totalidad de la extensión de la Cuenca.⁽¹⁾

Los sedimentos que son capaces de entrapar hidrocarburos corresponden a una secuencia de areniscas y lutitas en forma interestratificada.

II.2 SECUENCIA GENETICA DE LOS ESTRATOS.

Se define como Incremento Genético de Estratos (I.G.E.) a "un intervalo de estratos o capas de rocas sedimentarias en la cual cada unidad litológica está relacionada genéticamente con todas las demás. Se denominará Secuencia Genética de Estratos (S.G.E.) a un grupo de estratos en uno o más Incrementos Genéticos de Estratos". (5)

Debido a la dificultad que existe en trazar líneas de tiempo dentro de la secuencia de estratos Chicontepec, no ha sido posible establecer con precisión los Incrementos Genéticos de Estratos.

La cima de esta secuencia es una marca de tiempo que se denominó -- "Horizonte C". Este conjunto de estratos está cubierto por sedimentos arcillosos del Eoceno Medio, y la base es una discordancia erosional que corresponde a rocas calcáreas del Cretácico Inferior (Tamaulipas Inferior). (Fig. 5)

La formación Chicontepec está constituida en toda su extensión por una secuencia de areniscas de grano fino a grueso, con un 40% de arcilla un tanto variable con su localización, pero saturadas de hidrocarburos, que en la mayor parte del área donde subyace puede recuperarse de acuerdo con las técnicas de terminación y método de estimulación, asimismo está constituida de lutitas estratificadas en alternancia irregular con las areniscas, pero con una característica singular, entre las lutitas cualesquiera que sea su espesor, que varía de 5 cms. más o menos hasta 10 ó 12 mts. existen hidrocarburos recuperables que fluyen -- tanto de los estratos de arenisca, como de los planos de estratificación

de las lutitas, sin embargo no se ha comprobado cuanto fluye de cada sección mencionada. (1)

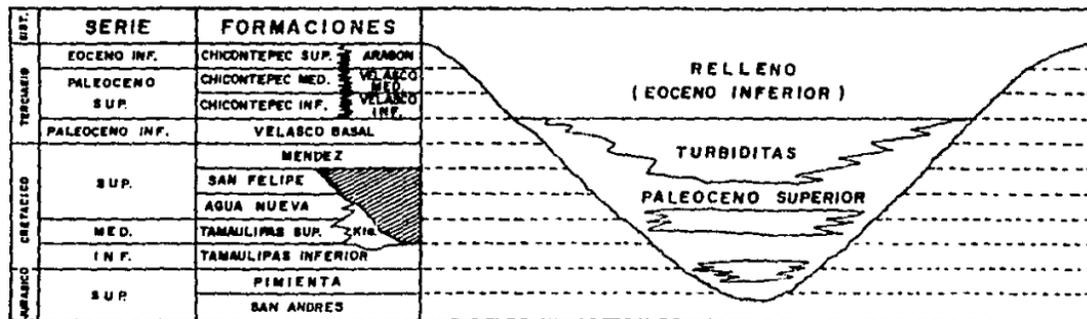
La acumulación de hidrocarburos está asociada a trampas estratigráficas con superficies de erosión y con el relleno de canales, excepcionalmente con cuerpos ígneos de forma tabular y horizontal. (5)

Es importante hacer hincapié en el tipo de formación presente en la Cuenca, como ya se dijo, está caracterizada por una secuencia alternada de estratos de arenisca y lutita, con espesores variables (extensión vertical) importantes de precisar en la formación, susceptibles de aportar hidrocarburos y de acuerdo con la hipótesis de sedimentación o génesis, de su estratificación y de su ubicación del hidrocarburo de la formación por medio de los registros geofísicos, nos muestran que dentro del "espesor bruto" (Chicontepec total ó sea desde donde aparece hasta donde se pierde) encontramos "cuerpos" con valores de resistividad mayores que indican areniscas con aceite.

Además se destacan los "cuerpos" de intercalaciones de lutitas con arenisca con valores de resistividad entre 4 a 10 ohms/m²/m que como se ha mencionado, pueden resultar productoras por el aceite ubicado entre sus planos de estratificación. (1)

Por cuanto al sentido horizontal, la variación de los espesores de los estratos está también presente, lo que determina que en ocasiones, los estratos más atractivos de areniscas desaparezcan de pozo a pozo --- (400 mts. de espaciamiento), o sean substituidos por estratos con características petrofísicas diferentes. (5)

PALEOCANAL CHICONTEPEC



CORRELACION ESTRATIGAFICA DEL PALEOCANAL CHICONTEPEC

III. PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS.

III.1 PETROFISICA (PROPIEDADES DE LA ROCA)

De las principales características que tienen una relevante importancia en la formación Chicontepec son la arcillosidad, la porosidad la permeabilidad y la resistividad.

Considerando el origen y tipo de sedimentos que rellenaron la Cuenca, en los registros geofísicos se ha observado que salvo contadas --- excepciones, la formación de areniscas contiene un alto porcentaje de arcillas en forma dispersa y estratificada, razón por la cual disminuyen sustancialmente tanto la porosidad como la permeabilidad y como -- consecuencia de ésto, la productividad de los pozos.

Por análisis de los núcleos efectuados en el laboratorio, y por -- los análisis cuantitativos en registros geofísicos, se considera que -- las areniscas contienen alrededor de 40% de arcilla, aunque aquellas -- arcillas de grano grueso son las que seguramente aportan el petróleo -- que producen las areniscas.

La información obtenida de los análisis petrofísicos realizados en dichos laboratorios es fundamental para el estudio de los yacimientos, -- ya que esta información se requiere tanto en los programas exploratorios -- como en las operaciones de terminación y reparación de pozos, en la eva -- luación del posible efecto de la arcilla sobre la arenisca y resultado -- de las operaciones de recuperación secundaris, en la evaluación y cali -- bración de registros geofísicos y en el cálculo de las reservas de una -- estructura almacenadora.

El conocimiento de las propiedades petrofísicas es fundamental para conocer la cantidad de hidrocarburos que pueden ser recuperados de un yacimiento ya que de éste dependen las inversiones que deben hacerse para tener la infraestructura necesaria en la explotación adecuada del yacimiento.

III.1.1 POROSIDAD

La porosidad (\emptyset) de un medio poroso se define como:

$$\emptyset = V_p/V$$

Donde;

V_p = Volumen de poros del medio poroso.

V = Volumen total de dicho medio.

Este puede ser un yacimiento, una porción de él, una muestra (núcleo) o un empacamiento de partículas de las que se usan en laboratorio para pruebas de desplazamiento de fluidos. (6)

Es común que la porosidad se exprese además en porciento (V_p como porcentaje de V).

Considerando el origen de la roca almacenadora, se deduce que la porosidad es de tipo intergranular, con pequeñas fracturas aisladas, la presencia de sedimentos finos y el gran porcentaje de material calcáreo, así como la acción de los procesos diagenéticos en el yacimiento Chicontepec, influyeron para que las rocas almacenadoras tengan valores bajos de porosidad, por lo que se debe tener cuidado cuando estos valores sean determinados mediante registros geofísicos ya que proporcionan valores generalmente altos.

Es importante mencionar que en este trabajo se utilizaron los datos proporcionados por el análisis petrofísico de los núcleos de los pozos- Presidente Alemán 125, 126, 131, 139, 202 y 236⁽⁷⁾ con el fin de calibrar los registros geofísicos. En la Tabla No. 2 se muestran los valores de porosidad obtenidos para cada uno de los cuerpos de los pozos mencionados mediante el análisis de sus núcleos y de sus registros geofísicos. También se presenta la corrección encontrada que se hizo extensiva para los análisis de registros de todos los demás pozos. Es conveniente comentar, que para el cuerpo B se utilizó un factor de corrección de (-0.080).

Con los valores corregidos se configuraron los planos de isoporosidades mostrados en las figuras 15, 21 y 27.

La corrección descrita anteriormente se corroboró con el procedimiento establecido por Waxman-Smits para considerar el efecto de la arcilla sobre la conductividad eléctrica en arenas arcillosas.

En base a dicha corrección encontrada se puede concluir que ésta es aplicable a los valores de porosidad determinados mediante los registros geofísicos. Para este cuerpo en particular y con base en la información arrojada por los análisis petrofísicos, nos da una porosidad promedio de 8.0%. Podemos decir que la porosidad permite evaluar la capacidad de almacenamiento de la roca y en función de ésta es posible visualizar por lo menos la existencia de un fluido (agua, aceite ó gas), que satura el volumen poroso de la roca, ésta propiedad de la roca es básica para el cálculo del volumen original de hidrocarburos.

Es necesario mencionar que para el cuerpo D se tuvieron que buscar dos correcciones las cuales se muestran en la misma tabla, debido a que presentaba heterogeneidad en los valores porosos, aclarando que la primera corrección se hizo en los pozos que permanecían en el rango promedio del cuerpo y la segunda se hizo en virtud a que existen zonas de porosidad mayores, detectadas por medio de la interpretación cuantitativa de sus registros y verificados en un plano de Isoacumulativas que se elaboró, que no es más que un plano de localización de los pozos del campo en el que se vacían las producciones acumulativas de este cuerpo y se configuran curvas de igual valor para después interpretarlas en forma cualitativa. (Fig. 33)

III.1.2 PERMEABILIDAD.

La permeabilidad es la medida de la facilidad con que una formación permite el paso de un fluido a través de ella. Para que una roca sea permeable debe tener porosidad interconectada. En general, a una mayor porosidad corresponde una mayor permeabilidad.

Algunas arenas de grano fino pueden tener mucha porosidad interconectada, pero al mismo tiempo los poros a través de los cuales debe moverse el fluido pueden ser estrechos y tortuosos tendiendo a disminuir la permeabilidad efectiva de la formación, entonces, la permeabilidad de arenas de grano fino tiende a ser muy baja.

La permeabilidad de una muestra de roca al paso de un fluido homogéneo es una constante, siempre y cuando el fluido no reaccione con la muestra, ni las características físicas de las mismas cambien al prepa

parar la muestra ó al efectuar la medición de permeabilidad. La permeabilidad que se determina usando un fluido homogéneo es la permeabilidad absoluta de la roca.

La unidad de permeabilidad es el Darcy, siendo el Darcy una unidad muy grande en este campo, practicamente se utiliza el milidarcy (mD, una milésima de Darcy).

La permeabilidad de esta formación productora varía desde 0.04 hasta 9 mD, aunque se encontraron valores aislados hasta de 30 mD.

Los valores promedio de permeabilidad para cada uno de los cuerpos fueron calculados en base a los datos reportados en los análisis petrofísicos de los núcleos de los pozos Presidente Alemán 125, 126, 131, -- 139, 202, y 236.⁽⁷⁾ En la Tabla No. 3 se presentan los valores de permeabilidad determinados.

III.1.3 SATURACION DE AGUA.

Otro factor que influye en la recuperación es la saturación de agua congénita (S_w), es decir, agua que quedó atrapada en los poros durante la génesis de la cuenca o de los hidrocarburos. El porcentaje promedio de este parámetro que presentan algunas secciones productoras de la formación Chicontepec oscila entre 35 y 60% dependiendo de la fuente de in formación analizada, es decir núcleos o registros geofísicos.

De cualquier manera, el agua no se manifiesta en gran cantidad durante la vida fluyente de los pozos productores de la formación debido a la baja permeabilidad de la formación y a su bajo ritmo de producción.

La evaluación del contenido de fluidos constituye el objetivo pri-

mordial del análisis de registros después de la determinación de la porosidad. La saturación de agua S_w , es la fracción o porcentaje del volumen de poros ocupado por el agua de formación. La saturación de hidrocarburos S_h (aceite ó gas) se deduce del valor de S_w por la ecuación:

$$1 = S_w + S_h$$

$$S_h = 1 - S_w$$

Los registros de resistividad a pozo abierto son los más usados para la determinación de la saturación de agua, ya sea en la zona invadida por el fluido de perforación o bien en la zona virgen. La saturación de agua es función de la resistividad de la formación (R_t).

La ecuación de Archie se expresa de la siguiente forma: (8)

$$F = a \phi^{-m}$$

Donde:

F = Factor de formación

a = Constante de tortuosidad

m = Factor de cementación

ϕ = Porosidad

Los valores de a y m se obtienen por un diagrama de interrelación entre la porosidad (ϕ) y el factor de formación (F) medidos en los núcleos. El exponente de saturación (n) se obtiene al graficar la saturación de agua S_w contra el índice de resistividad (I). Se hace la aclaración que estos parámetros se tomaron directamente de los análisis petrofísicos y que aquí no se mencionan los procedimientos detallados para la obtención de los mismos.

Para la obtención de los valores más representativos de saturación de agua congénita se utilizaron los métodos de mediciones de presión capilar y de registros geofísicos, los valores de saturación de agua promedio para cada uno de los cuerpos determinados a partir de pruebas de presión-capilar, se calcularon de acuerdo a los resultados obtenidos en los núcleos de los pozos Presidente Alemán 125, 126, 131, 139, 202 y 236.

En la Tabla No. 4, se muestran para cada uno de los cuerpos tanto la saturación de agua obtenida por cada uno de los métodos mencionados, como la corrección encontrada. Además es oportuno comentar que se tomó como límite mínimo el valor de saturación de agua irreductible obtenido a partir de pruebas de presión capilar.

En la misma tabla, se presentan los valores de saturación de agua corregida mediante el análisis cuantitativo de los registros geofísicos de cada uno de los pozos del campo, clasificados en su correspondiente cuerpo.

Con los valores determinados se configuraron los planos de Isosaturaciones mostrados en las Figs. 16, 22 y 28.

III.1.4 RESISTIVIDAD

La resistividad de una substancia es su habilidad para impedir la -
circulación de una corriente eléctrica a través de si misma.

La unidad de resistividad en los registros eléctricos es el -----
ohm-m²/m ó, a veces ohm-m.

La resistividad de una formación en ohm-m es la resistencia en ----
ohmios de un cubo de un metro de lado cuando la corriente fluye entre-
caras opuestas del mismo.

Las resistividades de las formaciones generalmente están comprendi-
das entre 0.2 y 100 ohm-m. Resistividades mayores de 1000 ohm-m son -
poco comunes en formaciones permeables.

En el laboratorio la resistividad se puede calcular mediante la -
ecuación siguiente:

$$R = \frac{r \times A}{L}$$

Donde:

r = Resistencia de la muestra.

A = Area transversal de la muestra.

L = Longitud de la muestra.

El uso de la resistividad de rocas porosas saturadas, es de gran im-
portancia en la industria petrolera en varios aspectos, principalmente-
para determinar: porosidad, saturación tanto de agua como aceite, corre-
laciones litológicas, determinar cimas y bases de una formación, etc.

Es importante mencionar que la resistividad depende del arreglo geo-

métrico de los poros. (8)

La interpretación de los registros de resistividad provee el medio más general para la detección y evaluación cuantitativa de la saturación de hidrocarburos.

Los parámetros resistivos de interés son:

Rt La resistividad de la formación, lo suficientemente alejada de la pared del pozo para no estar afectada por la invasión. Rt es usada para la determinación de Sw en la ecuación de saturación de Archie.

Dicha ecuación es la siguiente:

$$S_w^n = \frac{F \times R_w}{R_t}$$

F Este parámetro es el factor de formación, cuando no se dispone de ningún registro de porosidad se puede hacer una estimación de la porosidad basada en las lecturas de los registros de resistividad en formaciones limpias y acuíferas. Y puede obtenerse un factor de formación mediante la siguiente relación:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Ro Es la resistividad de una formación saturada totalmente con una solución salina de resistividad Rw.

Rt/Ro De estas interpretaciones cuantitativas, se usan fórmulas basándose solamente en la medición de la resistividad. Se considera que la formación permeable tiene el mismo factor de formación en el intervalo que contiene agua (de donde se obtuvo Ro) que la zona que contiene hidrocarburos (de donde se obtuvo Rt).

La relación Rt/Ro se denominó índice de resistividad.

Rw Es la resistividad del conductor o del agua salada, el cual es un parámetro importante en la interpretación, pues se le necesita para determinar la saturación en base a registros eléctricos.

También pueden hacerse buenas interpretaciones cualitativas por la inspección visual de perfiles de resistividad.

Para una mejor apreciación al utilizar este tipo de interpretación es conveniente considerar los siguientes aspectos:

Identificación de formaciones permeables. Esto se hace usualmente, por medio del SP, de indicaciones de la presencia del enjarre, por las lecturas de disminución del diámetro en el microcalibrador o por separación positiva del microregistro, o por la existencia de separación entre curvas de resistividad.

TABLA No. 2
DETERMINACION DE LA POROSIDAD
DE LOS CUERPOS PRODUCTORES DEL CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
"FORMACION CHICONTEPEC"

CUERPO	P O Z O	Ø NUCLEOS (Nº Mtas) PROMEDIO FRACCION	Ø RGTOS. GEOF. PROMEDIO FRAC.	DIFERENCIA FRACCION	CORRECCION FRACCION.
B	P.AL.125	0.112 (24)	0.202	0.090	
	P.AL.126	0.050 (45)	0.106	0.056	
	P.AL.131	0.071 (24)	0.14	0.069	
	P.AL.139	0.068 (8)	0.125	0.057	
	P.AL.202	0.073 (32)	0.201	0.128	
	P.AL.236	0.089 (18)	0.167	0.078	
	PROMEDIO	0.077	0.157	0.0796	-0.080
C	P.AL.202	0.058 (30)	0.151	0.093	-0.090
D	P.AL.236	0.102(15)	0.173	0.071	-0.070
					-0.090*

TABLA No. 3
DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD
DE LOS CUERPOS PRODUCTORES DEL CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
"FORMACION CHICONTEPEC"

CUERPO	P O Z O	K_L (No. MTAS) PROMEDIO (mD)
B	P.AL.- 125	5.353
	P.AL.- 126	2.316
	P.AL.- 131	3.600
	P.AL.- 139	24.472
	P.AL.- 202	10.47
	P.AL.- 236	6.313
C	P.AL.- 202	3.065
D	P.AL.- 236	9.293

TABLA No. 4
DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA
DE LOS CUERPOS PRODUCTORES DEL CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
"FORMACION CHICONTEPEC"

CUERPO	P O Z O	Sw NUCLEOS (N° Mtas) PROMEDIO FRACCION	Sw RGOS.GEOF. PROMEDIO FRACC.	DIFERENCIA FRACCION	CORRECCION FRACCION
B	P.AL.125	0.299 (13)	0.566	0.2671	
	P.AL.126	0.399 (8)	0.613	0.2143	
	P.AL.131	0.194 (10)	0.583	0.3894	
	P.AL.139	0.580 (4)	0.470	-0.1100	
	P.AL.202	0.104 (3)	0.272	0.1677	
	P.AL.236	0.647 (6)	0.392	-0.2546	
	PROMEDIO	0.3703	0.483	0.1123	-0.11
C	P.AL.202	0.3166 (5)	0.427	0.0468	-0.11
	P.AL.236	0.2789 (6)	0.395	0.116	-0.12

III.1.5 APLICACION DEL METODO DE WAXMAN-SMITS.

Es importante comentar que las arenas productoras de la formación Chicontepec localizada a lo largo del Paleocanal, se caracterizan por ser areniscas de cuarzo de grano muy fino cementadas con carbonato de calcio y porcentajes variados de arcilla, siendo ésta última la que disminuye la resistividad eléctrica de la formación. (9)

Se considera que uno de los parámetros necesarios y más valiosos para la evaluación de un yacimiento es la porosidad y sus valores pueden obtenerse por medio de la cuantificación de los perfiles sónicos, neutrónicos y de densidad, sin embargo, los resultados de cálculo en la mayoría de los casos, son afectados por la cantidad de arcilla presente en la formación.

La capacidad de intercambio catiónico (CIC) es un parámetro muy importante y su valor indica la actividad iónica de las arcillas y a partir de éste, además de conocer el tipo de arcilla se puede definir la influencia o peso que tienen las arcillas en la variación de algunas propiedades petrofísicas. (9)

Utilizando los valores del CIC calculados y basándose en la ecuación de Waxman-Smits, por ser la que en forma sencilla relaciona el Factor de Formación con la capacidad de intercambio catiónico, se determinó el valor del Factor de Formación Corregido (F^*) de vital importancia para obtener el valor de porosidad también corregida por efectos de arcillosidad.

Para poder entender mejor esto, debemos decir que el factor de --

formación (no corregido), representa una constante de proporcionalidad - entre la resistividad de la roca saturada al 100% y la resistividad del fluido, esto es:

$$F = R_o/R_w$$

Otro parámetro que interviene en este método es el denominado Q_v que representa la concentración efectiva de cationes por unidad de volumen - poroso, esto es:

$$Q_v = \frac{CIC}{V_p}$$

Cabe aclarar que los valores de Q_v fueron obtenidos del análisis mi neralógico del pozo Tajín No. 631, realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo⁽¹⁰⁾, por no existir análisis propios del campo Presidente Alemán, haciendo la consideración de que ambos campos pertenecen a la - misma formación, permitiendo correlacionarlos con valores bastante re- presentativos.

Para poder utilizar este método y para determinar los factores de - corrección de los cuerpos "B", "C" y "D" (previamente definidos para - nuestro campo), se tomó la información de los análisis petrofísicos de los pozos Presidente Alemán 202 para los cuerpos "B" y "D" y el pozo Pre sidente Alemán 236 para el cuerpo "C", porque entre ambos en forma com- plementaria comprendían la profundidad de los cuerpos de interés de la formación como se puede observar en las tablas Nos. 5, 6 y 7.

De dichos análisis petrofísicos se tomaron los valores "a" y "m" - (coeficiente de tortuosidad y exponente de cementación de la roca, reg

pectivamente) que son obtenidos al graficar la porosidad (ϕ) contra Factor de Formación sin corregir (F) del registro Sónico, por medio de un ajuste de puntos a una recta donde (a) es el valor de la ordenada al origen y (m) es el valor de la pendiente resultante.

La ecuación del factor de formación corregido por el factor de arci-
llosidad es la siguiente:

$$F^* = \frac{R_o}{\frac{R_w}{(1+BQvR_w)}}$$

Donde:

$$B = 4.6(1 - 0.6^{-(0.77/R_w)})$$

TABLA No. 5
VERIFICACION DE LA POROSIDAD DE LOS CUERPOS PRODUCTORES
DEL CAMPO PRESIDENTE ALEMAN UTILIZANDO EL METODO DE
WAXMAN Y SMITS
POZO 236

Cuerpo	Muestra	$Qv = \frac{CIC}{Vp}$	Rw (-m)	Ro (-m)	$F = \frac{Ro}{Rw}$	$r^* = \frac{Ro}{Rw} (1 + 11QvRw)$	BIAN	θ CORREGIDA $\theta^m = \frac{1}{3/F^*}$	PROMEDIO POR CUERPO
B	N8M10H	6.600	0.185	8.82	47.67	312.910	0.097	0.039	0.068
	N8M18H	3.44	0.185	13.52	73.08	285.017	0.088	0.0419	0.065
	N9M2H	2.77	0.185	16.22	89.83	299.604	0.085	0.0407	0.63
	N9M7H	8.942	0.185	12.05	65.13	556.112	0.119	0.0281	0.074
	N9M10H	25.19	0.185	10.84	58.59	1244.2344	0.105	0.0176	0.061
	N9M12H	2.393	0.185	22.66	122.486	369.589	0.087	0.0360	0.061
	N9M18H	5.948	0.185	8.06	43.567	262.031	0.126	0.044	0.085
							<u>0.101</u>	<u>0.0353</u>	<u>0.068</u>

TABLA No. 6
 VERIFICACION DE LA POROSIDAD DE LOS CUERPOS PRODUCTORES
 DEL CAMPO PRESIDENTE ALEMAN UTILIZANDO EL METODO DE
 WAXMAN Y SMITS
 POZO 202

Cuerpo	Muestra	$Q_v = \frac{CIC}{V_p}$	R_w (-m)	R_o (-m)	$F = \frac{R_o}{R_w}$	$F^* = \frac{R_o}{R_w} (1 + 0.0vR_w)$	\emptyset_{LAB}	$\emptyset_{CORREGIDA}$ $\emptyset^m = \emptyset / F^*$	PROMEDIO POR CUERPO
C	N5M6H	1.931	.25	10.18	40.72	128.6506	.104	0.0423	0.073
	N9M4H	2.314	.25	13.96	54.76	196.462	.108	0.02799	0.068
	N9M5H	2.492	.25	13.07	52.28	197.971	.096	.02778	0.062
	N10M1H	1.60	.25	19.96	78.84	222.693	.065	.0247	0.044
	N10M2H	1.745	.25	25.26	101.04	298.208	.060	.018	0.039
	N10M5H	1.6	.25	21.56	86.24	240.544	<u>.084</u> 0.086	<u>0.0229</u> 0.0273	<u>0.053</u> 0.056

TABLA No. 7
 VERIFICACION DE LA POROSIDAD DE LOS CUERPOS PRODUCTORES
 DEL CAMPO PRESIDENTE ALEMÁN UTILIZANDO EL METODO DE
 WAXMAN Y SMITS
 POZO 236

Cuerpo	Muestra	$Q_v = \frac{CIC}{V_p}$	R_w (-m)	R_o (-m)	$F = \frac{R_o}{R_w}$	$F^* = \frac{R_o}{R_w} (1 + BQ_v R_w)$	ØLAB	ØCORREGIDA $\beta^m = \alpha / F^*$	PROMEDIO POR CUERPO
D	N12M5H	1.931	.185	8.84	47.80	125.6144	0.120	0.0679	0.094
	N12M11H	1.968	.185	11.60	62.68	166.673	0.102	0.5755	0.079
	N12M15H	3.040	.185	11.17	60.40	215.196	0.099	0.495	0.074
	N12M16H	1.60	.185	13.27	71.75	168.531	0.094	0.0572	0.076
	N2M18H	3.796	.185	8.91	48.18	202.365	<u>0.118</u>	<u>0.05134</u>	<u>0.084</u>
							0.01066	0.0566	0.0816

III.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

El comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos está determinado por el grado y naturaleza de la energía disponible para el movimiento de los fluidos y por las propiedades de flujo de los sistemas com--prendidos por el aceite, gas, agua y el medio poroso. La explotación - racional de hidrocarburos requiere, entre otras cosas, de un entendimiento claro del comportamiento de dichos fluidos, tanto en el yacimiento, - como en las instalaciones superficiales de separación, almacenamiento - y transporte.

Los datos básicos sobre los cuáles se hacen esas predicciones, pueden obtenerse experimentalmente o mediante correlaciones generales, -- puesto que las propiedades químicas del aceite (y en consecuencia las - físicas) varían ampliamente de yacimiento a yacimiento, las prediccio- nes generalizadas de las propiedades de los fluidos son difíciles e in-ciertas; por lo tanto las mediciones experimentales de fluidos particulares de los yacimientos son más recomendables que los valores estima-dos.

Las muestras para el estudio de fluidos de los yacimientos pueden obtenerse mediante muestreo de fondo o superficial.

Las muestras mas representativas de los fluidos de los yacimientos de campo de gas y condensado son los que se obtienen por recombinación de muestras superficiales obtenidas después de una preparación cuida-dosa del pozo.

El objetivo del análisis de estas muestras, es el de comparar el -

comportamiento de las propiedades P.V.T. de los fluidos recombinados, - con el observado para fluidos obtenidos con muestreo de fondo del mismo yacimiento.

Podemos decir que el muestreo superficial es satisfactorio y aplicable en aquellos casos donde no sea posible efectuar el muestreo de fondo. Con tal que se disponga de la medición exacta de los gastos de -- las fases líquido y gaseosa, así como de la temperatura del yacimiento.

Los análisis P.V.T. deben efectuarse sobre muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento. La finalidad de dichos análisis es el de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, tanto a las condiciones del yacimiento, como a las de -- superficie.

A continuación se explican brevemente los métodos de separación.

* Separación flash.

Se define como el proceso en el cual, todo el gas liberado de una -- mezcla de hidrocarburos, permanece en contacto y en equilibrio con la -- fase líquido de la que se separa, y consiste en efectuar cambios en la presión del sistema variando el volumen total ocupado por la muestra.

Mediante esta separación de fases se determina el punto de saturación a la temperatura aplicada a la muestra y las relaciones ----- presión - volumen a composición constante.

* Separación diferencial convencional.

En este proceso, el gas liberado mediante reducciones de la presión es removido del contacto con la fase líquida, inmediatamente después --

que ocurre la separación, con lo cual, la composición y la masa del sis tema cambian constantemente.

Durante el depresionamiento, desde la presión inicial, se lleva a cabo la extracción del gas que se libera a presiones menores que la saturación, dejando como aceite residual en cada etapa de agotamiento, el aceite con su gas disuelto a ese valor de presión.

El proceso se continúa hasta agotar totalmente el gas disuelto.

* Separación diferencial a volumen constante.

Esta técnica de separación se aplica a fluidos del tipo de aceites volátiles. Consiste en que durante el agotamiento de la presión se extrae solo una parte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación, dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto más un casquete gaseoso cada vez mayor.

Para este tipo de análisis es muy importante tomar en cuenta la pre sión a la profundidad media de los disparos, temperatura a condiciones de separación y del yacimiento, esta información se obtiene del resumen de las condiciones de muestreo. Para el caso del aceite residual y en forma de resumen se muestran los parámetros más sobresalientes en la -- tabla 8. En dicha tabla se pueden apreciar algunos parámetros tales co mo la presión de saturación, densidad, viscosidad, factor de volumen del aceite y la relación gas disuelta aceite medidos a la presión atmosféri ca y a una temperatura de yacimiento. Respecto al aceite residual tam bien se le calcula su compresibilidad, su densidad y su viscosidad a --

condiciones atmosféricas y a diferentes temperaturas.

En cuanto al análisis del gas, podemos decir que; la determinación del porcentaje % mol de los componentes de una mezcla gaseosa de hidrocarburos, se obtiene mediante la cromatografía. Cabe hacer notar que existen columnas cromatográficas que separan componentes no hidrocarburos, aunque para fines de explicación se puede suponer que la mezcla so lo contiene bióxido de carbono, ácido sulfídrico y la serie de hidrocarburos parafínicos de metano a hexano y más pesados y que los métodos de determinación de estos parámetros no se mencionan en este trabajo.

Así pues tenemos que para conocer el tipo de fluidos que contiene la formación en Chicontepec Canal se tomaron en cuenta cuatro análisis P.V.T. realizados a diferentes pozos, que consistieron en muestras recombinadas con fluidos de los pozos P.A. 149 y P.A. 202 y muestras de fondo de los pozos P.A. 221 y P.A. 364 todos pertenecientes al campo Presidente Alemán.⁽¹¹⁾

Un parámetro que directamente no lo arroja el análisis P.V.T. pero que se puede obtener de la manera que más adelante se explicará es el factor de volumen inicial del aceite. Como las tablas de los análisis P.V.T. no proporcionan directamente esta información, para obtenerla se hizo lo siguiente:

Considerando la profundidad media de los disparos y observando a que yacimiento le corresponde dicha profundidad se clasificaron los pozos para cada cuerpo. Resultando de esto, que para el cuerpo "B" se auxilió de la información del pozo No. 221, para el cuerpo "C" se conside

ró el promedio de los pozos 149 y 202 y para el cuerpo "D" se tomó la información del pozo 364, para todos los pozos se consideró como presión inicial del yacimiento la correspondiente a la profundidad media de los disparos. Entonces el factor de volumen de aceite inicial se obtiene de las figuras que contienen graficadas el factor de volumen del aceite saturado contra presión; a dicha gráfica se entra con la presión a la profundidad media de los disparos hasta intersecar la curva, para así obtener el factor de volumen del aceite inicial. Los valores obtenidos se muestran en la tabla No. 9. Probablemente para caracterizar mejor el yacimiento, hicieron falta más análisis P.V.T. En lo que se refiere a este parámetro (Boi) su valor promedio es de $1.28 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Con respecto a la densidad podemos decir que en las partes someras de la formación se tiene aceite de densidad 0.780 mientras que en las áreas más profundas la densidad es de 0.83.

TABLA No. 8
RESUMEN DE LOS ANALISIS P.V.T.
REALIZADOS A LOS POZOS 149, 202, 221, 364

POZO	ACEITE		SATURADO		DENSIDAD		VISCOSIDAD	
	PRESION DE SATURACION	REL.GAS DISUELTO ACEITE A Ps Y Ty	FACTOR DE VOL. A Ps Y Ty		A Ps Y Ty	A Ps Y Ty	A Ps Y Ty	A Ps Y Ty
149	285.5	103.7	1. 3030		0.7805		2.9787	
202	331.9	122.5	1. 3310		0.7884		6.0220	
221	197.0	62.5	1. 2380		0.8516		-----	
364	301.0	103.8	1.2895		0.8005		3.6594	

POZO	ACEITE		RESIDUAL	
		DENSIDAD A Pa Ta [gr/cm ³]		VISCOSIDAD A Pa y Ta [C.P]
149		0.9204		303.4280
202		0.9336		139.4751
221		0.9971		-----
364		0.9374		341.7757

TABLA No. 9
DETERMINACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DE ACEITE INICIAL
CORRESPONDIENTES AL CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
"FORMACION CHICONTEPEC"

CUERPO	POZO	PROFUNDIDAD MEDIA DE LOS DISPAROS.	PRESION A LA PROFUNDIDAD MEDIA DE LOS DISPAROS.	FACTOR DE VOL. DEL ACEITE INICIAL. Boi
		(m BMR)	(Kg/cm ²)	(m ³ /m ³)
"B"	221	2223	383	1.215
"C"	149	2306	354	1.286
	202	2339	329	1.335
			PROMEDIO	1.31
"D"	364	2296	362	1.282

IV.- IDENTIFICACION DE LOS CUERPOS.

IV.1. SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION.

Los yacimientos en las areniscas del Terciario se presentan en trampas combinadas estratigráficas estructurales; por esta razón, los métodos sismológicos no proporcionan por sí solos información definitiva, - siendo necesario combinarlos con estudios sedimentarios.

Sabemos que las secuencias genéticas de estratos (S.C.E.) se integran por paquetes arenosos y arcillosos, los cuales son diferenciados - de acuerdo a su comportamiento físico en el subsuelo y son interpretados mediante la correlación de las curvas de los registros geofísicos - de los pozos.

Asimismo, debido a que los sedimentos arcillo-arenosos que constituyen el canal, fueron transportados y depositados por procesos de corrientes de turbidez, es lógico suponer que muchas de las capas petrolíferas - pueden tener continuidad horizontal y ser correlacionadas a lo largo de - muchos kilómetros, dado que una corriente de turbidez se realiza en un - intervalo corto de tiempo. En consecuencia, cada cuerpo arenoso representa realmente una línea de tiempo que se desarrolla en grandes distan- cias horizontales.⁽⁵⁾

De tal manera y tratando de seguir una continuidad horizontal de -- los estratos arenosos de la secuencia del relleno de la cuenca, se elaboraron las secciones transversales de correlación, las cuales son planos verticales imaginarios, que cortan al campo según una dirección.

Dichas secciones se construyeron con objeto de conocer la forma de

los estratos productores y delimitarlos; éstas se eligieron en forma convencional de tal manera que pasaran lo más cerca posible de los pozos, - por ser en éstos donde se pueden tener los datos necesarios para su realización.

En los casos donde éstas secciones no pasarán exactamente por los pozos, se proyectaron siguiendo la tendencia general de la cima de la formación. (12)

El conjunto de secciones conformado por todos los pozos perforados, - facilita el trabajo de correlación, y a la vez el mejor conocimiento de la estructura del campo.

Las escalas horizontales y verticales que se tomaron, fueron diferentes para hacer resaltar la forma de la estructura, y para facilitar el manejo de las secciones.

Primeramente, se hicieron las secciones transversales de correlación a escala normal de los registros utilizados, para una mejor apreciación y delimitación de la formación productora, y posteriormente se redujeron de escala 1:500 a 1:2000 por considerar de mayor utilidad práctica el manejo de secciones de tamaño moderado, para espesores relativamente --- grandes así como sus buzamientos.

Las profundidades de los datos contenidos en éstas secciones están referidas a la profundidad del mar, por lo que se indican en cada pozo - la altura de la mesa rotatoria.

Las secciones se apoyaron para su elaboración en las curvas del Registro de Inducción-Eléctrico y en las del Registro Radioactivo, así -

como de los perfiles microresistivos en ausencia de alguno de los primeros.

A pesar de la información que se necesita para el estudio de evaluación de las formaciones productoras, es básicamente local, es muy importante la consulta de información regional y estudios previos, tratando de seguir la línea de acción que va de lo general a lo detallado, por lo que se elaboraron secciones de correlación de tipo "Regional" y del propio Campo Presidente Alemán o "Locales" que posteriormente se detallarán.

IV.1.1 DESCRIPCIÓN E INTERPRETACIÓN CUALITATIVA DE LOS REGISTROS GEOPÍSICOS UTILIZADOS.

Para la realización de las secciones transversales de correlación, se utilizó básicamente el Registro Inductivo-Eléctrico ó de Inducción - Resistividad y el Registro Radioactivo, como se había mencionado antes.

En general el Sistema Inductivo-Eléctrico registra la curva del potencial natural en la pista 1 (por medio de un electrodo SP), además - presenta la curva de conductividad que se registra en la pista 3.

La escala es lineal, en mil mhos por metro (mho/m) y aumenta hacia la izquierda (dispositivo de investigación profunda 6 FF40) y por último, en la pista 2 se representa el perfil resistivo con las curvas normal corta y normal corta amplificada (Normal 16") y la curva recíproca de inducción. Este registro es muy efectivo en formaciones de baja resistividad (hasta 200 ohm-m) y tiene mucho éxito en secuencia arenisca-lutita típica de esta formación. (13)

Brevemente, se puede decir que la curva de potencial natural (SP) - es utilizada para diferenciar capas impermeables, eléctricamente conductivas (tales como lutitas), de capas permeables, o sea, que básicamente es una indicadora de permeabilidad.

Cualitativamente la curva SP en las capas impermeables tiende a -- ser estable y por lo general se presenta hacia la parte derecha del -- carril izquierdo del registro, viéndose muy afectada por la arcillosidad y espesores menores de 5 mts.

Asimismo, la curva SP nos da cierta información geológica de la formación, por ejemplo, en arenas limpias la deflexión de la curva es muy grande y si hay una interrupción entre una arena limpia y una arcilla, implica un cambio rápido en la distribución de energía, probablemente en áreas donde hay pequeñas diferencias en la profundidad del agua, -- por el contrario, si se observa una transición de la curva se infiere -- que la secuencia estuvo bajo condiciones estables de depósito. Si la respuesta del SP aumenta hacia arriba ó se vuelve más negativa - indica la presencia de un ambiente regresivo marino en donde la ener-- gía se disipa hacia la base de la secuencia. ⁽¹⁴⁾

Este último caso es el que se presenta a través de todas las secciones de correlación.

En general las lutitas se registran con valores bajos de SP a diferencia de las arenas impregnadas de aceite ó agua salada que se caracterizan por tener valores relativamente altos.

La curva del potencial natural se conserva dentro del rango de las

lutitas cuando se presentan intercalaciones lutíticas-arenosas y permanece con valores relativamente bajos cuando identifica arenas con agua dulce. (15)

El perfil resistivo elementalmente se utiliza para conocer la resistividad de las formaciones, basándose en la habilidad que posee un fluido para impedir la circulación de una corriente eléctrica a través de ella misma. Los valores de resistividad de las formaciones son sumamente variables, ya que dependen no solo del tipo de rocas de que se trate sino también del tipo y distribución de los fluidos que contengan. (13)

Normalmente se encuentran resistividades que varían desde 0.5 hasta 500 ohms-m²/m.

Así pues, este perfil en zonas de lutita refleja valores muy bajos de resistividad claramente definidas, en las arenas impregnadas con -- aceite las curvas de resistividad (penetración somera y profunda) alcanzan valores relativamente altos; de manera semejante sucede cuando tienen impregnación de agua salada en la curva de penetración somera y la profundidad que casi no se altera.

En intercalaciones areno-lutíticas existe una leve separación entre las curvas de penetración pero se mantienen dentro del rango de las lutitas.

El registro de rayos gamma naturales es una medida de la radioactividad natural de las formaciones, producto de la desintegración natural de las pequeñas cantidades de elementos radioactivos que contienen, y la respuesta de la curva es proporcional a la concentración en peso del

material en la formación.⁽¹⁵⁾

Indica la diferencia entre uno y otro tipo de roca, considerándose como un registro litológico de las formaciones.

En formaciones sedimentarias, éste perfil refleja el contenido de lutitas porque los elementos radioactivos se concentran en éstas a diferencia de las arenas, areniscas y calizas, por lo tanto es particularmente útil para la definición de estratos lutíticos cuando la curva SP no tiene una buena resolución.

En formaciones limpias tienen usualmente un nivel bajo de radioactividad.

Cualitativamente podemos decir que la curva de rayos gamma se desplaza hacia la derecha cuando hay presencia de zonas lutíticas y hacia la izquierda cuando detecta zonas de arenas, arena con aceite y calizas; asimismo, la curva presenta desplazamientos hacia la izquierda y a la derecha cuando atraviesa estructuras intercaladas.

En cuanto al perfil neutrónico, podemos decir que es usado principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad, respondiendo en primer lugar a la cantidad de hidrógeno presente en la formación.⁽¹³⁾ Así, en formaciones cuyos poros están llenos de agua o aceite, el perfil neutrónico nos dá el valor real del espacio poroso lleno de fluido.

Este perfil es registrado en forma simultánea con el de rayos gamma, para determinar la presencia de arcillas, formaciones duras y secciones porosas.

En la Fig. 6, se muestra la respuesta típica de los perfiles eléctricos y radioactivos del pozo Presidente Alemán No. 434 de ésta formación.

POZO PRESIDENTE ALEMAN 434

E. M. R. = 95.75

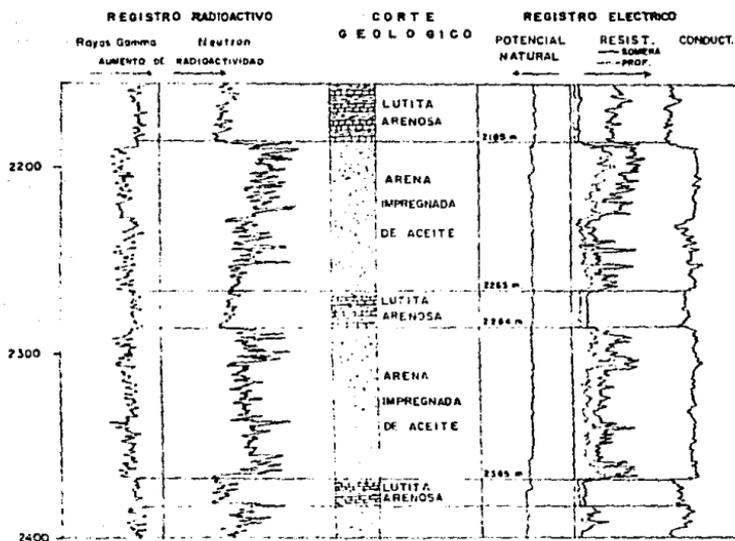


FIG. No. 6

Respuesta típica de los registros radioactivos
y eléctricos en el campo Presidente Alemán
FORMACION CHICONTEPEC

IV.1.2 SECCION TRANSVERSAL DE CORRELACION REGIONAL.

El objeto de la realización de una sección Regional de la Cuenca, es la de clasificar homogéneamente los estratos productores o con buena impregnación de hidrocarburos. Se estudió la continuidad de secciones regionales hechas con anterioridad y que vienen atrevezando la parte central del Canal principal, pasando por todos los campos situados al N-W del Campo Presidente Alemán en estudio, el cual se encuentra ubicado en la parte más baja y sur del Paleocanal.

Entonces para definir el yacimiento Chicontepec en la porción sur del Paleocanal, se tuvo que apoyar en tres secciones "Regionales"; dos previamente construidas, que correlacionan los registros geofísicos de los pozos exploratorios: Agua Fría-1, Yate-1, Antares-1 y Coapechaca-1, para una sección y los pozos exploratorios: Miranda-1, Ariel-1 y ---- Umbriel-1 para la segunda. Estas secciones cubren un área en la que están comprendidos los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

Asimismo, para estudiar el Campo Presidente Alemán, se recurrió a la elaboración de una tercera sección de correlación "Regional", para la delimitación y clasificación de los cuerpos arenosos de la formación de este campo, para lo cual, se eligieron 8 pozos exploratorios de un total de 49 pozos existentes con objetivo Chicontepec.

Estos pozos son: Umbriel-1; Dione-1; Titania-1; Oberon-1; Junior-1; Fobos-1; Deimos-1; Bronce-1; en orden de aparición.

Los 8 pozos exploratorios que componen esta sección de correlación, atraviezan la parte sur del Campo Presidente Alemán. (Fig.7)

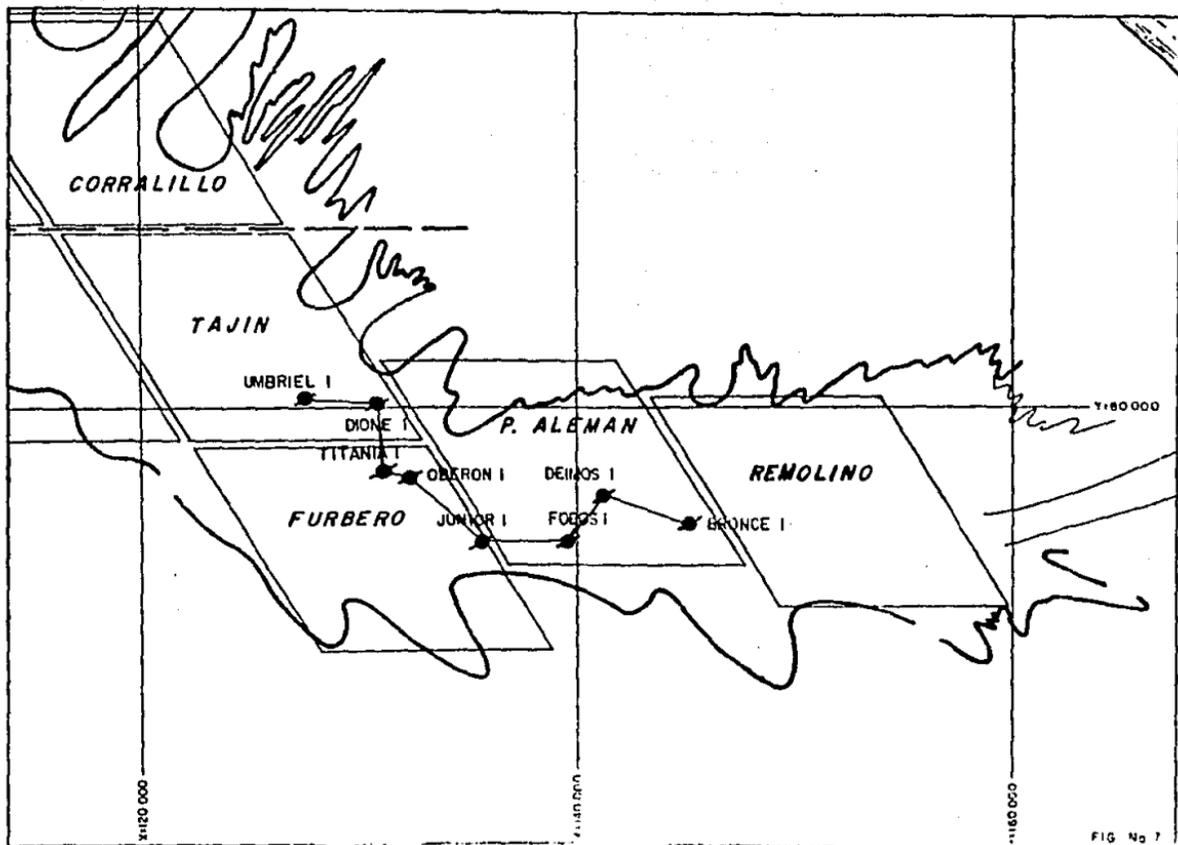


FIG No 7

Por otra parte, para la correlación de los pozos exploratorios se utilizaron las curvas de los registros de inducción así como las curvas del registro radiactivo en intervalos donde la dificultad de definición de los estratos productores arenosos con los densos, se agudizaba.

Con respecto a la construcción de la sección Regional, no se dió mucha importancia a la escala horizontal debido a que la distancia que existe entre los pozos es muy grande ya para propósitos de identificación de cuerpos no es un factor decisivo que altere nuestros fines, no así en el caso de la escala vertical en el que la profundidad es un factor muy importante para visualizar claramente el buzamiento de las capas.

Una sección transversal de correlación primeramente se construyó a escala normal del registro (1:500) para poder definir bien los paquetes arenosos de la formación y posteriormente se redujeron los registros a escala (1:2000) para fines prácticos de manejo y presentación. (Fig.8, al final).

Los pozos Umbriel-1, Titania-1, Oberon-1 y Deimos-1 fueron elegidos para formar parte de la sección por haber sido perforados en arenas a lo largo del canal principal y por buscar altos estructurales; en tanto los pozos Bronce-1, Junior-1, Fobos-1 y Dione-1 definen el buzamiento lateral de las capas del cañón.

Para la delimitación e identificación de los cuerpos, además de la interpretación de los registros, se auxilió con información de la producción inicial y final de los intervalos de cada pozo, misma que apa

rece en todas las secciones de la siguiente forma:

SIST. DE OPERACION - GASTO DE ACEITE (DIAM. ESTR.)
REL. GAS - ACEITE - % DE AGUA (SALINIDAD).

Donde:

SISTEMA DE OPERACION = 1- FLUYENTE, 2- BOMBEO NEUM.-
3- BOMBEO MECANICO.
GASTO DE ACEITE = m^3/DIA
SALINIDAD = p.p.m.
DIAM. ESTR. = (mm) ; L = LIBRE

En la sección Regional se observó, que los cuerpos arenosos presentan cierta continuidad en sentido horizontal, pero a nivel de Cuenca, - ésta tiende a desaparecer lo cual claramente se refleja más entre los pozos Deimos-1 y Bronce-1, en donde la formación se encuentra a profundidades mayores, porque las rocas de edad Eoceno fueron formadas en -- aguas profundas, mientras que las del Oligoceno corresponden a ambientes someros.

Regionalmente, no se observa un límite geológico en los flancos norte y sur debido a la continuidad de los desarrollos arenosos.

Hacia la parte oriental, estos cuerpos tienden a acunarse y al occidente los cuerpos tienden a hacerse más grandes.

Tomando en cuenta su espesor, en sentido vertical y en forma descendiente se consideraron cuerpos o yacimientos de mayor importancia, denominados "B", "C" y "D", separados por potentes capas arcillosas que se-

distribuyen ampliamente en el área de estudio.

También se aprecia en la sección, que el cuerpo "B" figura a todo lo largo de la regional con un espesor relativamente constante para desaparecer en forma acuñada en el pozo Deimos-1, además presenta un marcado buzamiento a partir del pozo Junior-1, contrastando con la que se guía en los anteriores pozos.

El desarrollo del cuerpo "C" se manifiesta a todo lo largo de la -- sección en forma clara y en cuanto a espesor se refiere, es el mayor; -- asimismo, se puede apreciar que se divide en "C" superior y "C" inferior por un cuello denso que se identifica en todos los pozos correlaciona-- dos; además el "C" inferior es el más probado y muestra producciones -- acumulativas bastante buenas, también se piensa que el "C" superior ten-- drá gran aportación de hidrocarburos en una explotación futura.

Este cuerpo muestra un buzamiento hacia el Este siguiendo un rela-- tivo paralelismo con el del cuerpo "B" y en forma general nos da una -- idea de que el Campo Presidente Alemán (Fobos-1, Deimos-1 y Bronce-1) - es estructuralmente más bajo que el resto de los campos.

En lo que respecta al desarrollo del cuerpo "D", se puede concluir-- que es muy irregular en cuanto a espesor y continuidad, acuñándose ha-- cia el pozo Umbriel-1, ensanchándose en el pozo Titania-1 y perdiéndose hacia el pozo Junior-1, para después aparecer con un espesor considera-- ble en los pozos Deimos-1 y Bronce-1, su buzamiento es caprichoso sin - lograr una tendencia definida.

La base y la cima de los cuerpos se definió por un abrupto cambio -

en las curvas de los registros, debido a cuellos arcillosos inferiores-
definidos por el gran desarrollo que ha sufrido a través del tiempo.

IV.1.3 SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION LOCALES.

Una vez definida la formación Chicontepec a nivel regional se programó particularizar el estudio de Campo Presidente Alemán, mediante la realización de secciones propias del mismo campo o Locales, las que lo cubrirían en su totalidad, con el objeto de caracterizar de la mejor forma posible el yacimiento.

El trabajo de correlación Local fué de manera semejante al realizado en el Regional, el cual consistió en analizar cada uno de los expedientes de los pozos, para intercorrelacionar las curvas en sus registros de Inductivo-Eléctrico y Radioactivos, al mismo tiempo obtener todos los datos relacionados con la producción, como lo es; producciones iniciales y finales de aceite y de agua, diámetro de estrangulador, tipo de sistema de producción, así como de las fechas de disparo, obturación y fractura de cada intervalo expuesto a producción.

Las secciones Locales se construyeron al igual que la Regional en escala normal de registro (1:500) para que en primera instancia se delimitaran los cuerpos y posteriormente se cuantificaran los espesores netos porosos de cada pozo, tomando en cuenta exclusivamente los intervalos que de acuerdo con los registros geofísicos, mostraban posibilidades de tener impregnación de hidrocarburos; para ello se fijó como límite mínimo de resistividad un valor de 2 ohm-m arriba del valor de resistividad de la línea base de las lutitas de las capas adyacentes, porque éste es el rango mínimo observado en los intervalos que fueron probados y resultaron productores.

El problema principal que se tiene para la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos en esta formación, es la evaluación -- del efecto de la lutita o arcilla sobre la porosidad y la saturación de agua, el cual se tratará en otro capítulo.

Como ya se dijo, el Campo Presidente Alemán consta de 98 pozos, de los cuales 3 son exploratorios con los que se conformaron 13 secciones horizontales y una sección vertical, procurando seguir una dirección -- Este-Oeste y Norte-Sur en lo posible con todos los pozos perforados, -- como en la forma que lo muestra el "Plano Índice de Secciones" (Fig. 9), esto es:

No. SECCION	POZOS COMPRENDIDOS
1-H	346, 138, 342, 341, 343
2-H	132, 129, 130, 141, 137, 134, 364, 362, 361, 363
3-H	28, 122, 123, 131, 133, 124, 140, 386, 384, 382, 281, 383
4-H	54, 24, 52, 126, 53, 139, 298, 147, 292, 291, 293
5-H	121, 127, 144, 146, 125, 135, 148, 276, 274, 272, 271, 273
6-H	65, 128, 142, 143, 145, 23, 136, 149, 256, 254
7-H	434, 433, 437, 439, 238, 236, 234, 232, 231, 233
8-H	415, 417, 419, 218, 216, 212, 202, 213
9-H	405, 407, 220, CHOTE-1, 203
10-H	427, 222, 221, 223

11-H	461, 248, 242, 241, 247
12-H	DEIMOS 799, 281
13-H	738, 772, 753, 852, BRONCE-1
1-V	346, 298, 136, 437, 405, 461, 772, 738 FOBOS-1

En las secciones estructurales se puede apreciar que las capas arcillosas que limitan verticalmente los yacimientos se encuentran distribuidas generalmente en toda el área de estudio, por tal razón los yacimientos deben ser considerados como independientes, sobre todo a nivel local.

En cuanto al aspecto local, se pueden apreciar claramente los límites tanto al Norte como al Sur, debido a los cambios a cuellos arcillosos, que se deben a su vez a las relaciones estratigráficas y a la orientación de las condiciones y medio de depósito sedimentario o facies.

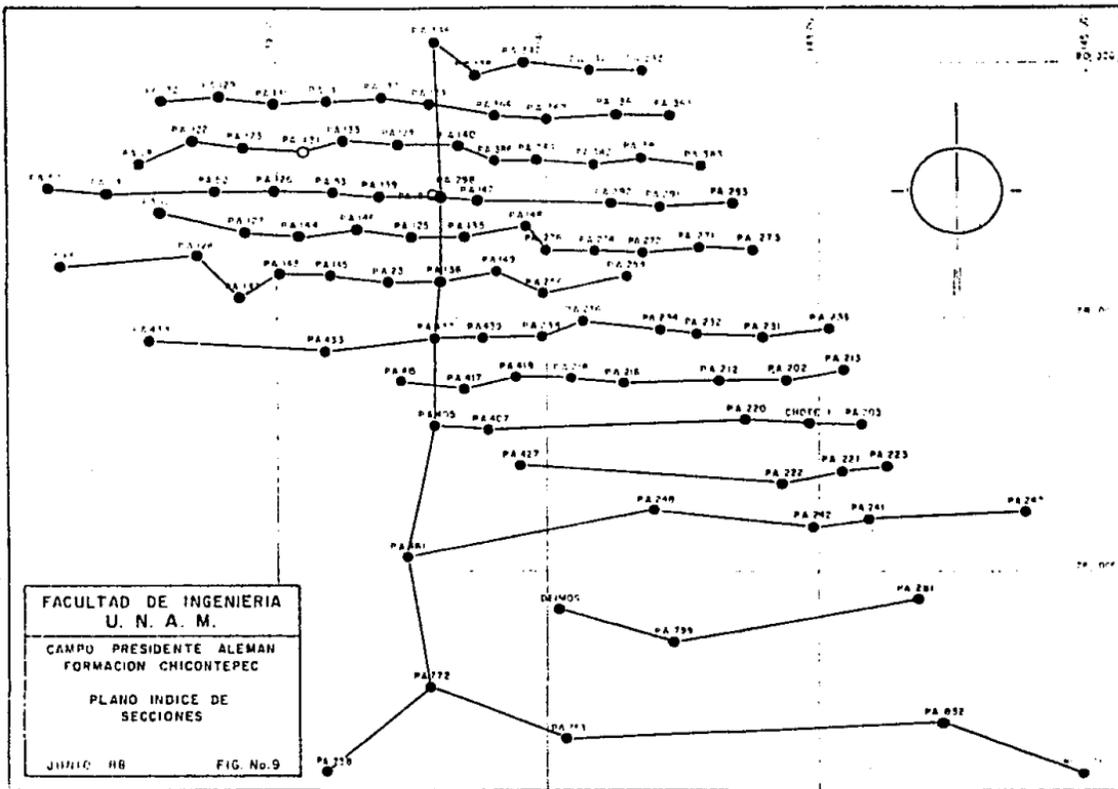
Las variaciones se presentan principalmente en los desarrollos arenosos inferiores; los superiores presentan con frecuencia cambios a facies más arcillosas, por la disminución del material en la roca fuente.

La estructura productora es una terraza que buza hacia el sureste del campo, constituida por tres cuerpos arenosos definidos, los que se han denominado convencionalmente arenas "B", "C" y "D" en orden de profundidad descendente, previamente identificadas a nivel regional.

La arena denominada como "B" en gran parte del área está constituida con un espesor promedio de 30 mts. y dicho espesor a medida que avanza hacia la porción sureste tiende a reducirse para finalmente desaparecer.

En general la arena o cuerpo "C" aparece con un espesor promedio de 90 mts. excepto algunos pozos del campo en donde es mayor de 150 mts.

En lo que se refiere a la arena "D", se puede decir que cuenta con un espesor promedio de 40 mts. y desaparecer en la porción noreste del campo.



IV.1.4 ANALISIS DE SECCIONES LOCALES.

Sin temor a equivocarnos podemos decir que éste subcapítulo es un pilar fundamental dentro del desarrollo del presente trabajo y que en forma muy resumida se presenta a continuación la laboriosa y ardua empresa de correlación que lo respalda.

Debemos patentizar lo anterior, debido al desconocimiento muy generalizado de la dificultad que implica caracterizar un yacimiento como lo es la formación Chicontepec.

La dificultad no solo estriba en la forma tan caprichosa de la génesis del relleno de la Cuenca, sino también en la fuente de información supeeditada a ésta. Es conveniente reiterar éste punto, por la diversidad de teorías y puntos de vista de gente especializada en éste tema, que conforme se conoce más del yacimiento se generan nuevas hipótesis.

Asimismo en el proceso de elaboración de la red de secciones transversales de correlación se pudo observar, que en el momento de recopilar y analizar la información referente a cada uno de los pozos, ciertos parámetros implícitos en la correlación eran de relativa confiabilidad, específicamente en los datos referentes a las columnas geológicas, en los que en algunos casos fué imposible seguir una continuidad en la clasificación geológica de un Chicontepec Superior, Medio ó Inferior de un pozo a otro y que las características petrofísicas del mismo cuerpo arenoso prevalecían en ambos de manera por demás obvia. Actualmente el Departamento de Geología ha adoptado el término de Chicontepec Canal, sin diferenciar sus horizontes geológicos, porque ésta formación es consecuencia de una "revoltura" de material -

detrítico sin tener orden alguno.

En cuanto a los datos de producción en algunos casos se encontraron datos estimados que no fueron totalmente representativos, y por lo que respecta a los registros geofísicos no se contaba con algunos en específico por lo que se substituyeron por otros perfiles.

Sin embargo, todos estos inconvenientes fueron superados en la mejor forma posible y la correlación se llevó en forma eficiente.

Con respecto al análisis de las secciones que en breve se presentan, se puntualizan aspectos básicos de cada una, como los son: espesores, buzamientos y desarrollo de cuerpos, sin ahondar más en el tema.

De un total de 14 secciones que se realizaron, únicamente se presentan 5 de manera ilustrativa y son las siguientes: 2-H, 7-H, 9-H, 11-H, y 1-V (Figs. 10, 11, 12, 13 y 14 respectivamente al final).

SECCION 1 - H

Los pozos que comprende esta sección son: P.A. 346, 138, 342 y 341.

El desarrollo del cuerpo denominado como "C" se presenta a todo lo ancho del campo, en la parte norte y en forma exclusiva, con un espesor considerable acentuándose hacia el pozo P.A. 138 y disminuyendo hacia el P.A. 346, para volverse a reducir en el P.A. 342 con un espesor semejante al P.A. 341.

En cuanto al buzamiento del cuerpo se refiere, se puede decir que es casi nulo tendiendo casi a la horizontalidad, asimismo se llegó a la conclusión que la parte inferior de este cuerpo es la más atractiva como se puede observar en sus perfiles eléctricos y en la historia productiva de sus intervalos expuestos.

SECCION 2 - II

Esta sección está compuesta por los pozos: P.A. 132, 129, 130, 141, 137, 134, 364, 362, 361 y 363.

El cuerpo "B" inicia su aparición a partir del pozo P.A. 129 y a medida que avanza hacia la derecha del campo se va ensanchando hasta el pozo P.A. 141, de ahí en adelante adquiere un espesor bruto promedio de 50 mts. Cabe la aclaración que en ninguno de los pozos ha sido disparado éste cuerpo arenoso.

Con respecto al cuerpo "C", se observa que aparece a lo largo toda la sección, sin excepción y todos sus pozos han sido disparados, así como algunos han sido fracturados.

Se resume que todos los pozos tienen muy buena producción acumulada, generalmente la zona disparada es el yacimiento "C" inferior en realidad no quedó definido el cuello arcilloso en la base de este cuerpo, debido probablemente a que no profundizaron en estos pozos.

Es conveniente mencionar que el buzamiento de este yacimiento es en dirección sureste, así también que a medida que transcurre el tiempo de explotación de un yacimiento de $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ obtenida de datos iniciales de producción a $800 \text{ m}^3/\text{m}^3$ de datos finales.

SECCION 3 - H

Los pozos que comprende esta sección son: P.A. 28, 122, 123, 131, 133, 124, 140 y 186.

En la sección de correlación se observa el desarrollo de los -- cuerpos "B" y "C" a todo lo ancho del campo.

En los pozos P.A. 28, 122, 123 y 131 es donde el espesor del --- cuerpo areno-arcilloso identificado como "B" se presenta con un espesor bruto superior al cuerpo "C" y sigue una tendencia casi homogénea hacia el oriente del campo en cuanto a espesor se refiere, con un buzamiento de los cuerpos insignificante entre los pozos P.A. 28 y el - P.A. 133.

El desarrollo de cuerpo "C" comienza desde el primer pozo (P.A.- 28) mostrando espesores moderados en los pozos, que van de \pm 15 a 40m pero a partir del pozo P.A. 133 sufre un visible incremento en su grosor (posiblemente porque el pozo anterior P.A. 131 no está profundizado). El cuerpo continúa atravesando el campo transversalmente con un espesor que va de 100 a 190 mts., con un buzamiento que sigue aproximadamente la horizontal en la cima del cuerpo.

También en la sección de correlación se aprecia que el cuerpo -- "C" se divide en superior e inferior con un claro cuello arcilloso --- que los separa, cabe hacer la aclaración que en el C inferior es donde los últimos 8 pozos han sido probados con valores de producción acumulativa considerable.

Este cuerpo ha sido probado, obteniéndose altas producciones, --
principalmente en los primeros 6 pozos.

SECCION 4 - H

Los pozos incluidos en esta sección son el Presidente Alemán 54, 24, 52, 126, 53, 139, 298, 147, 292, 291, 293 en orden de aparición.

Se observa en esta sección de correlación que los pozos Presidente Alemán 52, 139 y 147 son estructuralmente más altos que los demás y que el desarrollo de los cuerpos "B" y "C" figuran en el campo de la siguiente forma:

El cuerpo productor denominado como "B" se presenta en la dirección Oeste - Este con muy poca variación de su espesor en los primeros 6 pozos (\pm 50 mts.) incrementándose paulatinamente a partir del pozo Presidente Alemán 139, hasta llegar a espesores de \pm 150 mts. -- (Presidente Alemán 291), también es oportuno aclarar que éste cuerpo a pesar de poseer un potente espesor ha sido poco probado en los últimos pozos, muy por el contrario en los pozos Presidente Alemán 24, 52 y 126 en los que alcanzan una cuantiosa acumulada.

Del desarrollo del cuerpo "C", se puede decir que se explica del Presidente Alemán 54 al Presidente Alemán 52 en forma relativamente constante con respecto al espesor (\pm 40 a 45 mts.), reduciéndose en el Presidente Alemán 126 a \pm 25 mts. (que al igual que el Presidente Alemán 131 no se profundizó), posteriormente se aprecia que éste cuerpo se desarrolla de una manera considerable con espesores casi constantes que van desde los 100 a 130 mts. en los siguientes 7 pozos.

Con respecto al buzamiento del paquete se puede decir que es po-

co marcado en los primeros 4 pozos y en los subsecuentes revelan que la inclinación es pequeña pero constante, existiendo una diferencia de alturas entre la cima del quinto pozo y la cima del último en \pm 110 mts.

Es conveniente decir que también en este cuerpo en su parte inferior están probados la mayoría de los pozos, confirmando la capacidad productiva del mismo.

SECCION 5 - H

La sección comprende los siguientes pozos:

Presidente Alemán 121, 127, 144, 146, 125, 135, 148, 276, 274, 272, -
271 y 273.

En esta sección se contempla de nueva cuenta los cuerpos denominados como "B" y "C" y el nacimiento del cuerpo "D".

El cuerpo "B" aparece desde el segundo pozo (P.A. 127) con un espesor bastante reducido, el cual se ha desarrollado a todo lo ancho -- del campo hasta alcanzar espesores que van de 80 a 100 mts., se aprecicia que este cuerpo casi no ha sido probado con excepción del pozo --- Presidente Alemán 127 y Presidente Alemán 125 además de no presentar - un buzamiento definido hacia alguna dirección específica.

Respecto del cuerpo "C" se puede decir que figura desde el primer pozo (P.A. 121) y mantiene un espesor casi constante que varía entre - 80 y 90 mts. hasta el pozo P.A. 246, también se visualiza una discontinuidad del cuerpo en el pozo P.A. 125 debido a no tener la profundidad como la que tienen los demás, pero es casi seguro que existe el - cuerpo en este pozo con un espesor similar al de los vecinos.

Este cuerpo areno-arcilloso a partir de aquí, se desarrolla enormemente con espesores en cada pozo que llegan a tener de 135 a 185 mts. su buzamiento no es muy marcado e irregular; al igual que en otras -- secciones se confirma que este cuerpo en su parte inferior es el de - mayor importancia productora y mas expuesto a producción.

En la correlación se identificó el cuerpo que se denominó como -

"D" apareciendo en forma esporádica, o sea que no tiene una continuidad horizontal. Unicamente se identificó con los pozos P.A. 144, 146, 148, 276 y 273 con espesores muy reducidos (alrededor de 20 mts.) y con dos pozos con intervalos expuestos a producción (P.A. 148 y P.A. 276).

SECCION 6 - H

En esta sección se incluyen los pozos P.A. 65, 128, 142, 143, 145, 23, 136, 149, 256 y 254.

De la descripción del cuerpo areno - arcilloso denominado como "B", se puede decir que inicia su aparición a partir del pozo P.A. 143 y a medida que avanza hacia la derecha del campo éste yacimiento se va ensanchando, su espesor bruto es aproximadamente de 100 mts. y se aclara que ninguno de los pozos ha sido probado en éste cuerpo.

Con respecto al cuerpo "C", podemos decir que lo integran todos los pozos antes mencionados. Inicia con un espesor amplio en el pozo P.A. 65 para luego disminuir en los siguientes pozos. Este adelgazamiento de espesor no es tan drástico como el que se nota en los pozos P.A. 145 y P.A. 23, donde a partir de este último se vuelve a ensanchar hasta adquirir un espesor bruto promedio de 130 mts. de considerable magnitud. También cabe hacer mención de que no todos los pozos de este yacimiento han sido disparados, así como también de la dificultad para la delimitación de éste cuerpo, debido a lo estrecho de la zona densa que los separaba de los demás. El cuello arcilloso que limita la base del cuerpo se corta únicamente en el pozo P.A. 128, para después ser continuo hasta completar la sección.

La aseveración de que este cuerpo es el más importante de la sección y a su vez del campo se confirma por la constante aparición del mismo a lo largo del campo y con los potentes espesores que presenta.

Refiriéndose al cuerpo "D", se puede observar que su aparición es - en forma casi nula, siendo probado en un solo pozo y la base de este - yacimiento fué imposible encontrarla, debido a que no se profundizó en - estos pozos, y como consecuencia quedo parcialmente inconclusa la deter - minación del espesor bruto de roca en esta parte del campo.

El buzamiento de este cuerpo se manifiesta con una dirección hacia - el sureste.

SECCION 7 - H

Esta sección está constituida por los siguientes pozos:

P.A. 434, 433, 437, 439, 238, 236, 234, 232, 231 y 233 y se visualizó la presencia de los cuerpos estratigráficos que fueron denominados como "B", "C" y "D".

El desarrollo del cuerpo "B" figura a través de toda la sección-excepto en el pozo P.A. 434, con un espesor bruto que varía entre -- los 50 y 100 mts; la dirección de la inclinación de la secuencia es - considerada tendiendo casi a la horizontalidad y ninguno de los pozos que pertenecen a éste yacimiento han sido probados.

El cuerpo "C" se manifiesta a lo largo del campo representado en esta sección, con un espesor mayor del que presentan los otros dos yacimientos. Se observa que no todos los pozos que conforman este cuerpo han sido probados; sin embargo solo cuatro dan una idea de la po--tencialidad productora del mismo, con producciones acumulativas "muy-buenas", tomando en cuenta el tipo de la formación productora en estudio. Los pozos han sido fracturados y la producción acumulada del P.A. 234 es de 26,002 m³ y la del P.A. 437 es de 11,009 m³.

Este yacimiento comprende a todos los pozos y se observa un ensanchamiento en forma paulatina hacia el lado derecho del campo, así mismo muestra cuellos arcillosos muy delgados lo que dificultó la delimitación con los cuerpos adyacentes. También presenta un buzamiento con dirección sureste.

En el yacimiento "D", todos los pozos que lo componen han sido-

disparados y casi todos fracturados, con el fin de incrementar su produc-
tividad.

En general, todos los intervalos expuestos a producción tienen muy -
buena producción acumulativa, el pozo con esta característica es el P.A.
434 con 98,630 m³ (mayor acumulada del campo). El cuello denso de la -
base de este cuerpo es discontinuo en algunos pozos, tales como el P.A.
439, P.A. 234, P.A. 231 y P.A. 233 debido principalmente a que no fue-
ron profundizados.

SECCION 8 - H

Esta sección comprende los siguientes pozos:

P.A. 415, 417, 419, 218, 216, 212, 202 y 213, a lo largo de la sección se manifiestan los cuerpos estratigráficos "B", "C" y "D". Solamente los pozos P.A. 417, 419 y 212 no profundizaron, esto quiere decir que no cubrieron la totalidad de la formación Chicontepec ó que no se supo sobre que formación descansó ésta.

Del cuerpo "B", analizándolo de izquierda a derecha, figura con un espesor muy reducido y a medida que avanza se engrosa cada vez más, para mantenerse casi constante en los últimos tres pozos (P.A. 212, -- 202 y 213), del orden de 90 m. aproximadamente.

Asimismo, el cuerpo "C" se puede decir que se mantiene casi constante a través del campo con un espesor promedio de 130 m.

El desarrollo del cuerpo "D" es muy heterogéneo, porque no existe continuidad en cuanto a la profundidad de los pozos. Presenta un buzamiento con la misma tendencia de los otros cuerpos, esto es, hacia el sureste, ampliándose en dirección de su buzamiento.

Es importante aclarar que los espesores que se mencionan en esta sección no son netamente porosos.

SECCION 9 - H

Los pozos que comprende esta sección son los siguientes: P.A. 405, 407, 220, CHOTE 1 y P.A. 203.

En el análisis de esta sección se observó una gran heterogeneidad en las respuestas de los registros geofísicos, casi en su totalidad de la sección aparece el cuerpo "B", excepto en el pozo P.A. 405 con un espesor bruto promedio aproximadamente de 70 m.

Al cuerpo "C" se le aprecia con un espesor casi constante de 150 m. en forma aproximada. En este yacimiento todos los pozos tiene una muy buena producción acumulativa, siendo el primero en importancia el pozo P.A. 220 con 60.460 m^3 , el P.A. 203 con 15.308 m^3 , el P.A. 405 con ---- 13.009 m^3 , el P.A. 407 con 12.276 m^3 y por último el pozo CHOTE - 1 con 6816 m^3 y todos los intervalos disparados en éstos pozos han sido fracturados.

Refiriéndose al cuerpo "D", se ve que solamente los pozos P.A. 405 y CHOTE - 1, cubren la formación Chicontepec en forma total y a los demás pozos les faltó profundizar, siendo los pozos P.A. 405, 407 y ---- CHOTE - 1 los únicos que están probados en éste yacimiento.

El buzamiento no es muy pronunciado, manifestándose en forma relativamente horizontal.

SECCION 10 - H

Esta sección está constituida por los pozos: P.A. 427, 222, 221 y - 223.

En ella se advierte que el espesor del cuerpo "B" figura en forma casi homogénea a través de los cuatro pozos, también esta misma observación se hace para el cuerpo "C", solamente que el espesor es mucho mayor. La dificultad para la delimitación del cuerpo "B" y "C" que predomina por su espesor, se incrementó en forma considerable debido a los estrecho de las zonas arcillosas que los separan y a la ausencia de marcas para la intercorrelación de los perfiles. La profundidad promedio de estos pozos es aproximadamente de 2250 mts. y el cuerpo "D" no aparece en su totalidad como consecuencia de la falta de profundidad de los pozos como ya tanto se ha venido comentando.

SECCION 11 - H

Está comprendida por los pozos: P.A. 461, 248, 242, 241 y 247.

En general, se observó en las secciones que están en la parte sur e inferior del campo, que el último pozo casi siempre es el más profundo, éste es el caso del pozo P.A. 247, el cual descansa sobre la formación Cretácico Tamaulipas Inferior (Kti), en el que se aprecian los cuerpos "B", "C" y "D" y solamente ha sido disparado en éste último.

Ahora bien, para los pozos P.A. 242 y P.A. 241 se pudo identificar solamente dos cuerpos, el "B" y el "C", probablemente éstos pozos les faltó cubrir toda la información y el único cuerpo probado en el "C", al cual se le augura buenas producciones.

También se observa que el pozo P.A. 248 cubre a los tres cuerpos y en el pozo P.A. 461 desaparece el cuerpo "B" siendo disparados ambos en el cuerpo "D" en forma exclusiva.

Todos los pozos que contempla esta sección han sido fracturados a excepción del P.A. 461 y el pozo con mejor producción acumulativa es P.A. 242 con $34,444 \text{ m}^3$. Cabe hacer mención que al igual que las anteriores secciones los cuerpos "B" y "C" fueron causa de un minucioso análisis en cuanto a su delimitación por ser potentes paquetes arenos - arcillosos con cuellos densos comparativamente menores que los separaban.

SECCION 12 - H

Los pozos que abarca esta sección son los siguientes:

DEIMOS - 1, P.A. 799 y P.A. 281.

Como en la sección anterior, el encontrar la zona arcillosa que delimita los cuerpos "B" y "C" no fué tarea fácil, ya que en esta parte del campo, estos cuerpos presentan una total heterogeneidad en el comportamiento de los perfiles eléctricos y radioactivos así como de la información referente a las columnas geológicas consultadas.

Con respecto a la zona densa que limita los cuerpos "C" y "D" es bastante visible su identificación a diferencia de la anterior.

Se observa que en el pozo P.A. 799 del cuerpo "B" es muy estrecho y el "D" quedó inconcluso en su base como consecuencia de la falta de profundización en los pozos como sucedió en repetidas ocasiones. En general el cuerpo "C" se mantiene de manera uniforme a todo lo largo de esta sección con un espesor aproximadamente de 160 mts. y ha sido probado únicamente en el pozo exploratorio Chote-1. Por sus bajas -- producciones iniciales de estos pozos tuvieron que ser fracturados, -- siendo el P.A. 281 el que posee la mayor producción acumulativa con 34,598 m³ siguiendo el P.A. 799 con 8,119 m³ y por último el Chote-1 con 20,560.

SECCION 13 - H

Los pozos que conforman esta sección son los siguientes:

P.A. 738, 772, 753, 852 y BRONCE - 1.

En esta última sección horizontal podemos apreciar una zona arcillosa que limita los cuerpos "C" y "D" aproximadamente de 50 mts. para los tres primeros pozos y a medida que buza hacia el sureste, ésta se amplía aún más, llegando a tener un cuello arcilloso de casi 90 mts., asimismo se observa que la sección ubica pozos en la parte más baja del Chicontepec canal y que todos descansan sobre la formación Cretácico Tamaulipas Inferior (Kti), con una profundidad promedio de 2400 mts. para esta formación.

La identificación de los cuerpos en estos pozos no resultó de gran dificultad, definiéndose únicamente los cuerpos "C" y "D".

El desarrollo del cuerpo "C" que en los primeros tres pozos figura con espesores menores con respecto a los dos últimos. Es conveniente mencionar que en el pozo BRONCE - 1 el cuerpo "D" se torna muy grande - y que este pozo exploratorio es el más profundo y para fines de explotación se recomienda a este cuerpo debido al apoyo que se tiene de análisis petrofísicos como de producción.

SECCION I-V

Esta sección está integrada por los siguientes pozos:

P.A. 346, P.A. 298, P.A. 136, P.A. 437, P.A. 405, P.A. 461, P.A. 772, -
P.A. 738 y FOBOS-1.

Probablemente después de la sección regional, es la que tiene mayor importancia debido principalmente a la gran información que proporcionó para poder correlacionar adecuadamente el campo, tomándose como patrón para delimitar los cuerpos arenosos que comprende esta formación así como sus buzamientos, además de apreciar con cierta claridad la parte del campo en la que aparecían o se perdían los cuerpos de interés.

Para la construcción de esta sección se tomaron en cuenta los siguientes aspectos: primeramente se eligieron pozos que estuvieran comprendidos en cada una de las secciones horizontales, considerando exclusivamente pozos que abarcarán toda la formación Chicontepec ó en su defecto la formación inmediatamente debajo de esta, posteriormente se apoyó en las curvas de los registros eléctricos y radioactivos, como de datos de producción aunados a los datos geológicos con el fin de optimizar el trabajo de correlación.

Otro aspecto muy importante de hacer mención es la inclusión del pozo exploratorio FOBOS-1, el cual forma parte del Campo Alemán y que únicamente se utilizó para correlacionar los cuerpos que figuraron en la parte sur del mismo, despreciándose para el cálculo del volumen original por la gran lejanía que tiene del área probada, pero da una pauta a futuras localizaciones de explotación en ésta parte del campo.

Ahora bien, durante la elaboración de esta sección vertical se localizaron los cuerpos "B", "C" y "D" mismos que habían sido identificados en la sección regional figurando de la siguiente manera:

- En el pozo P.A. 346 no figura el cuerpo "B", únicamente el cuerpo "C" y sin desarrollo del cuerpo "D".
- En el pozo P.A. 298 el cuerpo "B" se muestra con un espesor considerable de ± 90 mts., el cuerpo "C" con un espesor de ± 150 mts. y no se detecta presencia del "D".
- En el pozo P.A. 136 el cuerpo "B" presenta un espesor similar al del pozo anterior, el cuerpo "C" se reduce en 30 mts. y el cuerpo "D" comienza a nacer con un espesor despreciable.
- En el pozo P.A. 437 el cuerpo "B" comienza a desaparecer con un espesor de ± 50 mts., el cuerpo "C" se reduce hasta un espesor de ± 100 mts. y el cuerpo "D" ya figura con un espesor arriba de los 50 mts.
- Para el pozo P.A. 405 desaparece el cuerpo "B", el cuerpo "C" alcanza su mayor espesor en el campo (± 180 mts.) y el "D" se mantiene constante con respecto al pozo anterior, el único cuerpo probado en este pozo es el cuerpo "C".
- En el pozo P.A. 461 el cuerpo "C" presenta un espesor constante en relación al pozo anterior, este cuerpo aún no ha sido expuesto a producción, pero presenta buenas características productoras observadas. El cuerpo "D" adquiere su máximo espesor dentro de la sección (± 100 mts.) y la producción total de este pozo es precisamente de este cuerpo con 3597 m^3 .
- En el pozo P.A. 772 el cuerpo "C" reduce su espesor a ± 60 mts. presentan

tando buenas perspectivas productoras y el cuerpo "D" se reduce en --- 10 mts. con respecto al pozo anterior; es conveniente hacer mención que este pozo no ha sido probado en la formación Chicontepec y que se incluyó en esta sección con el fin de ver las posibilidades productivas de - los cuerpos antes mencionados en la parte sur del campo.

- En el pozo P.A. 738 el cuerpo "C" permanece relativamente constante - en cuanto a espesor se refiere y el cuerpo "D" se reduce aún más, de la misma forma que el pozo anterior no se ha probado en la formación de interés.

- En el pozo exploratorio FOBOS - 1 el cuerpo "C" sigue presentándose - un gran espesor a diferencia del cuerpo "D" que paulatinamente se sigue reduciendo; este pozo esta disparado en este último cuerpo inmediatamente arriba de la formación (Kti).

Los buzamientos de los cuerpos no siguen alguna tendencia observa- da, lo que sí se puede concluir es que el cuerpo "B" solamente figura - hasta la parte media - superior del campo, el cuerpo "C" en realidad -- aparece a lo largo de todo el campo con espesores considerables y de -- características que lo hacen ser el más importante, asimismo el cuerpo- "D" presenta espesores de poco interés hacia la parte media - superior del campo para volverse de consideración hacia la parte media - sur del mismo con grandes perspectivas productoras, de acuerdo al análisis de - sus características petrofísicas.

V. CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

V.1. METODOS VOLUMETRICOS.

El volumen de hidrocarburos es un dato indispensable en el estudio de un yacimiento ya que está ligado con la determinación de reservas -- del mismo.

El volumen original de hidrocarburos puede ser determinado volumétricamente por diferentes métodos, los cuales aportan resultados diferentes debido a las condiciones a las que se toman cada uno de los datos ne cesarios para el cálculo.

Los métodos que se utilizaron para el cálculo del volumen original de hidrocarburos del campo Presidente Alemán, son los numerados a continuación, según su importancia debido a su aproximación: (16)

- 1) Método de Isohidrocarburos.
- 2) Método de Isopacas.
- 3) Método de Cimas y Bases.

Para la limitación areal de los yacimientos se consideraron los siguientes criterios:

En el caso de tener un pozo productor a una distancia de dos espaciamientos del más cercano y existiendo certeza de continuidad del yacimiento, el límite areal se generó por la poligonal formada por las tangentes a las circunferencias vecinas, trazadas con un radio igual a la mitad del espaciamiento entre pozos.

De no existir tal certeza de continuidad se consideró como pozo ais

lado.

Cuando se trate un pozo descubierto o de un pozo de desarrollo perforado a más de dos espaciamientos del más cercano correspondiente al mismo yacimiento, se consideró como pozo aislado y el área será la del círculo trazado con un radio igual a la mitad del espaciamiento entre pozos del yacimiento ó del considerado mejor aplicado entre campos vecinos.

Cuando el pozo productor está a una distancia menor de dos espaciamientos entre pozos productores del mismo yacimiento, se fijó el límite por medio de la poligonal descrita anteriormente.

V.1.1 METODO DE ISOHIDROCARBUROS.

Este método resulta ser el más aproximado a los valores reales, debido a que se toman en consideración las variaciones de porosidad tanto vertical como horizontal.

El llamado índice de hidrocarburos, se define como el volumen de hidrocarburos asociado a la unidad de área y se expresa matemáticamente en la siguiente forma:

$$I = h \bar{\phi} (1 - S_w) = \frac{m^3}{m^2} \frac{Hcs@c.y.}{Roca}$$

Con lo que se comprueba que si multiplicamos una área por su índice de hidrocarburos conocido, se obtendrá el volumen de hidrocarburos contenido en ella, pero la expresión anterior es válida para casos donde las condiciones de porosidad, saturación y espesor porosos son uniformes

en todo el yacimiento, pero como no ocurre así, debido a que las condiciones varían rápidamente existe la necesidad de obtener un valor del índice de hidrocarburos representativo de cada unidad de área.

Este valor se obtiene mediante la elaboración del plano de isohidrocarburos, a partir de los valores del índice de hidrocarburos en cada pozo, este índice se calcula basándose en los datos de saturación y porosidad corregidos (Tablas Nos. 10, 11 y 12), así como de su espesor poroso obtenidos en cada pozo mediante la interpretación de sus registros eléctricos (como ya se había comentado en el capítulo IV); o bien, medidos en el análisis de núcleos en el laboratorio (capítulo III).

Por lo tanto, se elaboraron 3 planos de isohidrocarburos para los cuerpos "B", "C" y "D" del Campo Presidente Alemán, vaciando los valores de índice de isohidrocarburos correspondientes a cada pozo en su respectivo cuerpo, uniendo éstos con curvas de igual valor hasta cubrir toda el área probada. (Figs. 17, 23 y 29). Una vez elaborada la configuración de los planos, se determinó el área comprendida entre cada curva mediante un planímetro o integrador de áreas (Tablas 13, 14 y 15).

El cálculo del volumen de hidrocarburos se determina a partir de la siguiente expresión:

$$VHcs @ c.y. = fIdA$$

La solución analítica de la integral resulta ser muy compleja, por lo que se empleó el método gráfico, más práctico para su solución, y consiste en construir una gráfica de índice de hidrocarburos contra áreas y el área encerrada bajo la curva representará el volumen total-

de hidrocarburos medidos a condiciones de yacimiento (Figs. 36, 41 y 46).

V.1.2 METODO DE ISOPACAS

En este método el volumen de hidrocarburos puede ser calculado tomando como base los siguientes datos:

Volumen de roca, porosidad y saturación media de hidrocarburos, los cuales mediante la siguiente expresión resultará el volumen original de hidrocarburos:

$$V_{Hc} = V_r \bar{\phi} (1 - S_w) = m^3 @ \text{ c.y.}$$

Para calcular el volumen de roca (V_r) se obtuvieron los espesores netos porosos de cada cuerpo mediante la interpretación de las curvas de los registros geofísicos, que conformaron las secciones de correlación en el capítulo IV y que se muestran en las tablas 10, 11 y 12. Estos espesores porosos, se contabilizaron con lecturas en el mismo registro, desde la cima hasta la base de cada cuerpo, eliminando cuellos arcillosos y espesores que no figuraban por sus características petrofísicas con buenas perspectivas productoras.

Una vez determinados todos los valores de los espesores netos de los cuerpos arenosos presentes en cada pozo, se procedió a elaborar los planos de igual espesor (Isopacas), esto es una configuración hecha en un plano del campo donde están localizados los pozos por sus coordenadas (Figs. 18, 21 y 30).

El volumen de roca se obtendrá con la siguiente expresión:

$$V_r = \int h dA$$

la que puede resolverse al construir con las áreas encerradas dentro de cada curva (Tablas 16, 17 y 18) de igual espesor poroso, determinadas con el planímetro y los espesores porosos, el área comprendida debajo de ésta curva y los dos ejes cartesianos (Figs. 37, 42 y 47) nos darán el volumen de roca de los cuerpos "B", "C" y "D" de ésta formación presente en el Campo Alemán.

La porosidad y saturación de agua son otros datos que se incluyen para la determinación del volumen original. Tanto la porosidad como la saturación de agua se determinarán a partir de los análisis cuantitativos de los registros geofísicos de cada pozo, ponderados al espesor de cada cuerpo previamente definido. Posteriormente se corrigieron mediante los métodos que se detallaron en el capítulo III, porque difieren sustancialmente de los obtenidos en los análisis de núcleos, ya que en general, se obtienen valores mayores de porosidad y de saturación de agua.

De este modo, se vació la información ya corregida en los planos de localización de los pozos del campo, para configurar curvas de igual valor de porosidad ó de Isoporosidad y de igual valor de saturación de agua ó Isosaturación de cada cuerpo productor (Figs. 3,4,5,15,16,21,22, 27 y 28), se determinaron las áreas encerradas entre cada curva y con estos valores (Tablas 3,4,5,19,20,21,22,23 y 24) se construyeron las gráficas de Sw vs. Areas y Porosidad vs. Areas, los valores promedios de Sw y de Porosidad serán los puntos donde corten la parte media del área de cada cuerpo con la curva resultante, referidos al eje de las or

denadas. (Figs. 34,35,39,40,44 y 45).

Para comprobar la veracidad de los valores, se obtuvieron promedios aritméticos de las porosidades y saturaciones corregidas en forma simulánea, arrojando valores muy parecidos.

V.1.3 METODO DE CIMAS Y BASES.

En este método, para obtener el volumen original de hidrocarburos - se emplea la misma expresión utilizada en el método anterior o sea:

$$VHc = \emptyset Vr(1-Sw)$$

La diferencia estriba en el cálculo del volumen de roca (Vr), el cual cuantifica espesores "brutos" de roca, es decir, desde la cima de la formación hasta la base de la misma (límite superior e inferior respectivamente) considerando espesores densos que no tienen posibilidad de acumulación de hidrocarburos.

El cálculo del volumen de roca, como se indicó con anterioridad, se efectuó elaborando las configuraciones de los planos de cimas y bases, a los cuales (Figs. 19, 20, 25, 26, 31 y 32) se les determinó el área - que encierra cada una de las curvas de igual profundidad mediante el integrador de áreas (resultados en las tablas 25, 26 y 27), de la cima y la base de cada cuerpo arenoso y con estos valores se construyeron las gráficas de áreas Vs. profundidades. El área comprendida de estas dos curvas, representará el volumen de roca "total" del yacimiento (Figs. - 38, 43 y 48).

Como se observa, los valores obtenidos por cada uno de los métodos

difiere notablemente, en especial este último, pero su resultado es por demás obvio, tomando en cuenta las consideraciones que se hacen de él, pero como ya se ha dicho el valor más confiable es el obtenido por el empleo de los índices de hidrocarburos.

(TABLA 10)
 INFORMACION DETALLADA DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE AL
 CUERPO "B"

POZO No.	CIMA (mbrn)	BASE (mbrn)	ESPELOR POROSO (m)	Ø CORR. (fracc.)	Sw. CORR (fracc.)	Inc. (m ³ hc _g e _g /m ² roca)
23	2067	2159	33			
24	2041	2083	32			
28	1984	2019	10			
52	2037	2067	22			
53	2036	2097	27			
54	2044	2082	14			
122	2005	1937	20			
123	2004	2071	30	.166	.357	3.202
124	2017	2086	20	.050	.420	0.540
125	2045	2128	52	.122	.456	3.451
126	2036	2087	21	.050	.503	0.522
127	2052	2079	25	.117	.321	1.986
129	1993	2012	19	.130	.400	1.482
130	1981	2006	25	.170	.338	1.956
131	2010	2053	15	.071	.473	0.561
133	2002	2073	18			
134	2031	2079	12	.143	.338	1.136
135	2021	2129	25	.044	.360	0.704
136	2026	2134	59			
137	2015	2069	9			
139	2034	2210	28	.068		
140	2052	2128	21	.122	.277	1.852
141	1965	2017	18	.115	.391	1.271
143	2051	2116	19	.095	.249	1.355
144	2059	2107	28	.070	.200	1.568
145	2076	2144	30	.052	.333	1.040
146	2047	2125	48	.072	.190	2.799
147	2028	2132	29	.137	.413	2.332
148	2052	2107	30	.120	.280	2.592
149	2027	2131	36	.149	.252	4.012
202	2049	2135	35	.121	.162	3.549
203	2068	2162	30	.155	.479	2.422
212	1998	2100	46	.138	.468	3.372
213	2052	2175	53	.101	.651	1.868
216	2049	2113	23			
218	2058	2103	35	.093	.616	1.249
220	2003	2125	62	.109	.504	2.744
221	2061	2146	45	.111	.263	3.681
222	2065	2114	37	.130	.514	2.338
223	2076	2140	39	.108	.512	2.055
231	2065	2125	38	.146	.342	3.700
232	2065	2100	38	.162	.538	2.844
233	2071	2133	23			
234	2016	2114	45	.118	.520	2.549
236	2011	2113	67	.089	.282	4.281
238	2022	2111	50	.099	.567	2.143
241	2099	2149	27	.160	.348	2.817
242	2103	2126	19	.100	.500	0.950
247	2170	2251	57	.070	.525	1.895
248	2056	2122	58	.088	.610	1.990
254	2029	2158	98	.039	.589	1.571
256	2019	2148	75	.152	.395	6.897
272	2050	2145	24	.088	.537	0.978
273	2051	2149	22	.144	.363	2.018

CONTINUACION (TABLA 10)
 INFORMACION DETALLADA DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE AL
 CUERPO "B"

POZO No.	CIMA (mnm)	BASE (mnm)	ESPESOR POROSO (m)	Ø CORR. (fracc.)	SN. CORR (fracc.)	Inc. (m ³ hc,cc/m ² roca)
274	2026	2106	19	.145	.506	1.261
276	1998	2098	37	.067	.508	1.584
281	2116	2199	28	.063	.590	0.773
291	2055	2198	29	.096	.521	1.831
292	2067	2165	57	.101	.665	1.978
293	2071	2157	5e	.119	.463	3.706
298	2033	2132	56	.103	.360	3.873
361	2044	2102	8	.170	.510	0.666
362	2035	2090	16	.119	.536	0.679
363	2082	2120	15			
364	2057	2119	13	.164	.388	1.411
381	2041	2093	13	.254	.470	1.750
382	2034	2098	10	.112	.557	0.486
383	2082	2121	16	.180	.460	1.550
384	2041	2094	10	.117	.615	0.450
386	2048	2087	26	.090	.570	1.086
407	2087	2125	16	.075	.573	0.112
415	2094	2117	22	.120	.430	1.500
417	2100	2140	10	.044	.352	0.285
419	2087	2119	22	.127	.556	1.240
427	2084	2133	40	.102	.491	2.077
433	2090	2131	34	.040		
437	2073	2128	48	.082		
439	2080	2152	29	.152		
799	2096	2118	22	.168		
CHO	2042	2129	20			
DE1	2088	2131				

(TABLA 11)
 INFORMACION DETALLADA DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE AL
 CUERPO "C"

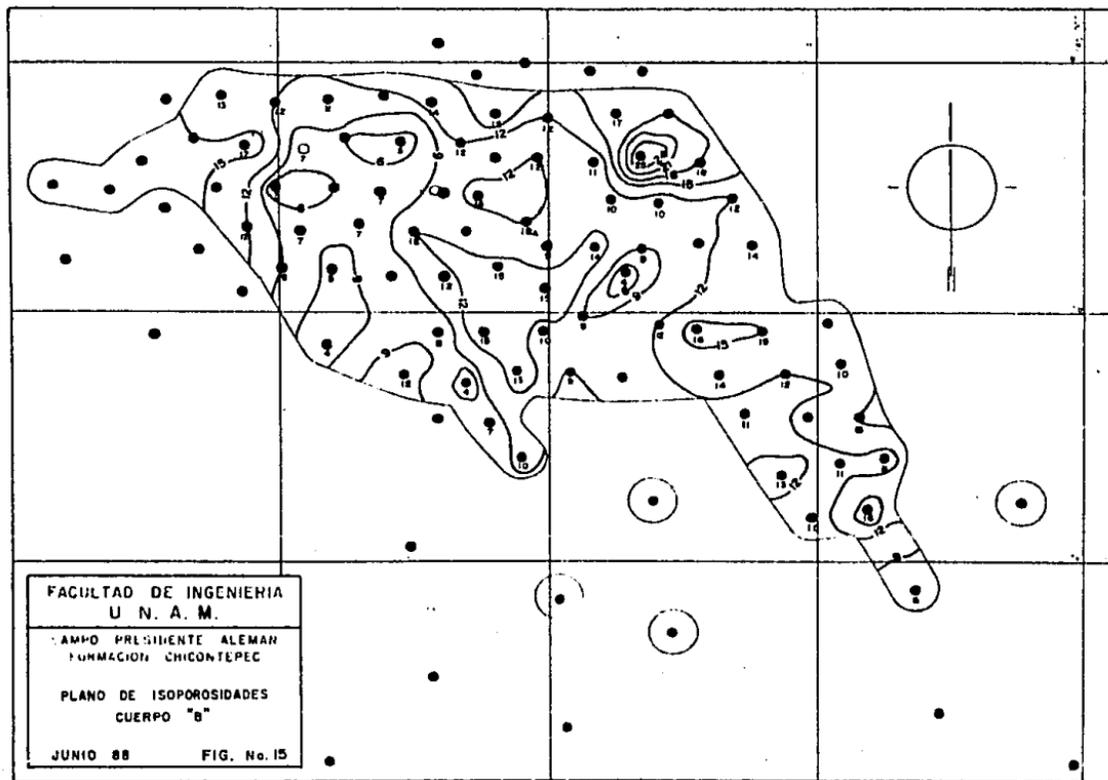
POZO No.	CIMA (mbmr)	BASE (mbmr)	ESPESOR POROSO (m)	Ø CORR. (fracc.)	SW. CORR (fracc.)	Inc. (m ³ hc, cc/m ² roca)
23	2163	2246	60			
24	2088	2134	18			
28	2029	2059	18			
52	2093	2139	20			
53	2101	2218	77			
54	2089	2129	18			
65	2061	2221	55			
121	2049	2121	35			
122	2043	2078	22	.122	.436	2.408
123	2076	2094	20	.140	.370	1.904
124	2091	2201	75	.080	.388	3.672
125	2133	2159	18	.080	.530	0.677
126	2091	2114	10	.020	.520	0.096
127	2085	2163	68	.080	.384	3.351
129	2059	2137	52	.053	.360	1.764
129	1926	2049	33	.100	.393	2.003
130	2011	2040	30	.029	.430	0.496
131	2084	2080	18	.020	.304	0.251
137	1999	2066	66	.071	.283	3.360
133	2078	2187	60			
134	2087	2160	35	.035	.451	0.672
135	2137	2261	63	.025	.425	0.906
136	2143	2266	105			
137	2076	2187	60			
139	2052	2210	145	.085	.319	8.393
139	2142	2338	103			
140	2139	2232	60	.059		
141	2024	2123	65	.094	.304	4.253
142	2087	2217	93	.068	.347	4.129
143	2122	2216	60	.065	.270	2.847
144	2112	2190	59	.038	.292	1.587
145	2148	2228	68	.040	.330	1.822
146	2129	2237	94	.020	.201	1.502
147	2136	2268	98	.058	.368	3.502
148	2115	2271	88	.040	.250	2.640
149	2127	2258	111	.088	.337	6.476
202	2142	2291	140	.058	.317	5.546
203	2176	2320	124	.089	.449	6.081
212	2107	2269	165	.099	.472	8.624
213	2183	2317	127	.056	.571	3.051
216	2123	2273	85			
219	2116	2257	115	.062	.553	3.187
220	2130	2285	145	.035	.508	2.497
221	2151	2305	132	.054	.347	4.654
222	2118	2270	129	.096	.485	6.377
224	2144	2331	144	.035	.434	2.853
231	2131	2317	174	.094	.404	10.163
232	2131	2301	141	.094	.466	7.077
233	2132	2326	152	.043	.563	2.856
234	2118	2270	148	.061	.494	4.568
236	2117	2253	110	.048	.323	3.575
238	2121	2243	110	.039	.545	1.952
241	2131	2320	126	.093	.311	8.074
242	2131	2296	159	.068	.414	6.336

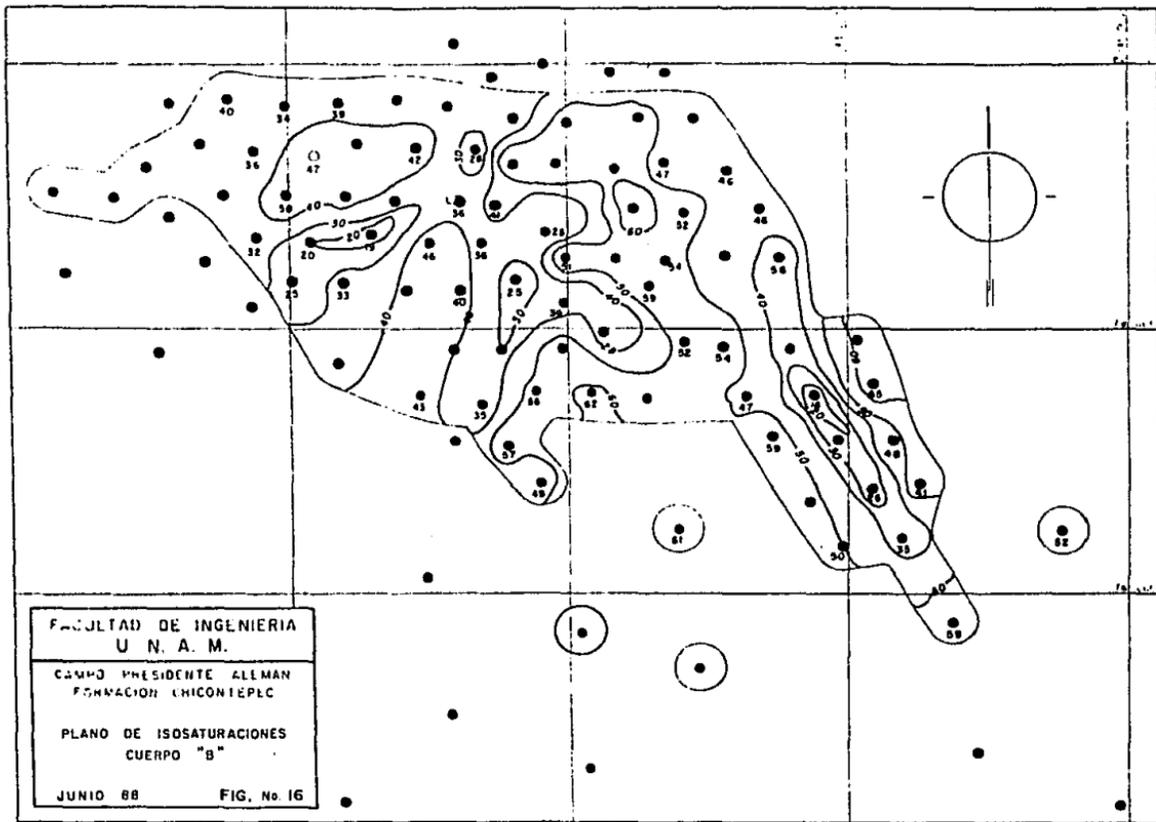
CONTINUACION (TABLA 11)
 INFORMACION DETALLADA DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE AL
 CUERPO "C"

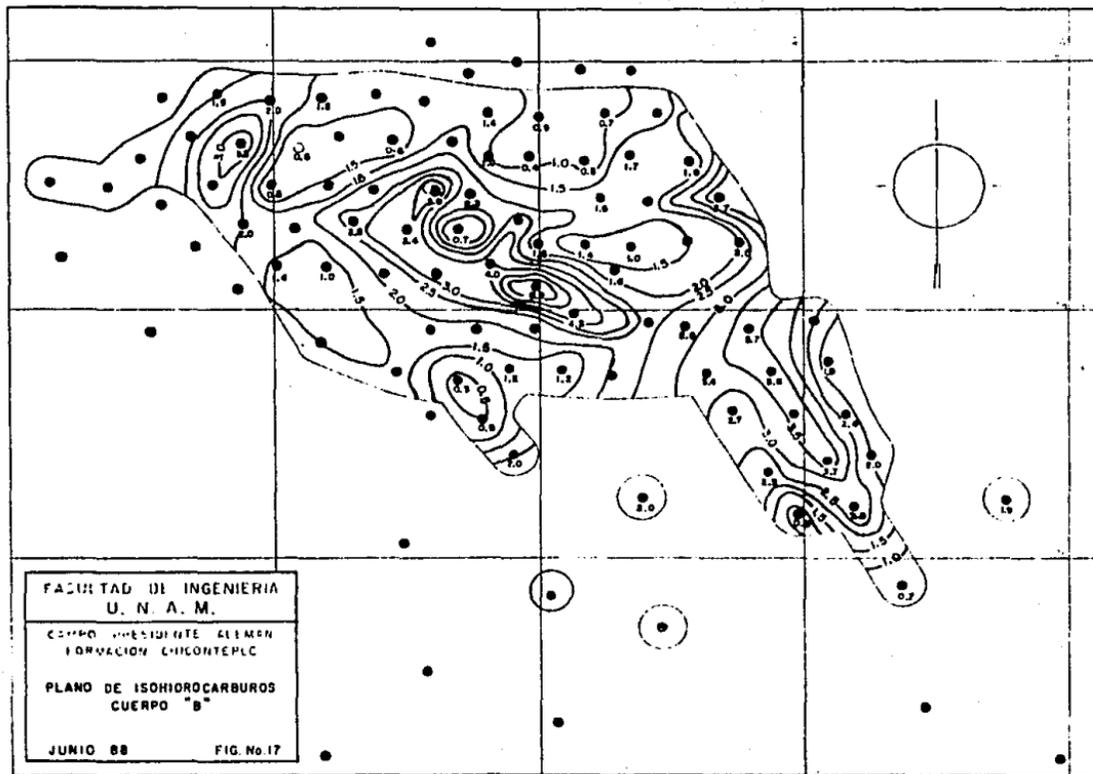
POZO No.	CIMA (mbrn)	BASE (mbrn)	ESPESOR POROSO (m)	Ø CORR. (fracc.)	Sw. CORR (fracc.)	Inc. (m ³ hc,ccy/m ² roca)
247	2255	2431	133	.019	.517	1.220
248	2126	2290	123	.054	.567	2.876
254	2163	2302	133	.781	.671	
256	2153	2283	94	.103	.352	6.274
272	2150	2311	142	.015	.595	0.863
273	2152	2324	176	.045	.417	4.617
274	2112	2294	140	.059	.594	3.354
276	2104	2264	135	.045	.477	3.177
281	2204	2382	149			
291	2207	2316	87	.043	.452	2.050
292	2171	2296	113	.049	.679	1.777
293	2203	2317	93	.053	.526	2.336
298	2141	2268	98	.059	.381	3.579
341	2059	2178	91	.130	.521	5.666
342	2044	2155	77	.051	.516	1.900
361	2107	2234	50	.095	.483	2.455
362	2095	2178	45	.095	.611	1.663
363	2125	2264	70	.081	.504	2.812
364	2127	2233	35	.106	.328	2.493
381	2101	2284	138	.138	.403	11.369
382	2104	2250	50	.057	.557	1.262
383	2129	2310	125	.081	.552	4.536
384	2100	2232	85	.065	.625	2.072
386	2094	2252	125	.034	.556	1.887
400	2124	2295	155	.039	.550	2.720
401	2132	2287	132	.062	.619	3.118
415	2123	2254	87	.075	.486	3.354
417	2147	2267	62	.028	.294	1.226
419	2121	2271	92	.094	.513	4.211
427	2139	2288	56	.120	.776	1.505
433	2137	2235	34	.030	.491	0.519
434	2089	2167	45	.108	.316	3.324
437	2137	2243	103	.043	.525	2.104
439	2146	2247	98	.043	.597	1.698
461	2123	2280	140	.040	.660	1.904
738	2075	2208	105	.045	.610	1.843
753	2088	2266	94	.037	.546	1.579
772	2096	2216	117	.099	.466	6.185
793	2122	2291	123	.079	.362	6.199
H52	2160	2357	183	.045	.527	3.895
H80	2190	2385	189		.354	
CH9	2137	2289	103			
DE1	2136	2258	150	.060	.491	4.581
346	2053	2146	73	.100	.558	3.227

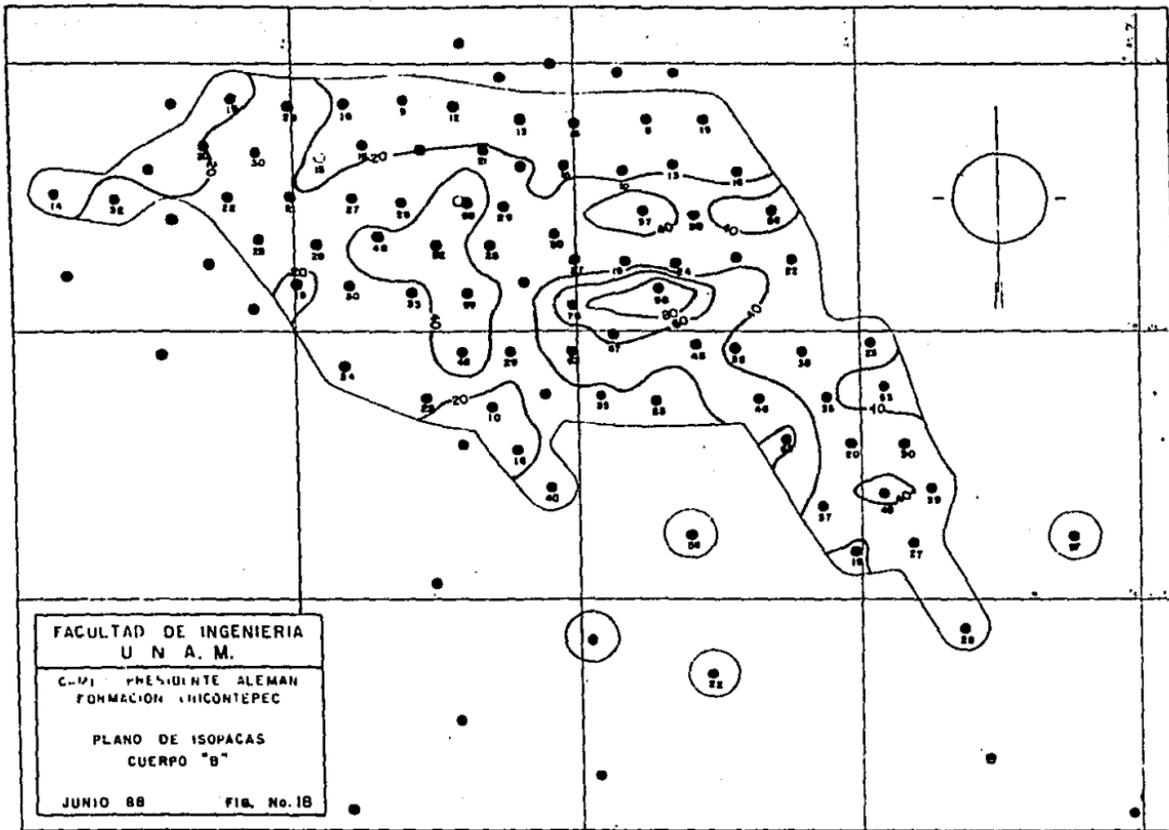
(TABLA 12)
 INFORMACION DETALLADA DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE AL
 CUERPO "D"

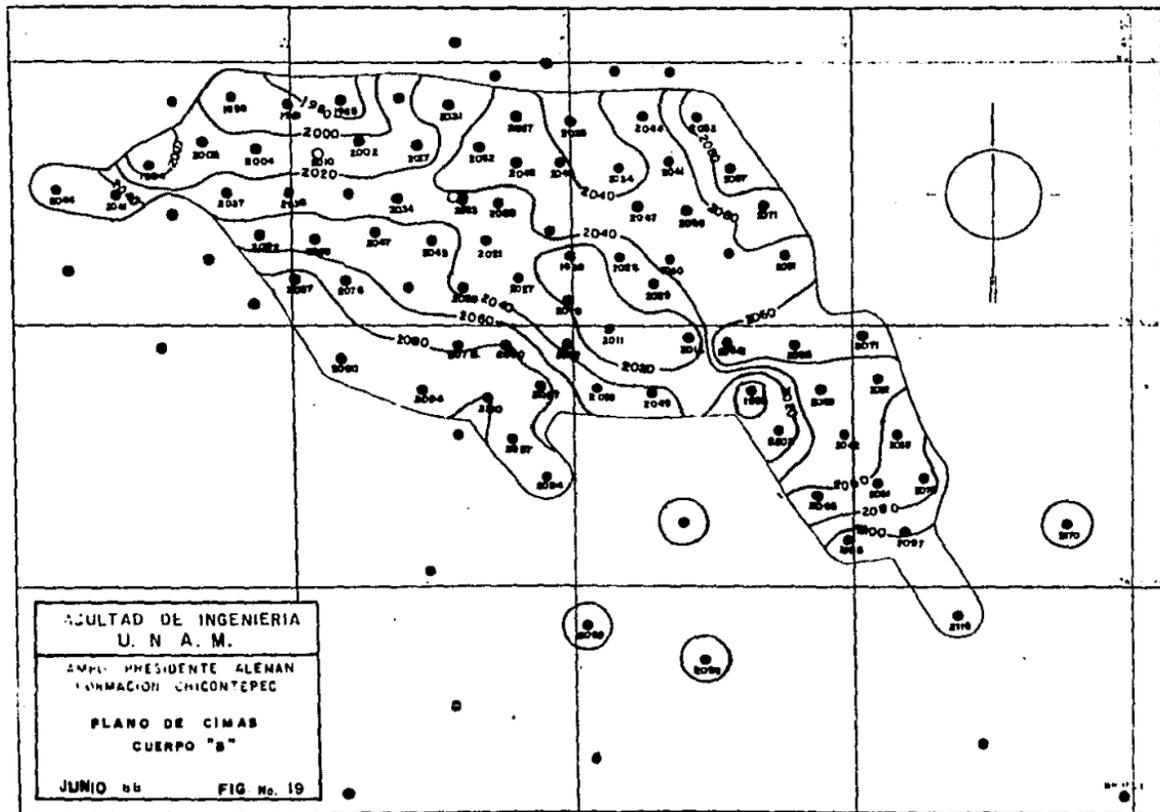
POZO No.	C(HA (mmpr)	BASE (mmpr)	ESPESOR POROSO (m)	Ø CORR. (fracc.)	Sw. CORR (fracc.)	Inc. (m ³ hc _g /m ² roca)
23	2257	2305	27			
136	2280	2293	4			
147	2243	2284	11	.088	.337	0.642
143	2240	2257	5			
144	2259	2250	8			
145	2249	2266	7			
148	2203	2304	12	.060	.250	0.540
149	2270	2278	4			
202	2298	2451	85	.074	.253	4.699
203	2350	2366	20	.083	.558	0.734
212	2274	2342	40	.101	.487	2.072
213	2323	2450	35	.060	.660	0.714
216	2285	2372	40			
218	2245	2366	40	.091	.585	1.511
220	2291	2346	40	.056	.594	0.909
222	2303	2339	27	.127	.541	1.574
225	2344	2363	20	.068	.591	0.556
221	2324	2365	35	.105	.493	1.863
222	2367	2401	72	.115	.512	4.041
224	2333	2386	25	.090	.557	0.521
236	2261	2340	56	.103	.275	4.182
234	2254	2360	84	.100		
241	2337	2344	15	.130	.320	1.326
242	2321	2334	15			
247	2437	2523	146	.032	.676	1.514
245	2409	2407	74	.043	.597	1.282
248	2246	2324	33	.160	.350	3.432
273	2334	2356	25	.060	.406	0.991
276	2276	2305	24	.090	.370	1.361
281	2407	2523	93	.020	.523	0.887
405	2301	2373	65	.065	.576	1.791
407	2297	2352	46	.090	.580	1.739
415	2260	2303	103	.125	.495	6.541
417	2272	2350	24	.058	.401	0.833
419	2200	2323	31	.146	.484	2.335
427	2223	2346	50	.081	.581	1.697
433	2258	2378	72	.045	.454	1.887
434	2184	2269	40	.115	.267	3.372
437	2250	2333	20	.093	.751	0.463
439	2254	2341	29	.090	.688	0.786
441	2292	2479	75	.030	.680	0.720
704	2257	2319	39	.069	.469	1.429
703	2314	2395	36	.072	.509	1.273
724	2267	2344	71	.123	.426	5.013
799	2323	2429	64	.136	.263	6.415
802	2435	2535	56	.040	.528	1.057
1140	2465	2613	98	.020	.312	1.348
1144	2325	2454	52			
1211	2397	2487	60	.044	.497	1.931

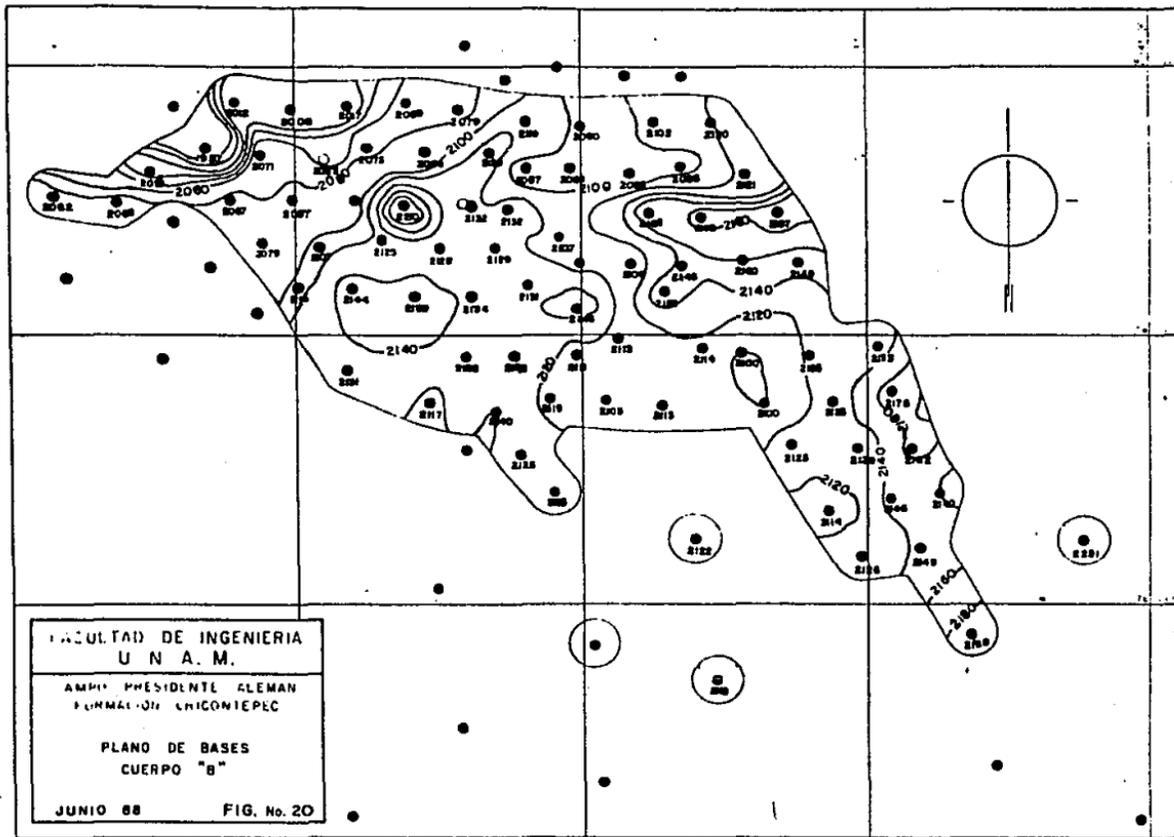


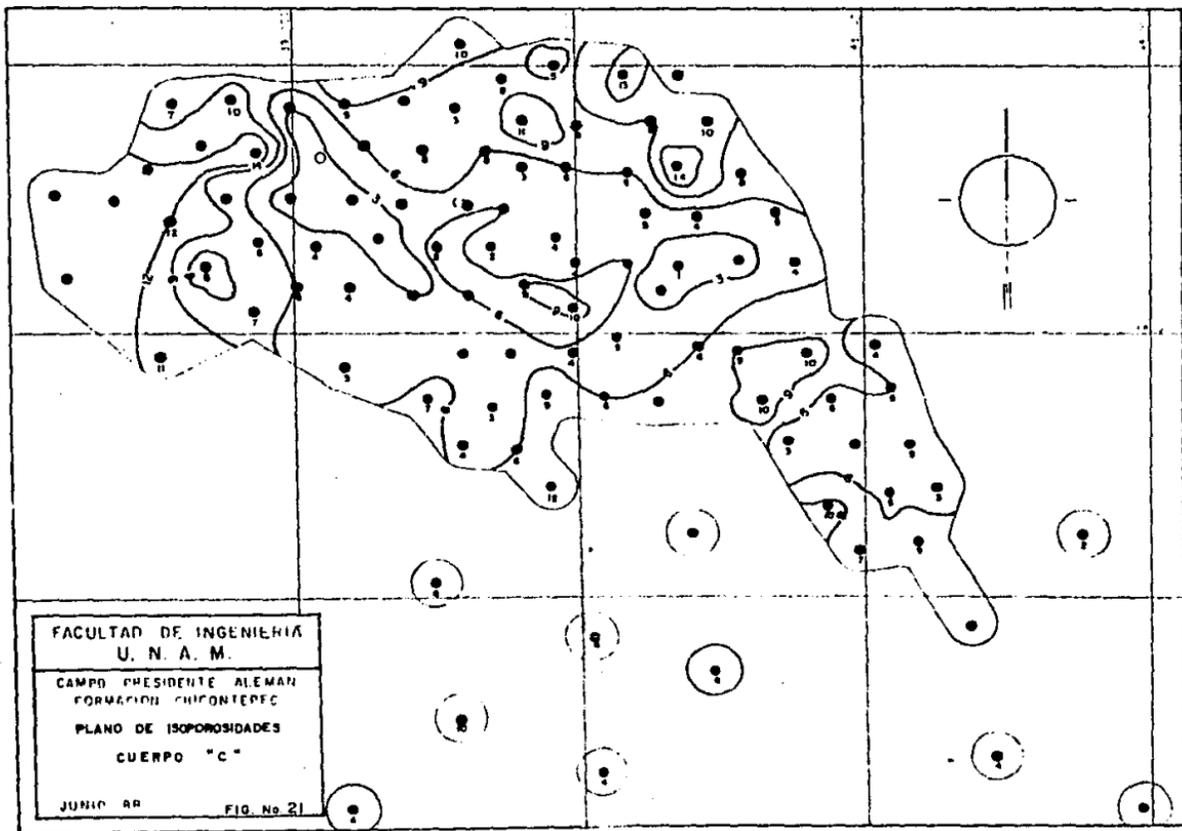


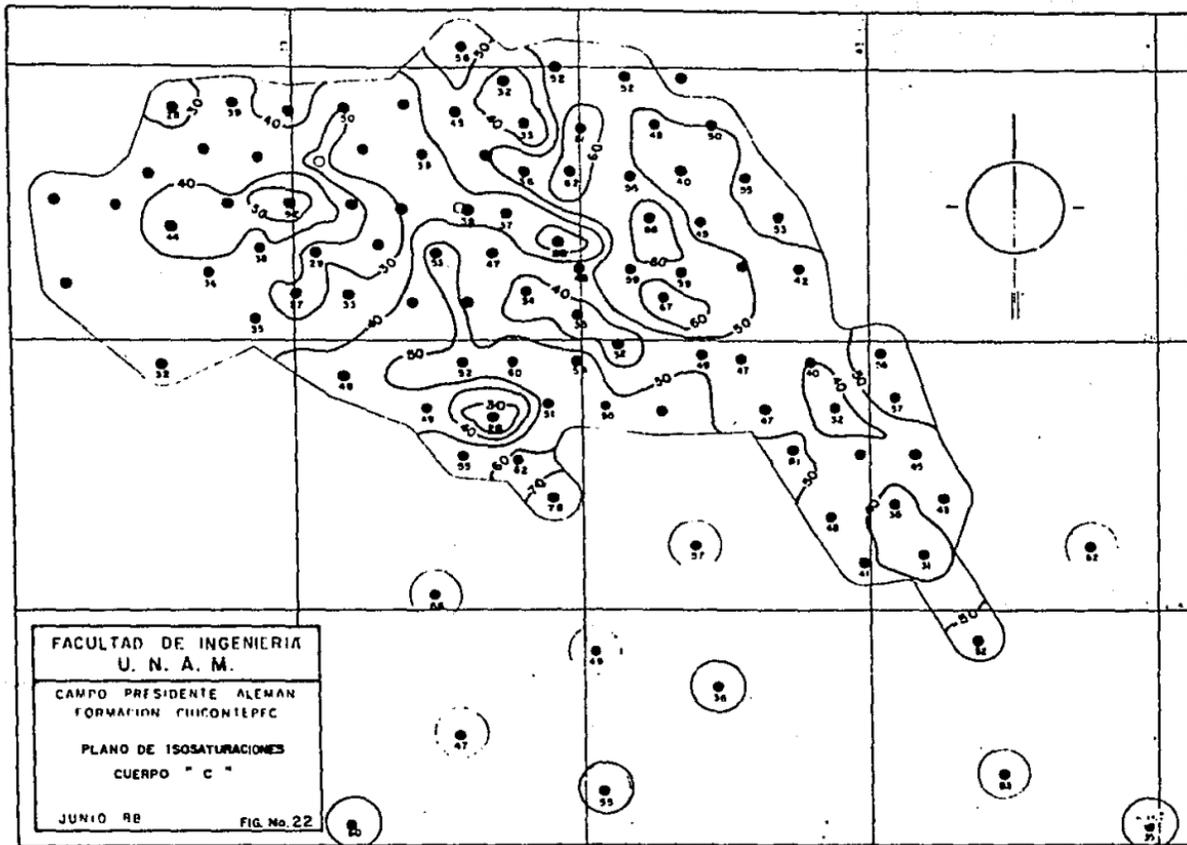


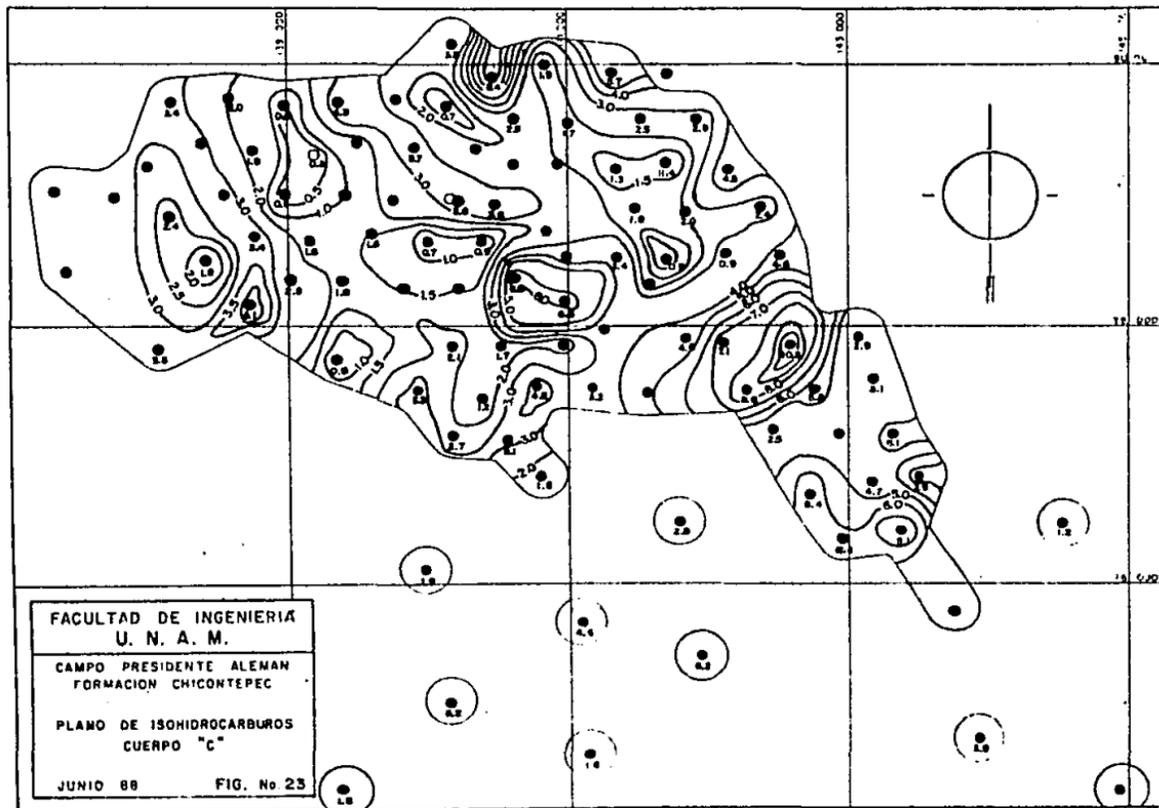


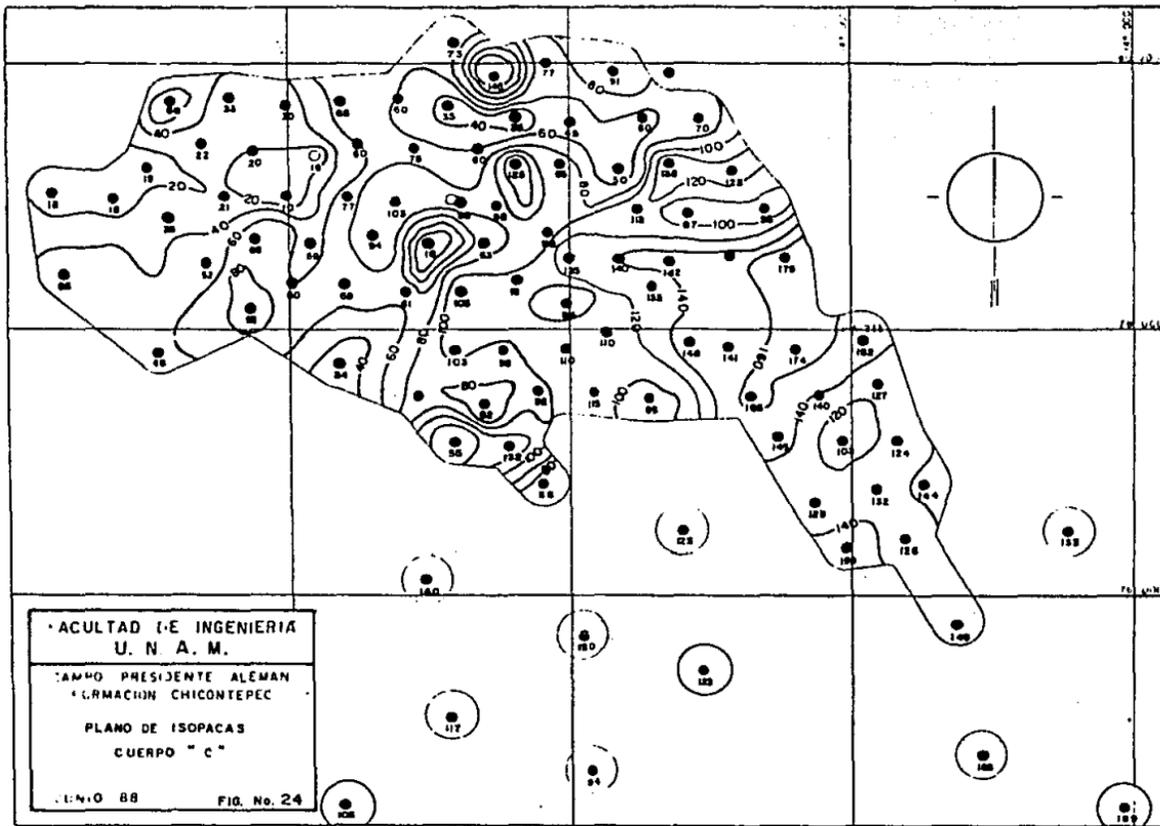


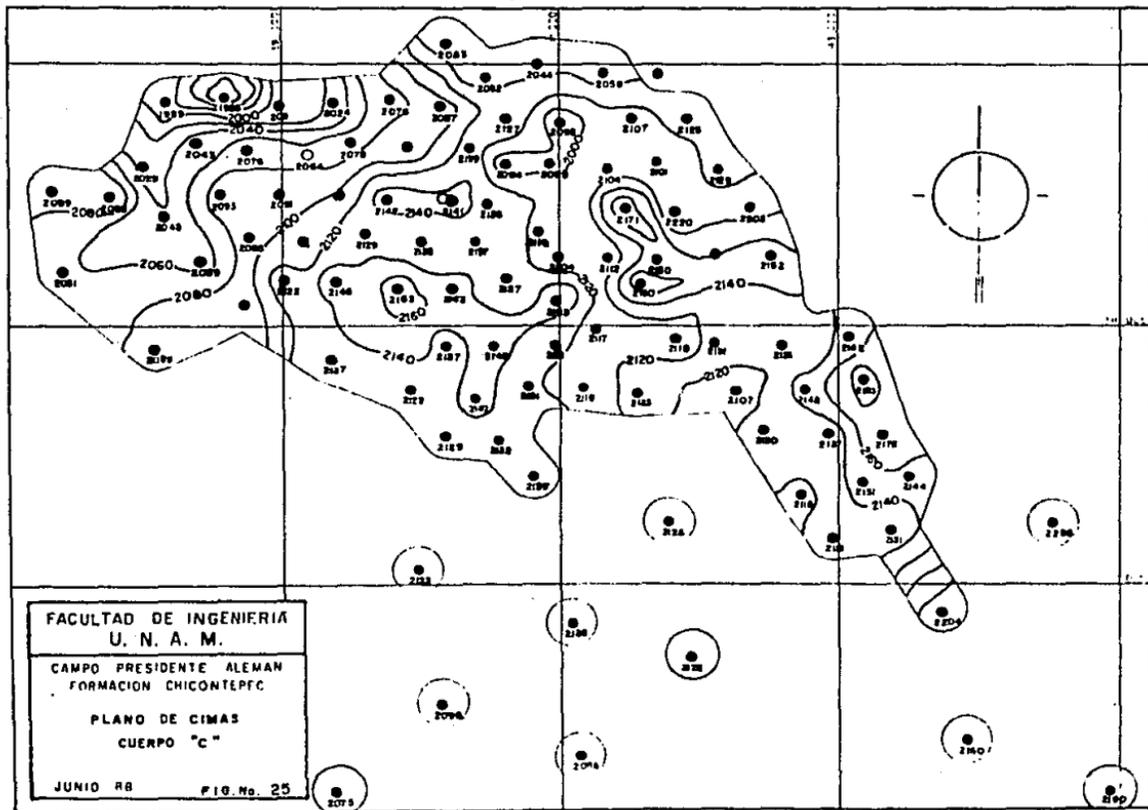


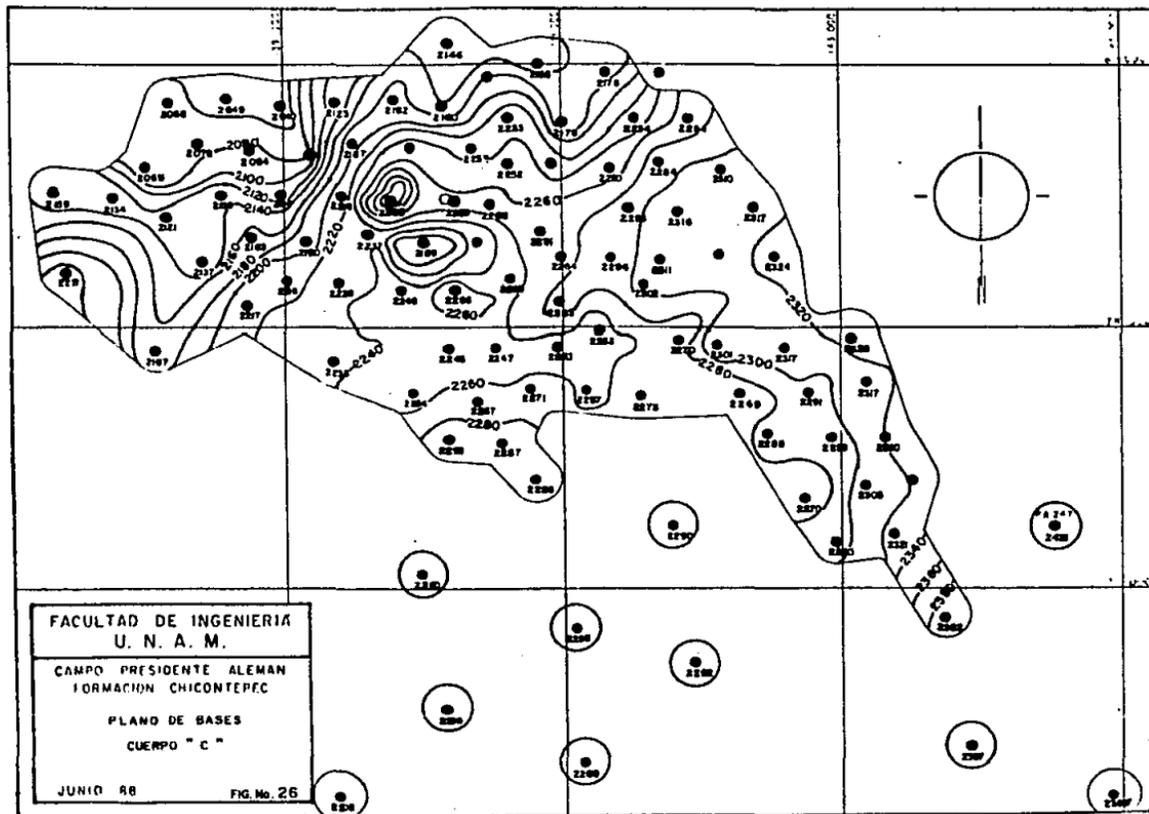


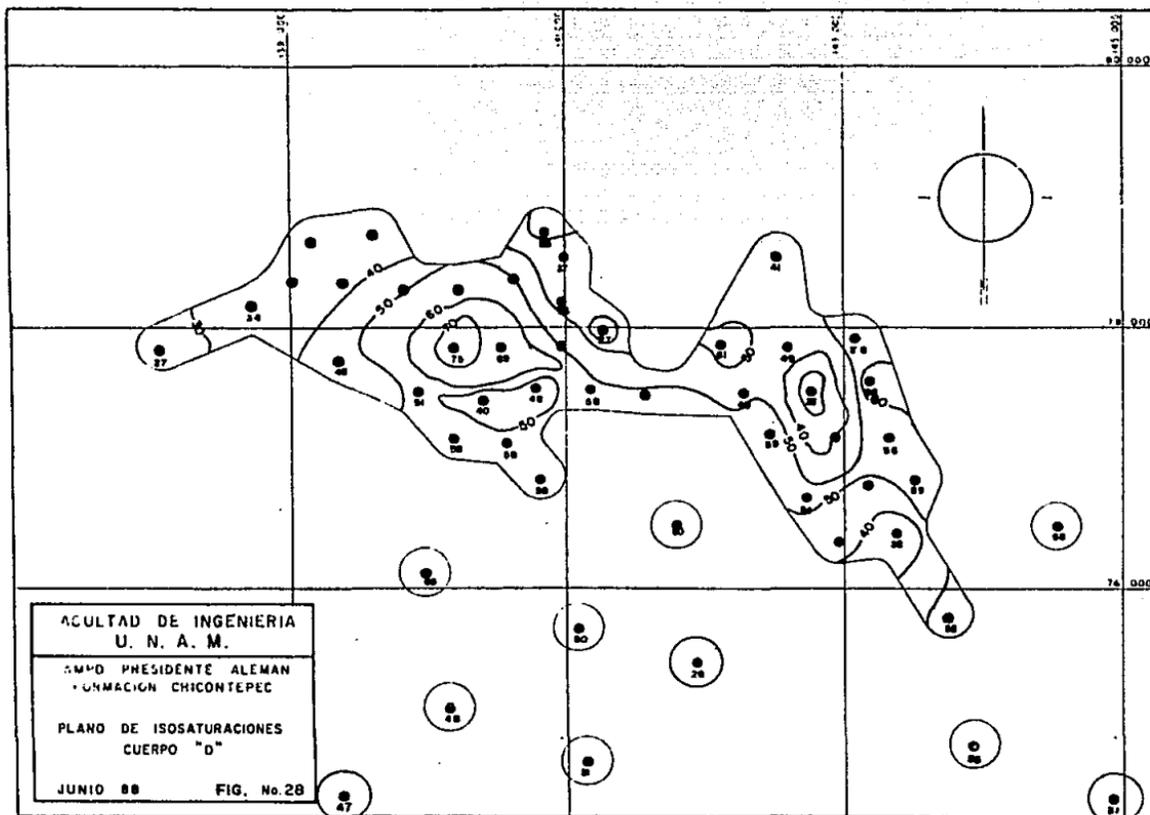


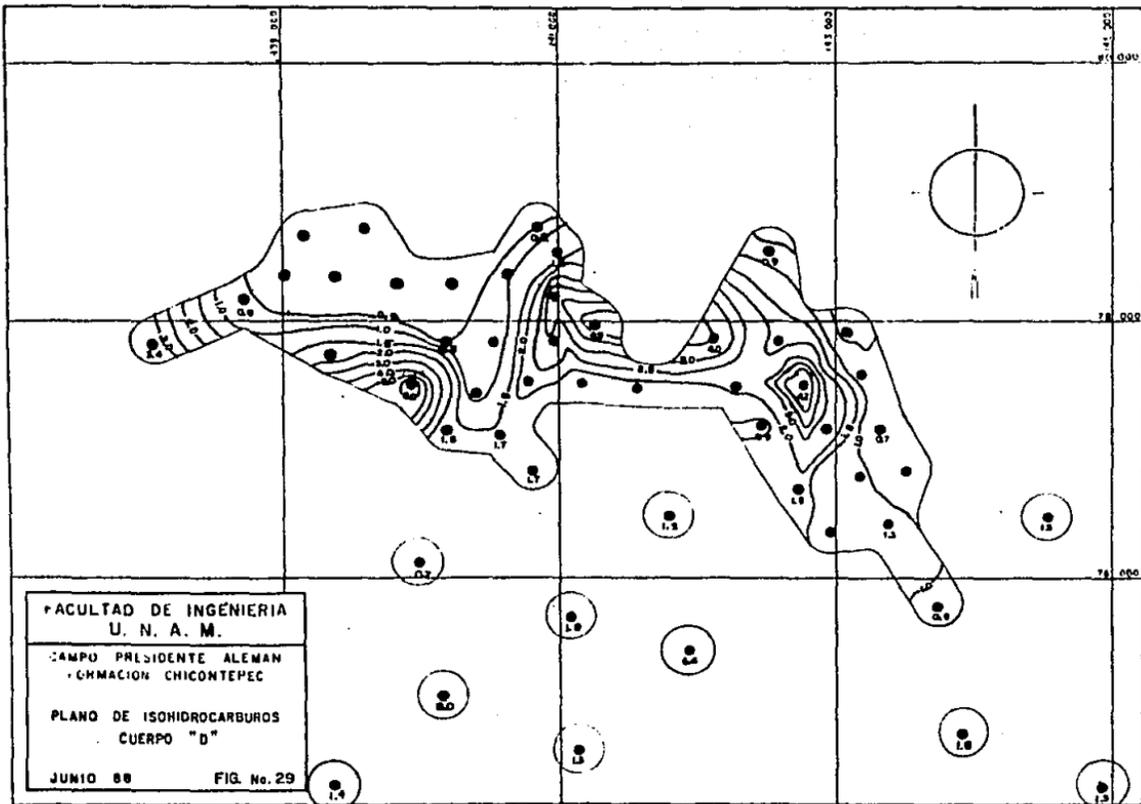


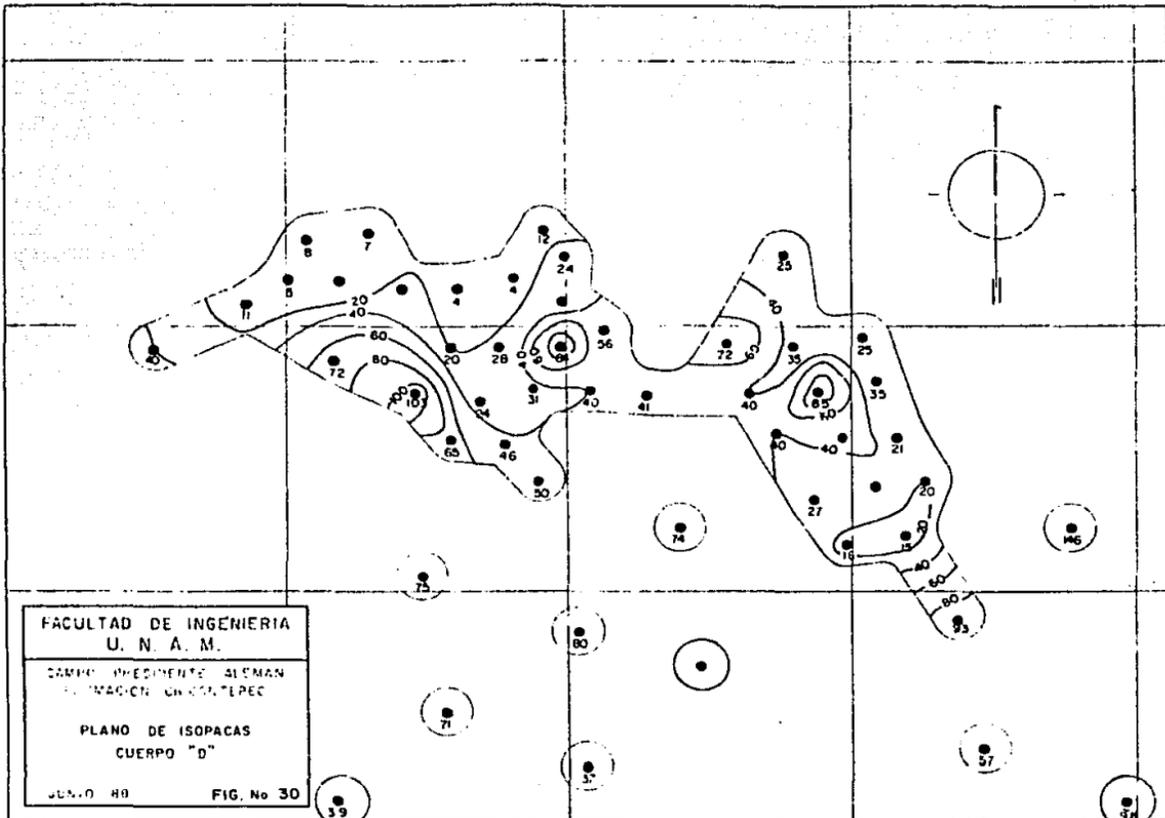


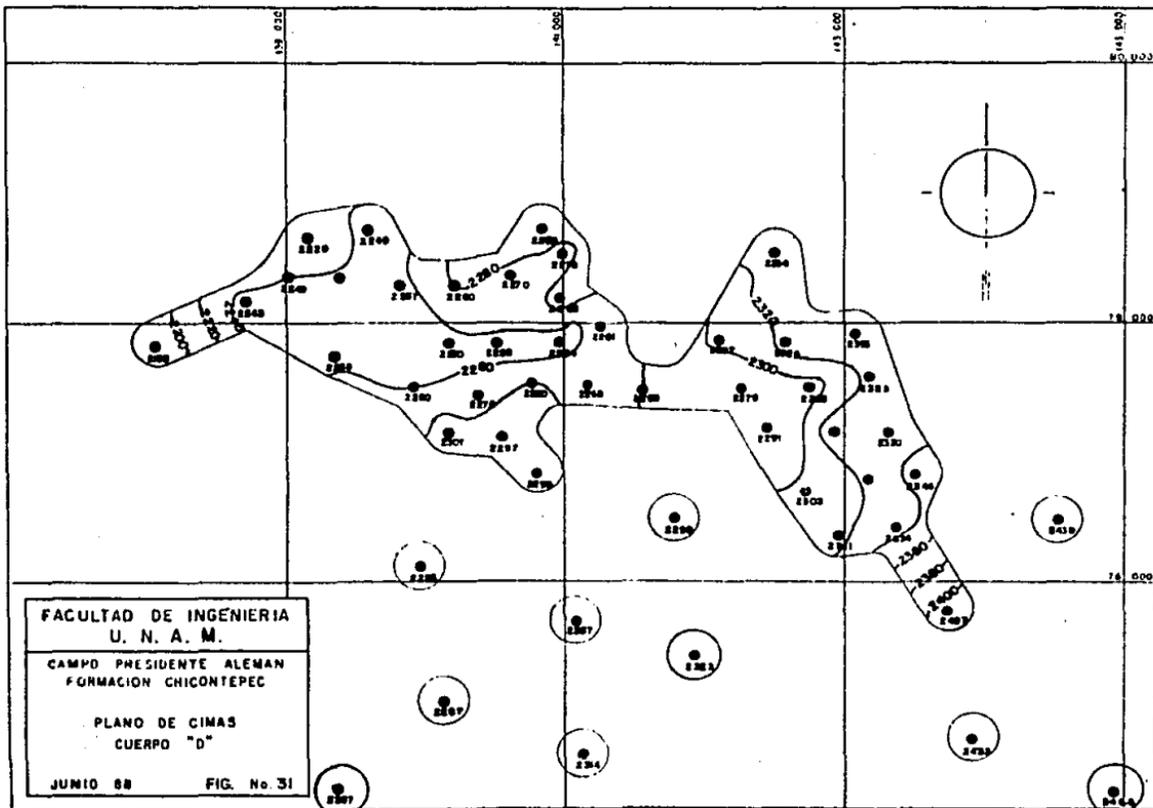








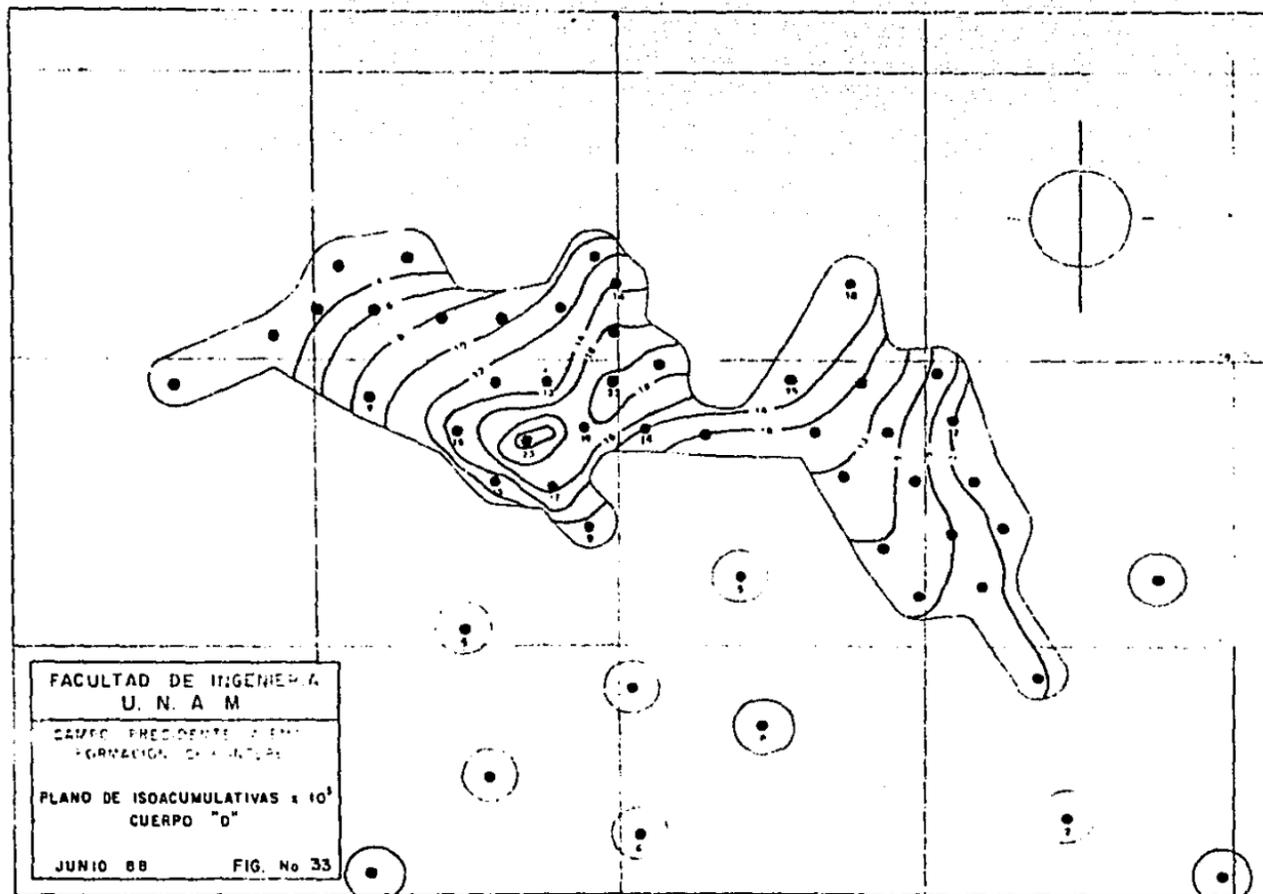




FACULTAD DE INGENIERIA
 U. N. A. M.
 CAMPO PRESIDENTE ALENAN
 FORMACION CHICONTEPEC

 PLANO DE CIMAS
 CUERPO "D"

 JUNIO 88 FIG. No 31



FACULTAD DE INGENIERIA
U. N. A. M.

CAMPO PRESIDENCIAL EN LA
FORMACION DE LA INTERRA

PLANO DE ISOACUMULATIVAS $\times 10^3$
CUERPO "D"

JUNIO 88

FIG. No 33

TABLA No. 13
INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOHIDROCARBUROS
(CUERPO B)

Indice de isohidrocarburos (m^3 Hcs/ m^2 terr.)	Area del plano (cm^2)	Area del terreno ($10^6 m^2$)
0	317.15	12.686
0.5	315.55	12.620
1.0	275.45	11.010
1.5	274.55	10.982
2.0	146.50	5.860
2.5	88.10	3.524
3.0	46.0	1.84
3.5	18.0	0.72
4.0	5.3	0.212
4.5	3.5	0.140
5.0	2.5	0.100
5.5	1.5	0.060
6.0	0.6	0.024
6.5	0.3	0.012

ESC. 1:20000

TABLA No. 14
INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOHIDROCARBUROS
(CUERPO C)

Indice de isohidrocarburos (m ³ Hcs/m ² terr.)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
0	422.6	
1	403.3	16.132
2	151.2	6.048
3	93.1	3.724
4	77.6	3.104
5	43.4	1.324
6	33.1	1.736
7	16.8	0.672
8	7.6	0.304
9	2.3	0.092
10	1.0	0.040

ESC. 1:20000

TABLA No. 15
INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOHIDROCARBUROS
(CUERPO D)

Indice de isohidrocarburos (m ³ Hcs/m ² terr.)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
0	221.3	8.852
0.5	187.1	7.484
1.0	162.6	6.504
1.5	109.03	4.361
2.0	63.06	2.522
2.5	30.20	1.208
3.0	21.60	0.864
3.5	11.50	0.460
4.0	6.10	0.244
4.5	3.60	0.144
5.0	2.30	0.092
5.5	1.0	0.040
6.0	0.5	0.020

ESC. 1:20000

TABLA No. 16
INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOPACAS
(CUERPO B)

Espesor de la isopaca (m)	Area del plano (cm²)	Area del terreno (10⁶m²)
0	317.15	12.686
20	248.65	9.946
40	231.75	9.270
60	13.2	0.652
80	4.02	0.160

ESC. 1:20000

TABLA No. 17
INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOPACAS
(CUERPO C)

Epesor de la isopaca (m)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
0	422.6	16.904
20	408.6	16.344
40	366.9	14.676
60	310.5	12.420
80	223.8	8.952
100	126.0	5.040
120	92.6	3.704
140	42.2	1.688
160	9.7	0.388
200	6.8	0.272

ESC. 1:20000

TABLA No. 18
INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOPACAS
(CUERPO D)

Espesor de la isopaca (m)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
0	221.3	8.852
20	189.9	7.596
40	86.1	3.444
60	25.4	1.016
80	17.9	0.716
100	3.8	0.136
120	3.5	0.099
140	3.2	0.080

ESC. 1:20000

TABLA No. 19
RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOPOROSIDADES
(CUERPO B)

Valores de isoporosidad (%)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
0	317.15	12.686
6	297.55	11.902
9	226.95	9.078
12	80.75	3.230
15	46.1	1.844
18	6.8	0.272
21	2.1	0.0840
24	0.9	0.0360

ESC. 1:20000

TABLA No. 20
RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOPOROSIDADES
(CUERPO C)

Valores de isoporosidad (%)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
0	422.6	16.904
3	397.9	15.916
6	218.2	8.728
9	94.7	3.788
12	38.0	0.720

ESC. 1:20000

TABLA No. 21
RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOPOROSIDADES
(CUERPO D)

Valores de isoporosidad (%)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
0	221.3	8.852
3	206.9	8.276
6	194.5	7.796
9	152.6	6.104
12	25.2	1.008
15	0.6	0.024

ESC. 1:20000

TABLA No. 22
RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION DEL
PLANO DE ISOSATURACIONES
(CUERPO B)

Valor de isoporosidad (%)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
20	315.15	12.606
30	292.35	11.904
40	103.35	4.134
50	69.15	2.766
60	17.70	0.708

ESC. 1:20000

TABLA No. 23
RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION DEL
PLANO DE ISOSATURACIONES
(CUERPO C)

Valor de isoporosidad (%)	Area del plano (cm^2)	Area del terreno (10^6m^2)
20	422.6	16.904
30	408.8	16.352
40	236.5	9.460
50	4.70	4.708
60	0.856	0.856

ESC. 1:20000

TABLA No. 24
RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION DEL
PLANO DE ISOSATURACIONES
(CUERPO D)

Valor de isoporosidad (%)	Area del plano (cm ²)	Area del terreno (10 ⁶ m ²)
20	221.3	8.852
30	203.7	8.148
40	167.3	6.692
50	116.3	4.652
60	22.0	0.880
70	5.9	0.236

ESC. 1:20000

TABLA No. 25
RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION DE LOS PLANOS
DE CIMAS Y BASES CORRESPONDIENTES AL
(CUERPO B)

Profundidad (m.b.n.m.)	Area de plano (cm ²)	Area cimas real (10 ⁶ m ²)	Area del plano (cm ²)	Area bases real (10 ⁶ m ²)
1940			1.5	0.06
1960			2.0	0.08
1980	4.3	0.172	4.1	0.164
2000	18.7	0.748	6.3	0.252
2020	54.0	2.16	15.6	0.624
2040	123.3	4.932	20.2	0.808
2060	216.0	8.640	27.1	1.804
2080	260.85	10.434	47.6	1.904
2100	298.95	11.958	79.5	3.180
2120	299.05	11.962	146.4	5.856
2140	301.00	12.040	249.35	9.974
2160	305.20	12.208	288.85	11.554
2180	314.15	12.566	307.15	12.286
2200			316.15	12.646

ESC. 1:20000

TABLA No. 26
 RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION DE LOS PLANOS
 DE CIMAS Y BASES CORRESPONDIENTES AL
 (CUERPO C)

Profundidad (m.b.n.m.)	Area de plano (cm ²)	Area cimas real (10 ⁶ m ²)	Area del plano (cm ²)	Area bases real (10 ⁶ m ²)
1940	1.5	0.060		
1960	2.8	0.112		
1980	4.2	0.168		
2000	6.3	0.252		
2020	13.7	0.548		
2040	18.8	0.752		
2060	35.3	1.412	7.5	0.300
2080	68.6	2.744	19.7	0.788
2100	120.7	4.828	26.0	1.040
2120	189.6	7.584	32.2	1.288
2140	347.0	13.880	49.1	1.964
2160	411.0	16.440	69.0	2.760
2180	414.6	16.584	94.2	3.768
2200	415.3	16.612	114.5	4.580
2240	419.2	16.768	169.6	6.784
2260			219.7	8.788
2280			302.3	12.092
2300			360.6	14.424
2320			400.1	16.004
2340			414.9	16.595
2360			416.8	16.672
2380			418.6	16.744
2400			419.2	16.768
2420			419.2	16.768
2440			419.2	16.768

ESC. 1:20000

TABLA No. 27
RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION DE LOS PLANOS
DE CIMAS Y BASES CORRESPONDIENTES AL
(CUERPO D)

Profundidad (m.b.n.m.)	Area de plano (cm ²)	Area cimas real (10 ⁶ m ²)	Area del plano (cm ²)	Area bases real (10 ⁶ m ²)
2200	3.3	0.132		
2220	5.5	0.220		
2240	16.0	0.640		
2260	55.1	2.204	5.9	0.236
2280	89.8	3.592	22.9	0.916
2300	131.1	5.244	40.0	1.600
2320	149.5	5.980	57.8	2.312
2340	175.2	7.008	72.1	2.884
2360	180.1	7.204	117.7	4.708
2380	184.0	7.360	188.2	7.528
2400	184.5	7.380	194.9	7.796
2420	186.0	7.440	212.4	8.496
2440	214.5	8.580	213.3	8.532
2460	215.2	8.608	216.4	8.656
2480	217.9	8.716	217.2	8.688
2500			218.1	8.724
2520			219.4	8.776
2540			219.7	8.788
2560			219.9	8.796
2580			220.1	8.804
2600			220.3	8.812
2620			220.5	8.820

ESC. 1:20000

CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
POROSIDAD
CUERPO "B"

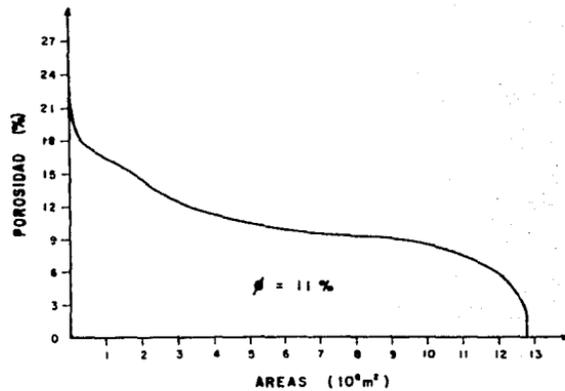
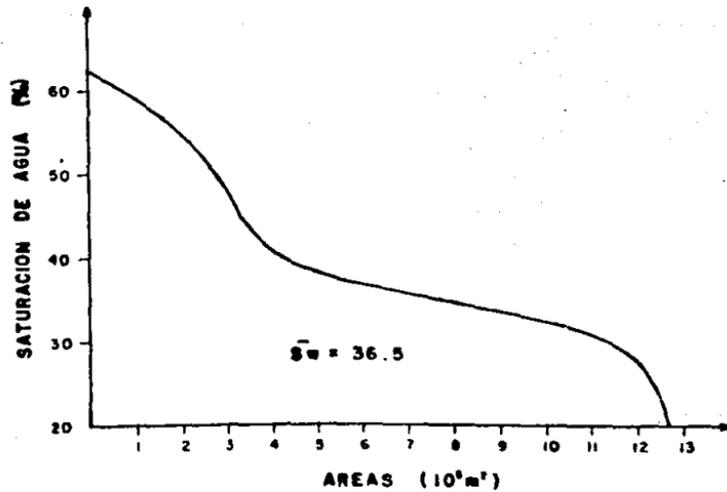
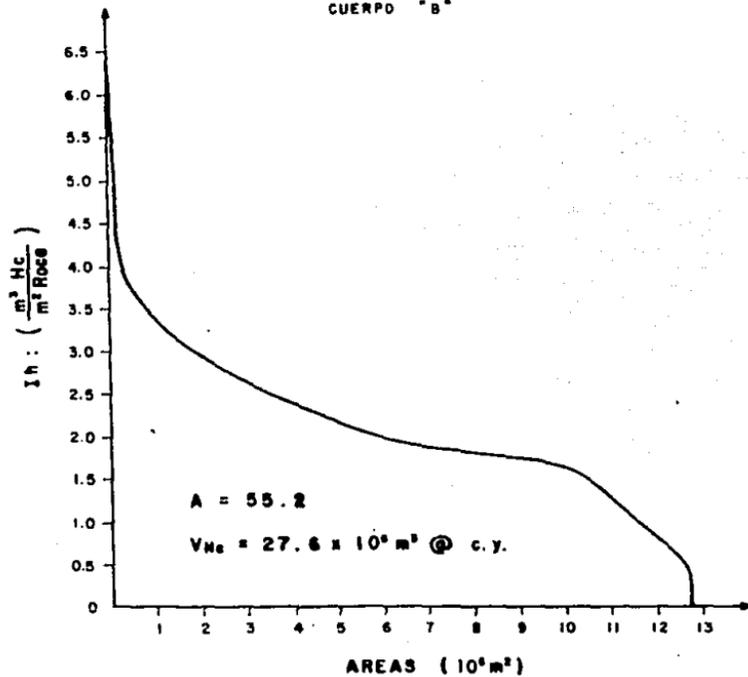


FIG. Nº 34

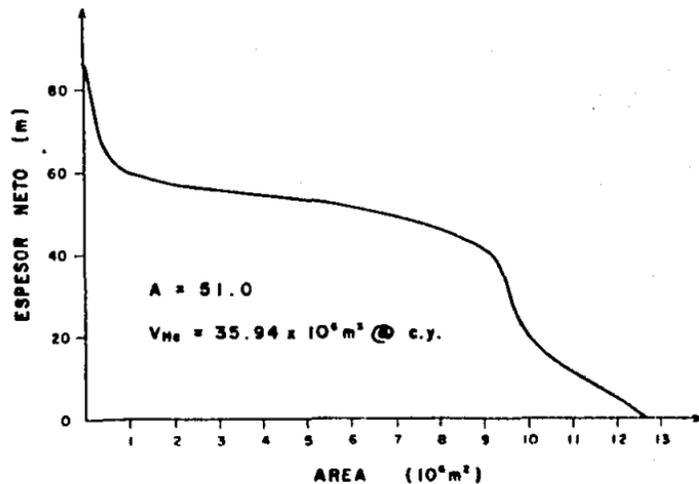
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
SATURACION DE AGUA
CUERPO "B"



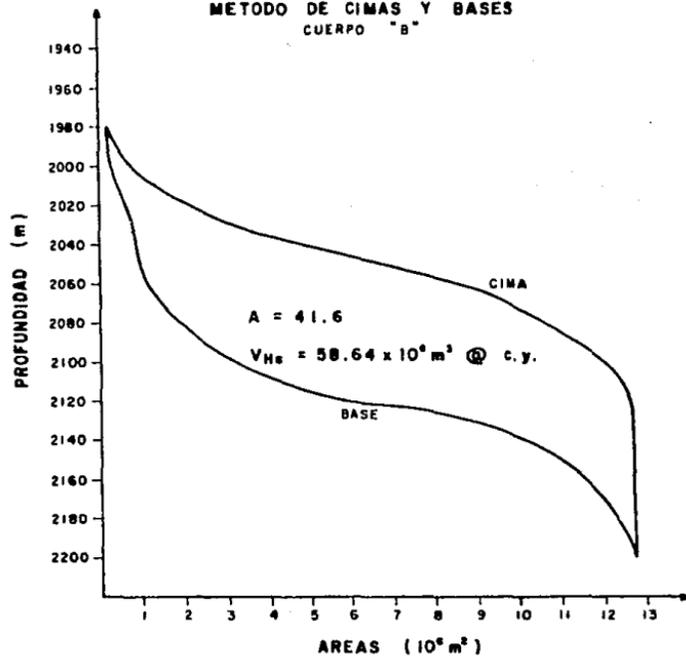
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOHIDROCARBUROS
CUERPO "B"



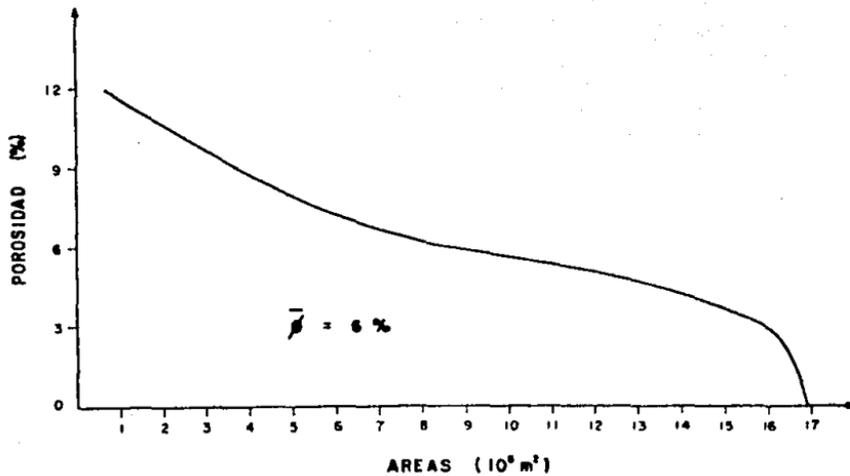
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOPACAS
CUERPO "B"



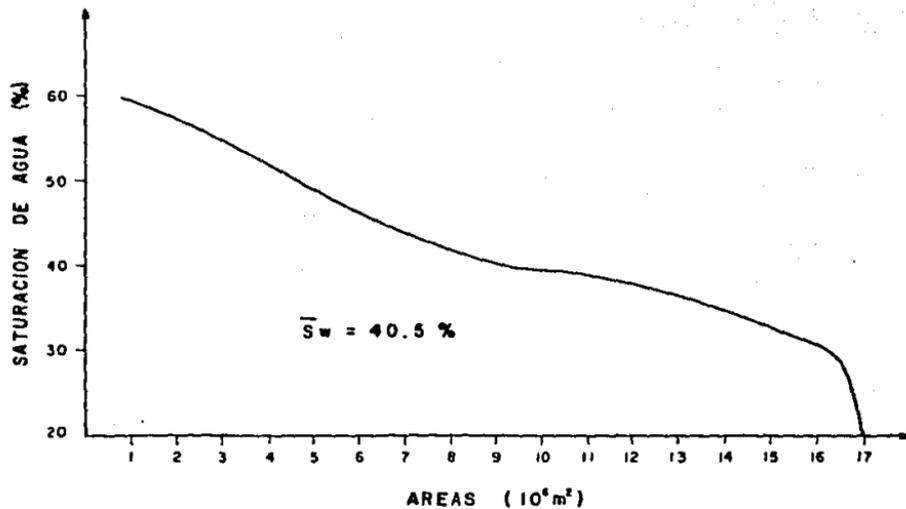
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE CIMAS Y BASES
CUERPO "B"



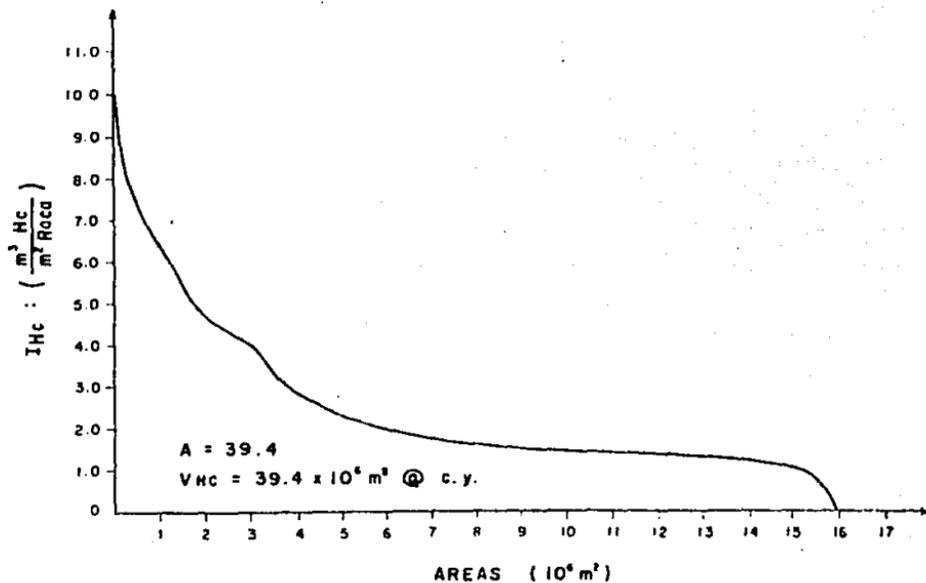
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
POROSIDAD
CUERPO "c"



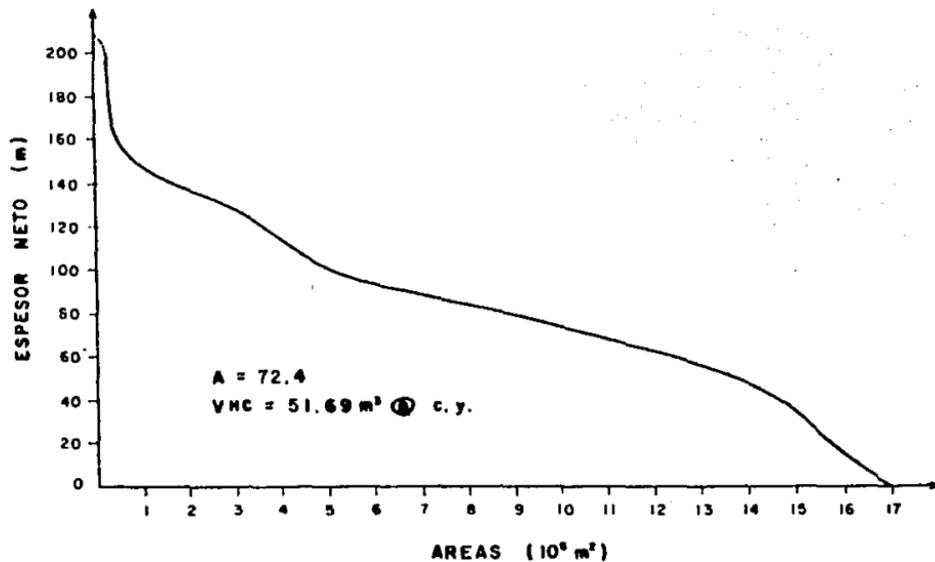
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
SATURACION DE AGUA
CUERPO "c"



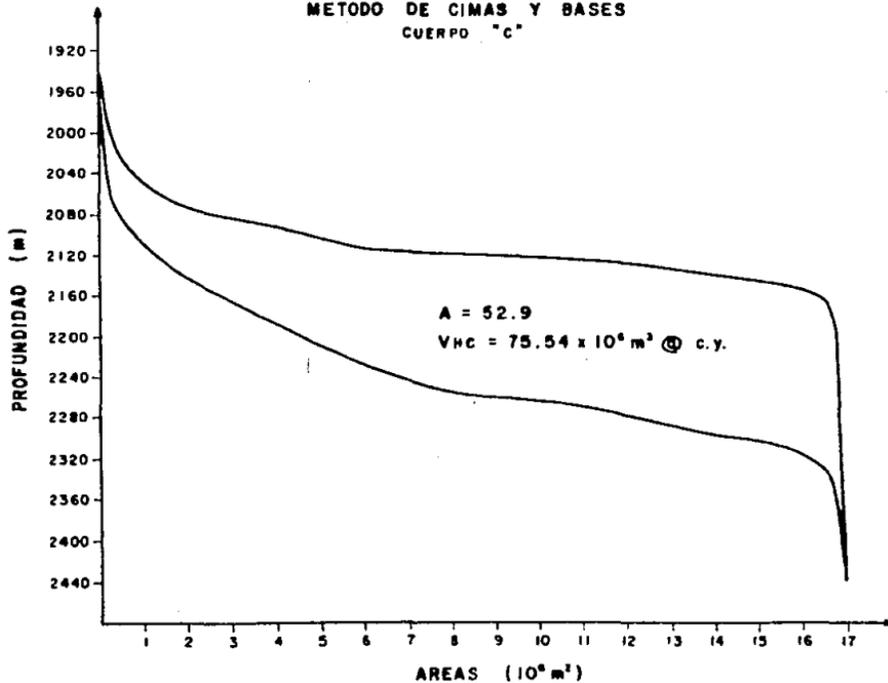
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOHIDROCARBUROS
CUERPO "c"



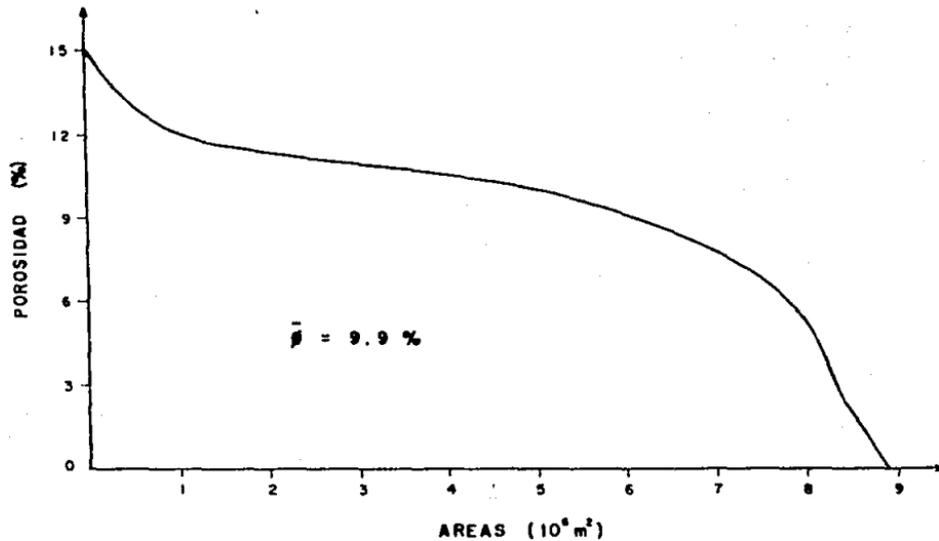
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOPACAS
CUERPO "C"



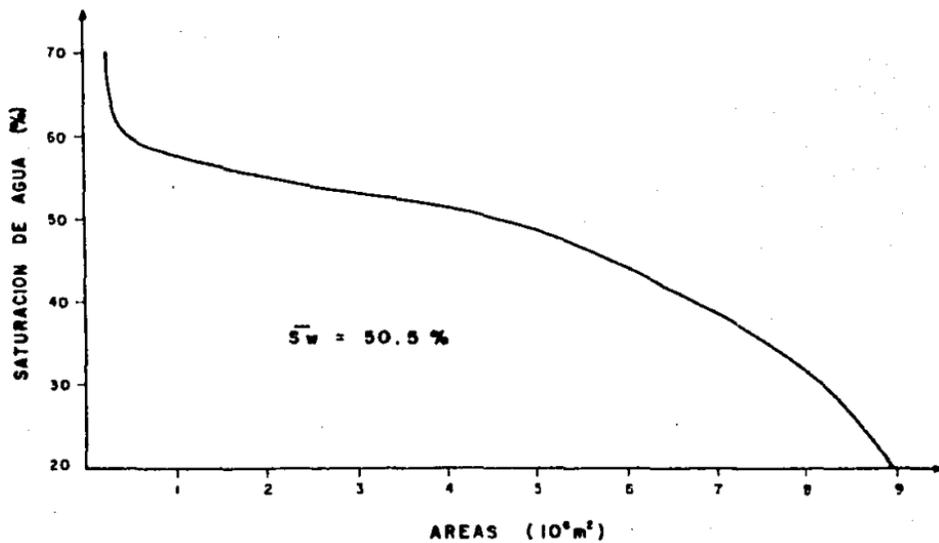
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE CIMAS Y BASES
CUERPO "C"



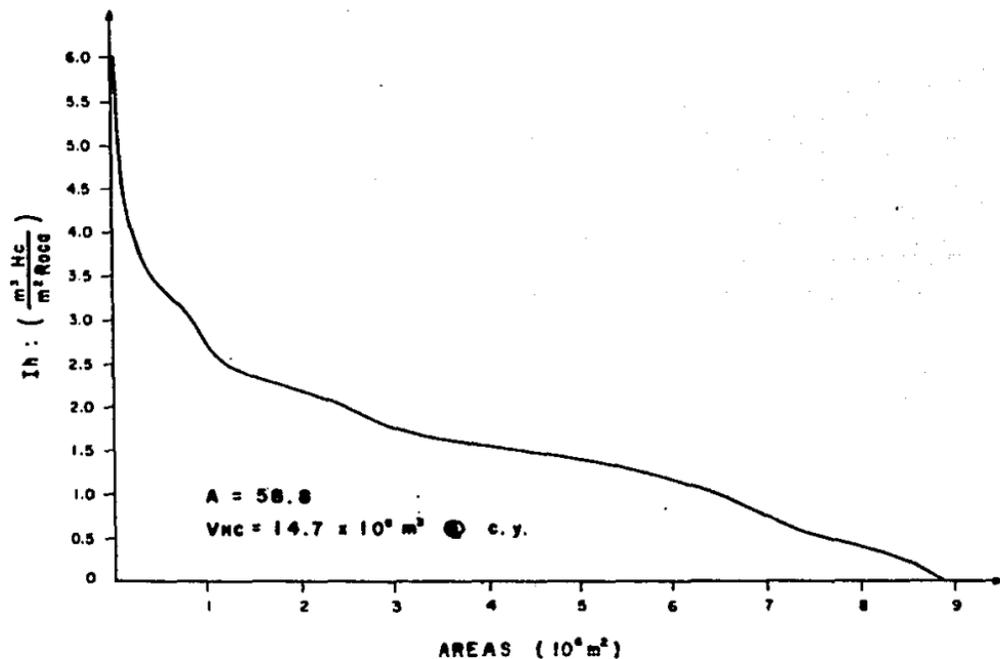
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
POROSIDAD
CUERPO "D"



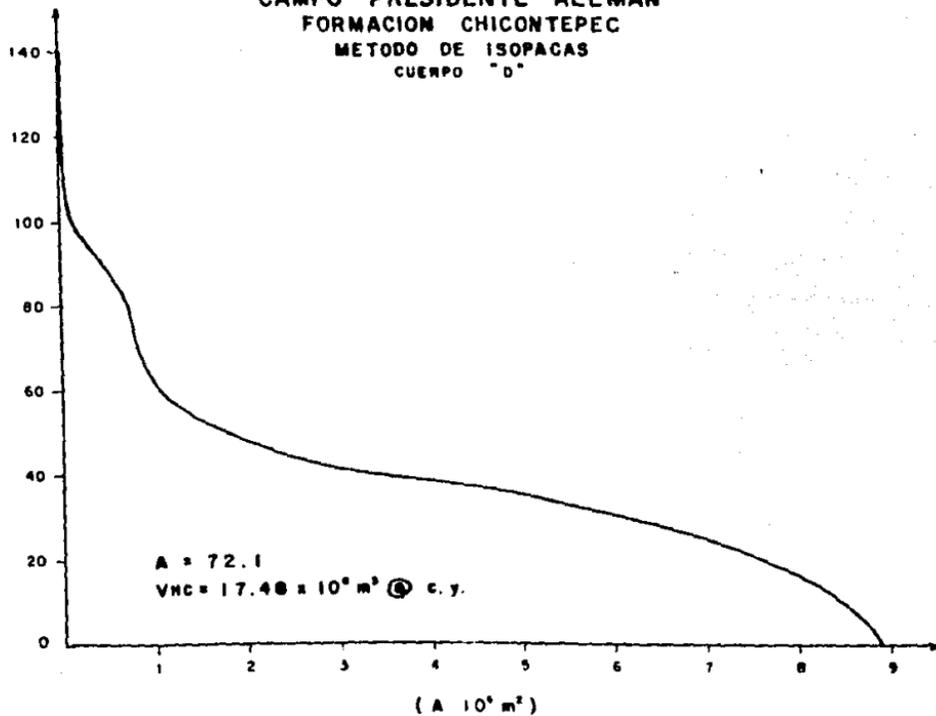
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
SATURACION DE AGUA
CUERPO "D"



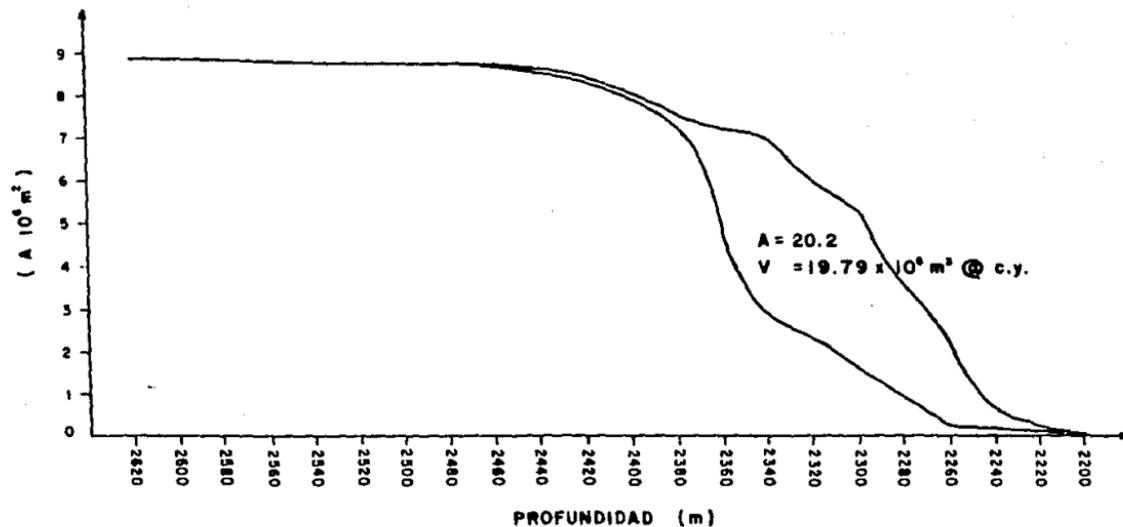
CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOHIDROCARBUROS
CUERPO "D"



CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOPACAS
CUERPO "D"



CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE CIMAS Y BASES
CUERPO "D"



V.2 APLICACION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA.

Para utilizar adecuadamente el método de balance de materia en la obtención del volumen original de hidrocarburos, se consideró que los parámetros empleados fueron lo más representativo a las condiciones reales del yacimiento en estudio.

El mayor obstáculo es la escases de levantamientos de presión, ya que desde el inicio de la explotación del campo (1952), hasta agosto de 1977, sólomente se han efectuado tres levantamientos, y a partir de esta última fecha hasta a abril de 1988, no se efectuó ninguno, por lo que se procedió a extrapolar puntos equivalentes a datos de presión con su correspondiente fecha.

Aunque anteriormente se hizo la clasificación de los cuerpos arenosos de la formación Chicontepec en el Campo Presidente Alemán, para este caso se consideró al yacimiento como un solo cuerpo, esto nos indica que fué imposible trabajar el método por cuerpos independientes unos de otros, debido a que el cuerpo B ha sido poco probado y por lo tanto no se tienen suficientes datos de producción, de levantamientos de presión; información que se considera vital en la determinación del volumen original de hidrocarburos.

Cabe mencionar que de los quince levantamientos de presión que se presentan, doce fueron obtenidos por la extrapolación realizada a los primeros tres, los cuales en su oportunidad fueron analizados cuidadosamente.

Asimismo, es importante mencionar que se trata de un yacimiento ba

josaturado y que el mecanismo de desplazamiento es debido principalmente a la expansión de la roca y los fluidos que lo contienen, este mecanismo ocurre hasta que se alcanza la presión de saturación.

Además del mecanismo anteriormente mencionado, es importante considerar la influencia del acuífero asociado al yacimiento (empuje por --- agua), en este proceso el agua invade y desplaza al aceite progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos -- productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento de ella, entonces casi la totalidad del aceite recuperado será debido al desplazamiento con agua.

Considerando que el aceite, el agua congénita y la roca se expanden al disminuir la presión del yacimiento, drenando hacia los pozos productores el hidrocarburo contenido en él mismo, la saturación de aceite - prácticamente no varía, la porosidad y la permeabilidad absoluta disminuye ligeramente y el factor de volumen del aceite aumenta en forma muy ligera.

La ecuación de balance de materia E.B.M. es un modelo matemático en el que se hacen las siguientes suposiciones:

- * Considera al yacimiento como un recipiente de volumen constante.
- * Considera el empuje proporcionado por la expansión del agua intersticial y los sólidos que constituyen la roca.
- * Considera la cuantificación de las compresibilidades del agua, del -- aceite y de la formación, para poder obtener con precisión la compre--

sibilidad efectiva, lo que equivale a contar con la estimación volumétrica del contenido original de hidrocarburos.

Hawkins⁽¹⁸⁾ desarrolló una ecuación aplicable a yacimientos bajosaturados, expresado de la siguiente forma:

$$N B_{oi} C_e \Delta P + W_e = \frac{N}{p} B_o + W_p B_w \text{ ----- (1)}$$

Para la aplicación de esta ecuación es necesario contar con información confiable sobre la producción de fluidos y la variación de la presión del yacimiento; y se debe disponer de datos del laboratorio que correspondan tanto a las propiedades de los fluidos como de las propiedades petrofísicas.

Las condiciones iniciales del yacimiento son las siguientes:

$$P_i = 393 \text{ kg/cm}^2$$

$$P_b = 293 \text{ kg/cm}^2$$

$$B_{oi} = 1.2731 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$B_w = 1.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

La compresibilidad efectiva es un parámetro muy importante, cuyo valor es cuantificado cuando se conocen con precisión los valores de la porosidad, la saturación de agua y del nivel de presión que guarda el yacimiento. Este término se obtiene de la siguiente forma:

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \text{ ----- (2)}$$

$$C_e = 196.961 \times 10^{-6} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

Cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca se abate a causa de la extracción de hidrocarburos, el volumen total de la roca aumenta debido a su expansión, dicho cambio de volumen reduce la porosidad de la roca ligeramente.

Para determinar la compresibilidad de la formación (Cf) de utilizó - la correlación de Hall⁽¹⁷⁾ al no contar con valor confiable de esta propiedad. En esta correlación se determinó que la compresibilidad de la - formación es independiente del tipo de roca y del rango de presiones y - que es exclusivamente una función de la porosidad promedio que en este - yacimiento es de ocho por ciento, por lo que la compresibilidad de la -- formación se obtuvo de la siguiente manera:

$$Cf = 10^{-6} (281694500 \phi^8 - 330277700 \phi^7 + 165106800 \phi^6 - 46537900 \phi^5 + 8315447 \phi^4 - 1011508 \phi^3 + 86694.04 \phi^2 - 5077.0760 \phi + 220.7614) \text{-----} (3)$$

$$Cf = 76.478 \times 10^{-6} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

La compresibilidad media del aceite, está referida a la presión media del yacimiento en esta etapa de explotación, esta última se obtiene de la siguiente forma:

$$\bar{p} = \frac{P_i + P_b}{2} \text{-----} (4)$$

Y con la siguiente expresión se obtiene la compresibilidad media - del aceite:

$$C_o = \frac{2}{(P_i - P_b)} \frac{(B_{ob} - B_{oi})}{(B_{ob} + B_{oi})} \text{-----} (5)$$

$$C_o = 52.819 \times 10^{-6} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

La compresibilidad del agua, depende de su salinidad y de la temperatura y presión del yacimiento. Para su obtención se utilizó la correlación de Dodson y Standing⁽¹⁹⁾. El procedimiento de cálculo se indica a continuación:

Datos:

$$\bar{P} = 343 \text{ kg/cm}^2$$

$$T_y = 94 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Salinidad - 35000 p.p.m

Secuencia de cálculo para obtener la Cwf:

a) Por medio de la Fig. 49, y con la presión media y temperatura del yacimiento, obtenemos:

$$R_{sw} = 3.45 \frac{m^3 E}{m^3 w}$$

b) Por medio de la Fig. 50, se obtiene un factor de corrección para la salinidad.

$$F_{cs} = 0.86$$

c) Multiplicando los valores obtenidos en los pasos anteriores se obtiene la relación gas disuelto en el agua de la formación.

$$R_{swf} = 3.45 \times 0.86 = 2.967$$

d) Por medio de la Fig. 51, se obtiene la compresibilidad del agua a las condiciones de presión media y temperatura del yacimiento.

$$C_w = 42.8 (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

e) Por medio de la Fig. 52, y con el valor obtenido en el paso c, obtener el factor de corrección por gas en solución.

$$F_{cgd} = 1.15$$

f) Se determina la compresibilidad del agua intersticial a las condiciones deseadas, multiplicando los valores de compresibilidad y del factor de corrección obtenidos en los pasos d y e.

$$C_{wf} = 42.8 \times 1.15 = 49.22 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

Como se observa en esta ecuación hay dos incógnitas, que son el volumen original de aceite (N) y la entrada de agua (We).

La forma de resolver esta ecuación es arreglándola algebraicamente para que nos represente la ecuación de una línea recta de la forma:

$$y = mx + b \text{ -----(6)}$$

De tal forma que separando términos de la ecuación anterior, nos queda de la siguiente manera:

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_o I C_e \Delta' P} - \frac{W_e}{B_o I C_e \Delta' P} \text{ ----- (7)}$$

Haciendo:

$$N' = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_o I C_e \Delta' P} \text{ ----- (8)}$$

Sustituyendo (8) en (7) y despejando N'

$$N' = N' + \frac{W_e}{B_o I C_e \Delta' P} \text{ ----- (9)}$$

Se observa en esta ecuación que el valor de N' tiende a ser igual al de N cuando We tiende a cero.

Una gráfica de N' contra N_p proporciona generalmente una recta cuya

ordenada al origen es N. (Fig. 54)

La entrada de agua se calculó con la siguiente ecuación, obtenida de la ecuación (9).

$$W_e = (N' - N) \text{ BoiCe } \Delta'P \text{ ----- (10)}$$

Los resultados obtenidos aplicando la E.B.M. se muestran en la Tabla No. 28.

El volumen original determinado es el siguiente:

$$N = 57.7 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ @ c.s.}$$

$$N_{Boi} = 73.458 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ @ c.y.}$$

$$R_m \left[\frac{\text{m}^3 \text{g}}{\text{m}^3 \text{v}} \right]$$

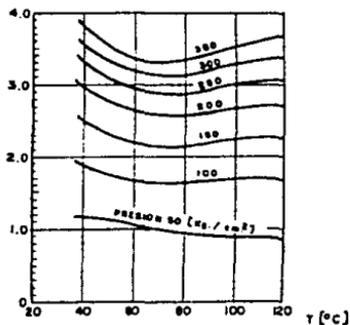


FIG. No. 49 SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA PURA

RELACION:
 SOLUBILIDAD EN AGUA DE LA FORMACION
 SOLUBILIDAD EN AGUA PURA

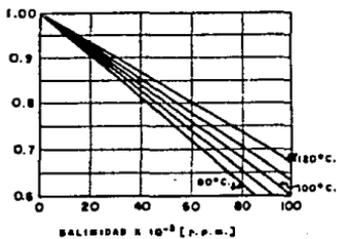


FIG. No. 50 CORRECCION POR SALINIDAD

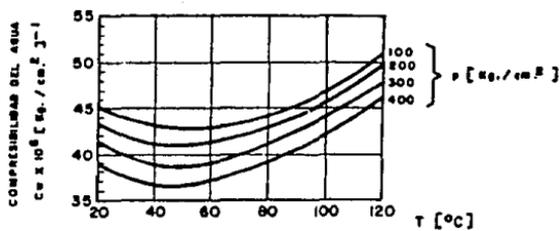


FIG. No. 51 COMPRESIBILIDAD DEL AGUA PURA

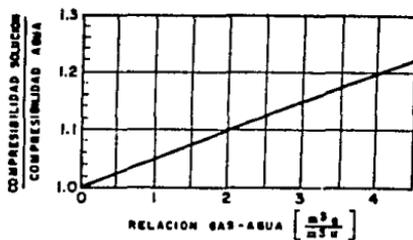
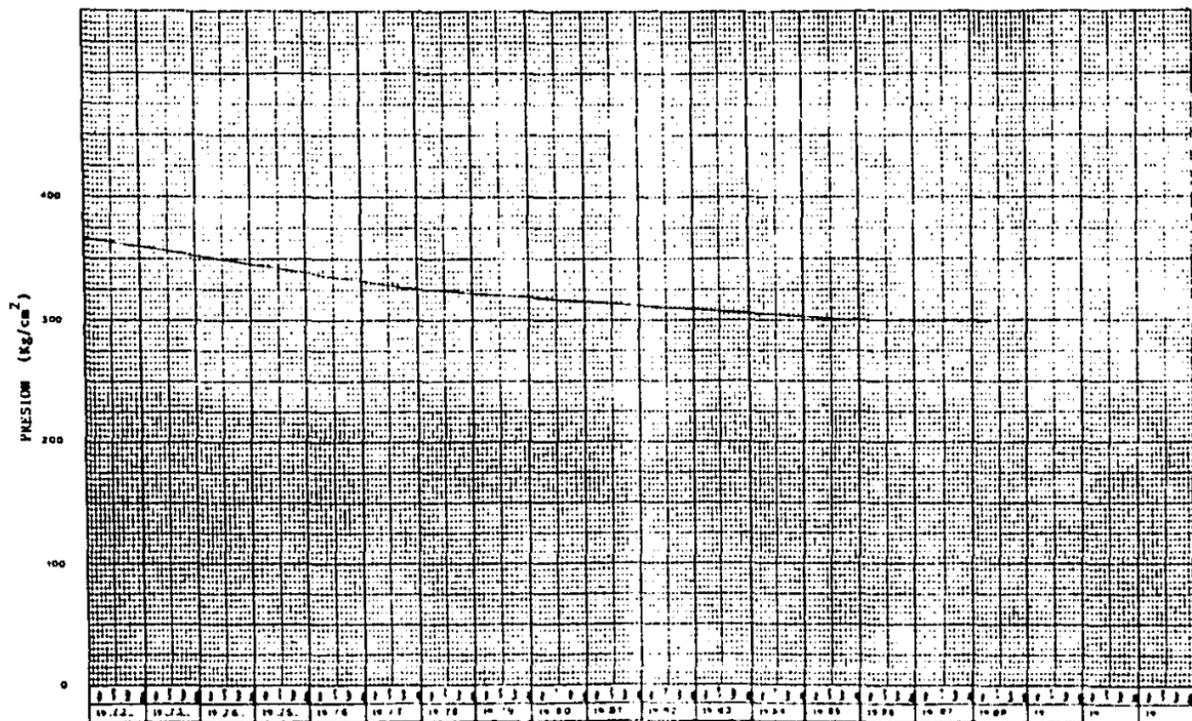


FIG. No. 52 CORRECCION POR GAS EN SOLUCION

TABLA No. 28
INFORMACION UTILIZADA PARA OBTENER
EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS
MEDIANTE EL METODO DE BALANCE DE MATERIA

Fecha de los levantamientos	P	N ^o P	Np X 10 ³	Bo	Wp	N ^o X 10 ⁶	We
1 - ABR - 72	364	29	341	1.2783	3 513	60 427 196	19 832
1 - FEB - 74	353	40	504	1.2802	7 323	64 860 504	71 820
1 - AGO - 77	327	66	906	1.2848	20 055	71 548 219	229 182
31 - DIC - 77	326	67	1002.732	1.2849	21 622	77 975 989	340 643
31 - DIC - 78	323	70	1179.545	1.2855	46 892	89 057 270	550 401
31 - DIC - 79	320	73	1311.819	1.2860	48 356	94 802 372	679 152
31 - DIC - 80	315	78	1451.616	1.2869	48 779	98 005 465	788 318
31 - DIC - 81	311	82	1606.963	1.2876	49 429	103 033 000	932 118
31 - DIC - 82	308	85	1737.335	1.2882	49 876	107 342 000	1058 062
31 - DIC - 83	305	88	1835.337	1.2887	53 858	109 626 000	1145 804
31 - DIC - 84	303	90	1928.067	1.2890	54 419	112 536 000	1237 517
31 - DIC - 85	301	92	1993.683	1.2894	55 011	113 816 000	1294 545
31 - DIC - 86	299	94	2055.750	1.2898	55 395	114 840 000	1346 824
31 - DIC - 87	299	94	2111.960	1.2898	55 443	117 919 000	1419 398
30 - ABR - 88	299	94	2130.318	1.2898	55 443	118 923 000	1443 063



TIEMPO (AÑOS)

FIG. No. 53

CAMPO PRESIDENTE ALEMAN
FORMACION CHICONTEPEC
OBTENCION DE "N"

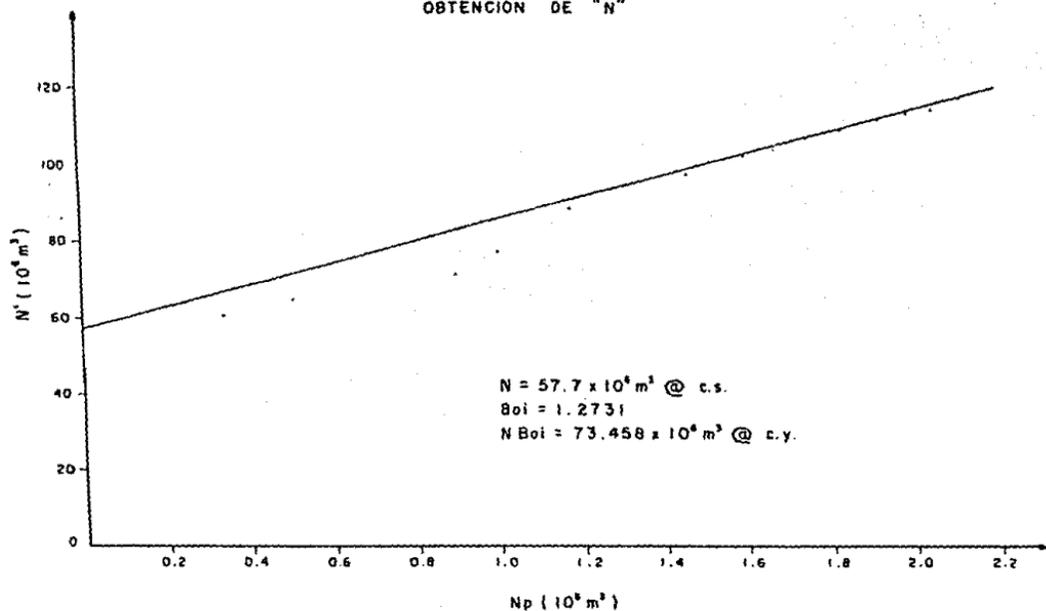


FIG. No. 54

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Del trabajo expuesto anteriormente se pueden dar ciertas conclusiones y recomendaciones que en forma muy general se exponen a continuación en los siguientes incisos:

a) En la formación Chicontepec la distribución de los hidrocarburos está controlada por las características estratigráficas de los desarrollos arenosos, de hecho se puede señalar que existe acumulación en toda el área, siendo las zonas más atractivas aquellas que presentan mayor espesor y donde las condiciones de flujo son mejores, como la permeabilidad, porosidad y saturación de agua.

b) Es bien sabido que esta formación se caracteriza por una alternancia de arenas y lutitas, éstas impiden la migración de los hidrocarburos hacia el pozo productor. Para una mejor explotación de estos yacimientos, se requiere aplicar nuevos métodos y técnicas con la finalidad de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos. Estas posibles técnicas de explotación son las siguientes: deben efectuarse reparaciones mayores, como son los fracturamientos hidráulicos y a últimas fechas está por probarse la perforación horizontal, la que algunos consideran como una buena solución de explotación, a este tipo de yacimientos.

c) De acuerdo a los resultados geológicos obtenidos del estudio de este campo, se identificaron tres cuerpos arcillo - arenosos denominados --- "B", "C" y "D" en forma descendente en cuanto a su profundidad, observando que el cuerpo "C" se podía subdividir en "C" Superior y "C" Infe-

rior, siendo éste último considerado como el mejor, debido principalmente a la gran cantidad de hidrocarburos que ha aportado y que todavía almacena, el cuerpo "B" se presenta en la parte media - superior del campo, con producciones buenas pero limitado en su tamaño y pequeños espesores netos porosos que ofrecen pocas perspectivas de desarrollo, en cuanto al cuerpo "D" se puede decir que se presenta en la parte media - inferior del campo, este cuerpo ha sido poco explotado, pero presenta las mejores características petrofísicas analizadas comparativamente con los otros dos, por lo que se augura ser buen productor.

d) Es bien sabido el hecho de que para obtener buenos resultados en la evaluación de yacimientos y la aplicación de proyectos de recuperación primaria y secundaria, es necesario conocer las características geológicas de los mismos, por lo que se recomienda que cualquier estudio de ingeniería de yacimientos esté apoyado en un modelo geológico definido.

e) Debido a que los cuerpos identificados presentan características petrofísicas diferentes se consideraron como yacimientos independientes.

f) A pesar de que el tiempo de explotación del Campo Presidente Alemán en la formación Chicontepec, ha sido mayor a los treinta años, desde entonces y hasta la fecha se considera como un yacimiento bajosaturado, ya que las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra el aceite, todavía es capaz de disolver más gas.

g) La evaluación de un yacimiento es de suma importancia, ya que la cantidad de hidrocarburos recuperables dependen de las inversiones que deben de hacerse para el logro de la infraestructura necesaria para su --

explotación, por lo que es conveniente que los parámetros petrofísicos-necesarios para la cuantificación de los volúmenes originales de hidrocarburos sean definidos correctamente. Los datos de porosidad y saturación de agua obtenidos por las respuestas de los registros geofísicos resultan ser mayores, razón por la cual se corrigieron por pruebas de laboratorio y se verificó el rango de certeza por el método de Waxman - Smits (por contenido de arcillas) y de esta manera se pudo estar en posibilidades de calcular valores de parámetros más representativos.

h) A pesar de la limitación de información de análisis petrofísicos, de análisis P.V.T. y de otros parámetros implícitos al estudio del yacimiento, se obtuvo el cálculo del volumen original de hidrocarburos, para lo cual se utilizaron cuatro métodos, resaltando que dentro de éstos y de manera comparativa se incluye la Ecuación de Balance de Materia.

i) Debido a la diferente información que se utiliza en un estudio de este tipo se recomienda que se desarrolle en forma interdisciplinaria, es decir, que participen diferentes ramas de la ingeniería, enfocadas al estudio de la explotación del petróleo.

N O M E N C L A T U R A

SIMBOLOS		UNIDADES
a	Coefficiente de tortuosidad	
A	Area de la formación	m^2
B	Factor para convertir la capacidad de intercambio de cationes a unidades de conductividad.	
Bo	Factor de volumen del aceite	$\frac{m^3(o + gd) @ c.y.}{m^3 o @ c.s.}$
Bw	Factor de volumen del agua	$\frac{m^3(w + gd) @ c.y.}{m^3 w @ c.s.}$
Cf	Compresibilidad de la formación	$(kg/cm^2)^{-1}$
Co	Compresibilidad del aceite	$(kg/cm^2)^{-1}$
Cw	Compresibilidad del agua	$(kg/cm^2)^{-1}$
CIC	Capacidad de intercambio catiónico	
D	Profundidad	m
e	Coefficiente exponencial	
F	Factor de formación	
F*	Factor de formación corregido	
h	Espesor	m
HCL	Acido clorhídrico	
Ih	Indice de Resistividad (fracción)	

m	Factor de cementación de la roca	
m.b.m.r.	Metros bajo la mesa rotatoria	m
m.b.n.m.	Metros bajo el nivel del mar	m
m.d.b.m.r.	Metros desviados bajo la mesa - rotatoria	m
m.v.b.n.m.	Metros verticales bajo el nivel del mar	m
n	Exponente de saturación	
N	Volumen original de aceite	$m^3 @ c.s.$
N Boi	Volumen original de hidrocarburos	$m^3 @ c.y.$
Np	Producción acumulativa de aceite	$m^3 @ c.s.$
P	Presión	kg/cm^2
Pb	Presión de saturación o burbujeo	kg/cm^2
Qv	Capacidad de intercambio catiónico efectivo	
Ro	Resistividad de la muestra saturada 100% de agua salada	Ohm - m
Rt	Resistividad de la arena parcialmen te saturada con agua e hidrocarburos	Ohm - m
Rw	Resistividad de la solución de agua salada	Ohm - m
SAL.	Salinidad	p.p.m.
So	Saturación de aceite	$\frac{m^3 \text{ de aceite}}{m^3 \text{ de poros}} @ c.y.$

Sw	Saturación de agua	$\frac{\text{m}^3 \text{ de agua @ c.y.}}{\text{m}^3 \text{ de poros @ c.y.}}$
V	Volumen	m^3
Vp	Volumen de poros	m^3
We	Entrada acumulativa de agua al yacimiento	$\text{m}^3 \text{ @ c.y.}$
Wp	Producción acumulativa de agua	$\text{m}^3 \text{ @ c.s.}$
\emptyset	Porosidad	$\frac{\text{m}^3 \text{ de poros}}{\text{m}^3 \text{ de roca}}$
ΔD	Diferencia de profundidades (m.d.b.m.r. - m.v.b.n.m.)	m
ΔP	Incremento de presión	kg/cm^2

REFERENCIAS

- 1.- Nava G.M.; "Fracturamientos con explosivo líquido y su aplicación - en pozos productores de la formación Chicontepec", Revista de Ingeniería Petrolera, Enero 1981.
- 2.- De Golyer and MacNaughton; "Report on the Chicontepec-Paleocanal -- Reservoir", Mexico July 1978.
- 3.- Rentería C.S.; "El Chicontepec un reto a la Ingeniería", Poza Rica-Ver. 1976.
- 4.- Departamento de Ingeniería de Yacimientos; "Predicción del Comportamiento y Espaciamiento óptimo entre pozos Campo Presidente Alemán -- formación Chicontepec", Poza Rica. Ver. Nov. 1976.
- 5.- Superintendencia Gral. de Dtos. de exploración PEMEX, Depto. Rocas-Terrígenas; "Estratigrafía y evaluación petrolera de las areniscas - Chicontepec en el pozo DELMOS-1", Poza Rica. Ver. Octubre 1976.
- 6.- Rodríguez N.R.; "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería U.N.A.M., México 1984.
- 7.- Departamento de Ingeniería de Yacimientos; "Análisis Petrofísico de los pozos Presidente Alemán Nos. 125, 126, 131, 139, 202 y 236", --- Poza Rica. Ver.
- 8.- Archie G.E.; "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics", Petroleum Transactions. AIME 1942.
- 9.- Waxman M.H. and Smith, L.J.M.; "Electrical Conductivities in Oil --- Baring Shaly Sands", Society of Petroleum Engineers Journal, ----- JUN. 1968.
- 10.- Instituto Mexicano del Petróleo; "Análisis Mineralógico Pozo Tajín - No. 631", México, D.F., Julio 1981.
- 11.- Departamento de Ingeniería de Yacimientos; "Análisis P.V.T. de los pozos Presidente Alemán Nos. 149, 202, 221 y 364", Poza Rica. Ver.
- 12.- Casas L.S.; "Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos en el --- campo Miguel Hidalgo, Ver.", PEMEX, México, D.F. 1956.
- 13.- Schlumberger; "Log Interpretation/Principle", New York. 1972.
- 14.- Arroyo C.F.A. y Roig S.F.J.; "Introducción a los Registros Geofísicos de Pozos", Facultad de Ingeniería U.N.A.M., México 1985.
- 15.- Gómez R.O.; "Registros de Pozos" Parte 1. México, D.F. 1975.

- 16.- Departamento de Ingeniería de Yacimientos; "Predicción del Comportamiento futuro del Yacimiento Tamabra del Campo San Andrés", Poza Rica. Ver. Sep. 1963.
- 17.- Hall, Howard N.; "Compresibility of Reservoir Rocks", Trans. AIME, - 1953.
- 18.- Craft, B.C., and Hawkins M.F.Jr.; "Applied Petroleum Engineering" Petroleum Engineering Departmente, Lousiana State University L.S.U., U.S.A.
- 19.- Dodson, C.R., and Standing M.B.; "Presure-Volume-Temperature and -- Solubity Relations for Natural Gas-Water Mixtures", Drilling and -- Production Practice, API, 1944.

BIBLIOGRAFIA

- Petroleos Mexicanos; "Análisis económico, proyecto Chicontepec", Poza Rica, Ver. 1977.
- Srfa. de Patrimonio y Fomento Industrial, Dirección Gral. del Petróleo; "Proyecto Chicontepec", Enero 1979.
- Depto. de Ingría. de Yacimientos; "Cálculo de la presión estática media a agosto 10. de 1977, Yacimiento Chicontepec Medio campo Presidente -- Alemán", Poza Rica, Ver. Agosto 1978.
- Schlumberger; "Evaluación de las formaciones en México", WEC, 1964.
- Memoria de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C. XX Congreso Nacional; "Aplicación de la ecuación de Waxman-Smits al análisis de Registros de Pozos del area Chicontepec".
- Craft, B.C., and Hawkins M.F.Jr.; "Applied Petroleum Engineering" Petroleum Engineering Departmente, Louisiana State University L.S.U., U.S.A.
- Romero J.A. y Morales F.J.; "Determinación de Parámetros de las fracturas en pozos del Chicontepec del Distrito de Cerro Azul", Revista de -- Ingeniería Petrolera, Enero 1981.
- Havlena, D. y Odeh, A.S.; "The Material Balance as an Equation of a -- Straight Line". Trans. AIME. 1963.
- Lever M. Oscar R.; "Cálculo de la presión estática media a febrero 10. de 1974, Yacimiento Chicontepec Medio, Campo Presidente Alemán", D.I.Y. Poza Rica, Ver., Julio 1974.

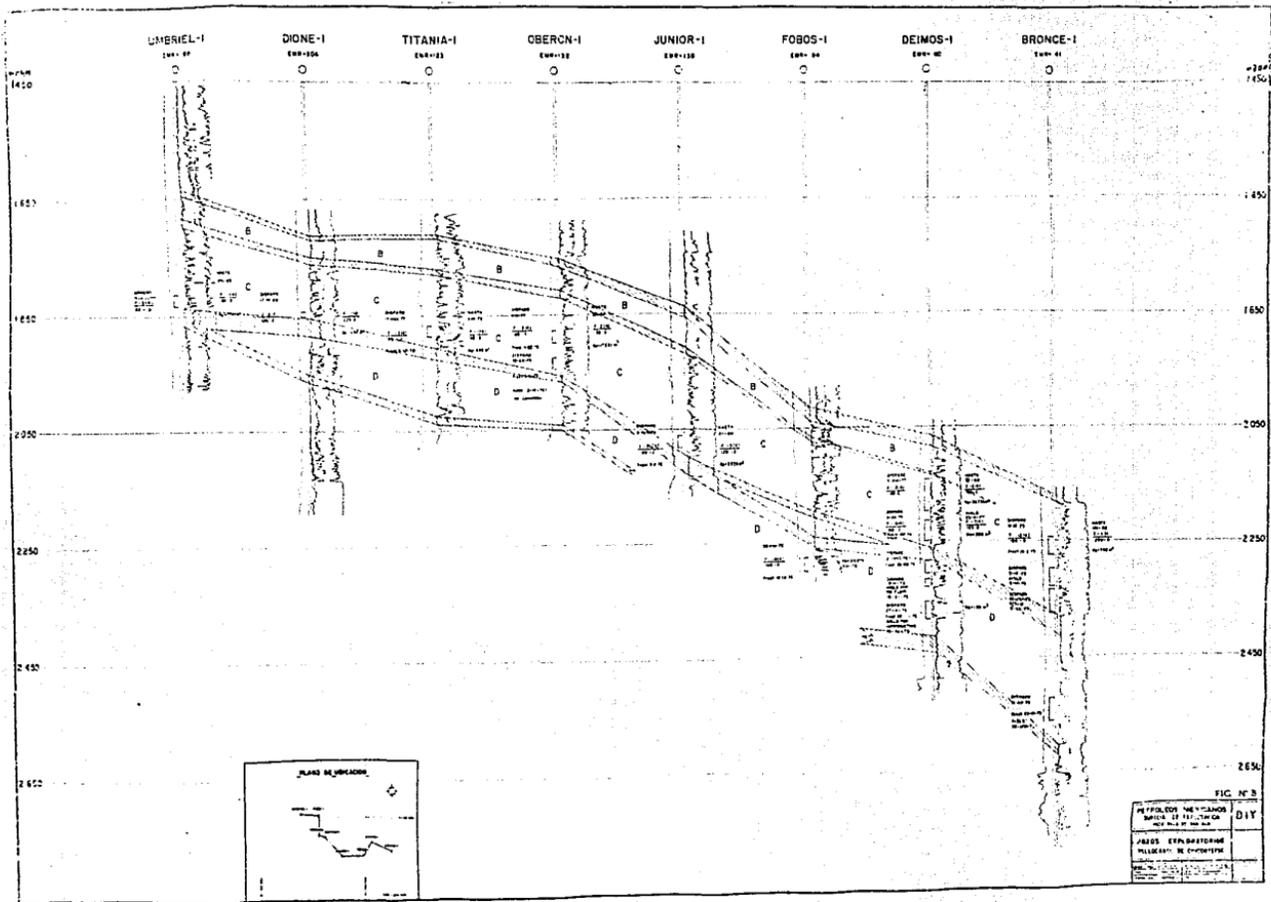


FIG. Nº 3
 PROYECTO DE PUENTE
 MATERIAL DE ACIERO
 DISEÑO
 CABLES EN BASTIDOR
 MATERIAL DE CONCRETO

