

39
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**ESTUDIO GEOLOGICO Y CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL
DE HIDROCARBUROS DEL CAMPO MIQUETLA,
FORMACION CHICONTEPEC**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A

CRESCENCIANO PEREZ HERNANDEZ

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. MARIO BECERRA ZEPEDA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

1990



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

ESTUDIO GEOLOGICO Y CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL

DE HIDROCARBUROS DEL CAMPO MIQUETLA, FORMACION CHICONTEPEC

	<u>PAG</u>
I. INTRODUCCION	1
II. GENERALIDADES	4
II.1 - DESCRIPCION GENERAL DEL AREA CHICONTEPEC	4
II.1.1 , UBICACION Y LIMITANTES DEL CAMPO	4
II.1.2 , GENESIS DEL RELLENO DE LA CUENCA	6
II.1.3 , CARACTERISTICAS GENERALES	9
II.2 - DESCRIPCION GENERAL DEL CAMPO MIQUETLA	11
III. CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO	23
III.1 - IDENTIFICACION DE CUERPOS	23
III.1.1 , SECCION TRANSVERSAL DE CORRELACION REGIONAL	23
III.2 - SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION LOCALES	30
III.3 - PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS	39
III.3.1 , PETROFISICA	39
III.3.2 , POROSIDAD	40
III.3.3 , PERMEABILIDAD	42
III.3.4 , SATURACION DE AGUA	44
III.3.5 , PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	60

	<u>PAG</u>	
IV.	CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS	65
IV.1	- METODOS VOLUMETRICOS	66
IV.1.1	. MÉTODO DE ISOHIDROCARBUROS	68
IV.1.2	. MÉTODO DE ISOPACAS	70
IV.1.3	. MÉTODO DE CIMAS Y BASES	71
IV.2	- METODO DE BALANCE DE MATERIA	116
V.	ANALISIS DE LAS CONDICIONES DE EXPLOTACION	131
VI.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	147
	- MOMENCLATURA	149
	- REFERENCIAS	151
	- TABLAS Y FIGURAS	

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

PETROLEOS MEXICANOS, NORMA SUS ACCIONES A LA LOCALIZACIÓN DE -
ÁREAS CON POSIBILIDADES ECONÓMICAS-PETROLERAS, CONTINUANDO CON
LA EXPLOTACIÓN, PROCESAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS.

LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DEL PALEOCANAL CHICONTEPEC SE -
REMONTA AL AÑO DE 1952, EN EL ÁREA CONOCIDA COMO PRESIDENTE --
ALEMÁN, CARACTERIZÁNDOSE LOS POZOS POR SU BAJA APORTACIÓN.

ESTA SITUACIÓN CONTRASTA NOTABLEMENTE EN LA CAPACIDAD DE PRODUCC
CIÓN DE LOS POZOS QUE ACTUALMENTE SE EXPLOTAN EN LA SONDA DE -
CAMPECHE Y EN EL ÁREA MEZOSOICA DE LOS ESTADOS DE CHIAPAS Y --
TABASCO. POR ESTA RAZÓN, PETRÓLEOS MEXICANOS HA CONSIDERADO -
EL DESARROLLO DE ESTE CAMPO EN UN PLANO SECUNDARIO Y CONSECUEN
TEMENTE, LOS RECURSOS FINANCIEROS DE QUE DISPOHE LOS HA CANAL
ZADO PRIORITARIAMENTE AL DESARROLLO DE OTRAS PROVINCIAS PETRO
LERAS DE MAYOR PRODUCTIVIDAD, COMO LOS MENCIONADOS ANTERIORMEN
TE.

EL PRESENTE TRABAJO TIENE COMO OBJETIVO PRESENTAR UN ESTUDIO -
GEOLÓGICO DEL PALEOCANAL CHICONTEPEC EN EL CAMPO MIQUETLA, DE
TAL MANERA QUE SEA POSIBLE IDENTIFICAR Y DELIMITAR LOS DIFEREN
TES CUERPOS QUE CONSTITUYEN EL PALEOCANAL CHICONTEPEC EN SU --
PORCIÓN NW, ESTO ES, PARA QUE CON BASE EN SUS CARACTERÍSTICAS

DE ALMACENAMIENTO Y PROFUNDIDAD DE CADA UNO DE ELLOS, SE PROGRAME SU ÓPTIMA EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO CHICONTEPEC, YA QUE SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DIFICULTAN LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS CONTENIDOS EN ELLA.

ASÍMISMO, OBTENER EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS DEL CAMPO MIQUETLA POR MEDIO DE DIFERENTES MÉTODOS VOLUMÉTRICOS COMO SON: ISOPACAS, ISOHIDROCARBUROS Y CIMAS Y BASES; COMPLEMENTANDO EL TRABAJO CON LA APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA, DE TAL MANERA QUE APOYÁNDOSE EN LA INFORMACIÓN RECABADA Y SU ANÁLISIS, INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS ANTES MENCIONADOS, SEA POSIBLE LA CUANTIFICACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS DEL CAMPO, ASÍ COMO UNA PROGRAMACIÓN ÓPTIMA DE LA RECUPERACIÓN DE LOS MISMOS.

EL CAMPO MIQUETLA FUE UNO DE LOS PRIMEROS CAMPOS QUE SE PERFORARON EN LA PORCIÓN NOROESTE DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC, AUNQUE EN UN PRINCIPIO EL OBJETIVO ERA LA FORMACIÓN TAMABRA. ESTE CAMPO EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC COBRA GRAN IMPORTANCIA DEBIDO A LAS NUEVAS TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO, LAS CUALES PERMITEN QUE EN SU MAYORÍA INCREMENTEN SU PRODUCTIVIDAD. ACTUALMENTE LA MAYORÍA DE LOS POZOS TIENEN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN ARTIFICIAL COMO LO ES EL BOMBEO NEUMÁTICO.

EL YACIMIENTO CHICONTEPEC EN EL CAMPO MIQUETLA FUE CARACTERIZADO POR MEDIO DE CUATRO CUERPOS INDEPENDIENTES A LOS CUALES SE LES DENOMINÓ I, II, III Y IV, RESPECTIVAMENTE, ESTO ES, EN BA-

SE A LAS DIFERENCIAS DE PRODUCTIVIDAD Y ALMACENAMIENTO DE CADA UNO DE ELLOS. PARA ELLO SE ELABORARON SECCIONES LOCALES DE CO RRELACIÓN PROCURANDO ABARCAR EL MAYOR NÚMERO DE POZOS Y SI - - GUIENDO UN MISMO PATRÓN, EN ESTE CASO NOROESTE A SURESTE DEL - CAMPO. TAMBIÉN SE ELABORÓ UNA SECCIÓN REGIONAL DEL CAMPO SOLE DAD A MIQUETLA.

PARA EL CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS COMO SON LA PO ROSIDAD, SATURACIÓN DE AGUA Y PERMEABILIDAD SE DETERMINARON A PARTIR DE UN PROMEDIO PONDERADO CON RESPECTO AL ESPESOR TOMAN- DO LOS DATOS CORRESPONDIENTES A LOS ANÁLISIS PETROFÍSICOS DEL CAMPO SOLEDAD; EL CUAL FUE PREVIAMENTE CORRELACIONADO CON EL - CAMPO EN ESTUDIO.

II. GENERALIDADES

11.1 DESCRIPCION GENERAL DEL AREA CHICONTEPEC

11.1.1 UBICACION Y LIMITANTES DEL CAMPO

LA FORMACIÓN CHICONTEPEC ESTÁ LOCALIZADA EN LA PORCIÓN CENTRAL Y ESTE DE LA REPÚBLICA MEXICANA, SOBRE LA PLANICIE COSTERA DEL GOLFO DE MÉXICO, COMPRENDIDA EN LOS ESTADOS DE VERACRUZ, TAMAU LIPAS Y PUEBLA, EN LA PROVINCIA GEOLÓGICA DENOMINADA TAMPICO - NIZANTAL (FIG.1). GEOGRÁFICAMENTE SE ENCUENTRA LOCALIZADA EN LAS COORDENADAS 28°51'-21°30' DE LATITUD NORTE Y 98°02'-98°41' DE LONGITUD ESTE.

SE HAYA LIMITADA AL SE POR SEDIMENTOS ARCILLOSOS DE DIFERENTES CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS A LAS DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC CON LIMITANTES DE PROFUNDIDAD, MOVILIDAD DE HIDROCARBUROS Y -- CAMBIOS LITOLÓGICOS. AL ESTE POR LOS CAMPOS PRODUCTORES DE -- ACEITE PROVENIENTES DE ROCAS CARBONATADAS DEL CRETÁCICO, EN DON DE LAS ROCAS SUPRAYACENTES DE LA FORMACIÓN EN CUESTIÓN SE VUEL VEN MÁS ARCILLOSAS Y TIENDEN A DESAPARECER.

ÁL OESTE Y POR LA SIERRA MADRE ORIENTAL Y HACIA EL NORTE LA -- FORMACIÓN CHICONTEPEC SE EXTIENDE UN BUEN NÚMERO DE KM. (POZO TANTOYUCA 101), IGUALMENTE AL NE HASTA EL POZO TECOLOTES 1; DE TAL MANERA QUE CUENTA CON UNA ÁREA APROXIMADA DE 11,320 KM².

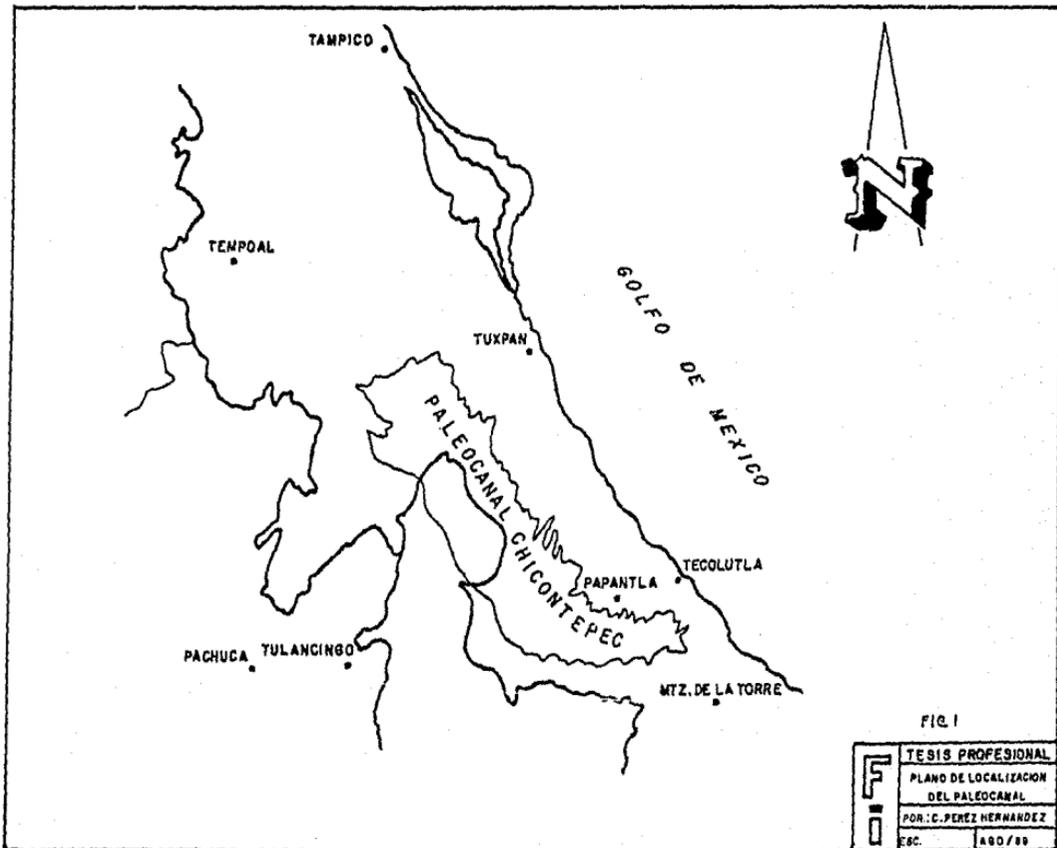


FIG. 1

F O I	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE LOCALIZACION DEL PALEOCANAL	
	POR: C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC.	880/88

ESTE YACIMIENTO CUENTA CON UN VOLUMEN ESTIMADO DE APROXIMADA -
MENTE $16,9 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($106,3 \times 10^9$ BLS) DE ACEITE Y A UNA PROFUNDIDAD -
QUE VARIA ENTRE 800 Y 3,000 M.

11.1.2 GENESIS DEL RELLENO DE LA CUENCA

GEOLÓGICAMENTE A LA FORMACIÓN CHICONTEPEC SE LE REFIERE EL PERÍODO Terciario, con edad comprendida del Paleoceno Superior - al Eoceno Inferior. LA PRESENCIA DEL PALEOCENO SE EXPLICA CON LA SUPOSICIÓN DE QUE FUERTES CORRIENTES SUBMARINAS DIERON LUGAR A UNA INTENSA EROSIÓN DE LOS SEDIMENTOS PREEXISTENTES DEL PALEOCENO, CRETÁCICO Y JURÁSICO EN LA CUENCA, LO QUE DIO ORIGEN A UN CANAL O CAÑÓN QUE POSTERIORMENTE SE RELLENÓ CON SEDIMENTOS TURBIDITICOS DEL EOCENO PROCEDENTES DE LA SIERRA MADRE ORIENTAL, LOS CUALES SE FUERON DEPOSITANDO EN FORMA ALTERNADA, DANDO LUGAR A UNA SECUENCIA DE CAPAS O ESTRATOS DE ARENISCAS Y LUTITAS DE ESPESOR VARIABLE QUE VAN DESDE 5CH. HASTA 10M.

A DIFERENCIA DE OTROS DEPÓSITOS, LOS SEDIMENTOS EN LA CUENCA CHICONTEPEC NO SUFRIERON ALTERACIÓN TECTÓNICA ALGUNA, RAZÓN O MOTIVO POR LO CUAL LOS ESTRATOS DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC SIGUEN EL DELINEAMIENTO DE LAS CAPAS INFERIORES DEL CRETÁCICO, ES DECIR, NO EXISTEN TRAMPAS ESTATIGRÁFICAS.

DICHOS SEDIMENTOS CONSTITUYEN LO QUE SE CONOCE COMO UN HOMOCLI

NAL CON ORIENTACIÓN NO-SE (FIG.2), CON ESPESORES VERTICALES -
VARIABLES DE ESTRATOS ALTERNADOS DE ARENISCAS Y LUTITAS.

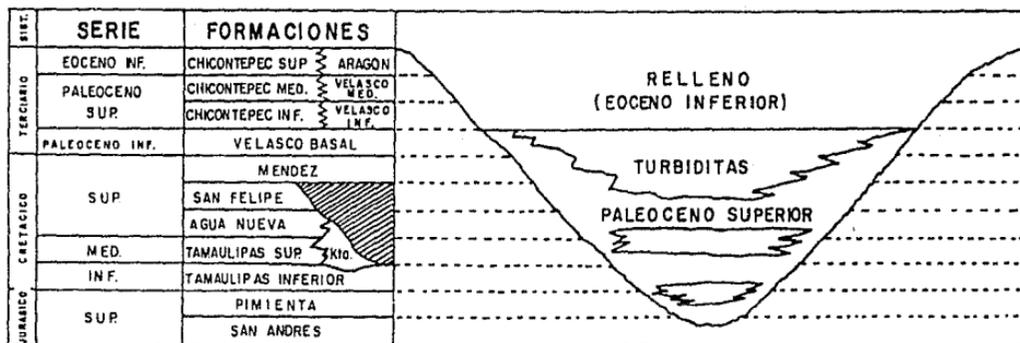
POR CUANTO AL SENTIDO HORIZONTAL LA VARIACIÓN DE LOS ESPESORES DE LOS ESTRATOS ESTÁ PRESENTE TAMBIÉN, LO QUE DETERMINA -
QUE EN OCASIONES LOS ESTRATOS DE ARENISCA DESAPAREZCAN DE POZO A POZO, Y SEAN SUSTITUIDOS POR ESTRATOS DE CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DIFERENTES, LO QUE HA HECHO PENSAR EN UNA LENTICULARIDAD. CABE PENSAR QUE DURANTE EL PROCESO DE DEPOSITACIÓN, LAS "AVENIDAS" QUE ARRASTRABAN LOS DETRITOS PROCEDENTES DE "TIERRAS ALTAS" NO CUBRÍAN TODA LA EXTENSIÓN DE LA CUENCA.

LA FORMACIÓN CHICONTEPEC SE ENCUENTRA DIVIDIDA EN TRES SECCIONES QUE SON DENOMINADAS: CHICONTEPEC SUPERIOR, MEDIO E INFERIOR.

CHICONTEPEC SUPERIOR (EOCENO INFERIOR), CONSTITUIDO LITOLÓGICAMENTE DE LUTITA COLOR GRIS A GRIS BLANQUIZCO Y GRIS VERDOSO BENTONITICA CON INTERCALACIONES DE ARENISCA DE GRANO FINO A MEDIO CON POSIBILIDADES DE PRODUCCIÓN QUE VAN DE ESCASAS A MULAS.

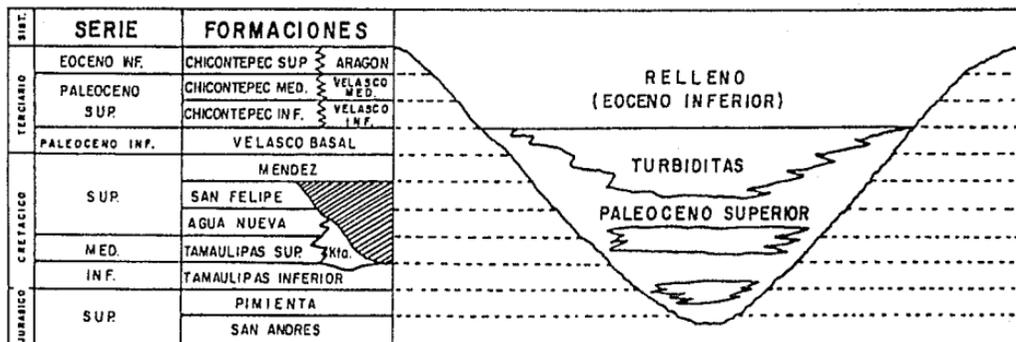
CHICONTEPEC MEDIO (PALEOCENO SUPERIOR), CONSTITUIDO POR LUTITAS GRIS VERDOSO, GRIS Y CAFÉ BENTONITICA ALTERNADAS CON CUERPOS DE ARENISCAS ARCILLOSAS SEMIDURAS A DURAS, DE GRANO FINO A MEDIO EN PARTES GRUESO, DE COLOR GRIS Y GRIS BLANQUIZCO, -- FRECUENTEMENTE CAFÉ DEBIDO A LA IMPREGNACIÓN DE ACEITE.

PALEOCANAL CHICONTEPEC



CORRELACION ESTRATIGRAFICA DEL PALEOCANAL CHICONTEPEC

PALEOCANAL CHICONTEPEC



CORRELACION ESTRATIGRAFICA DEL PALEOCANAL CHICONTEPEC

CHICONTEPEC INFERIOR (PALEOCENO SUPERIOR), CONSTITUÍDO PRINCIPALMENTE POR LUTITA GRIS Y GRIS VERDOSO BENTONITICAS, CON INTERCALACIONES DE ARENISCA ARCILLOSA GRIS, GRIS BLANQUIZCO DE GRANO FINO CEMENTADO,

EN BASE A ESTUDIOS SE PUEDE DECIR QUE HACIA LA PARTE NW DEL CAMPO SOLEDAD SE PRESENTA COMO PRODUCTORA.

11.1.3 CARACTERISTICAS GENERALES

CONSIDERANDO EL ORIGEN Y TIPO DE SEDIMENTOS QUE RELLENARON LA CUENCA, SE HA OBSERVADO POR MEDIO DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS QUE SALVO EN CONTADAS EXCEPCIONES LA FORMACIÓN CONTIENE UN ALTO PORCENTAJE DE ARCILLA TANTO EN FORMA DISPERSA EN LAS ARENISCAS COMO ESTRATIFICADAS, RAZÓN POR LA CUAL DISMINUYEN SUSTANCIALMENTE TANTO LA POROSIDAD COMO LA PERMEABILIDAD Y COMO CONSECUENCIA DIRECTA, LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS.

EN HECHOS FUNDADOS PRINCIPALMENTE EN ANÁLISIS DE LABORATORIO Y REGISTROS SE PUEDE DECIR QUE LAS ARENISCAS PROPIAS DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC CONTIENE ALREDEDOR DEL 40% DE ARCILLOSIDAD, AUNQUE DEFINITIVAMENTE AQUELLAS DE GRANO GRUESO SON LAS QUE APORTAN EL MAYOR VOLUMEN DE HIDROCARBUROS, ESTO SIN OLVIDAR QUE TAMBIÉN FLUYE DE LOS PLANOS DE ESTRATIFICACIÓN DE LAS LUTITAS SIN PRECISAR A CUANTO ASCIENDE EL VOLUMEN APORTADO POR CADA UNO DE LOS CASOS EN CUESTIÓN.

DEBIDO A QUE EL CAMPO ES MUY EXTENSO, LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y DE LA ROCA VARIAN CONSIDERABLEMENTE, MOTIVO POR EL CUAL LAS PRODUCCIONES VARIAN ENTRE 6 Y 60M³/DÍA.

OTRO FACTOR IMPORTANTE ES LA SATURACIÓN DE AGUA CONGÉNITA (SW), 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 DEL CHICONTEPEC, OSCILA ENTRE SW=40 Y 60%.

PARA LA FORMACIÓN CHICONTEPEC, SE HA OBSERVADO QUE LA POROSIDAD ES DE TIPO INTERGRANULAR, CON PEQUEÑAS FRACTURAS, ASÍ COMO EN PLANOS DE ESTRATIFICACIÓN; SUS VALORES VARIAN ENTRE 2 Y 14 POR CIENTO (NÚCLEOS) Y LA PERMEABILIDAD FLUCTÚA DESDE VALORES DE 1MD HASTA 10MD, RAZÓN POR LA CUAL HA SIDO NECESARIO AUMENTAR EL VALOR DE ESTE PARÁMETRO POR MEDIO DE FRACTURAMIENTOS Y ASÍ OBTENER UNA MAYOR RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS.

11.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO MIQUETLA

EL CAMPO MIQUETLA PERTENECE AL DISTRITO POZA RICA LOCALIZADO - APROXIMADAMENTE A UNOS 40 KM. DE LA CIUDAD; FORMA PARTE DE LOS DESARROLLOS ESTRUCTURALES LLAMADOS FAJA DE ORO Y PALEOCANAL -- CHICONTEPEC. TIENE UN ÁREA PROBADA DE APROXIMADAMENTE - - - 15.840X10⁶M² Y FUE PUESTO EN PRODUCCIÓN HACIA EL AÑO DE 1959 - CON LA PERFORACIÓN DEL POZO MIQUETLA 1 EN EL INTERVALO DE 1970 1978 MBMR EN LA FORMACIÓN TAMABRA CON UNA PRODUCCIÓN INICIAL - DE 27M³ DE ACEITE.

POR OTRA PARTE, DEBIDO A LA BAJA PRESIÓN DE LA FORMACIÓN, FUE NECESARIO IMPLANTAR UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN, SIENDO EL MÁS SATISFACTORIO EL BOMBEO NEUMÁTICO, IMPLANTADO AL POZO MIQUETLA 1 EN LA FORMACIÓN TAMABRA. CON EL TRANSCURSO DEL TIEMPO LA PRODUCCIÓN DECLINÓ EN ALGUNOS POZOS Y OTROS SE INVADICIÓN DE AGUA, MOTIVO POR EL CUAL FUE NECESARIO OBTURAR LA -- FORMACIÓN TAMABRA Y EXPLOTAR LA FORMACIÓN CHICONTEPEC, LA CUAL SE INICIÓ CON EL POZO MIQUETLA 44 EN LOS INTERVALOS 1180-1220 Y 1293-1390 MBMR, EN EL AÑO DE 1972 CON UNA PRODUCCIÓN DE 7M³/DÍA DE ACEITE. PERO DEBIDO PRINCIPALMENTE A LAS CARACTERÍSTICAS QUE PRESENTA LA FORMACIÓN (PERMEABILIDAD Y POROSIDAD) SE - TUVIERON MUY BAJAS PRODUCCIONES O EN SU CASO NO FLUIAN, POR LO CUAL FUE NECESARIO INDUCIR MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

DANDO COMO RESULTADO QUE ALGUNOS RESULTARÁN FLUYENTES Y OTROS PRODUCERÁN MEDIANTE BOMBEO NEUMÁTICO.

EL CAMPO MIQUETLA FORMA PARTE DE LOS 34 CAMPOS QUE CUBREN LA TOTALIDAD DEL PALEOCANAL, UBICADO EN LA PARTE NORTE DEL MISMO, LIMITA AL NORTE CON EL CAMPO PALO BLANCO, AL SUR CON EL CAMPO MIAHUAPAN, AL OESTE CON EL CAMPO COYOL Y AL NOROESTE CON EL CAMPO AGUA NACIDA, TAL Y COMO SE PUEDE OBSERVAR EN LA FIGURA 3.

DURANTE EL DESARROLLO DEL CAMPO SE HAN PERFORADO UN TOTAL DE 110 POZOS, DE LOS CUALES ACTUALMENTE SE TIENEN 1 POZO EN LA FORMACIÓN KT1, 28 POZOS EN LA FORMACIÓN KTA, 73 POZOS EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC Y 8 POZOS TAPONADOS. DE TAL MANERA QUE EL ESTADO ACTUAL DEL CAMPO EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC ES EL SIGUIENTE:

NÚMERO TOTAL DE POZOS. 73

NÚMERO DE POZOS FLUYENTES. 1;

NÚMERO DE POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO. 72,

NÚMERO DE POZOS CON BAJA PRODUCCIÓN INTERMITENTE. 36

NÚMERO DE POZOS CERRADOS POR HABER BAJA PRESIÓN DE INYECCIÓN. 4

NÚMERO DE POZOS CERRADOS EN ESPERA DE REPARACIÓN. 1

NÚMERO DE POZOS CON PROBLEMAS DE EQUIPO SUBSUPERFICIAL. 3

PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE, $69\text{M}^3/\text{DÍA}$

PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS, $223.0 \times 10^2 \text{M}^3/\text{DÍA}$

PRODUCCIÓN PROMEDIO DE AGUA $2.6\text{M}^3/\text{DÍA}$
RELACIÓN GAS ACEITE PROMEDIO $224. \text{M}^3/\text{M}^3$
PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE ACEITE $1,115114\text{M}^3$
PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE GAS $4135911 \times 10^2 \text{M}^3$
PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE AGUA 11469M^3

ASIMISMO EL ESTADO ACTUAL DEL CAMPO EN LA FORMACIÓN CRETÁCICO
TAMAULIPAS ES LA SIGUIENTE:

NÚMERO TOTAL DE POZOS, 28
NÚMERO DE POZOS FLUYENTES, 1
NÚMERO DE POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO, 27
NÚMERO DE POZOS CERRADOS POR ALTO % DE AGUA, 5
NÚMERO DE POZOS CON BAJA PRODUCCIÓN INTERMITENTE, 11
NÚMERO DE POZOS EN ESPERA DE REPARACIÓN, 1
PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE, $46\text{M}^3/\text{DÍA}$
PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS, $9,300^2 \text{M}^3/\text{DÍA}$
PRODUCCIÓN PROMEDIO DE AGUA, $9\text{M}^3/\text{DÍA}$
RELACIÓN GAS-ACEITE PROMEDIO, $202\text{M}^3/\text{M}^3$
PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE ACEITE, 315642M^3
PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE GAS, $916,0259 \times 10^6 \text{M}^3$
PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE AGUA, $0,710541 \times 10^6 \text{M}^3$

EN LA FORMACIÓN CRETÁCICO TAMAULIPAS INFERIOR ACTUALMENTE SE
TIENE UN SOLO POZO, EL CUAL SE ENCUENTRA CERRADO, TENIÉNDOSE
HASTA EL MOMENTO UNA ACUMULATIVA DE ACEITE DE 1459M^3 , DE AGUA
 318M^3 Y DE GAS DE 363000M^3 .

DENTRO DEL PALEOCANAL EL CAMPO MIQUETLA OCUPA EL QUINTO LUGAR DESPUÉS DE LOS CAMPOS TAVIN, PRESIDENTE ALEMÁN, AGUA FRÍA Y SOLEDAD EN CUANTO A PRODUCCIÓN SE REFIERE, CON UNA PRODUCCIÓN MENSUAL DE 2365m^3 DE ACEITE.

LA UBICACIÓN DE LOS POZOS DE ESTE CAMPO SE HIZO MEDIANTE EL SISTEMA DE LOCALIZACIÓN "EL AGUILA" TAL Y COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA 4 Y EN LA TABLA NÚMERO 1, SE PRESENTA EN FORMA DETALLADA ADEMÁS DE LA UBICACIÓN, LA ELEVACIÓN DEL TERRENO (E.T.) Y LA ELEVACIÓN DE LA MESA ROTATORIA (E.M.R.).

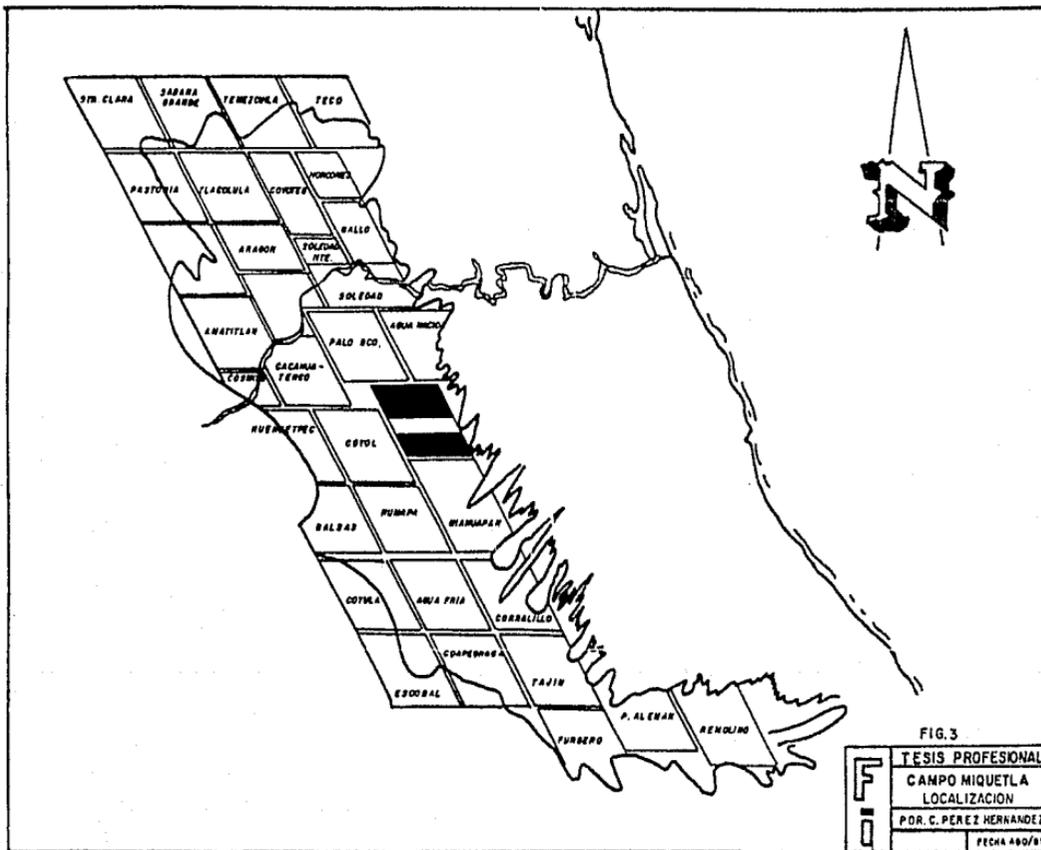
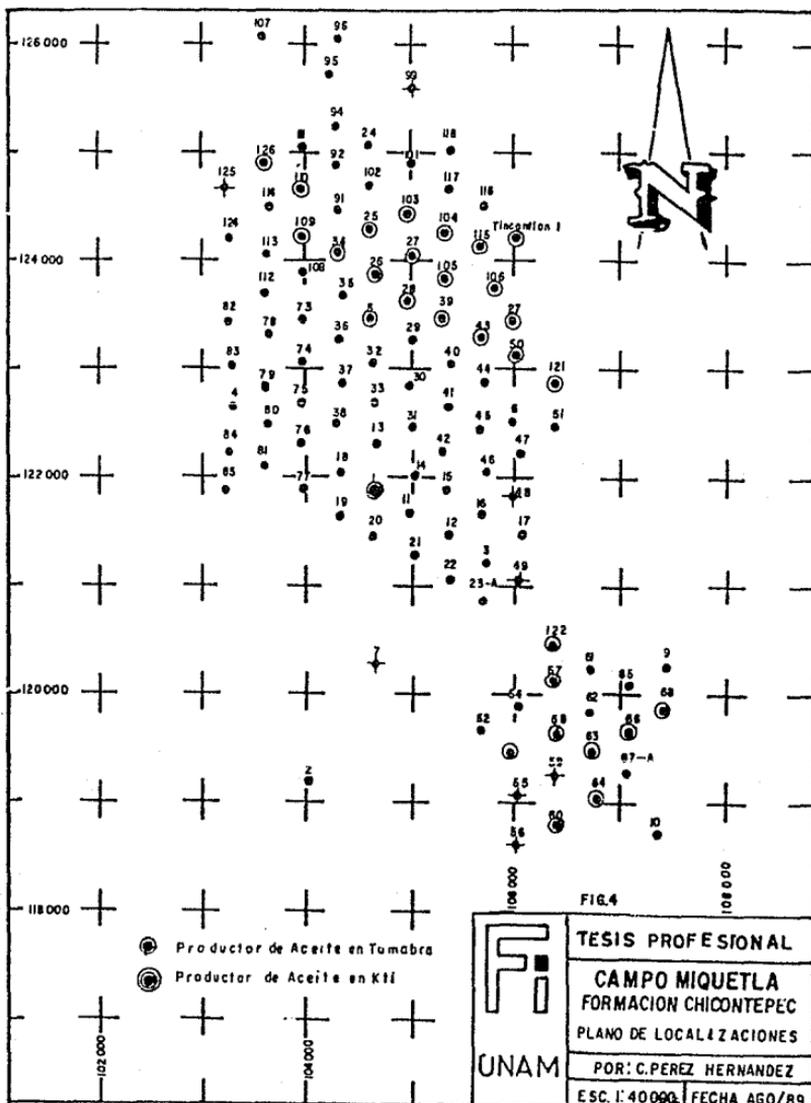


FIG.3



T A B L A N°. 1

# POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (M)	E.M.R. (M)
M - 1	104 660.13	121 859.14	61.33	65.29
M - 2	104 015.00	119 184.17	131.66	135.26
M - 3	105 725.93	121 206.01	75.46	78.94
M - 4	103 315.72	122 655.08	58.26	65.86
M - 5	104 624.30	123 464.07	54.62	58.32
M - 6	105 992.62	122 612.58	79.27	83.12
M - 7	104 661.06	120 274.69	90.89	94.54
M - 8	105 950.16	119 463.43	138.72	142.34
M - 9	107 428.00	120 259.01	134.34	138.01
M - 10	107 372.92	118 723.30	129.42	132.82
M - 11	104 984.40	121 658.66	63.08	66.78
M - 12	105 370.39	121 481.25	82.69	86.58
M - 13	104 688.00	122 314.89	93.34	96.79
M - 14	105 030.55	122 013.28	56.44	60.04
M - 15	105 360.38	121 890.80	66.89	71.09
M - 16	105 698.10	121 663.01	79.23	82.97
M - 17	106 078.56	121 479.21	62.81	66.70
M - 18	104 327.14	122 023.96	111.37	114.5
M - 19	104 219.38	121 635.07	60.76	64.35
M - 20	104 651.31	121 455.99	101.28	105.8
M - 21	105 034.87	121 286.72	77.77	81.15

T A B L A N°. 1

# POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (M)	E.M.R. (M)
M - 22	105 379.01	121 072.11	102.52	106.11
M - 23A	105 699.80	120 849.17	103.10	110.68
M - 24	104 622.03	125 071.23	46.57	50.17
M - 25	104 624.46	124 277.38	53.90	57.52
M - 26	104 700.43	123 873.71	53.36	56.70
M - 27	105 016.15	124 048.00	55.34	59.04
M - 28	104 960.12	123 635.56	54.24	58.90
M - 29	105 006.02	123 258.99	54.1	57.90
M - 30	104 984.51	122 846.69	48.89	52.64
M - 31	105 014.48	122 469.37	60.08	63.08
M - 32	104 652.67	123 040.03	86.30	89.93
M - 33	104 666.62	122 681.83	86.23	89.93
M - 34	104 323.21	124 080.08	53.00	56.79
M - 35	104 351.13	123 672.00	54.45	58.2
M - 36	104 314.00	123 258.99	54.65	59.8
M - 37	104 350.32	122 852.64	55.50	59.05
M - 38	104 278.05	122 485.43	57.00	60.8
M - 39	105 323.87	123 457.64	57.65	61.52
M - 40	105 386.20	123 039.30	90.40	94.00
M - 41	105 375.33	122 654.56	82.00	85.60
M - 42	105 316.50	122 237.67	56.37	59.67

T A B L A N°. 1

# POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (M)	E.M.R. (M)
M - 43	105 687.17	123 292.28	59.82	62.1
M - 44	105 709.30	122 886.81	66.71	70.25
M - 45	105 670.01	122 460.37	66.45	70.55
M - 46	105 732.90	122 054.61	59.40	62.80
M - 47	106 050.25	122 224.01	66.04	62.29
M - 48	105 994.31	121 837.99	65.88	69.31
M - 49	106 043.99	121 058.98	66.38	69.90
M - 50	106 025.90	123 123.40	81.45	84.70
M - 51	106 387.38	122 488.88	71.20	74.80
M - 52	105 698.88	119 683.04	95.87	99.33
M - 53	106 045.89	119 876.80	97.10	100.70
M - 55	106 043.99	119 058.99	104.30	101.10
M - 56	106 021.74	118 617.01	55.20	51.70
M - 57	106 373.17	120 126.94	115.20	118.70
M - 58	106 417.43	119 643.76	111.60	114.90
M - 59	106 389.98	119 259.01	131.20	133.60
M - 60	106 394.79	118 814.43	91.40	95.10
M - 61	106 721.36	120 245.27	125.43	129.03
M - 62	106 733.28	119 839.18	106.70	109.90
M - 63	106 738.65	119 486.54	110.40	112.80
M - 64	106 781.06	119 038.00	142.10	145.70

T A B L A N ° . 1

# POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (M)	E.M.R. (M)
M - 65	107 093.01	120 084.33	104.50	108.00
M - 66	107 091.19	119 653.76	130.10	132.0
M - 67A	107 063.45	119 267.97	131.69	135.16
M - 68	107 422.71	119 865.87	101.92	105.51
M - 73	103 968.01	123 459.01	56.10	58.3
M - 74	103 967.99	123 059.01	58.20	60.40
M - 75	103 954.40	122 686.29	57.10	60.8
M - 76	103 959.97	122 317.89	86.20	89.10
M - 77	103 990.13	121 898.15	67.08	70.78
M - 78	103 651.15	123 304.81	66.24	69.62
M - 79	103 624.40	122 811.56	58.15	60.6
M - 80	103 643.78	122 470.38	91.31	94.89
M - 81	103 611.10	122 092.31	70.50	74.20
M - 82	103 264.71	123 439.61	86.65	89.75
M - 83	103 301.07	123 021.74	100.36	103.86
M - 84	103 274.68	122 223.55	88.20	90.40
M - 85	103 229.58	122 888.12	111.63	115.30
M - 91	104 314.00	124 459.00	53.37	56.9
M - 92	104 302.33	124 875.26	50.44	53.94
M - 94	104 281.88	124 245.40	51.20	53.70
M - 95	104 226.91	125 708.14	49.36	53.03

T A B L A N°. 1

# POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (M)	E.M.R. (M)
M - 96	104 314.00	126 042.40	63.20	65.60
M - 99	105 005.58	125 593.14	56.15	59.30
M -101	105 002.29	124 891.85	89.15	92.25
M -102	104 660.00	124 659.00	55.00	60.00
M -103	104 965.63	124 430.18	52.17	55.10
M -104	105 331.07	124 249.07	89.55	92.10
M -106	105 814.27	123 749.90	90.15	93.46
M -107	103 600.33	126 060.32	50.60	53.65
M -108	103 994.99	123 888.27	58.56	62.16
M -109	103 980.33	124 224.48	72.45	75.70
M -110	103 971.28	124 684.79	54.20	56.60
M -111	103 982.53	125 062.85	52.10	55.40
M -112	103 644.4	123 695.42	88.64	92.40
M -113	103 632.82	124 073.45	90.42	94.20
M -114	103 660.43	124 498.31	59.80	63.00
M -115	105 691.97	124 128.19	90.18	93.18
M -116	105 723.91	124 500.59	84.31	87.66
M -117	105 388.04	124 657.32	85.18	88.24
M -118	105 400.21	125 021.33	51.43	54.93
M -121	106 390.64	122 866.74	108.86	111.40

T A B L A N°. 1

# POZO	COORDENADA (X)	COORDENADA (Y)	E.T. (M)	E.M.R. (M)
M - 122	106 350.81	120 463.29	78.20	81.70
M - 124	103 288.26	124 210.61	76.86	80.18
M -125	103 232.31	124 668.83	101.15	104.60
M -126	103 621.60	124 900.39	71.30	74.80
M -127	105 997.27	123 442.39	60.48	63.88

III. CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO

III.1 IDENTIFICACION DE LOS CUERPOS

III.1.1 SECCION TRANSVERSAL DE CORRELACION REGIONAL

LOS YACIMIENTOS EN LAS ARENISCAS DEL TERCIARIO SE PRESENTAN EN TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS; POR ESTA RAZÓN, LOS MÉTODOS SISMOLÓGICOS NO PROPORCIONAN POR SÍ SOLOS INFORMACIÓN DEFINITIVA, SIENDO NECESARIO COMBINARLOS CON ESTUDIOS SEDIMENTARIOS.

SABEMOS QUE LOS ESTRATOS ESTÁN INTEGRADOS POR PAQUETES ARENOSOS Y ARCILLOSOS, DIFERENCIADOS DE ACUERDO A SU COMPORTAMIENTO FÍSICO EN EL SUBSUELO E INTERPRETADOS MEDIANTE LA CORRELACIÓN DE LAS CURVAS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS CORRESPONDIENTES A CADA POZO.

DEBIDO A QUE LOS SEDIMENTOS ARCILLO-ARENOSOS QUE CONSTITUYEN EL CANAL. FUERON TRANSPORTADOS Y DEPOSITADOS MEDIANTE CORRIENTES DE TURBIDEZ, ES DE SUPONERSE QUE MUCHAS DE LAS CAPAS PETROLÍFERAS PUEDEN PRESENTAR UNA CONTINUIDAD HORIZONTAL A LO LARGO DE MUCHOS KILÓMETROS, DADO QUE UNA CORRIENTE DE TURBIDEZ SE PRESENTA EN UN INTERVALO CORTO DE TIEMPO.

POR CONSECUENCIA CADA CUERPO ARENOSO REPRESENTA UNA LÍNEA DE TIEMPO QUE SE DESARROLLA EN GRANDES DISTANCIAS HORIZONTALES.

CON LO ANTERIOR Y PARA AYUDAR A DEFINIR CON MAYOR CLARIDAD EL PALEOCANAL CHICONTEPEC EN SU PORCIÓN NORTE, SE DIVIDIÓ EN - - ÁREAS EN FORMA DE ROMBOS COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA 5; POSTERIORMENTE SE ELABORÓ UNA SECCIÓN REGIONAL QUE CORRESPONDE A LOS CAMPOS MIQUETLA Y SOLEDAD. LA SECCIÓN REGIONAL CORRESPONDE A LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE LOS POZOS: SOLEDAD 113 Y 129, PALO BLANCO 112 Y 111, METLALTOYUCA 101D, CAMPANA 101 Y MIQUETLA 19, 22 Y 122 (FIGS. 6 Y 7 SECCIÓN REGIONAL AL FINAL).

ESTA SECCIÓN SE CONSTRUYÓ CON LA FINALIDAD DE CONOCER FORMA Y DELIMITACIÓN DE LOS ESTRATOS PRODUCTORES ELIGIENDO LOS POZOS EN FORMA CONVENCIONAL, DE TAL MANERA QUE PASARAN LO MÁS CERCA POSIBLE EL UNO DEL OTRO, POR SER ÉSTOS DONDE SE PUEDEN TENER LOS DATOS NECESARIOS PARA SU REALIZACIÓN.

DE ELLA SE DETERMINÓ LA EXISTENCIA DE ESTRATOS ARENOSOS Y ARCILLOSOS EN FORMA ALTERNADA, EL DESARROLLO ARENOSO TOTAL VARIÓ PARA CADA POZO. REGIONALMENTE NO SE OBSERVA UN LIMITE GEOLÓGICO EN LOS FLANCOS NORTE Y SUR DEBIDO A LA CONTINUIDAD DE LOS DESARROLLOS ARENOSOS; HACIA LA PARTE ORIENTAL LOS ESPESORES AUMENTAN, MIENTRAS QUE HACIA EL OCCIDENTE TIENDEN A ACUMULARSE, COMPROBANDO LA DEFINICIÓN DE LA ESTRUCTURA REGIONAL DEL PALEOCANAL CONOCIDA COMO UN HOMOCLINAL QUE BUZA HACIA EL SE.

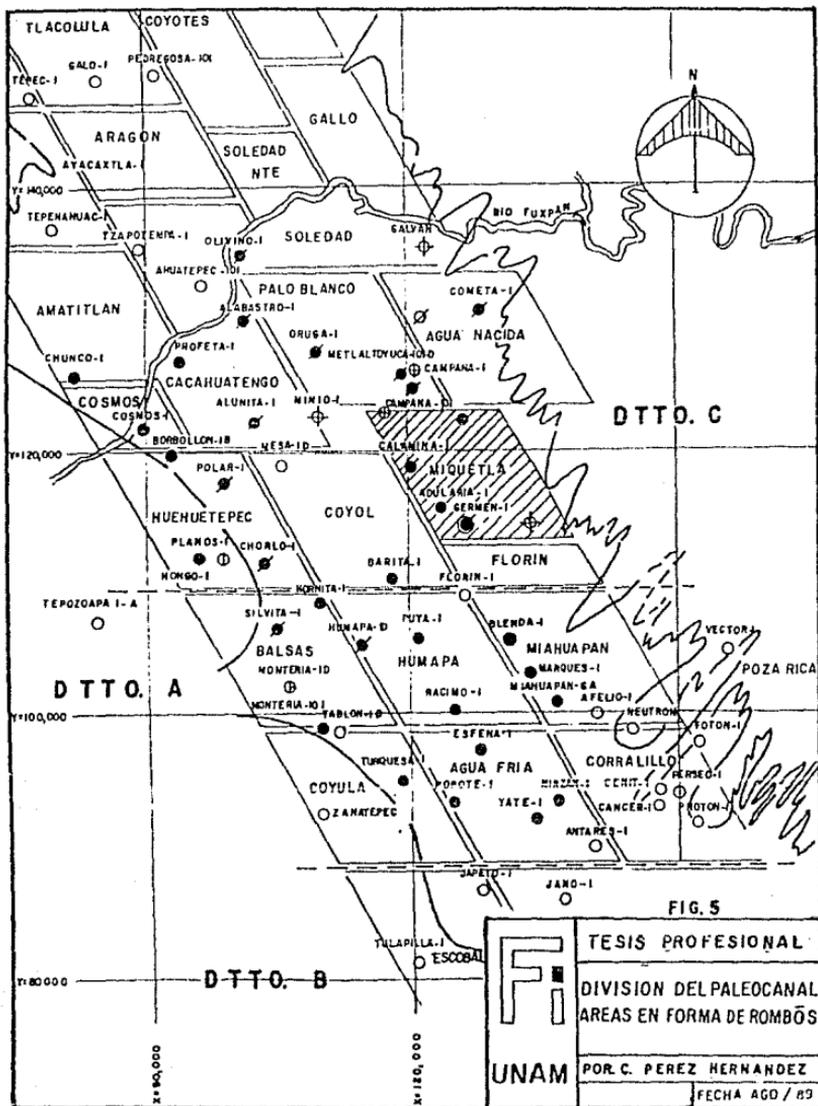


FIG. 5

F
UNAM
 TESIS PROFESIONAL
 DIVISION DEL PALEOCANAL
 AREAS EN FORMA DE ROMBOS
 POR C. PEREZ HERNANDEZ
 FECHA AGO / 89

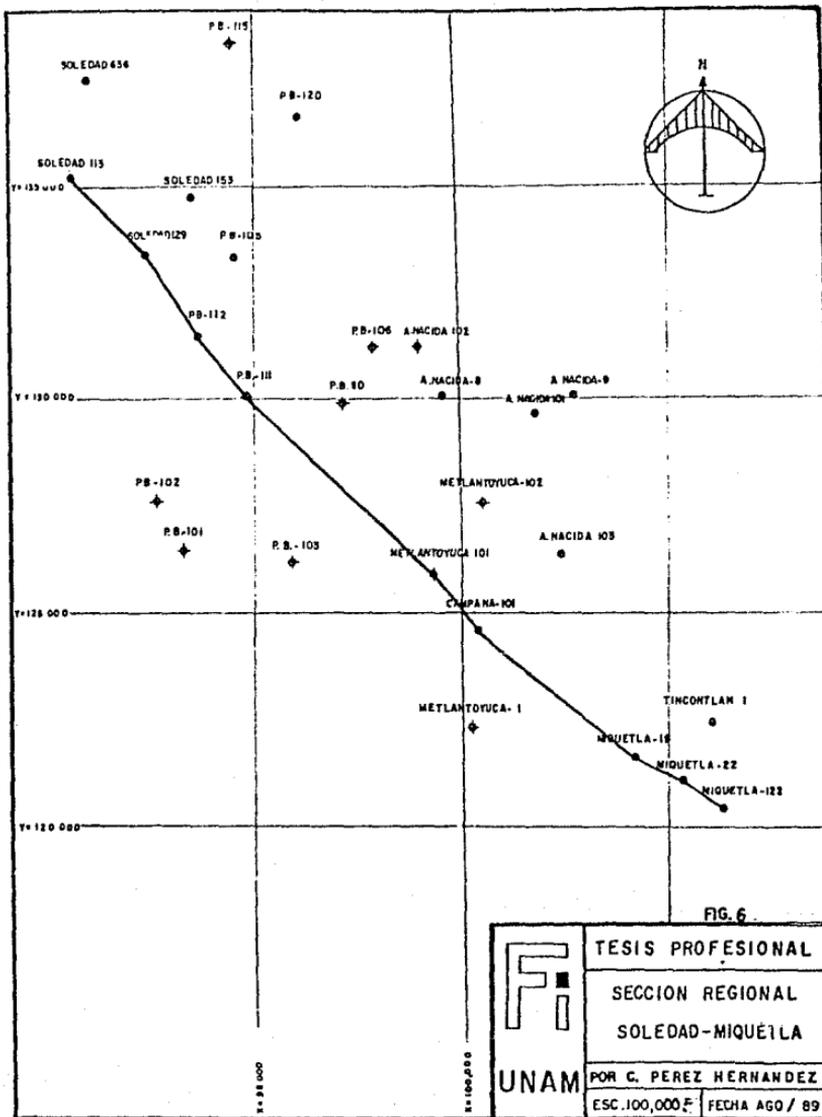


FIG. 6

 UNAM	TESIS PROFESIONAL
	SECCION REGIONAL SOLEDAD-MIQUETLA
	POR C. PEREZ HERNANDEZ ESC.100,000 F. FECHA AGO/ 89

LOS PAQUETES ARENOSOS ENCONTRADOS SE DENOMINARON I, II, III Y IV Y SON CONSIDERADOS COMO YACIMIENTOS INDEPENDIENTES, DEBIDO A LA CONTINUIDAD DE LOS PAQUETES ARCILLOSOS Y A LA VARIACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN CADA DESARROLLO ARENOSO, ASÍ COMO EN EL CAMBIO DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLÚIDOS ENCONTRADOS PARA CADA CUERPO ARENOSO.

PARA VISUALIZAR MEJOR LA ZONA A NIVEL REGIONAL, SE AUXILIÓ -- CON INFORMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN INICIAL Y FINAL DE LOS INTERVALOS DE CADA POZO INVOLUCRADO EN LA SECCIÓN REGIONAL, MISMA QUE APARECE EN TODAS LAS SECCIONES DE LA SIGUIENTE FORMA:

SISTEMA DE OPERACION - GASTO DE ACEITE

REL. GAS - ACEITE - % DE AGUA (SALINIDAD)

DONDE:

SISTEMA DE OPERACION = 1.- FLUYENTE

2.- BOMBEO NEUMATICO

3.- BOMBEO MECANICO

GASTO DE ACEITE = M^3/DIA

SALINIDAD = P.P.M.

EN BASE A LAS SECCIONES REGIONALES ELABORADAS EN TRABAJOS ANTERIORES, TANTO EN LA PORCIÓN NORDESTE (DE NUESTRO INTERÉS), CENTRO Y SURESTE DEL PALEOCAHAL, SE CONCLUYE QUE LAS ZONAS DE LOS DESARROLLOS ARENOSOS QUE TIENEN MEJORES POSIBILIDADES DE EXPLO-

TACIÓN SON LAS PARTES ESTRUCTURALMENTE MÁS ALTAS DE CADA UNO - DE LOS CUERPOS ARENOSOS EN ESTUDIO.

AUNQUE EN LA PORCIÓN SURESTE DEL PALEOCANAL, LOS DESARROLLOS - ARENOSOS ESTÁN NOMBRADOS COMO A, B, C Y D; EN LA PORCIÓN HO -- ROESTE SE NOMBRARON I, II, III Y IV, DEBIDO A LA INSERTIDUMBRE DE QUE SEAN LOS MISMOS CUERPOS, YA QUE LA CORRELACIÓN ENTRE LA PORCIÓN SURESTE Y NOROESTE ES MUY DÍFICIL POR LOS CAMBIOS TAN DRÁSTICOS QUE PRESENTAN LOS REGISTROS GEOFÍSICOS PARA CADA POZO EXPLORATORIO.

A MEDIDA QUE SE VAYAN ESTUDIANDO CADA UNA DE LAS ÁREAS DESDE - LA PORCIÓN SURESTE A LA NOROESTE, SE IRÁN CONOCIENDO LA CONTINUIDAD DE LOS CUERPOS A, B, C Y D Y ASÍ VERIFICAR LOS CUERPOS PRODUCTORES DE LAS ÁREAS MIQUETLA, AGUA FRÍA, TAJÍN Y PRESIDENTE ALEMÁN.

OBSERVANDO LA SECCIÓN REGIONAL Y DE LA MISMA MANERA QUE EN EL CAMPO MIQUETLA; EN EL CAMPO SOLEDAD SE TIENEN BUENAS POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN EN LOS CUERPOS II, III Y IV, AUNQUE COMO YA SE MENCIONÓ, EN SENTIDO VERTICAL LOS CUERPOS PRODUCTORES SE HACEN DE MAYOR ESPESOR HACIA ESTA ÁREA.

EN UNO Y OTRO CAMPO, LOS POZOS ESTÁN ABIERTOS A EXPLOTACIÓN, - PRINCIPALMENTE EN EL CUERPO I DEBIDO A LA RESPUESTA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS Y A SU HISTORIA DE PRODUCCIÓN EN ÁREAS VECINAS.

POR LA FALTA DE INFORMACIÓN EN NUESTRA ÁREA EN ESTUDIO, SE OPTÓ POR TOMAR LOS DATOS DE LOS ANÁLISIS PVT Y PETROFÍSICOS DEL CAMPO SOLEDAD PARA CADA UNO DE LOS CUERPOS DEL CAMPO MIQUETLA.

III.2 SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION LOCALES

UNA VEZ QUE SE DEFINIÓ LA FORMACIÓN CHICONTEPEC A NIVEL REGIONAL, SE TRATÓ DE SEGUIR LA LÍNEA DE ACCIÓN QUE VA DE LO GENERAL A LO DETALLADO CON OBJETO DE CARACTERIZAR DE LA MEJOR MANERA POSIBLE DICHO YACIMIENTO EN EL CAMPO MIQUETLA.

PARA ELLO, LA INFORMACIÓN QUE SE UTILIZÓ PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO E IDENTIFICACIÓN DE LOS CUERPOS FUE PRINCIPALMENTE OBTENIDA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS (NEUTRÓN-GAMA E INDUCCIÓN-ELÉCTRICO) DE LOS 110 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO MIQUETLA, DEL ANÁLISIS PVT DE LA MUESTRA RECOMBINADA DEL POZO MIQUETLA-18, DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE PRESIÓN DISPONIBLES A LA FECHA. ASIMISMO, COMO SE MENCIONÓ ANTERIORMENTE PARA UNA MEJOR CORRELACIÓN, SE USARON LOS DATOS PVT Y PETROFÍSICOS TOMADOS EN EL CAMPO SOLEDAD.

EL ANÁLISIS CONSISTIÓ EN CORRELACIONAR LAS CURVAS DE LOS REGISTROS DE CADA UNO DE LOS POZOS Y AL MISMO TIEMPO OBTENER TODOS LOS DATOS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN, COMO LO ES: PRODUCCIONES INICIALES Y FINALES DE ACEITE Y 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.

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 A ESCALA 1:2000 POR CONSIDERAR DE MEJOR UTILIDAD PRÁCTICA EL MANEJO DE SECCIONES DE TAMAÑO MODERADO, PARA QUE SE DELIMITARAN LOS CUERPOS Y POSTERIORMENTE SE CUANTIFICARON LOS ESPESORES NETOS POROSOS DE CADA UNO DE LOS POZOS, TOMANDO EN CUENTA EXCLUSIVAMENTE LOS INTERVALOS QUE DE ACUERDO CON LOS REGISTROS GEOFÍSICOS MOSTRABAN POSIBILIDADES DE TENER INPREGNACIÓN DE HIDROCARBUROS; PARA ELLO SE FIJÓ COMO LÍMITE MÍNIMO DE RESISTIVIDAD UN VALOR DE 5 OHM-M ARRIBA DEL VALOR DE RESISTIVIDAD DE LA LÍNEA BASE DE LÚTITAS DE LAS CAPAS ADYACENTES, ESTO BASADO EN EL RANGO MÍNIMO OBSERVADO EN LOS INTERVALOS QUE FUERON PROBADOS Y RESULTARON PRODUCTORES.

EN LOS CASOS DONDE ESTAS SECCIONES NO PASARON EXACTAMENTE POR LOS POZOS, SE PROYECTARON SIGUIENDO LA TENDENCIA GENERAL DE LA CIMA DE LA FORMACIÓN.

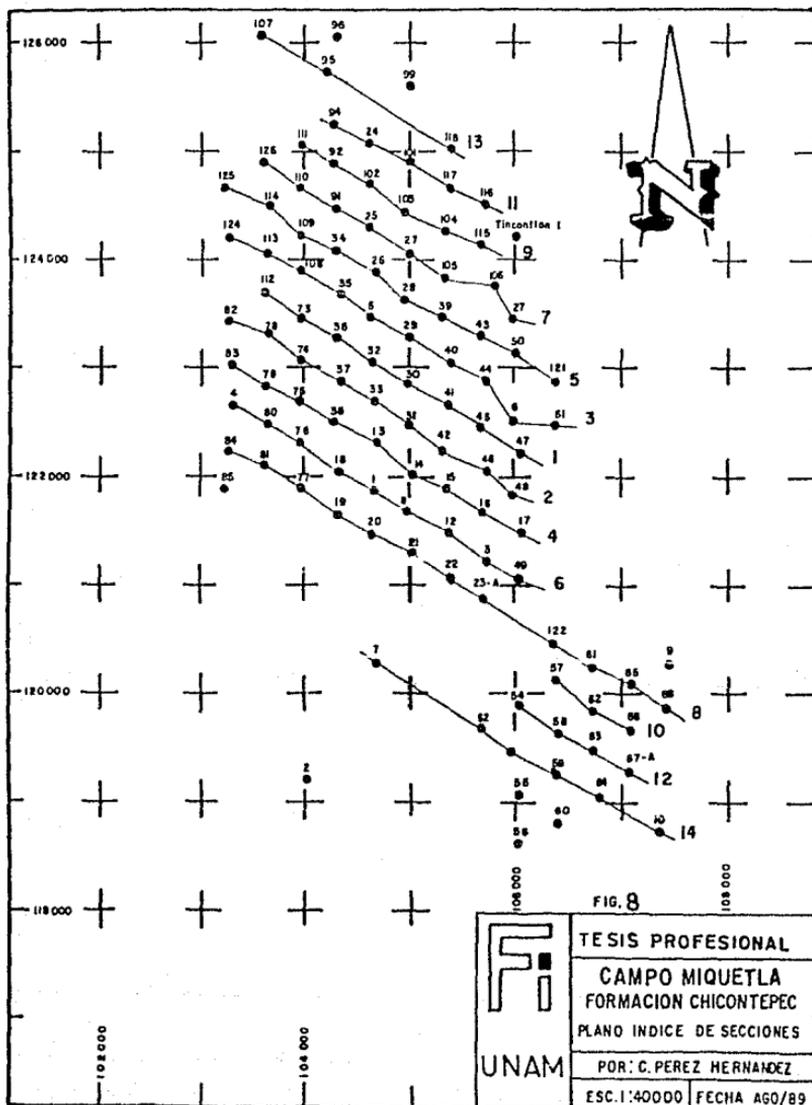
EL CONJUNTO DE SECCIONES CONFORMADO POR TODOS LOS POZOS PERFORADOS, FACILITA EL MEJOR CONOCIMIENTO DE LA ESTRUCTURA DEL CAMPO. ASÍ MISMO, LAS ESCALAS HORIZONTALES Y VERTICALES QUE SE TOMARON, FUERON DIFERENTES PARA HACER RESALTAR LA FORMA DE LA ESTRUCTURA Y PARA FACILITAR EL MANEJO DE LAS SECCIONES.

LAS PROFUNDIDADES DE LOS DATOS CONTENIDOS EN ESTAS SECCIONES ES TÁN REFERIDAS A LA PROFUNDIDAD DEL MAR, POR LO QUE SE INDICAN EN CADA POZO, LA ELEVACIÓN DE LA MESA ROTATORIA.

CON EL ANÁLISIS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS Y POR MEDIO DE 14 SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACIÓN ELABORADAS, SE OBSERVÓ QUE LA CONTINUIDAD DE LAS CAPAS ARCILLOSAS Y CUERPOS ARENOSOS SON PERSISTENTES DURANTE TODO EL CAMPO; DE ESTA MANERA, SE PUDO CLASIFICAR EL YACIMIENTO CHICONTEPEC EN EL CAMPO MIQUETLA EN 4 CUERPOS.

EN LAS SECCIONES SE PROCURÓ SEGUIR UNA DIRECCIÓN NOROESTE-SURESTE CON TODOS LOS POZOS PERFORADOS COMO LO MUESTRA EL PLANO "INDICE DE SECCIONES" (FIG. 8), ESTO ES:

N°. DE SECCION	POZOS COMPRENDIDOS
1	112, 73, 36, 32, 30, 41, 45, 47
2	82, 78, 74, 37, 33, 31, 42, 46, 48
3	124, 113, 108, 35, 5, 29, 40, 44, 6, 51
4	83, 79, 75, 38, 13, 14, 15, 16, 17
5	125, 114, 109, 34, 26, 28, 39, 43, 50, 121
6	4, 80, 76, 18, 1, 11, 12, 3, 49
7	126, 110, 91, 25, 27, 105, 106, 127
8	84, 81, 77, 19, 20, 21, 22, 23-A, 122, 61, 65, 68
9	111, 92, 102, 103, 104, 115
10	57, 62, 66
11	94, 24, 101, 117, 116
12	54, 58, 63, 67-A
13	107, 95, 118
14	7, 52, 8, 59, 64, 10



CON ELAS SE VERIFICÓ QUE LOS ASPECTOS GEOLÓGICOS DEL YACIMIENTO CHICONTEPEC EN EL CAMPO MIQUETLA CORRESPONDEN A LOS DESCRITOS PARA EL PALEOCANAL, SOLO QUE EN EL CAMPO MENCIONADO, LA EXTENSIÓN DE LOS CUERPOS ARENOSOS EN FORMA HORIZONTAL ES BASTANTE AMPLIA A DIFERENCIA DE OTROS CAMPOS EN LOS QUE ALGUNOS CUERPOS SOLO APARECEN EN ALGUNAS ÁREAS.

EN LAS SECCIONES ESTRUCTURALES SE PUEDE APRECIAR UN SUAVE BUZAMIENTO HACIA EL FLANCO SURESTE, MIENTRAS QUE LAS CAPAS ARCILLOSAS QUE LIMITAN VERTICALMENTE EL YACIMIENTO, SE ENCUENTRAN DISTRIBUIDAS GENERALMENTE EN TODA EL ÁREA DE ESTUDIO, POR TAL RAZÓN CADA UNO DE LOS CUERPOS DEBEN SER CONSIDERADOS COMO INDEPENDIENTES, SOBRE TODO A NIVEL LOCAL.

VERTICALMENTE, SE OBSERVARON GRANDES VARIACIONES EN LOS DESARROLLOS ARENOSOS INFERIORES (CUERPO IV), DEBIDO PRINCIPALMENTE A LAS IRREGULARIDADES QUE EXISTIERON EN LA BASE DEL PALEOCANAL -- POR LA ENERGIA Y CANTIDAD DE SEDIMENTOS DISPONIBLES Y POR LA DIRECCIÓN DE ENTRADA DEL MATERIAL AL LUGAR DE ACUMULACIÓN; POR LO QUE SE REFIERE A LOS DESARROLLOS ARENOSOS SUPERIORES (CUERPO I) TAMBIÉN PRESENTAN CON FRECUENCIA CAMBIOS A FÁCIES MÁS ARCILLOSAS, DEBIDO PROBABLEMENTE A LA DISMINUCIÓN DEL MATERIAL EN LA FUENTE. ES IMPORTANTE TOMAR EN CUENTA ESTOS CAMBIOS YA QUE SE MANIFIESTAN COMO VARIACIONES EN LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA.

PARA PODER DEFINIR CON MÁS CLARIDAD EL YACIMIENTO CHICONTEPEC - EN EL CAMPO MIQUETLA, ES NECESARIO ANALIZAR LAS DIFERENTES SECCIONES ELABORADAS Y DAR UNA PEQUEÑA EXPLICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS CUERPOS EN TODO EL CAMPO.

ASÍ PARA UNA MEJOR COMPRENSIÓN DE LO ANTERIOR, SE VIÓ LA NECESIDAD DE DIVIDIR EL CAMPO EN TRES ZONAS PRINCIPALES; LA SUPERIOR QUE ABARCA LAS SECCIONES 9 Y 5, LA MEDIA CON LAS SECCIONES 1, 2 Y 4 Y LA INFERIOR QUE INVOLUCRA LAS SECCIONES 8 Y 14 (FIGS. 9, 10, 11, 12 AL FINAL).

ES NECESARIO REITERAR QUE EN GENERAL, EL BUZAMIENTO DE LA FORMACIÓN EN ESTE CAMPO ES EN DIRECCIÓN NOROESTE-SURESTE, ASIMISMO, EN ALGUNAS ÁREAS CASI TIENDE A SER HORIZONTAL, POR LO TANTO, LAS ÁREAS ESTRUCTURALMENTE MÁS ALTAS SON LA PORCIÓN NOROESTE DEL CAMPO.

CUERPO I

ESTE CUERPO TIENE MUCHA IMPORTANCIA DEBIDO A QUE SE HA DESARROLLADO A LO LARGO DE TODO EL CAMPO. UN PUNTO IMPORTANTE ES QUE SU ESPESOR ES MUY VARIABLE, YA QUE ALGUNOS POZOS LLEGAN A TENER CERCA DE 120 METROS Y EN OTROS SE REDUCE HASTA 25.

CABE ACLARAR QUE EN LA PARTE SUPERIOR, EL CUERPO TIENE UN GRAN ESPESOR, PERO CON LA INCONVENIENCIA DE QUE SUS VALORES EN EL RE

GISTRO DE RESISTIVIDAD SON MUY BAJOS, CON LO CUAL NOS HACE SUPONER QUE TIENE POCAS POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN EN ESTA ÁREA.

EN LA PARTE MEDIA, LOS ESPESORES TIENDEN A REDUCIRSE MIENTRAS - QUE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD SE INCREMENTAN, LO CUAL EN LA MAYORÍA DE LOS POZOS QUE SE ENCUENTRAN PRODUCIENDO EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC DE ESTA ÁREA SE ENCUENTRAN DISPARADOS EN ESTE CUERPO. SU PROFUNDIDAD MEDIA ESTÁ A 1,100 MBNM.

REFERENTE A LA PARTE INFERIOR, SE HACE LA OBSERVACIÓN QUE LA PROFUNDIDAD MEDIA EN ESTA ZONA SE LOCALIZA A 1,150 MBNM, LO QUE NOS INDICA QUE ESTRUCTURALMENTE ESTA ÁREA ES MÁS BAJA QUE LA ZONA SUPERIOR Y MEDIA.

EN ALGUNOS POZOS COMO SON EL POZO MIQUETLA 61 Y 57, EL ESPESOR SE INCREMENTA DEBIDO A UNA MAYOR DEPOSITACIÓN DE MATERIAL, SIENDO ÉSTOS LOS POZOS ESTRUCTURALMENTE MÁS ALTOS.

CUERPO II

ESTE CUERPO TIENE POCO DESARROLLO A LO LARGO DE TODO EL CAMPO, - DESAPARECIENDO EN ALGUNAS ZONAS. EL ESPESOR PROMEDIO NO LLEGA A SER MAYOR DE 40 METROS, REDUCIENDO PAULATINAMENTE HASTA DESAPARECER EN ALGUNOS POZOS. LA PROFUNDIDAD MEDIA DEL CUERPO II ES - APROXIMADAMENTE DE 1,200 MBNM.

EN LA PARTE SUPERIOR LA RESISTIVIDAD TIENE VALORES PROMEDIO DE 8 A 10 OHMS-MT, ASÍ COMO SU ESPESOR ES CERCANO A 20 METROS.

DE LOS POZOS QUE ABARCAN ESTA ZONA, LA GRAN MAYORÍA PRODUCE EN LA FORMACIÓN TAMABRA, TENIENDO PENDIENTE LA EXPLOTACIÓN DEL CAMPO.

LA PARTE MEDIA DEL CAMPO ES LA QUE SE DESARROLLA CON MAYOR FUERZA, YA QUE SE OBSERVA UN MEJOR AVANCE EN SUS DATOS, TANTO EN EL ESPESOR QUE SON DE 30 A 40 METROS COMO SU RESISTIVIDAD DE 15 -- OHMS METROS, POR LO CUAL SE HA PUESTO A PRODUCCIÓN UN MAYOR NÚMERO DE POZOS.

ESTE CUERPO ES EL ÚNICO QUE DESAPARECE EN LA ZONA INFERIOR DEL CAMPO, DESARROLIÁNDOSE SOLO EN POCOS POZOS, TENIENDO A DESAPARECER A MEDIDA QUE SE AVANZA HACIA EL SE, TENIENDO MUY POCAS POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN.

CUERPO III

EL DESARROLLO DE ESTE CUERPO ES EL DE MAYOR ESPESOR DE LOS CUATRO ENCONTRADOS, YA QUE A NIVEL GENERAL, ÉSTOS FLUCTUAN ENTRE 80 Y 120 METROS.

EN LAS TRES ZONAS, SE DESARROLLAN EN FORMA HOMOGÉNEA TANTO LOS VALORES DE SU ESPESOR COMO EN LOS VALORES DE RESISTIVIDAD, EX -

CLUYENDO SOLO LA ZONA INFERIOR EN DONDE ALGUNOS POZOS COMO EL MIQUETLA 16, SU ESPESOR DISMINUYE HASTA 40 METROS.

CON LO ANTERIOR SE PUEDE EXPRESAR QUE ESTE CUERPO TIENE BUENAS POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN.

CUERPO IV

SE PRESENTA A NIVEL DE CAMPO EN FORMA HOMOGÉNEA TENIENDO POCO BUZAMIENTO. TIENE ESPESOR APROXIMADO DE 40 A 50 METROS Y MIENTRAS QUE EN ALGUNOS POZOS LOS VALORES DE RESISTIVIDAD SON MAYORES DE 20 OHMS-METROS, EN OTROS POZOS VECINOS SE REDUCE A TENER CASI LOS VALORES DE RESISTIVIDAD DE LAS ARCILLAS, ESTO HACE SUPONER POCAS POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN A LA VEZ QUE POCOS SON LOS POZOS QUE SE HAN ABIERTO A PRODUCCIÓN.

EL VALOR PROMEDIO DE LA PROFUNDIDAD ES DE 1,350 MBNM. COMO EN LOS CUERPOS ANTERIORES, LA ZONA ESTRUCTURALMENTE MÁS BAJA ES LA INFERIOR, AÚN ASÍ SE TIENEN MEJORES POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN EN ESTA ZONA QUE EN LAS OTRAS, DEBIDO A LOS VALORES CONSTANTES EN SU ESPESOR Y RESISTIVIDAD DE 60 OHMS METROS Y 10 OHMS METROS, RESPECTIVAMENTE.

III.3 PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS

III.3.1 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 SATURACIÓN DE AGUA.

POR ANÁLISIS DE LOS NÚCLEOS EFECTUADOS EN EL LABORATORIO Y POR LOS ANÁLISIS CUANTITATIVOS SE CONSIDERA QUE LAS ARENISCAS TIENEN UN PROMEDIO DEL 40% DE ARCILLOSIDAD, 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 DICHS LABORATORIOS, ES FUNDAMENTAL PARA EL ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS, YÁ QUE ESTA INFORMACIÓN SE REQUIERE EN EL CÁLCULO DE LAS RESERVAS DE UNA FORMACIÓN ALMACENADORA, EN LOS PROGRAMAS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS, EN LA EVALUACIÓN DEL POSIBLE EFECTO DE LA ARCILLA SOBRE LA ARENISCA, EN LOS PROGRAMAS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA, EN LA EVALUACIÓN Y CALIBRACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS.

EL CONOCIMIENTO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS ES FUNDAMENTAL PARA CONOCER LA CANTIDAD DE HIDROCARBUROS QUE PUEDEN SER RECUPERADOS DE UN YACIMIENTO, YA QUE DE ÉSTO DEPENDEN LAS INVERSIONES QUE DEBEN HACERSE PARA TENER LA INFRAESTRUCTURA NECESARIA EN LA EXPLOTACIÓN ADECUADA DEL YACIMIENTO.

III.3.2 POROSIDAD

POROSIDAD (ϕ).- LA POROSIDAD DE UN MEDIO POROSO SE DEFINE COMO: UNA RELACIÓN EXISTENTE ENTRE UN VOLUMEN DE POROS O ESPACIOS VACIOS Y UN VOLUMEN DE ROCA.

$$\phi = V_p / V$$

DONDE:

V_p = VOLUMEN DE POROS DEL MEDIO POROSO

V = VOLUMEN TOTAL DE ROCA

ESTE PUEDE SER UN YACIMIENTO, UNA PORCIÓN DE ÉL, UNA MUESTRA (NÚCLEO) O UN EMPACAMIENTO DE PARTÍCULAS COMO LAS USADAS EN EL LABORATORIO PARA PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS.

ES COMÚN QUE LA POROSIDAD SE EXPRESA 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 CALCAREO, ASÍ COMO LA ACCIÓN DE LOS PROCESOS DIAGNÉTICOS EN EL YACIMIENTO CHICONTEPEC, INFLUYERON PARA QUE LAS ROCAS ALMACENADORAS TENGAN VALORES BAJOS DE POROSIDAD.

ES IMPORTANTE MENCIONAR QUE EN ESTE TRABAJO SE UTILIZARON LOS DATOS PROPORCIONADOS POR EL ANÁLISIS PETROFÍSICO DE LOS NÚCLEOS DE LOS POZOS SOLEDAD 628, 612, 708, 577 Y 505, YA QUE COMO SE COMENTÓ EN EL CAPÍTULO ANTERIOR NO SE CONTÓ CON LA INFORMACIÓN NECESARIA.

PARA EL CÁLCULO DE LA POROSIDAD MEDIA DEL YACIMIENTO, SE PROCEDIÓ A CALCULAR UN PROMEDIO PONDERADO CON RESPECTO A LOS ESPESORES DE LOS INTERVALOS CONSIDERADOS PARA CADA POZO. ASÍMISMO EN FORMA SIMILAR LOS DEL YACIMIENTO, ESTO EN BASE A LOS REGISTROS DE LOS POZOS MENCIONADOS ANTERIORMENTE.

LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE TALES PONDERACIONES SE PRESENTAN EN LA TABLA N°. 2.

III.3.3 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 EFECTIVA.

ALGUNAS ÁREAS DE GRANO FINO PUEDEN TENER ALTA POROSIDAD EFECTIVA PERO AL MISMO TIEMPO LOS POROS Y CANALES POR LOS CUALES SE MUEVE EL FLUIDO SON ESTRECHOS Y TORTUOSOS, TENDIENDO A DISMINUIR LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN, ENTONCES, LA PERMEABILIDAD DE LAS ARENAS DE GRANO FINO TIENDE A SER MUY BAJA,

LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN PERMANECE CONSTANTE AL PASO DEL FLUIDO, SIEMPRE Y CUANDO EL FLUIDO NO REACCIONE CON LA ROCA, EN CASO CONTRARIO ALTERARÍA LAS CONDICIONES INICIALES DE LA FORMACIÓN TRAYENDO CONSIGO UNA DISMINUCIÓN EN LA PERMEABILIDAD.

EN PRUEBAS DE LABORATORIO, LA PERMEABILIDAD REPORTADA SE DENOMINA PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO, MISMA QUE PARA CASOS PRÁCTICOS SE LE CONOCE COMO PERMEABILIDAD ABSOLUTA.

LA UNIDAD DE MEDICIÓN CON LA CUAL SE REPORTA ESTE VALOR SE CONOCE COMO DARCY, PERO SIENDO ESTA UNIDAD MUY GRANDE PARA LA MAYORÍA DE LOS CASOS, COMO ES EL CASO DEL CHICONTEPEC, SE HA UTILI-

ZADO EL MILIDARCY (UNA MILÉSIMA DE DARCY) COMO UNIDAD PRÁCTICA DE CAMPO.

EN LA FORMACIÓN PRODUCTORA DEL CAMPO MIQUETLA LA PERMEABILIDAD VARÍA ENTRE 0.04 Y 14MD, AUNQUE SE ENCONTRARON VALORES AISLADOS HASTA DE 23MD.

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 SOLEDAD 628, 612, 708, 577 Y 505.

ESTOS VALORES DE PERMEABILIDAD SON PRESENTADOS EN LA TABLA NÚMERO 3.

III.3.4 SATURACION DE AGUA

OTRO FACTOR QUE REVISTE PRIMORDIAL IMPORTANCIA EN LA RECUPERACION DE HIDROCARBUROS ES LA SATURACION DE AGUA CONGENITA (S_w), ES DECIR, AQUELLA QUE QUEDÓ ENTRAMPADA EN LOS POROS DURANTE LA GÉNESIS DE LA CUENCA O DE LOS HIDROCARBUROS. EL PORCENTAJE PROMEDIO DE LA FORMACION CHICONTEPEC OSCILA ENTE 40 Y 60% DEPENDIENDO DE LA FUENTE DE INFORMACION PARA ESTE CASO, DE REGISTROS GEOFÍSICOS Y NÚCLEOS.

EN BASE A DATOS DE PRODUCCION SE HA OBSERVADO QUE EN ESTE TIPO DE FORMACION (CHICONTEPEC), DEBIDO PRINCIPALMENTE A SU BAJA PERMEABILIDAD Y BAJOS RITMOS DE PRODUCCION EL AGUA NO SE MANIFIESTA EN GRAN CANTIDAD.

LA SATURACION DE AGUA S_w , ES LA FRACCION O PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE POROS OCUPADO POR EL AGUA DE FORMACION, A PARTIR DE LA CUAL ES POSIBLE DEDUCIR LA SATURACION DE LOS HIDROCARBUROS S_H (ACEITE O GAS) DE LA SIGUIENTE EXPRESION:

$$1 = S_w + S_H$$

$$S_H = 1 - S_w$$

EN LA INGENIERIA DE YACIMIENTOS LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD A POZO ABIERTO SON LOS MÁS USADOS PARA LA DETERMINACION DE LA

SATURACIÓN DE AGUA, YA SEA EN LA ZONA INVADIDA POR EL FLUÍDO -
DE PERFORACIÓN O EN LA ZONA LIMPIA.

DEBIDO A QUE LA SATURACIÓN DE AGUA ES FUNCIÓN DE LA RESISTIVI-
DAD DE LA FORMACIÓN (R_T), ES POSIBLE DETERMINAR ESTE VALOR A -
PARTIR DE LA ECUACIÓN DE ARCHIE. ESTA ECUACIÓN ES LA SIGUIEN-
TE:

$$F = A \delta^{-M}$$

DONDE:

- F = FACTOR DE FORMACIÓN
- A = CONSTANTE DE TORTUROSIDAD
- M = FACTOR DE CEMENTACIÓN
- δ = POROSIDAD

LOS VALORES DE LAS CONSTANTES A Y M, LOS CUALES DEPENDEN DEL TI-
PO DE FORMACIÓN SON OBTENIDOS A PARTIR DE UN DIAGRAMA DE INTE -
RRELACIÓN ENTRE LA POROSIDAD (δ) Y EL FACTOR DE FORMACIÓN (F) -
DETERMINADOS A PARTIR DE LOS NÚCLEOS OBTENIDOS DE LA FORMACIÓN
EN ESTUDIO, EL EXPONENTE DE SATURACIÓN (N) SE OBTIENE AL GRAFI-
CAR LA SATURACIÓN DE AGUA S_w CONTRA EL INDICE DE RESISTIVIDAD -
(I).

SE HACE LA ACLARACIÓN QUE ESTOS PARÁMETROS SE TOMARON DIRECTA -
MENTE DE LOS ANÁLISIS PETROFÍSICOS, EXCLUYÉNDOSE DE ESTE TRABA-
JO LOS PROCEDIMIENTOS DETALLADOS PARA LA OBTENCIÓN DE LOS MIS -
MOS.

LOS VALORES DE LA SATURACIÓN PROMEDIO PARA CADA UNO DE LOS CUERPOS EN ESTUDIO FUERON DETERMINADOS A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR EFECTUADAS A LOS NÚCLEOS DE LOS POZOS SOLEDAD 628, 612, 708, 577 Y 505, DEBIDO A QUE PARA EL CAMPO EN ESTUDIO NO SE CONTÓ CON NÚCLEOS DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC.

ESTE VALOR DE SATURACIÓN DE AGUA PROMEDIO FUE OBTENIDO DE UNA PONDERACIÓN CON RESPECTO A LOS ESPESORES DE LOS INTERVALOS CONSIDERADOS PARA CADA POZO Y EN FORMA SIMILAR LOS DEL YACIMIENTO.

EN LA TABLA NÚMERO 4 SE MUESTRAN LOS VALORES DE SATURACIÓN DE AGUA OBTENIDA PARA CADA UNO DE LOS CUERPOS EN ESTUDIO. ES IMPORTANTE COMENTAR QUE SE TOMÓ COMO LÍMITE MÍNIMO EL VALOR DE SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE OBTENIDO A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR.

T A B L A N°. 2

DETERMINACION DE LA POROSIDAD MEDIA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTS)	ØNUCLEOS PROMEDIO (%)	(No.MTAS)		
I	S-628	10	1095-1098	3	12.5	(17)		
			1098-1101	3	15.1	(12)		
			1101-1103	2	11.4	(6)		
		11	1104-1107	3	11.5	(5)		
			1107-1111	4	10.2	(7)		
		12	1113-1115	2	11.1	(2)		
			1115-1118	3	7.4	(3)		
		13	1118-1121	3	11.1	(2)		
		14	1122-1124	2	7.1	(2)		
			1131-1133	2	14.9	(3)		
		15	1133-1137	4	11.5	(3)		
			1158-1161	3	6.2	(3)		
		18	1161-1165	4	12.4	(3)		
			1167-1171	4	10.3	(3)		
		19	1171-1175	4	10.2	(1)		
		20	1176-1180	4	6.5	(3)		
		Ø CUERPO I = 10.5%						

T A B L A N°. 2

DETERMINACION DE LA POROSIDAD MEDIA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTS)	NUCLEOS PROMEDIO (%)	(No.MTAS)
II	S.628	22	1194-1197	3	5.2	(2)
			1197-1200	3	6.2	(2)
		23	1203-1206	3	10.0	(4)
			1206-1211	5	4.7	(1)
25	1221-1224	3	4.8	(3)		
III	S-628	29	1257-1265	8	6.4	(2)
		30	1266-1272	6	7.6	(2)
IV	S-628	37A	1384-1387	3	3.0	(4)
			1387-1390	3	3.2	(3)
			1390-1392	2	1.7	(2)
		37B	1393-1397	4	2.4	(6)
			1397-1401	4	2.1	(4)
$\bar{\phi}$ CUERPO II= 6.0% $\bar{\phi}$ CUERPO III=6.9% $\bar{\phi}$ CUERPO IV =2.5%						

T A B L A N°. 2

DETERMINACION DE LA POROSIDAD MEDIA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBR)	ESPESOR (H)(MTS)	δNUCLEOS PROMEDIO (%)	(No.MTAS)
I	S-612	1	1247-1250	3	9.0	(4)
			1250-1253	3	6.2	(3)
III	S-612	3	1385-1387.5	2.5	8.2	(3)
			1387.5-1390	2.5	4.5	(4)
$\bar{\delta}$ CUERPO I =7.6% $\bar{\delta}$ CUERPO III=6.4%						
III	S-708	4	1195-1198.5	3.5	11.7	(14)
			1198.5-1202	3.5	6.6	(8)
		5	1202-1205	3	6.2	(16)
			1205-1208	3	8.0	(7)
		6	1243-1247.5	4.5	7.0	(3)
			1247.5-1249	1.5	7.2	(3)
1251-1255.5	4.5	6.5	(3)			
IV	S-708	8	1303-1309.5	6.5	5.2	(3)
			1312-1313.5	1.5	5.0	(3)
$\bar{\delta}$ CUERPO III=7.6% $\bar{\delta}$ CUERPO IV =5.2%						

T A B L A N°. 2

DETERMINACION DE LA POROSIDAD MEDIA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTs)	ØNUCLEOS PROMEDIO (%)	(No.MTAS)
II	S-577	1	1200-1202	2	13.9	(7)
			1202-1204	2	8.5	(3)
			1204-1209	5	15.4	(3)
III		2	1237-1240	3	9.7	(9)
			1240-1243	3	7.8	(5)
			1243-1246.5	3.5	5.7	(5)
			1246.5-1250	3.5	6.6	(5)
			1250-1254	4.0	10.4	(6)
IV		3	1324.0-1328.6	4.6	5.3	(5)
		4.	1355.0-1359.0	4.0	5.5	(3)
$\bar{\phi}$ CUERPO II = 13.5%						
$\bar{\phi}$ CUERPO III = 8.1%						
$\bar{\phi}$ CUERPO IV = 5.4%						

T A B L A N°. 2

DETERMINACION DE LA POROSIDAD MEDIA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

* FORMACION CHICONTEPEC *

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTS)	¿NUCLEOS PROMEDIO (%)	(No.MTAS)		
I	S-505	11	1095-1104	9	8.1	(5)		
		12	1104-1107.25	3.25	4.8	(4)		
		13	1113-1116	3.0	9.8	(3)		
			1116-1119	3.0	9.2	(3)		
			1119-1122	3.0	4.9	(2)		
		14	1122-1127	5.0	9.7	(3)		
			1127-1131	4.0	9.3	(3)		
		15	1131-1137	6.0	9.0	(3)		
			1137-1141	4.0	8.3	(4)		
		16	1141-1148	7.0	5.4	(3)		
		17	1149-1158	9.0	9.3	(1)		
		18	1158-1164	6.0	7.7	(4)		
			1164-1168	4.0	9.5	(2)		
		19	1167-1172	5.0	10.5	(3)		
			1172-1176	4.0	10.4	(3)		
		20	1176-1180	4.0	10.3	(3)		
			1180-1185	5.0	7.4	(3)		
		21	1185-1188	3.0	8.8	(1)		
		$\bar{\phi}$ CUERPO I = 8.5%						

T A B L A N°. 2

DETERMINACION DE LA POROSIDAD MEDIA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTS)	NUCLEOS PROMEDIO (%)	(No.MTAS)
II	S-505	23	1203-1206	3	6.3	(2)
			1206-1212	6	5.8	(2)
		24	1212-1216	4	15.2	(2)
III	S-505	26	1230-1233	3	8.6	(2)
			1233-1235	2	8.4	(1)
		27	1239-1244	5	7.0	(2)
			1244-1248	4	2.1	(2)
		28	1248-1252	4	7.1	(1)
		31	1275-1279	4	4.7	(1)
1279-1283	4		5.0	(1)		
1284-1291	7		6.3	(1)		
32	1284-1291	7	6.3	(1)		
IV	S-505	37	1328-1331	3	4.5	(2)
		38	1337-1345	8	3.5	(2)
		39	1346-1349.5	3.5	5.2	(2)
			1349.5-1352.5	3	5.1	(1)
40	1335-1356	21	5.1	(1)		

T A B L A N°. 2

DETERMINACION DE LA POROSIDAD MEDIA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTS)	ϕNUCLEOS PROMEDIO (%)	(No.MTAS)
IV	S-505	44	1418-1420,2	2.2	5.8	(2)
			1420,2-1422,5	2.3	9.0	(5)
			1422,5-1424	1.5	5.7	(6)
			1424-1425	1.0	3.4	(2)
		45	1427-1429	2	7.4	(10)
$\bar{\phi}$ CUERPO II = 8.8%						
$\bar{\phi}$ CUERPO III = 6.0%						
$\bar{\phi}$ CUERPO IV = 5.1%						

T A B L A N°. 2

DETERMINACION DE LA POROSIDAD MEDIA
DE LOS CUERPOS PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD
" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	POROSIDAD (d) POR POZO (z)	POROSIDAD MEDIA (d) CUERPO (z)
i	628	10.5	9.2
	612	7.6	
	505	8.5	
II	628	6.0	8.7
	577	13.2	
	505	8.8	
III	628	6.9	7.5
	612	6.4	
	708	7.6	
	577	8.1	
	505	6.0	
IV	628	2.5	4.6
	708	5.2	
	577	5.4	
	505	5.1	

T A B L A N°. 3

DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD
DE LOS CUERPOS PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD
" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	KL (N°.MTAS) (MD)	PERMEABILIDAD PROMEDIO (R) (MD)
I	S-628	6.078 (76)	2.404
	S-612	0.067 (7)	
	S-505	1.067 (53)	
II	S-628	3.589 (13)	4.137
	S-577	7.642 (12)	
	S-505	1.181 (6)	
III	S-628	0.815 (4)	1.125
	S-612	0.171 (7)	
	S-708	3.714 (44)	
	S-577	0.727 (30)	
	S-505	0.198 (11)	
IV	S-628	0.217 (19)	1.333
	S-708	0.055 (6)	
	S-577	0.758 (30)	
	S-505	0.302 (33)	

T A B L A N°. 3

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	SATURACION DE AGUA PROMEDIO (\bar{S}_w) (%)	SATURACION DE AGUA MEDIA (\bar{S}_w) (%)
I	628	45.70	49.96
	612	39.17	
	505	65.0	
II	577	28.72	28.72
III	612	64.61	55.08
	708	57.14	
	577	43.50	
IV	708	47.80	48.32
	577	48.84	

T A B L A N°. 4

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTS)	\bar{S}_w NUCLEOS PROMEDIO	(N° MTS) (%)
I	S-628	10	1098-1101	3	15.78	(4)
			1101-1103	2	13.00	(2)
		11	1104-1106	2	26.85	(2)
			1113-1115	2	34.00	(1)
			1115-1118	3	52.50	(1)
			1122-1124	2	98.50	(1)
			1131-1132	1	32.60	(1)
			1158-1159	1	91.60	(1)
			1177-1178	1	92.50	(1)
\bar{S}_w CUERPO I = 45.07						
I	S-612	1	1247-1250	3	34.33	(3)
			1250-1253	3	44.00	(3)
III		3	1385-1388	3	70.50	(2)
			1388-1390	2	55.77	(3)

T A B L A N°. 4

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NUCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTS)	\bar{S}_w NUCLEOS PROMEDIO	(N° MTS) (%)
III	708	4	1195-1198.5	3.5	65.5	(5)
		5	1202-1205	3.0	54.1	(2)
			1205-1205.5	0.5	46.6	(1)
		6	1247.5-1248	0.5	55.5	(1)
IV		9	1312-1313.5	1.5	47.8	(2)
II	577	1	1200-1201	1.0	22.5	(2)
			1202.5-1204	1.5	39.3	(2)
			1206.5-1208.5	2.0	23.9	(1)
III		2	1237-1240	3.0	41.7	(3)
			1240-1241	1.0	42.3	(1)
			1250.5-1252.5	2.0	46.8	(1)
IV		3	1325.8-1328.6	2.8	46.2	(3)
			1329.5-1330	0.5	47.2	(1)
		4	1355-1359	4.0	50.9	(2)

T A B L A N°. 4

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA DE LOS CUERPOS

PRODUCTORES DEL CAMPO SOLEDAD

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	# NÚCLEO	INTERVALO ANALIZADO (MBMR)	ESPESOR (H)(MTS)	\bar{S}_w NÚCLEOS PROMEDIO	(N° MTS) (%)
I	S-505	11	1099-1103	4	37.4	(2)
		12	1104-1106.8	2.8	84.4	(1)
		13	1115-1116	1	44.8	(1)
		15	1138-1139	1	77.2	(1)
		18	1161-1162	1	20.8	(1)
		20	1182-1185	3	74.4	(1)

III.3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

EL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS, ESTA DETERMINADO POR EL GRADO Y NATURALEZA DE LA ENERGÍA DISPONIBLE PARA EL MOVIMIENTO DE LOS FLUIDOS Y POR LAS PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS COMPRENDIDOS 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 LA SUPERFICIE.

LOS DATOS BASICOS SOBRE LOS CUALES SE HACEN LAS PREDICCIONES PUEDEN SER OBTENIDOS MEDIANTE PROCESOS EXPERIMENTALES O BIEN A PARTIR DE CORRELACIONES, TENIENDO UNA MAYOR CONFIABILIDAD LOS OBTENIDOS A PARTIR DE PROCESOS EXPERIMENTALES, YA QUE ÉSTOS SON REALIZADOS CON MUESTRAS REPRESENTATIVAS DEL YACIMIENTO, SIMULANDO LAS CONDICIONES DEL MISMO.

PARA EL ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO EXISTEN DOS TIPOS DE MUESTREO: RECOMBINADO Y DE FONDO.

EL MUESTREO RECOMBINADO ES RECOMENDABLE PARA YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO DADO EL VOLUMEN REQUERIDO, ASÍ COMO PARA AQUELLOS CASOS EN LOS CUALES ES PRACTICAMENTE IMPOSIBLE OBTENER MUESTRAS DE FONDO.

EL MUESTREO DE FONDO ES RECOMENDABLE PARA YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL; PARA YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO ES POSIBLE UTILIZAR - AMBOS MÉTODOS, SIEMPRE Y CUANDO SE SIGA UN PROCESO ADECUADO DE ESTABILIZACIÓN DEL POZO, QUE PERMITA UNA MEDICIÓN EXACTA DE LOS GASTOS DE ACEITE Y GAS. POR LO TANTO, ES POSIBLE AFIRMAR QUE EL MUESTREO DE FONDO ES EL MÁS RECOMENDABLE, DADO QUE CONSERVA LAS PROPIEDADES ORIGINALES DE LOS FLUÍDOS DEL YACIMIENTO.

EL OBJETIVO DE LOS ANÁLISIS DE ESTAS MUESTRAS, ES EL OBTENER EL COMPORTAMIENTO DE LAS PROPIEDADES P.V.T. DE LOS FLUÍDOS, DE TAL MANERA QUE PARA DETERMINAR ESAS PROPIEDADES DE LOS FLUÍDOS DEL CHICONTEPEC EN EL CAMPO MIQUETLA, FUE NECESARIO CORRELACIONAR - EL CAMPO EN ESTUDIO CON ALGÚN CAMPO VECINO, QUE PRESENTARA CON DICIONES SIMILARES EN CUANTO A LAS PROPIEDADES DE LOS FLUÍDOS Y DE LA FORMACIÓN.

SIENDO EL CAMPO SOLEDAD EL QUE MÁS SE APEGA A ESTAS CONDICIONES, SE UTILIZARON LOS ANÁLISIS P.V.T. DE MUESTRAS DE FONDO DE LOS - POZOS SOLEDAD 122 Y 129, ASÍ COMO DE NUESTRA RECOMBINADA DEL POZO MIQUETLA 18 (ÚNICO P.V.T. DEL CAMPO). LOS DATOS SON MOSTRADOS EN LA TABLA N^o, 5.

CONSIDERANDO LA PROFUNDIDAD MEDIDA DE LOS DISPAROS Y OBSERVANDO A QUE YACIMIENTO CORRESPONDE DICHA PROFUNDIDAD, SE CLASIFICARON LOS POZOS PARA CADA CUERPO. EN ALGUNOS POZOS SE CONSIDERÓ COMO

PRESIÓN INICIAL DEL YACIMIENTO LA CORRESPONDIENTE A LA PROFUNDI
DAD MEDIA DE LOS DISPAROS. ENTONCES EL FACTOR DEL VOLUMEN DE -
ACEITE INICIAL SE OBTIENE DE LAS FIGURAS QUE CONTIENEN GRAFICA-
DAS EL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO CONTRA PRESIÓN. -
LOS VALORES OBTENIDOS SE MUESTRAN EN LA TABLA N°. 6

T A B L A N°. 5

RESUMEN DE LOS ANALISIS P.V.T.

REALIZADOS A LOS POZOS SOLEDAD 129, 122 Y MIQUETLA 18

A C E I T E S A T U R A D O					
POZO	PRESION DE SATURACION	REL. GAS DISUELTO ACEITE APs Y Ty	FACTOR DE VOLUMEN	DENSIDAD APs Y Ty	VISCOSIDAD APs Y Ty
S-129	97.7	64.90	1.2114	0.7696	1.7348
S-122	57.65	42.00	1.1476	0.7921	2.2482
M-18	128.50	58.10	1.1771	0.7852	3.300
A C E I T E R E S I D U A L					
POZO	DENSIDAD A P A T A (Gr/cm ³)		VISCOSIDAD A P A Y T A (Cp)		
S-129	0.8581		12.5382		
S-122	0.8591		11.4146		
M-18	0.8714		20.600		

T A B L A N ° . 6

DETERMINACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DE ACEITE INICIAL

CORRESPONDIENTE A LOS POZOS SOLEDAD 129, 122,

AGUA NACIDA 101, MIQUETLA 18 Y COYOL 2

" FORMACION CHICONTEPEC "

CUERPO	POZO	PROF. MEDIA DE LOS DISPAROS (MBR)	PRESION A LA PROF. MEDIA DE LOS DISP. (Kg/cm ²)	FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE INIC. (m ³ /m ³)
I	S -129	1150.00	103.00	1.210541
	AN-101	1273.50	140.00	1.084733
	M - 18	1220.00	124.00	1.171467
	C - 2	1466.00	163.00	1.173933
II	S -122	1934.05	157.20	1.133963

IV. CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

PARA PRONOSTICAR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO ES DE PRIMORDIAL IMPORTANCIA CONOCER EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS EN EL YACIMIENTO, ASIMISMO LA ENERGÍA DISPONIBLE PARA EXPULSAR EL ACEITE Y EL GAS A LA SUPERFICIE. PARA ESTO SI SE OBTIENE EL VOLUMEN DEL ESPACIO POROSO Y SE CONOCEN LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS QUE SATURAN LA ROCA, LA DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS ES SENCILLA Y CONSISTE PRINCIPALMENTE DE UNA SERIE DE PASOS QUE SI SE SIGUEN Y LLEVAN A CABO MEDIANTE UN PROCESO MÁS O MENOS EXACTO, NOS PROPORCIONARÁ RESULTADOS MUY APEGADOS A LA REALIDAD, TODO ESTO DEPENDIENDO DE QUÉ TAN CONFIABLE SEA LA FUENTE DE INFORMACIÓN.

1. CONSTRUCCIÓN DE SECCIONES TRANSVERSALES, UTILIZANDO LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE TODOS LOS POZOS PERFORADOS EN EL ÁREA DEL YACIMIENTO.
2. CORRELACIÓN DE LOS REGISTROS POR MEDIO DE SECCIONES TRANSVERSALES.
3. CONSTRUCCIÓN DE MAPAS ESTRUCTURALES.
4. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ROCA
5. DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD MEDIA DEL YACIMIENTO.

6. DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN MEDIA DE AGUA CONGÉNITA.

7. CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS EN EL YACIMIENTO, EXISTEN BÁSICAMENTE DOS MÉTODOS:

1. MÉTODOS VOLUMÉTRICOS

2. ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA (EBM).

IV.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 MEDIO DE DIFERENTES MÉTODOS, LOS CUALES APORTAN RESULTADOS DIFERENTES DEBIDO BÁSICAMENTE A LAS CONDICIONES A LAS QUE SON TOMADOS CADA UNO DE LOS DATOS REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO.

LOS MÉTODOS MÁS COMUNES QUE SON UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL SON ENUMERADOS A CONTINUACIÓN DE ACUERDO A LA CONFIABILIDAD DE LOS RESULTADOS APORTADOS POR CADA UNO DE ELLOS:

1. MÉTODO DE ISOHIDROCARBUROS.
2. MÉTODO DE ISOPACAS.
3. MÉTODO DE CIMAS Y BASES.

PARA LA DELIMITACIÓN 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 CERCAÑO Y TENIENDO LA CERTEZA DE CONTINUIDAD DEL YACIMIENTO, EL LIMITE AREAL SE GENERÓ POR LA POLIGONAL FORMADA POR LAS TANGENTES A LAS CIRCUNFERENCIAS, TRAZADAS CON UN RADIO IGUAL A LA MITAD DEL ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS.
- DE NO EXISTIR TAL CERTEZA DE CONTINUIDAD, SE CONSIDERÓ COMO POZO AISLADO. CUANDO SE TRATE DE UN POZO DESCUBIERTO O DE UN POZO DE DESARROLLO PERFORADO A MÁS DE DOS ESPACIAMIENTOS DEL MÁS CERCAÑO 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 O DEL CONSIDERADO MEJOR APLICADO ENTRE CAMPOS VECINOS.

CUANDO EL POZO PRODUCTOR ESTA A UNA DISTANCIA MEJOR DE DOS ESPACIAMIENTOS ENTRE POZOS PRODUCTORES DEL MISMO YACIMIENTO

SE FIJÓ EL LIMITE POR MEDIO DE LA POLIGONAL DESCRITA ANTERIOR -
MENTE.

IV.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 POROSI-
DAD, 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 MATEMÁTI-
CAMENTE EN LA SIGUIENTE FORMA:

$$I = h\bar{\theta} (1-S_w) = \frac{h^3 \text{ Hcs A C.y}}{m^2 \text{ Roca}}$$

CON LO QUE SE COMPRUEBA QUE SI SE MULTIPLICA UN ÁREA POR SU ÍNDI-
CE DE HIDROCARBUROS CONOCIDO, SE OBTENDRÁ EL VOLUMEN DE HIDROCAR-
BUROS CONTENIDO EN ELLA.

PERO LA EXPRESIÓN ANTERIOR ES VÁLIDA PARA CASOS DONDE LAS CONDI-
CIONES DE POROSIDAD, SATURACIÓN Y ESPESOR POROSO SON UNIFORMES -
EN TODO EL YACIMIENTO; PERO COMO NO OCURRE ASÍ, DEBIDO A QUE LAS
CONDICIONES VARIAN RÁPIDAMENTE, EXISTE LA NECESIDAD DE OBTENER -
UN VALOR DEL ÍNDICE DE HIDROCARBUROS REPRESENTATIVO DE CADA UNI-

DAD DE ÁREA.

ESTE VALOR ES OBTENIDO MEDIANTE LA ELABORACIÓN DE UN PLANO DE ISOHIDROCARBUROS, PARTIENDO DE LOS VALORES DEL ÍNDICE DE HIDROCARBUROS DE CADA POZO, PARA ESTO SE UTILIZAN DATOS DE POROSIDAD Y SATURACIÓN PREVIAMENTE CORREGIDOS, ASÍ COMO DE SU ESPESOR POROSO OBTENIDO EN CADA POZO MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE SUS CORRESPONDIENTES REGISTROS ELÉCTRICOS; O BIEN, MEDIDOS EN EL ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN EL LABORATORIO.

SUCESIVAMENTE SE PROCEDE A LA ELABORACIÓN DE PLANOS DE ISOHIDROCARBUROS CORRESPONDIENTES A CADA UNO DE LOS CUERPOS DEL CAMPO; UNA VEZ ELABORADO EL PLANO, SE PROCEDE A LA DETERMINACIÓN DEL ÁREA COMPRENDIDA ENTRE CADA UNA DE LAS CURVAS MEDIANTE EL USO DE UN PLANÍMETRO INTEGRADOR DE ÁREAS.

PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS ES UTILIZADA LA SIGUIENTE EXPRESIÓN:

$$V_{HCS} \text{ A C.Y.} = \int I D A$$

LA SOLUCIÓN ANALÍTICA DE LA INTEGRAL PUEDE RESULTAR MUY COMPLEJA, POR LO QUE ES POSIBLE UTILIZAR UN MÉTODO GRÁFICO QUE RESULTE MÁS PRÁCTICO Y FACILITE SU SOLUCIÓN, UNO DE ELLOS CONSISTE EN CONSTRUIR UNA GRÁFICA DE ÍNDICE DE HIDROCARBUROS VS ÁREAS, DE TAL MANERA QUE EL ÁREA ENCERRADA BAJO LA CURVA SERÁ LA CO-

RESPONDIENTE AL VOLUMEN TOTAL DE HIDROCARBUROS MEDIDOS A CON-
DICIONES DEL YACIMIENTO.

EN ESTE TRABAJO NO FUE POSIBLE APLICAR ESTE MÉTODO DEBIDO A QUE
NO SE CONTO CON EL ANÁLISIS CUANTITATIVO CORRESPONDIENTE A ESTE
CAMPO EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC.

IV.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 AGUA, CON --
LOS CUALES ES POSIBLE DETERMINAR EL VOLUMEN DE HIDROCARBU --
ROS, MEDIANTE EL USO DE LA SIGUIENTE EXPRESIÓN:

$$V_{HC} = V_R \bar{\phi} (1 - \bar{S}_W) = M^3 \text{ A C.Y}$$

- PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ROCA (VR) SE PROCEDIO A DETER --
MINAR LOS ESPESORES NETOS POROSOS CORRESPONDIENTES A CADA UNO
DE LOS CUERPOS MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE LAS CURVAS DE --
LOS REGISTROS GEOFÍSICOS, QUE CONFORMARON LAS SECCIONES DE CO --
RRELACIÓN EN EL CAPÍTULO III Y QUE SON MOSTRADOS EN LA TABLA
NÚMERO 7,

PARA LA DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS ES NECESARIO CONTAR CON INFORMACIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA Y POROSIDAD, LA CUAL NO FUE POSIBLE DETERMINAR DADO QUE NO SE CONTO CON PETROFÍSICOS NI ANÁLISIS CUANTITATIVOS, POR LO QUE SE PROCEDIÓ A CORRELACIONAR CON EL CAMPO SOLEDAD, DEL CUAL SE TOMARON LOS DATOS DE POROSIDAD Y SATURACIÓN.

IV.1.3 MÉTODO DE CIMAS Y BASES

EN ESTE MÉTODO, AL IGUAL QUE EL ANTERIOR, SE EMPLEA LA MISMA EXPRESIÓN PARA DETERMINAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS, O SEA:

$$V_{HC} = V_{R\bar{O}} (1-S_w)$$

LA DIFERENCIA QUE EXISTE ENTRE ESTOS DOS MÉTODOS VOLUMÉTRICOS, ES QUE EL MÉTODO DE CIMAS Y BASES CUANTIFICA ESPESORES "BRUTOS" DE ROCA, ES DECIR, CUANTIFICA AQUELLOS ESPESORES DENSOS QUE NO PRESENTAN NINGUNA POSIBILIDAD DE PRODUCCIÓN DESDE LA CIMA DE LA FORMACIÓN HASTA LA BASE MISMA (LÍMITE SUPERIOR E INFERIOR RESPECTIVAMENTE).

PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ROCA, COMO SE INDICÓ PREVIAMENTE, SE LLEVÓ A CABO ELABORANDO LAS CONFIGURACIONES DE LOS PLANOS DE CIMAS Y BASES, A LOS CUALES (Figs.14, 15, 17, 18, 20, 21, 23, y 24).

- PARA ÉSTO SE CONTABILIZÓ LA LECTURA SOBRE EL MISMO REGISTRO, DESDE LA CIMA A LA BASE CORRESPONDIENTE A CADA CUERPO, ELIMINANDO CUELLOS ARCILLOSOS Y ESPESORES QUE NO FIGURABAN POR NO PRESENTAR 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 LA ELABORACIÓN DE PLANOS DE IGUAL ESPESOR (ISOPACA), A LOS CUALES (FIGS. 13,16,19Y22) SE LES PROCEDIÓ A DETERMINAR EL VOLUMEN DE ROCA CORRESPONDIENTE A CADA CUERPO.

- EL VOLUMEN DE ROCA SE OBTENDRÁ CON LA SIGUIENTE EXPRESIÓN:

$$V_R = \int H D A$$

LA CUAL ES POSIBLE DETERMINAR DE MANERA SENCILLA AL CONSTRUIR CON LAS ÁREAS ENCERRADAS POR CADA UNA DE LAS CURVAS (TABLA 8,9,10Y11) DE IGUAL ESPESOR POROSO, DETERMINADAS CON EL PLANÍMETRO Y LOS ESPESORES POROSOS UNA GRÁFICA DE ÁREAS CONTRA ESPESORES.

- EL ÁREA COMPRENDIDA BAJO LA CURVA Y LOS EJES CARTESIANOS (FIGS.25,27,29Y31) PROPORCIONA EL VOLUMEN DE ROCA NETO POROSO CORRESPONDIENTE A LAS CUERPOS I, II, III Y IV DE LA FORMACIÓN CORRESPONDIENTE AL CAMPO MIQUETLA.

SE LES DETERMINÓ EL ÁREA QUE ENCIERRA CADA UNA DE LAS CURVAS - DE IGUAL PROFUNDIDAD MEDIANTE EL USO DE UN INTEGRADOR DE ÁREAS (RESULTADOS EN LAS TABLAS 12,13,14Y15), DE LA CIMA Y BASE CORRESPONDIENTE A CADA CUERPO ARENOSO; CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS SE PROCEDIO A ELABORAR UNA GRÁFICA DE ÁREAS VS PROFUNDIDADES.

EL ÁREA COMPRENDIDA BAJO LA CURVA CORRESPONDE AL VOLUMEN DE ROCA "TOTAL" CORRESPONDIENTE A CADA UNO DE LOS CUERPOS (FIGS. 26, 28, 30 Y 32).

SE OBSERVA QUE PARA ESTOS DOS MÉTODOS LOS RESULTADOS DIFIEREN NOTABLEMENTE DADO QUE EL DE CIMAS Y BASES COMO SE DIJO ANTERIORMENTE CUANTIFICA ESPESORES DENSO, POR LO CUAL SE CONSIDERA QUE EL DE ISOPACAS ES EL MÁS CONFIABLE DE LOS MÉTODOS VOLUMÉTRICOS UTILIZADOS EN ESTE TRABAJO, YA QUE COMO SE DIJO ANTES EL MÉTODO DE ISOPACAS CONTABILIZA ÚNICAMENTE ESPESORES NETOS POROSOS, ES DECIR, ESPESORES QUE PRESENTAN CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS CON BUENAS PERSPECTIVAS PRODUCTORAS. ADEMÁS DE QUE NO FUE POSIBLE LA REALIZACIÓN DE UN MÉTODO MÁS CONFIABLE COMO ES EL DE ISOHIDROCARBUROS.

(TABLA 7.)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
84	1165	1271	90.35	I	98
	--	--		II	--
	1300	1377		III	66
	1390	1448		IV	58
81	1150	1242	74.23	I	82
	1265	1270		II	3
	1282	1368		III	82
	1377	1420		IV	38
77	1139	1220	70.78	I	74
	1265	1273		II	6
	1285	1375		III	82
	1379	1420		IV	39
19	1148	1210	64.35	I	56
	1250	1263		II	13
	1277	1363		III	84
	1370	1420		IV	47
20	1197	1250	105.81	I	45
	1290	1315		II	17
	1325	1413		III	80
	1418	1455		IV	37
21	1168	1218	79.45	I	40
	1271	1284		II	10
	1297	1381		III	67
	1387	1426		IV	39
22	1193	1237	106.11	I	35
	1293	1305		II	9
	1318	1397		III	68
	1403	1450		IV	47
23A	1202	1253	106.68	I	49
	1303	1314		II	7
	1325	1402		III	69
	1405	1460		IV	52

(T A B L A 7 .)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS

CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPEJOR POROSO (MTS)
112	1152	1225	92.40	I	63
	1263	1295		II	32
	1303	1370		III	46
	1403	1458		IV	42
75	1122	1195	58.34	I	63
	1225	1259		II	34
	1272	1344		III	55
	1371	1420		IV	43
36	1128	1188	59.82	I	57
	1222	1255		II	33
	1267	1343		III	67
	1367	1405		IV	32
32	1168	1225	89.92	I	55
	1260	1295		II	35
	1308	1400		III	75
	1405	1429		IV	23
30	1147	1183	52.64	I	33
	1231	1268		II	32
	1280	1373		III	75
	1378	1404		IV	24
41	1186	1220	85.60	I	28
	1266	1299		II	25
	1317	1407		III	69
	1418	1441		IV	16
45	1178	1210	70.55	I	26
	1257	1289		II	21
	1308	1403		III	71
	1410	1456		IV	22
47	1174	1221	66.04	I	40
	1263	1293		II	23
	1311	1403		III	72
	1411	1449		IV	37

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
122	1178	1228	81.71	I	50
	1277	1292		II	13
	1303	1374		III	65
	1381	1442		IV	56
61	1190	1280	129.03	I	82
	--	--		II	--
	1361	1427		III	40
	1436	1500		IV	57
65	1246	1293	107.94	I	40
	--	--		II	--
	1353	1421		III	57
	1431	1495		IV	61
68	1269	1292	105.51	I	23
	--	--		II	--
	1359	1428		III	61
	1434	1524		IV	62
57	1172	1271	118.64	I	90
	1304	1328		II	22
	1336	1403		III	53
	1412	1479		IV	60
62	1209	1264	109.94	I	43
	1309	1324		II	10
	1335	1397		III	48
	1408	1464		IV	44
66	1248	1292	132.81	I	39
	1344	1353		II	6
	1372	1434		III	53
	1444	1535		IV	86

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
54	1184	1276	100.70	I	83
	--	--		II	--
	1309	1380		III	64
	1398	1456		IV	43
58	1208	1297	114.67	I	80
	--	--		II	--
	1333	1396		III	49
	1410	1469		IV	47
63	1214	1289	112.83	I	75
	--	--		II	--
	1342	1400		III	51
	1410	1480		IV	60
67A	1250	1290	135.16	I	40
	--	--		II	--
	1370	1425		III	51
	1435	1510		IV	71
52	1164	1277	99.33	I	107
	--	--		II	--
	1312	1388		III	69
	1396	1460		IV	60
8	1197	1311	142.34	I	103
	--	--		II	--
	1351	1416		III	56
	1426	1492		IV	55
64	1253	1300	145.73	I	34
	1324	1349		II	21
	1368	1423		III	51
	1443	1508		IV	59
10	1291	1313	132.82	I	21
	--	--		II	--
	1383	1422		III	37
	1441	1510		IV	65

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MMBR)	BASE (MMBR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
4	1167	1213	61.86	I	46
	1246	1254		II	8
	1265	1350		III	78
	1360	1422		IV	54
80	1164	1247	94.89	I	68
	1279	1290		II	11
	1299	1379		III	64
	1400	1453		IV	44
76	1169	1230	89.11	I	52
	1278	1300		II	22
	1310	1390		III	67
	1411	1470		IV	51
18	1189	1250	114.50	I	56
	1297	1312		II	11
	1328	1412		III	79
	1427	1456		IV	29
1	1149	1205	65.00	I	48
	1250	1267		II	14
	1282	1362		III	68
	1373	1417		IV	36
11	1149	1205	66.78	I	53
	S/D	S/D		II	--
	S/D	S/D		III	--
	S/D	S/D		IV	--
12	1181	1234	86.58	I	45
	1277	1294		II	15
	1313	1392		III	68
	1402	1442		IV	40
3	1166	1223	78.94	I	57
	1270	1283		II	10
	1298	1381		III	79
	1387	1433		IV	46
49	1166	1227	69.88	I	58
	1268	1280		II	11
	1297	1375		III	71
	1380	1439		IV	58

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS

CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
83	1207	1265	103.86	I	56
	1296	1304		II	8
	1314	1389		III	57
	1402	1458		IV	54
79	1119	1203	60.62	I	77
	1242	1256		II	14
	1264	1349		III	.85
	1355	1419		IV	55
75	1131	1198	60.79	I	56
	1247	1255		II	6
	1265	1359		III	78
	1366	1412		IV	32
38	1130	1198	60.76	I	57
	1252	1257		II	5
	1270	1359		III	72
	1371	1402		IV	28
13	1172	1237	96.79	I	57
	1269	1297		II	24
	1312	1400		III	77
	1412	1437		IV	22
14	1140	1198	60.04	I	52
	1232	1264		II	30
	1277	1372		III	81
	1376	1412		IV	34
15	1157	1205	71.09	I	42
	1251	1278		II	22
	1296	1382		III	70
	1392	1421		IV	28
16	1174	1218	82.97	I	38
	1268	1291		II	17
	1307	1393		III	68
	1401	1434		IV	33
17	1171	1211	66.74	I	33
	1257	1283		II	16
	1300	1382		III	66
	1388	1440		IV	52

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS

CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
6	1194	1230	78.94	I	--
	1282	1320		II	--
	1336	1424		III	--
	1438	1456		IV	--
85	1197	1255	115.28	I	46
	1278	1283		II	5
	1288	1380		III	87
	1397	1444		IV	35
9	1321	1341	138.01	I	19
	--	--		II	--
	1403	1470		III	53
	1471	1536		IV	63
96	1188	1277	65.61	I	71
	1302	1335		II	28
	1352	1405		III	49
	1411	1447		IV	36
55	1265	1298	106.12	I	30
	--	--		II	--
	1326	1383		III	48
	1398	1457		IV	49
60	1260	1285	95.10	I	25
	--	--		II	--
	1320	1367		III	45
	1382	1460		IV	74
56	1259	1295	55.70	I	29
	--	--		II	--
	1320	1370		III	48
	1385	1460		IV	68
2	1252	1355	135.26	I	99
	1399	1448		II	46
	1456	1522		III	62
	1526	1601		IV	71
99	1226	1291	59.33	I	56
	1333	1348		II	15
	1354	1420		III	52
	1434	1464		IV	30

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
35	1129	1180	58.22	I	51
	1208	1258		II	50
	1275	1350		III	74
	1370	1417		IV	43
5	1142	1184	58.32	I	42
	1209	1263		II	51
	1278	1354		III	67
	1381	1408		IV	22
29	1128	1187	57.94	I	55
	1214	1270		II	52
	1285	1376		III	80
	1381	1407		IV	25
40	1167	1237	94.04	I	64
	1267	1327		II	54
	1338	1437		III	97
	1444	1493		IV	48
44	1182	1218	70.25	I	33
	1248	1305		II	50
	1316	1417		III	97
	1424	1450		IV	25
6	1194	1230	78.94	I	34
	1282	1320		II	34
	1336	1424		III	60
	1438	1456		IV	14
51	1202	1233	74.80	I	27
	1267	1323		II	52
	1333	1433		III	86
	1440	1497		IV	56

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
39	1168	1251	61.52	I	61
	1264	1333		II	57
	1340	1398		III	53
	1402	1435		IV	31
43	1176	1262	62.12	I	60
	1271	1307		II	28
	1316	1411		III	89
	1415	1444		IV	29
50	1192	1292	84.70	I	54
	1298	1335		II	34
	1345	1445		III	87
	1450	1475		IV	23
121	1236	1275	111.37	I	27
	1337	1372		II	30
	1385	1485		III	88
	1490	1505		IV	14
124	1138	1187	80.18	I	45
	1203	1248		II	41
	1266	1359		III	80
	1373	1452		IV	66
113	--	--	94.16	I	--
	--	--		II	--
	1312	1386		III	67
	1403	1455		IV	47
108	S/D	S/D	--	--	--

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
127	S/D	S/D	- - -	--	--
125	1185	1285	104.55	I	89
	1288	1316		II	26
	1326	1397		III	63
	1409	1469		IV	53
114	1114	1205	62.95	I	73
	1217	1254		II	32
	1265	1341		III	64
	1355	1412		IV	55
109	1142	1238	75.68	I	83
	1251	1267		II	16
	1295	1362		III	50
	1379	1428		IV	44
34	1131	1225	56.74	I	61
	1235	1250		II	15
	1272	1343		III	62
	1362	1404		IV	41
26	1144	1226	56.70	I	63
	1237	1248		II	11
	1278	1358		III	73
	1373	1410		IV	34
28	--	--	58.94	I	--
	--	--		II	--
	--	1371		III	--
	1387	1424		IV	30

(TABLA 7.)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
115	S/D	S/D	--	--	--
126	1150	1241	74.83	I	76
	1246	1278		II	30
	1287	1359		III	65
	1372	1436		IV	60
110	S/D	S/D	--	--	--
91	1140	1242	56.90	I	84
	1254	1270		II	16
	1279	1352		III	66
	1364	1415		IV	47
25	1151	1237	57.52	I	76
	1256	1271		II	15
	1283	1354		III	63
	1396	1416		IV	45
27	1184	1240	59.04	I	46
	1253	1281		II	22
	1296	1373		III	67
	1388	1424		IV	33
105	1202	1236	55.34	I	26
	1259	1292		II	26
	1300	1382		III	72
	1401	1434		IV	29
106	1262	1290	93.46	I	24
	1313	1349		II	28
	1360	1440		III	70
	1448	1463		IV	14

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
117	1225	1319	88.24	I	81
	1352	1362		II	10
	1366	1425		III	50
	1447	1490		IV	38
116	1267	1328	87.66	I	46
	1365	1371		II	6
	1376	1435		III	44
	1463	1496		IV	27
111	1162	1221	55.40	I	46
	1231	1267		II	15
	1272	1347		III	56
	1369	1422		IV	41
92	1145	1219	53.99	I	74
	1228	1256		II	12
	1267	1342		III	55
	1356	1424		IV	60
102	1178	1230	56.24	I	46
	1239	1271		II	15
	1278	1367		III	67
	1379	1430		IV	48
103	1194	1227	55.12	I	20
	1257	1289		II	26
	1297	1377		III	72
	1395	1434		IV	36
104	1237	1275	92.07	I	33
	1300	1333		II	27
	1341	1422		III	73
	1438	1477		IV	37

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
 CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS
 CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (MTS)	CUERPO	ESPESOR POROSO (MTS)
82	-	1256	89.75	I	--
	1277	1298		II	16
	1303	1403		III	70
	1406	1455		IV	44
78	1173	1214	69.62	I	38
	1251	1269		II	14
	1278	1377		III	71
	1384	1431		IV	40
74	1117	1201	60.41	I	67
	1236	1258		II	14
	1267	1349		III	72
	1375	1418		IV	26
37	1132	1196	59.05	I	52
	1241	1261		II	16
	1271	1364		III	79
	1369	1399		IV	17
33	1167	1221	89.93	I	48
	1269	1294		II	20
	1307	1400		III	73
	1405	1429		IV	15
31	1142	1192	63.68	I	44
	1235	1270		II	29
	1287	1382		III	87
	1386	1413		IV	24
42	1153	1191	56.67	I	32
	1234	1269		II	30
	1286	1380		III	74
	1383	1412		IV	23
46	1160	1202	62.77	I	40
	1247	1280		II	28
	1297	1387		III	74
	1394	1425		IV	33
48	1171	1213	69.31	I	38
	1269	1291		II	18
	1308	1397		III	73
	1401	1437		IV	36

(TABLA 7)

INFORMACION DE PARAMETROS UTILIZADOS PARA EL
CALCULO DE VOLUMEN ORIGINAL CORRESPONDIENTE A LOS

CUERPOS: I, II, III Y IV

POZO No.	CIMA (MBMR)	BASE (MBMR)	EMR (mts)	CUERPO	ESPESOR POROSO (mts)
107	1155	1252	53.30	I	85
	1258	1300		II	37
	1318	1369		III	49
	1374	1432		IV	54
95	1198	1275	53.03	I	67
	1290	1297		II	7
	1306	1358		III	48
	1380	1438		IV	51
118	1199	1297	54.93	I	78
	1334	1344		II	10
	1350	1407		III	47
	1429	1474		IV	42
94	1146	1244	53.65	I	84
	1257	1287		II	23
	1292	1355		III	58
	1362	1429		IV	64
24	1183	1262	50.17	I	70
	1287	1298		II	11
	1304	1306		III	49
	1380	1439		IV	58
101	1248	1328	92.25	I	61
	1346	1354		II	8
	1361	1417		III	51
	1444	1488		IV	44

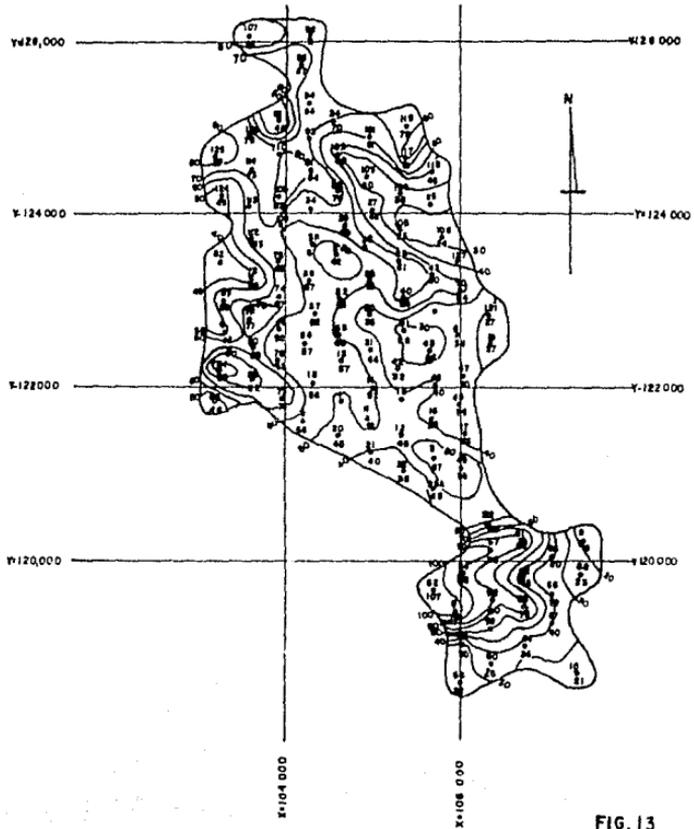


FIG. 13

	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE ISOPACAS CUERPO-X	
	POR: C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC 1 20,000	FECHA ABO/1989

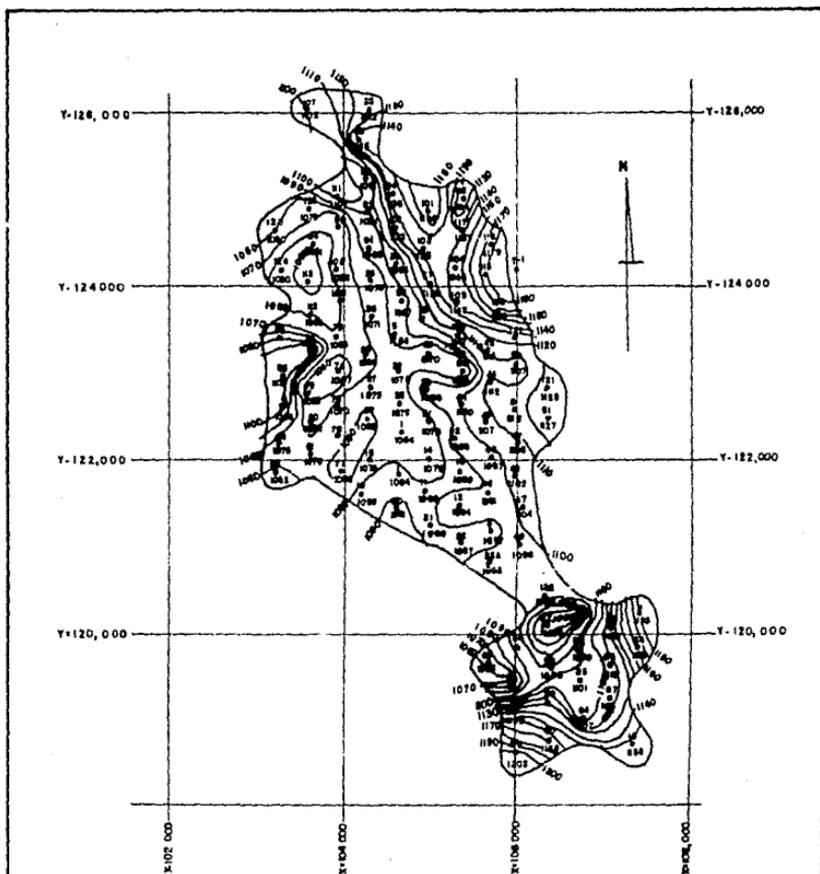


FIG. 14

 UNAM	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE CIMAS CUERPO-I	
	POR: C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC. 1-20,000	FECHA ABO./1968

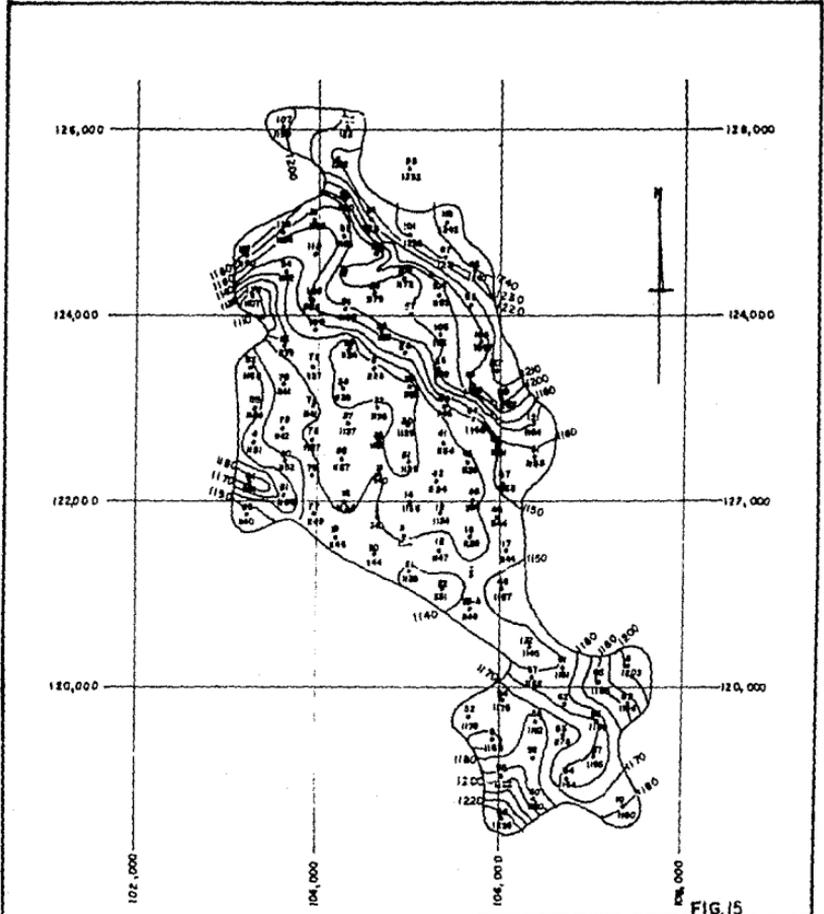


FIG.15

	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE BASES CUERPO-I	
UNAM	POR: C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC. 1-20, 300	FECHA 480, 1959

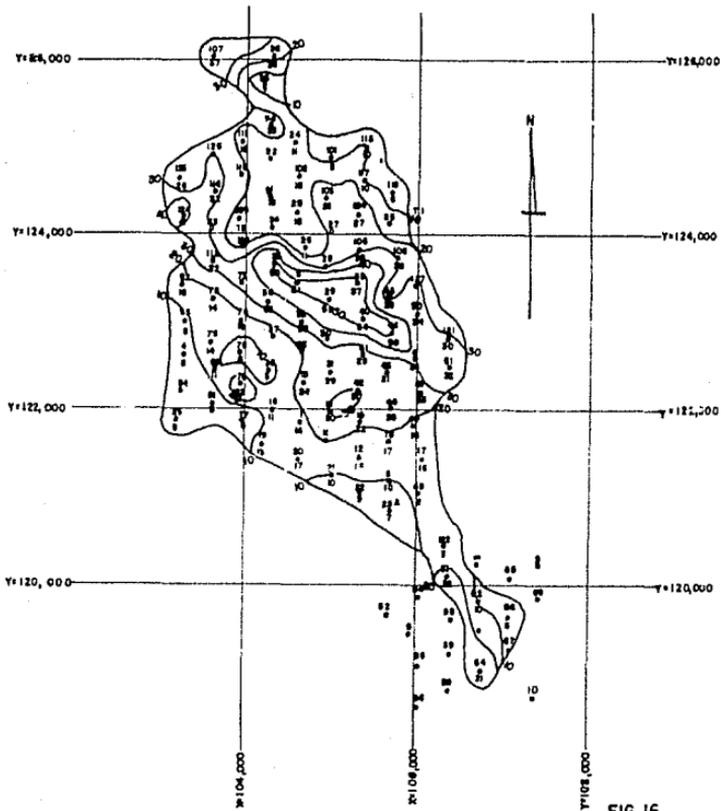


FIG.16

 UNAM	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE ISOPACAS CUERPO -II-	
	POR C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC. 1- 20,000	FECHA ABO/1989

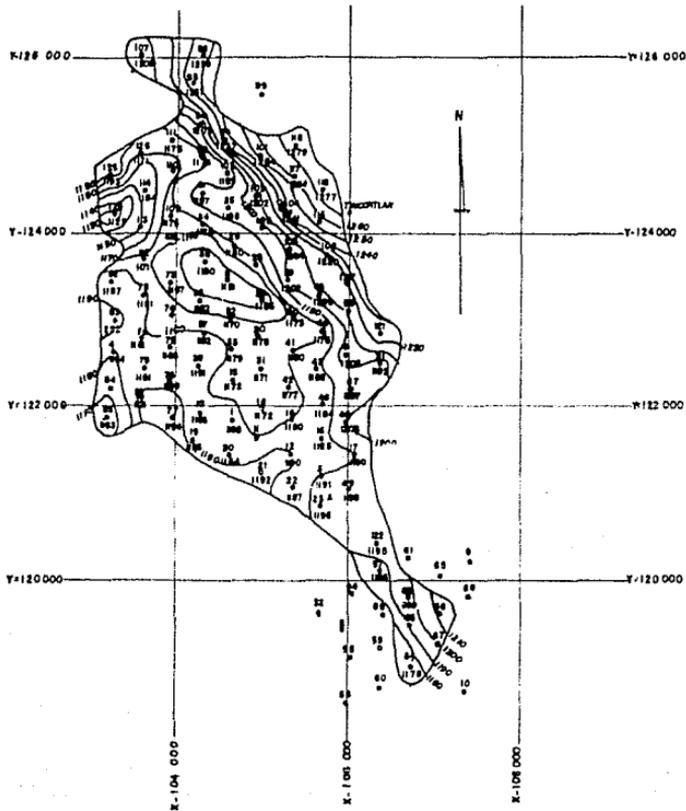


FIG.17

	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE CIMAS CUERPO-II	
	POR C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC 1:20,000	FECHA 160/1988

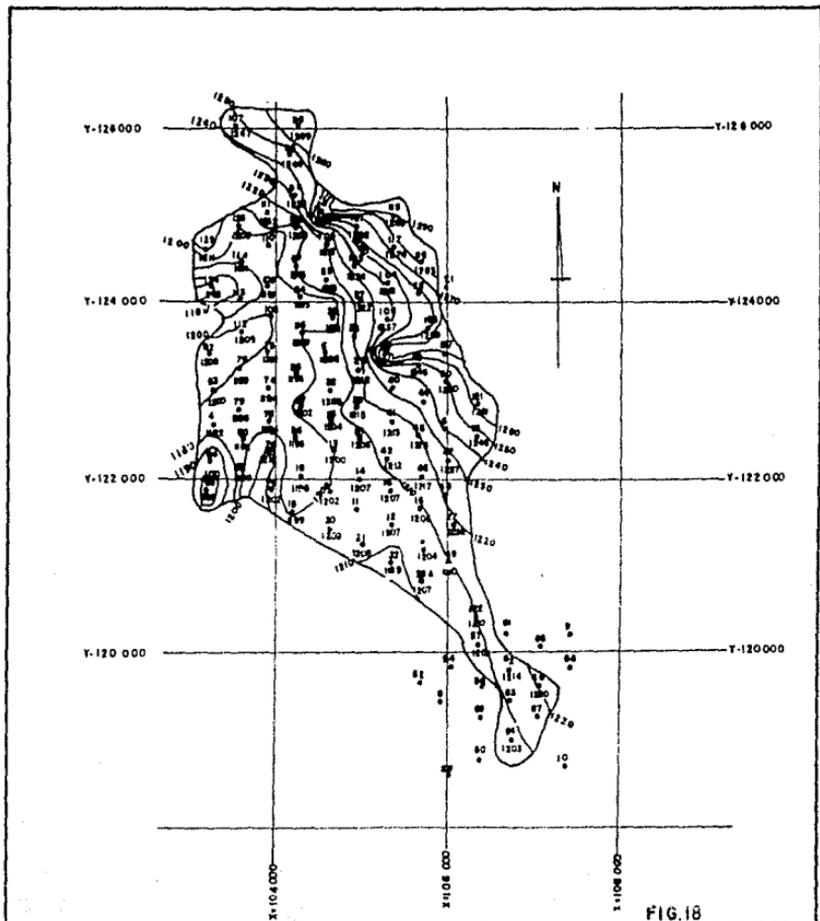


FIG.18

 UNAM	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE BASES CUERPO - II	
	POR C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC. 1-20, 500	FECHA AÑO/1989

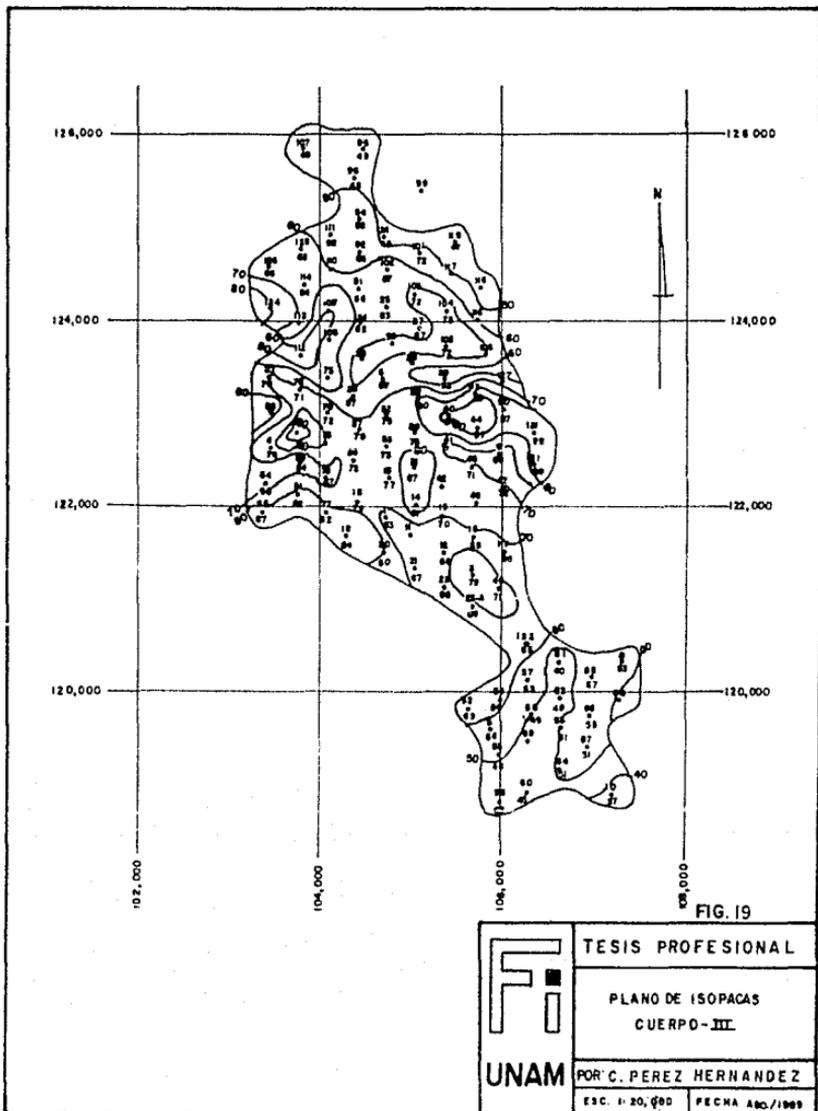
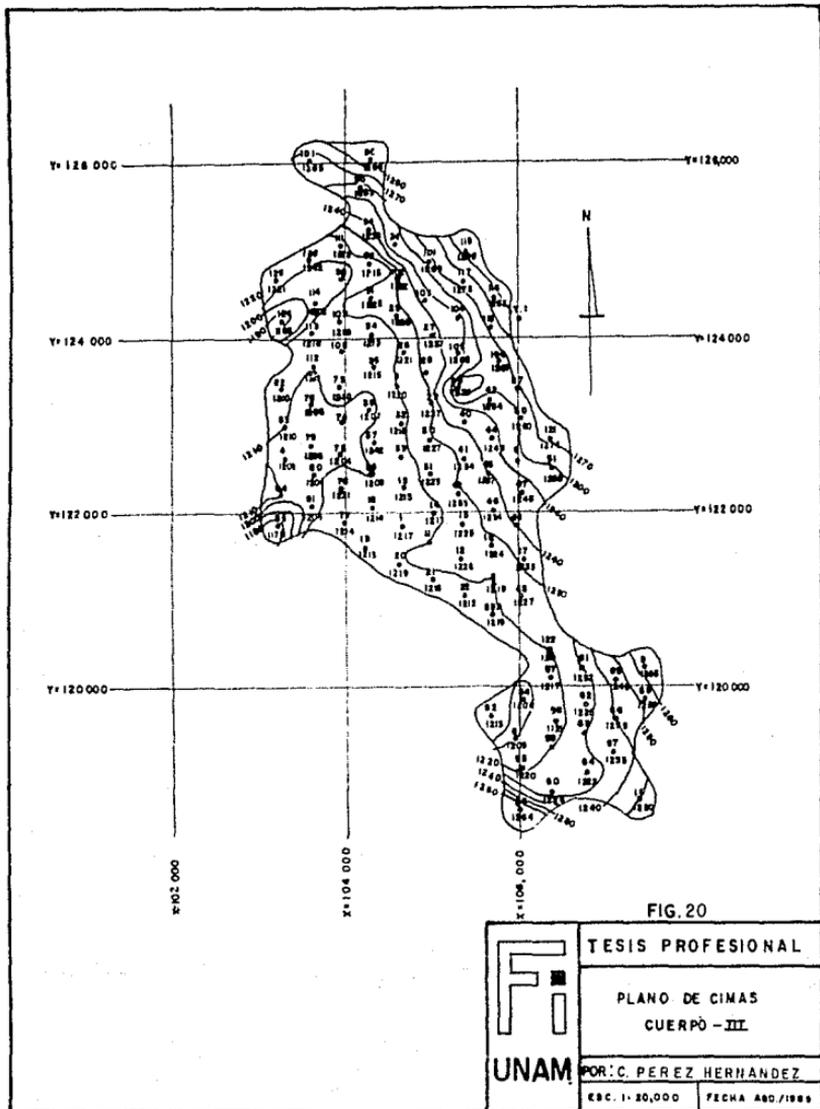


FIG. 19

 UNAM	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE ISOPACAS CUERPO-III	
	POR C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC. I-20, 690	FECHA ABO./1985



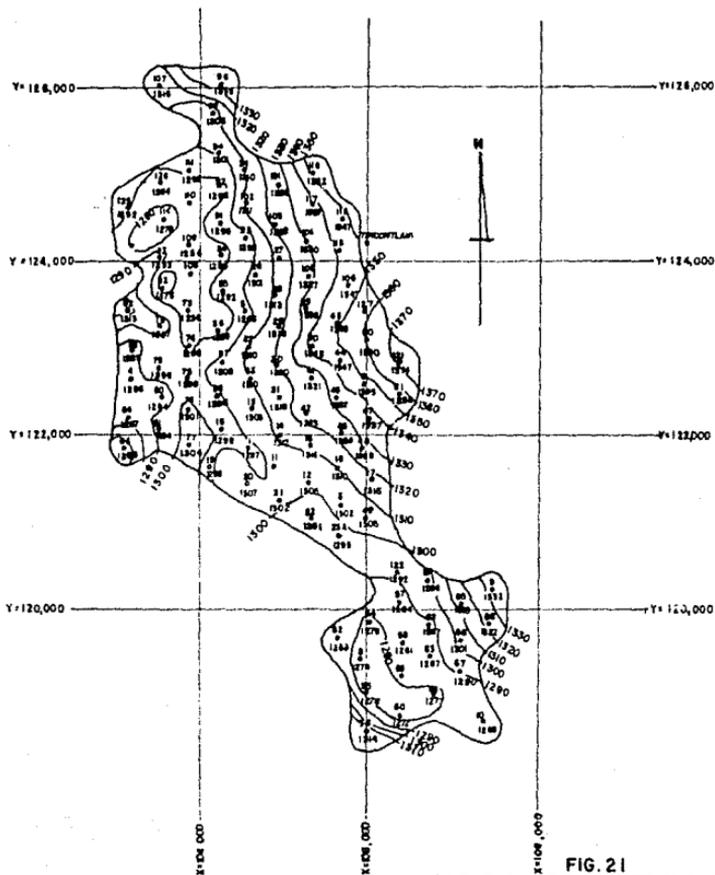


FIG. 21

	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE BASES CUERPO-III	
	POR C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC. 1º 20,000	FECHA AGO /1983

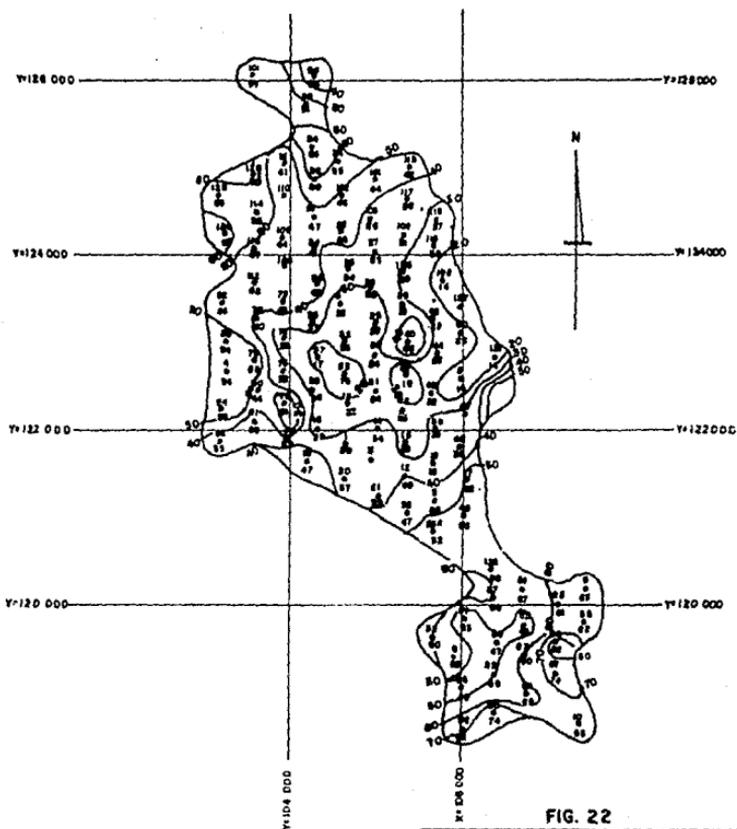


FIG. 22

 UNAM	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE ISOPACAS CUERPO - II'	
	POR: C. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC. N.º 20, 300	FECHA AGO. 1968

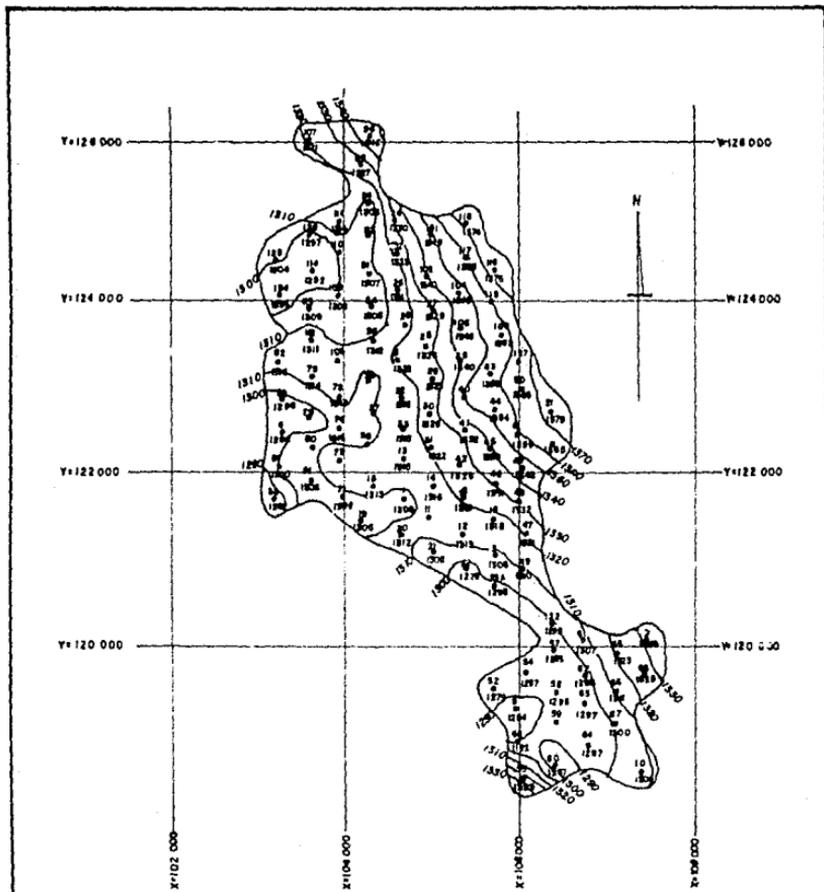


FIG. 2.3

	TESIS PROFESIONAL
	PLANO DE CIMAS CUERPO-IV
	POR C. PÉREZ HERNÁNDEZ
	E.C. 1: 20,000 FECHA AGO. 1988

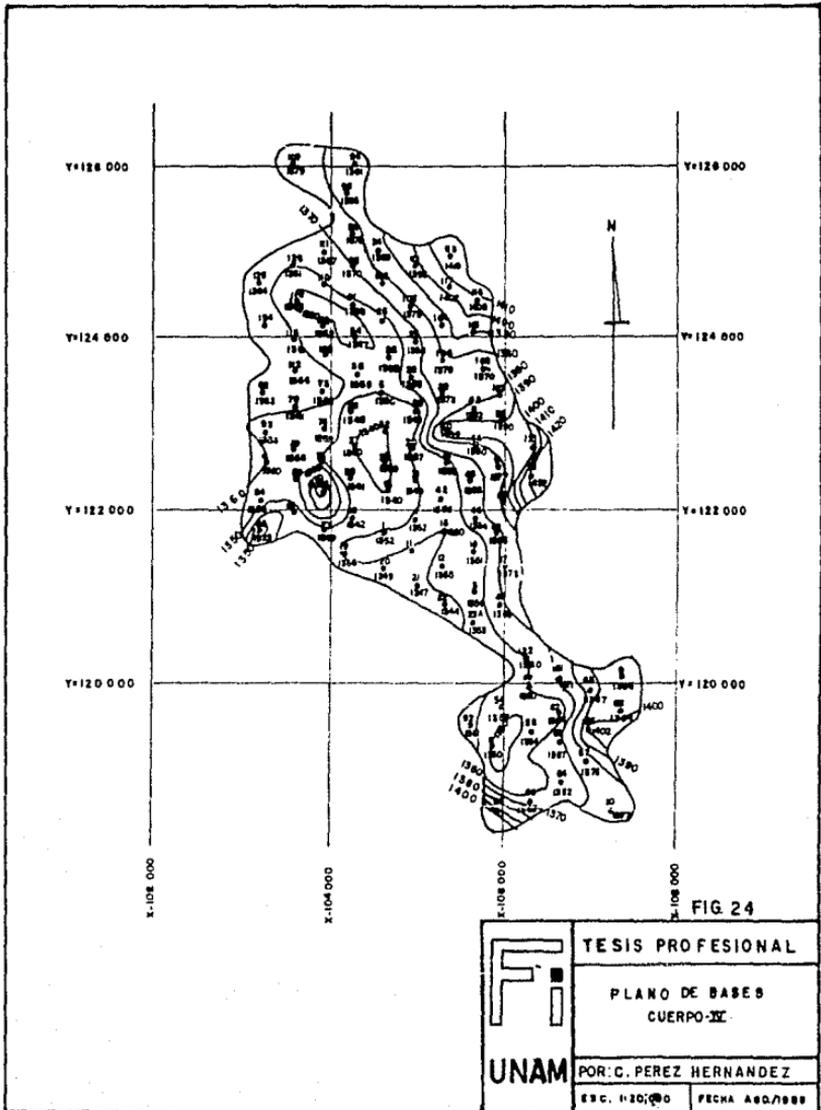


FIG 24

 UNAM	TESIS PROFESIONAL	
	PLANO DE BASES CUERPO-III	
	POR: G. PEREZ HERNANDEZ	
	ESC. 1-20-00	FECHA AGO/1988

(T A B L A 8)

INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION

DEL PLANO DE ISOPACAS

(CUERPO I)

ESPEJOR DE LA ISOPACA (MTS.)	AREA DEL PLANO (CM. ²)	AREA DEL TERRENO (10 ⁶ M ²)
0	396.0	15.840
20	390.3	15.612
30	367.9	14.716
40	288.5	11.540
50	228.9	9.156
60	135.8	5.432
70	81.0	3.240
80	34.1	1.364
90	9.0	0.360
100	4.0	0.160

ESC: 1:20,000

(T A B L A 9)

INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION

DEL PLANO DE ISOPACAS

(CUERPO 11)

ESPEJOR DE LA ISOPACA (MTS.)	AREA DEL PLANO (CM. ²)	AREA DEL TERRENO (10 ⁶ M ²)
0	338.0	13.520
10	293.8	11.752
20	166.7	6.668
30	74.7	2.988
40	25.5	1.020
50	9.5	0.380
ESC: 1:20,000		

(T A B L A 9)

INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION

DEL PLANO DE ISOPACAS

(CUERPO II)

ESPEJOR DE LA ISOPACA (MTS.)	AREA DEL PLANO (CM. ²)	AREA DEL TERRENO (10 ⁶ M ²)
0	338.0	13.520
10	293.8	11.752
20	166.7	6.668
30	74.7	2.988
40	25.5	1.020
50	9.5	0.380

ESC: 1:20,000

(T A B L A 10)
INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DEL PLANO DE ISOPACAS
(CUERPO III)

ESPEJOR DE LA ISOPACA (MTS.)	AREA DEL PLANO (CM. ²)	AREA DEL TERRENO (10 ⁶ M ²)
0	396.2	15.848
40	393.7	15.748
50	332.1	13.284
60	260.5	10.420
70	147.5	5.900
80	44.3	1.772
90	5.6	0.224
ESC: 1:20,000		

(T A B L A 11)

INFORMACION OBTENIDA A PARTIR DE LA CONFIGURACION

DEL PLANO DE ISOPACAS

(CUERPO IV)

ESPEJOR DE LA ISOPACA (MTS.)	AREA DEL PLANO (CM. ²)	AREA DEL TERRENO (10 ⁶ M ²)
0	396.0	15.840
20	392.3	15.692
30	311.6	12.464
40	224.1	8.964
50	132.0	5.280
60	37.6	1.504
70	9.9	0.396
80	1.4	0.056

ESC: 1:20,000

(T A B L A 1 2)

RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DE LOS PLANOS DE CIMAS Y BASES CORRESPONDIENTES AL:
(CUERPO I)

PROFUNDIDAD (MBNM)	AREA DEL PLANO (CM ²)	AREA DE CIMAS REAL (10 ⁶ M ²)	AREA DEL PLANO (CM ²)	AREA DE BASES REAL (10 ⁶ M ²)
1050	3.30	0.132		
1060	22.10	0.884		
1070	55.50	2.220		
1080	151.70	6.068		
1090	197.00	7.880		
1100	249.30	9.972		
1110	278.80	11.152	1.0	0.040
1120	307.50	12.280	2.6	0.104
1130	330.40	13.216	20.5	0.820
1140	347.90	13.916	87.5	3.500
1150	363.40	14.536	163.6	6.544
1160	374.30	14.972	213.3	8.532
1170	382.50	15.300	254.2	10.168
1180	387.60	15.504	298.4	11.936
1190	394.60	15.784	328.2	13.128
1200	395.90	15.836	346.6	13.864
1210			364.8	14.592
1220			380.3	15.212
1230			387.0	15.480
1240			393.5	15.740

ESC: 1:20,000

(T A B L A 13)

RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DE LOS PLANOS DE CIMAS Y BASES CORRESPONDIENTES AL:

(CUERPO 11)

PROFUNDIDAD (MBNM)	AREA DEL PLANO (CM ²)	AREA DE CIMAS REAL (10 ⁶ M ²)	AREA DEL PLANO (CM ²)	AREA DE BASES REAL (10 ⁶ M ²)
1130	0.90	0.036		
1140	3.00	0.120		
1150	6.0	0.240		
1160	20.1	0.804		
1170	41.3	1.652	1.9	0.076
1180	105.3	4.212	8.3	0.332
1190	197.0	7.880	16.8	0.672
1200	259.9	10.396	77.9	3.116
1210	277.4	11.096	175.1	7.004
1220	197.9	11.916	232.0	9.280
1230	310.1	12.404	254.2	10.168
1240	319.8	12.792	271.3	10.852
1250	326.9	13.076	292.0	11.680
1260	331.5	13.260	315.1	12.604
1270	336.7	13.468	326.9	13.076
1280			335.3	13.412
1290			340.6	13.624

ESC: 1:20,000

(T A B L A 14)

RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DE LOS PLANOS DE CIMAS Y BASES CORRESPONDIENTES AL:

(CUERPO III)

PROFUNDIDAD (MBNM)	AREA DEL PLANO (cm^2)	AREA DE CIMAS REAL (10^6m^2)	AREA DEL PLANO (cm^2)	AREA DE BASES REAL (10^6m^2)
1180	1.40	0.056		
1190	4.00	0.160		
1200	8.50	0.340		
1210	51.10	2.044		
1220	166.90	6.676		
1230	242.80	9.712		
1240	283.60	11.344		
1250	317.50	12.700		
1260	343.40	13.736		
1270	374.90	14.996	1.10	0.044
1280	388.80	15.552	23.80	0.952
1290	393.40	15.736	104.40	4.176
1300			183.00	7.320
1310			251.00	10.040
1320			295.50	11.820
1330			329.50	13.180
1340			357.10	14.284
1350			379.20	15.168
1360			392.40	15.696
1370			397.50	15.900

ESC: 1:20,000

(T A B L A 15)

RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CONFIGURACION
DE LOS PLANOS DE CIMAS Y BASES CORRESPONDIENTES AL:
(CUERPO IV)

PROFUNDIDAD (MBNM)	AREA DEL PLANO (CM ²)	AREA DE CIMAS REAL (10 ⁶ M ²)	AREA DEL PLANO (CM ²)	AREA DE BASES REAL (10 ⁶ M ²)
1290	10.2	0.408		
1300	75.8	3.032		
1310	164.5	6.580		
1320	255.3	10.212		
1330	298.1	11.924	0.9	0.0360
1340	327.1	13.084	7.7	0.3080
1350	349.5	13.972	65.7	2.628
1360	369.8	14.792	177.6	7.104
1370	386.6	15.464	257.3	10.292
1380			314.9	12.596
1390			348.5	13.940
1400			376.3	15.052
1410			386.0	15.440
1420			393.0	15.720

ESC: 1:20,000

CAMPO MIQUETLA
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOPACAS
CUERPO I

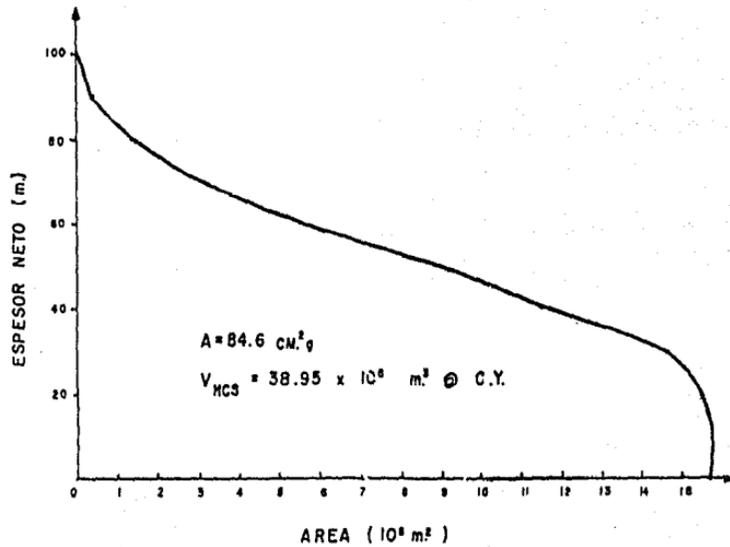


FIG.25

CAMPO MIQUETLA
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE CIMAS Y BASES
CUERPO I

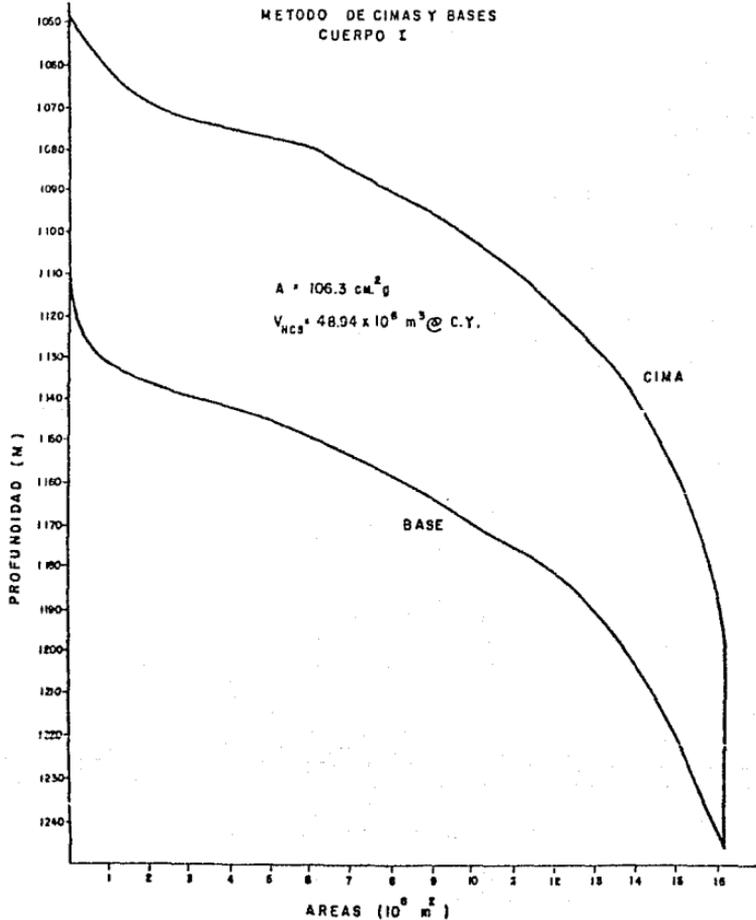


FIG. 26

CAMPO MIQUETLA
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOPACAS
CUERPO II

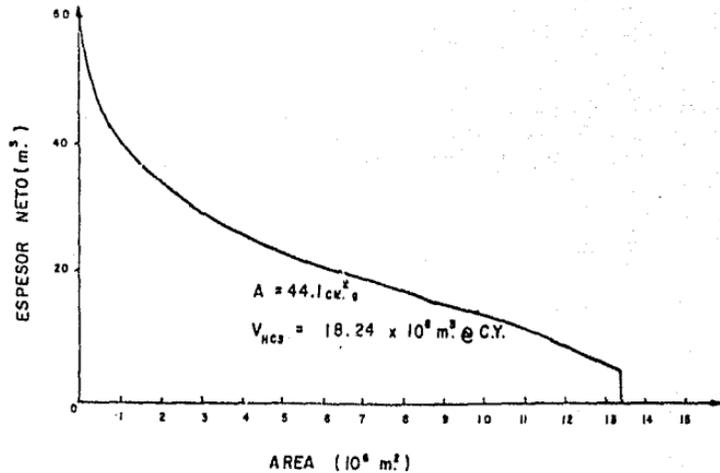


FIG. 27

CAMPO MIQUETLA
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE CIMAS Y BASES
CUERPO II

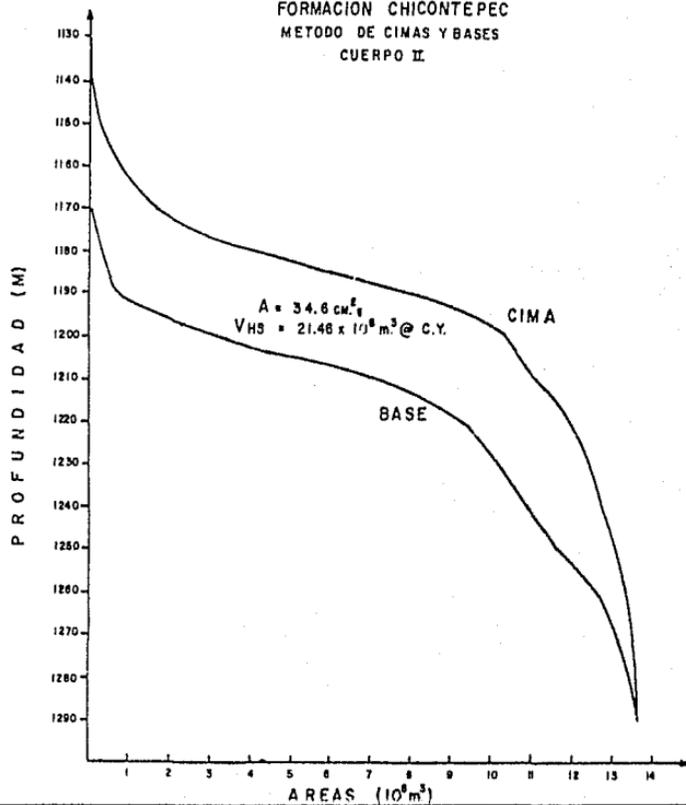


FIG. 28

CAMPO MIQUETLA
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOPACAS
CUERPO III

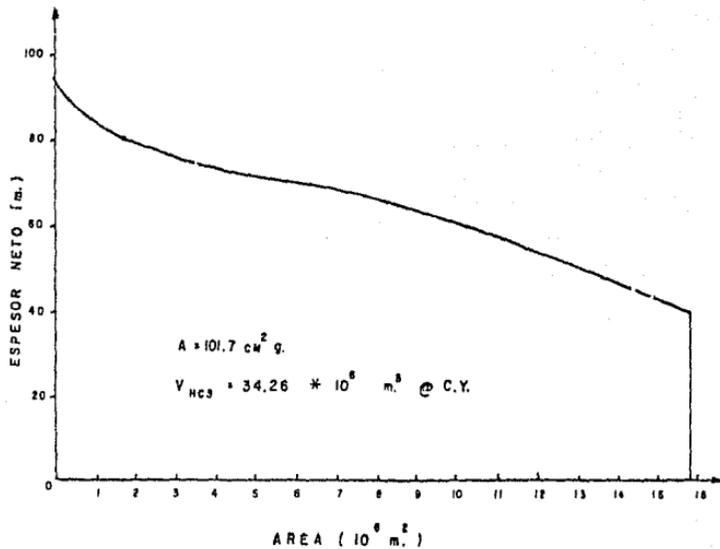


FIG.29

CAMPO MIQUETLA
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE CIMAS Y BASES
CUERPO III

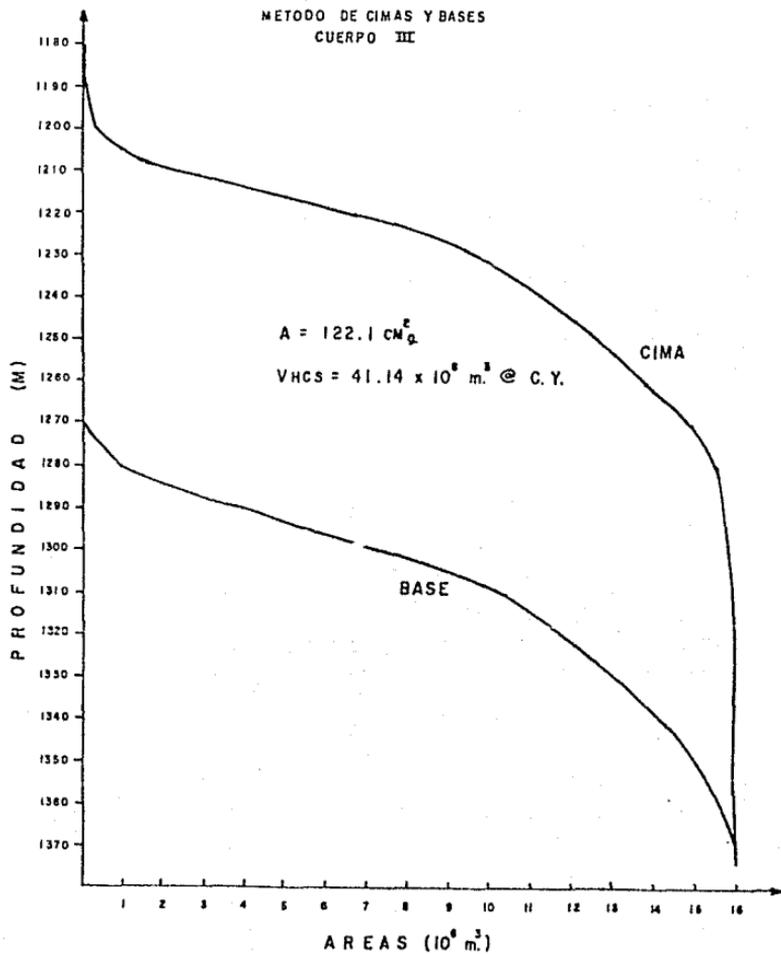


FIG. 30

CAMPO MIQUETLA
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE ISOPACAS
CUERPO IV

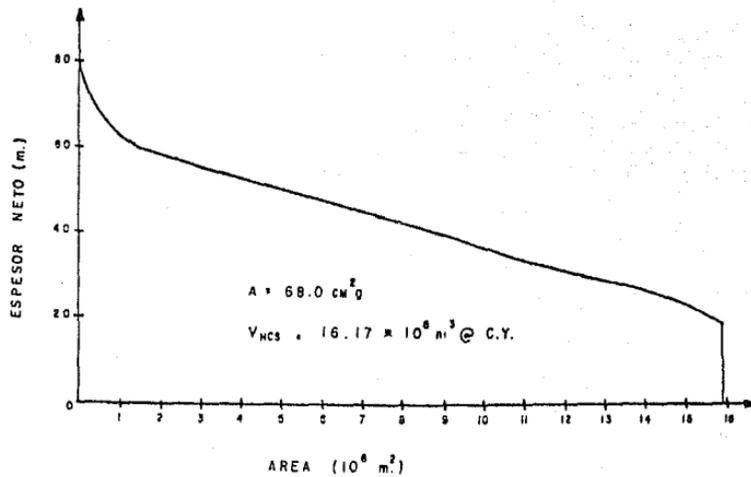


FIG.34

CAMPO MIQUETLA
FORMACION CHICONTEPEC
METODO DE CUMAS Y BASES
CUERPO IX

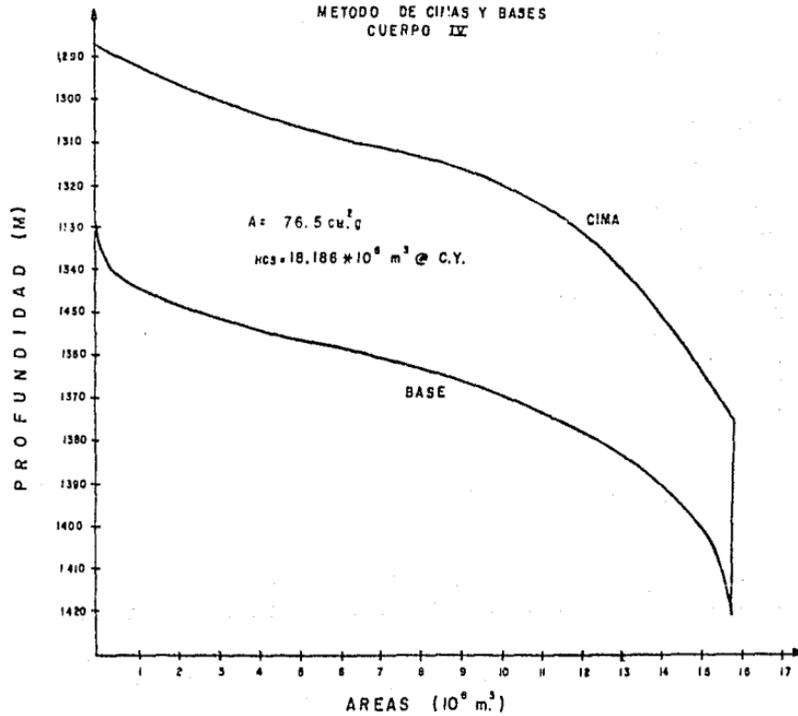


FIG. 32

IV.2 METODO 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 FUERAN LO MÁS REPRESENTATIVO A LAS CONDICIONES REALES DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO.

EL MAYOR OBSTÁCULO ES LA ESCASEZ DE LEVANTAMIENTOS DE PRESIÓN, YA QUE DESDE EL INICIO DE LA EXPLOTACIÓN DEL CAMPO, SOLAMENTE SE HAN EFECTUADO TRES LEVANTAMIENTOS, 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 MIQUETLA, PARA ESTE CASO SE CONSIDERÓ EL YACIMIENTO COMO UN SOLO CUERPO, DEBIDO A QUE FUE IMPOSIBLE TRABAJAR EL MÉTODO POR CUERPOS INDEPENDIENTES, YA QUE LOS CUERPOS INFERIORES HAN SIDO POCO EXPLOTADOS. POR LO QUE NO SE TIENEN SUFICIENTES DATOS DE PRODUCCIÓN Y DE LEVANTAMIENTOS DE PRESIONES; INFORMACIÓN QUE SE CONSIDERA BÁSICA EN LA DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

CABE MENCIONAR QUE DE LOS VEINTE LEVANTAMIENTOS DE PRESIÓN QUE SE PRESENTAN, DIECISEIS FUERON OBTENIDOS POR LA EXTRAPOLACIÓN

REALIZADA A LOS PRIMEROS TRES, ASÍ COMO SU PRESIÓN INICIAL. -
(FIG.33). ASÍMISMO ES IMPORTANTE MENCIONAR QUE SE TRATA DE -
UN YACIMIENTO BAJO-SATURADO, Y QUE EL MECANISMO DE DEPLAZA -
MIENTO ES DEBIDO PRINCIPALMENTE A LA EXPANSIÓN DE LA ROCA Y -
LOS FLUIDOS QUE CONTIENE.

CONSIDERANDO QUE EL ACEITE, EL AGUA CONGÉNITA Y LA ROCA SE EX
PANDEN AL DISMINUIR LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO, DRENANDO HACIA
LOS POZOS PRODUCTORES EL HIDROCARBURO CONTENIDO EN EL MISMO,
LA SATURACIÓN DE ACEITE PRÁCTICAMENTE NO VARIA, LA POROSIDAD
Y LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA DISMINUYEN LIGERAMENTE Y EL FAC -
TOR DE VOLUMEN DEL ACEITE AUMENTA EN FORMA MUY LIGERA, AUNQUE
PARA UNA MAYOR FACILIDAD EN EL MANEJO DE LAS ECUACIONES Y TO -
MANDO EN CONSIDERACIÓN QUE ESTA DISMINUCIÓN EN LAS PROPIEDA -
DES DE LA ROCA SON INSIGNIFICATIVAS; EN LA ECUACIÓN GENERAL -
DE BALANCE DE MATERIA SE CONSIDERA AL YACIMIENTO COMO UN RECI -
PIENTE DE VOLUMEN CONSTANTE.

LA E.B.M. ES UN MODELO MATEMÁTICO EN LA QUE SE HACEN LAS SI -
GUIENTES 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 COMPRESIBILIDAD AFECTIVA, LO QUE EQUIVALE A CONTAR CON LA ESTIMACIÓN VOLUMÉTRICA DEL CONTENIDO ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

HAWKINS DESARROLLÓ UNA ECUACIÓN APLICABLE A YACIMIENTOS BAJO-SATURADOS, EXPRESADO EN LA SIGUIENTE FORMA:

$$NBoiCeB'P+We = NpBo + WpBw \text{ ---- (1)}$$

PARA LA APLICACIÓN DE ESTA ECUACIÓN ES NECESARIO CONTAR CON INFORMACIÓN CONFIABLE SOBRE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS Y LA VARIACIÓN DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO, Y SE DEBE DISPONER DE DATOS DE LABORATORIO QUE CORRESPONDAN TANTO A LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS COMO DE LA ROCA.

LAS CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO SON LAS SIGUIENTES:

$$\begin{aligned} P_i &= 146.00 \text{ KG/M}^2 \\ P_B &= 128.50 \text{ KG/CM}^2 \\ Bo_i &= 1.1737 \text{ M}^3/\text{M}^3 \\ Bo_B &= 1.1771 \text{ M}^3/\text{M}^3 \\ B_w &= 1.0 \text{ M}^3/\text{M}^3 \end{aligned}$$

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 EL NIVEL DE PRESIÓN QUE GUARDA EL YACIMIENTO. ESTE TÉRMINO SE OBTIENE DE LA SIGUIENTE FORMA:

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_{WSM} + C_f}{1 - S_M} \quad (2)$$

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 LIGERAMENTE LA POROSIDAD DE LA ROCA.

PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN (C_f), SE UTILIZÓ LA CORRELACIÓN DE HALL AL NO CONTARSE CON LA DETERMINACIÓN DE ESTA PROPIEDAD. EN ESTA CORRELACIÓN SE SUPONE 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 7.5 POR CIENTO, POR LO QUE LA COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN SE OBTUVO UTILIZANDO EL SIGUIENTE POLINOMIO:

$$C_f = 10^{-6} \left(281694500 \phi^8 - 33027700 \phi^7 + 165106800 \phi^6 - 46537900 \phi^5 + 8315447 \phi^4 - 1011508 \phi^3 + 86694.04 \phi^2 - 5077.0760 \phi + 220.7614 \right) - (3)$$

$$C_f = 78.833 \cdot 10^{-6} (\text{Kg/cm}^2)^{-1}$$

LA COMPRESIBILIDAD MEDIA DEL ACEITE ESTÁ REFERIDA A LA PRESIÓN MEDIA DEL YACIMIENTO EN ESTA ETAPA DE EXPLOTACIÓN, ÉSTA 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:

$$C = \frac{2}{(P_I - P_B)} \frac{B_{OB} - B_{OI}}{B_{OB} + B_{OI}} \text{ - - - - (5)}$$

SUSTITUYENDO VALORES SE OBTIENE:

$$C_0 = 165.29 \times 10^{-6} \text{ (KG/CM}^2\text{)}^{-1}$$

LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA DEPENDE DE SU SALINIDAD, TEMPERATURA Y PRESIÓN DEL YACIMIENTO. PARA SU OBTENCIÓN SE UTILIZÓ LA CORRELACIÓN DE DODSON Y STANDING. EL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO SE INDICA A CONTINUACIÓN:

D A T O S :

$$\bar{P} = 137.25 \text{ KG/CM}^2.$$

$$T_Y = 63^\circ\text{C}$$

$$\text{SALINIDAD} = 30,000 \text{ P.P.M.}$$

SECUENCIA DEL CÁLCULO PARA OBTENER LA CWF:

- A). POR MEDIO DE LA FIG. 29, Y CON LA PRESIÓN MEDIA Y TEMPERATURA DEL YACIMIENTO, OBTENEMOS:

$$R_{SM} = 2.05 \frac{M_G^3}{M_H^3}$$

- B). POR MEDIO DE LA FIGURA 30, SE OBTIENE UN FACTOR DE CORRECCIÓN POR LA SALINIDAD.

$$F_{CS} = 0.84$$

- C). MULTIPLICANDO LOS VALORES OBTENIDOS EN LOS PASOS ANTERIORES, SE OBTIENE LA RELACIÓN GAS DISUELTO EN EL AGUA DE FORMACIÓN.

$$R_{SMF} = 1.722$$

- D). POR MEDIO DE LA FIG. 31, SE OBTIENE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA A LAS CONDICIONES DE PRESIÓN MEDIA Y TEMPERATURA DEL YACIMIENTO.

$$C_{MP} = 42.0 \left(\frac{KG}{CM^2} \right)^{-1}$$

- E). POR MEDIO DE LA FIG. 32, Y CON EL VALOR OBTENIDO EN EL PASO C, SE OBTIENE EL FACTOR DE CORRECCIÓN POR GAS EN SOLUCIÓN.

$$F_{CGD} = 1.08$$

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.

$$C_{WF} = 45.36 \times 10^{-6} \left(\frac{KG}{CM^2} \right)^{-1}$$

ENTONCES SUBSTITUYENDO VALORES SE OBTIENE:

$$C_E = 347.89 \times 10^{-6} \left(\frac{KG}{CM^2} \right)^{-1}$$

COMO SE OBSERVA EN LA ECUACIÓN (1) HAY DOS INCÓGNITAS, QUE SON EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE (N) Y LA ENTRADA DE AGUA (W_E),

LA FORMA DE RESOLVER ESTA ECUACIÓN ES ARREGLÁNDOLA ALGEBRAICAMENTE PARA QUE NOS REPRESENTE LA ECUACIÓN DE UNA LÍNEA RECTA DE LA FORMA:

$$Y = M X + B \text{ --- (6)}$$

ASÍ SEPARANDO TÉRMINOS DE LA ECUACIÓN ANTERIOR, NOS QUEDA DE LA SIGUIENTE MANERA:

$$N = \frac{N_{PBO}}{Boi \ Ce \ A'P} + \frac{W_{PBW}}{Boi \ Ce \ A'P} - \frac{W_E}{Boi \ Ce \ A'P} \text{ --- (7)}$$

HACIENDO:

$$N^I = \frac{NpBo + WpBk}{BoI CE A'P} \quad \text{--- (8)}$$

SUSTITUYENDO (8) EN (7) Y DESPEJANDO N^I

$$N^I = N + \frac{W_E}{BoI CE A'P} \quad \text{--- (9)}$$

SE OBSERVA EN ESTA ECUACIÓN QUE EL VALOR DE N^I TIENDE A SER --
IGUAL AL DE N CUANDO W_E TIENDE A CERO.

UNA GRÁFICA DE N^I CONTRA Np PROPORCIONA GENERALMENTE UNA REC-
TA CUYA ORDENADA AL ORIGEN ES N . (FIG. 34).

LA ENTRADA DE AGUA SE CALCULÓ CON LA SIGUIENTE EXPRESIÓN OBTENIDA DE LA ECUACIÓN (9),

$$W_E = (N^I - N) BoI CE A'P \quad \text{--- (10)}$$

LOS RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LA E.B.M. SE MUESTRAN EN LA
TABLA No. 16.

EL VOLUMEN ORIGINAL DETERMINADO ES EL SIGUIENTE:

$$N = 58 \times 10^6 \text{ M}^3 \text{ A.C.S.}$$

$$N_{BoI} = 68 \times 10^6 \text{ M}^3 \text{ A.C.Y.}$$

DE ESTA MANERA SE OBSERVA QUE LOS VALORES OBTENIDOS CON LOS MÉTODOS DE CIMAS Y BASES E ISOPACAS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS DIFIEREN NOTABLEMENTE Y SE DEBE A LOS ESPESORES QUE SE CONSIDERAN EN CADA UNO DE LOS MÉTODOS. EL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIA ES MÁS REPRESENTATIVO QUE LOS VOLUMÉTRICOS, SIEMPRE Y CUANDO SE TENGA UNA MEJOR INFORMACIÓN DE LEVANTAMIENTOS DE PRESIÓN, ASÍ COMO LOS ANÁLISIS PETROFÍSICOS Y P.V.T.

ASÍMISMO, AL NO PODER APLICAR EN ESTE TRABAJO EL MÉTODO DE ISOHIDROCARBUROS, Y A LA VEZ TENER POCOS VALORES DE LEVANTAMIENTOS DE PRESIÓN, SE TOMA COMO MÁS CONFIABLE EL MÉTODO DE ISOPACAS POR LA MEJOR INFORMACIÓN DISPONIBLE QUE SE MANEJA.

A CONTINUACIÓN SE PRESENTAN LOS RESULTADOS OBTENIDOS PARA CADA UNO DE LOS MÉTODOS.

M E T O D O - - - - -	<u>VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS</u>
CIMAS Y BASES	129.73 M ³ A C.Y
ISOPACAS	107.16 M ³ A C.Y
BALANCE DE MATERIA	68.00 M ³ A C.Y

$$R_{gw} \left[\frac{m^3 g}{m^3 w} \right]$$

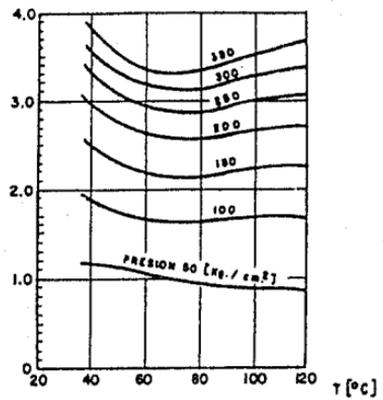


FIG. No. 29 SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA PURA

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

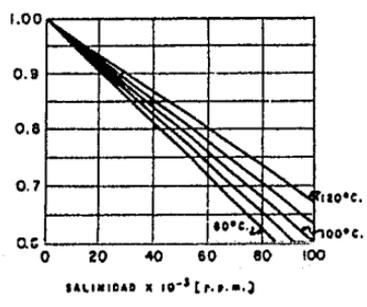


FIG. No. 30 CORRECCION POR SALINIDAD

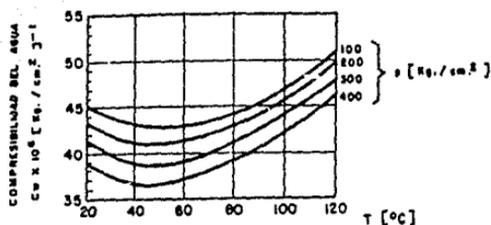


FIG. No. 31 COMPRESIBILIDAD DEL AGUA PURA

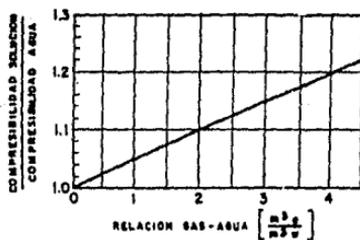


FIG. No. 32 CORRECCION POR GAS EN SOLUCION

T A B L A 16

INFORMACION UTILIZADA PARA OBTENER EL VOLUMEN ORIGINAL
DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL METODO DE BALANCE DE MATERIA

	FECHA DE LOS LEVANTAMIENTOS	P	A*P	NPX103	B ₀	W _P	N ¹ X10 ⁶	WE
0	01/ENE/70	146.0	0	0	1.1737	0	0	0
1	01/JUN/70	145.5	0.5	0.17	1.1738	25	1.09	0
2	01/ENE/71	144.5	1.5	0.18	1.1740	25	0.39	0
3	01/JUN/71	144.0	2.0	0.25	1.1740	32	0.40	0
4	01/ENE/72	143.5	2.5	0.26	1.1742	32	0.33	0
5	01/JUN/72	143.0	3.0	0.44	1.1743	33	0.45	0
6	01/ENE/73	142.5	3.5	0.55	1.1744	44.6	0.48	0
7	01/JUN/73	142.0	4.0	4.99	1.1745	128.8	3.67	0
8	01/ENE/74	141.5	4.5	13.68	1.1746	306.9	8.91	0
9	01/JUN/74	141.0	5.0	21.39	1.1747	632.9	12.62	0
10	01/ENE/75	140.5	5.5	39.78	1.1748	1465.9	21.46	0
11	01/JUN/75	140.0	6.0	46.71	1.1749	1865.9	23.16	0
12	01/ENE/76	139.5	6.5	72.76	1.1750	2824.9	33.28	0
13	01/JUN/76	138.5	7.5	101.78	1.1751	3124.5	40.08	0

T A B L A 16

INFORMACION UTILIZADA PARA OBTENER EL VOLUMEN ORIGINAL
DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL METODO DE BLANCE DE MATERIA

FECHA DE LOS LEVANTAMIENTOS	P	A'P	$N^p \times 10^3$	B_0	W_p	$N^1 \times 10^6$	W_E
14 01/ENE/77	137.5	8.5	163.57	1.1753	3389.5	56.37	0
15 01/JUN/77	136.0	10.0	208.09	1.1756	3514.7	60.77	11.310
16 01/ENE/78	134.0	12.0	266.09	1.1760	3616.4	64.68	32.731
17 01/JUN/78	132.0	14.0	313.15	1.1764	3767.0	65.10	40.587
18 01/ENE/79	129.5	16.5	371.37	1.1769	4027.2	65.47	50.327
19 01/JUN/79	128.0	18.0	427.19	1.1771	4233.2	68.99	80.774

GRAFICA PRESION - TIEMPO

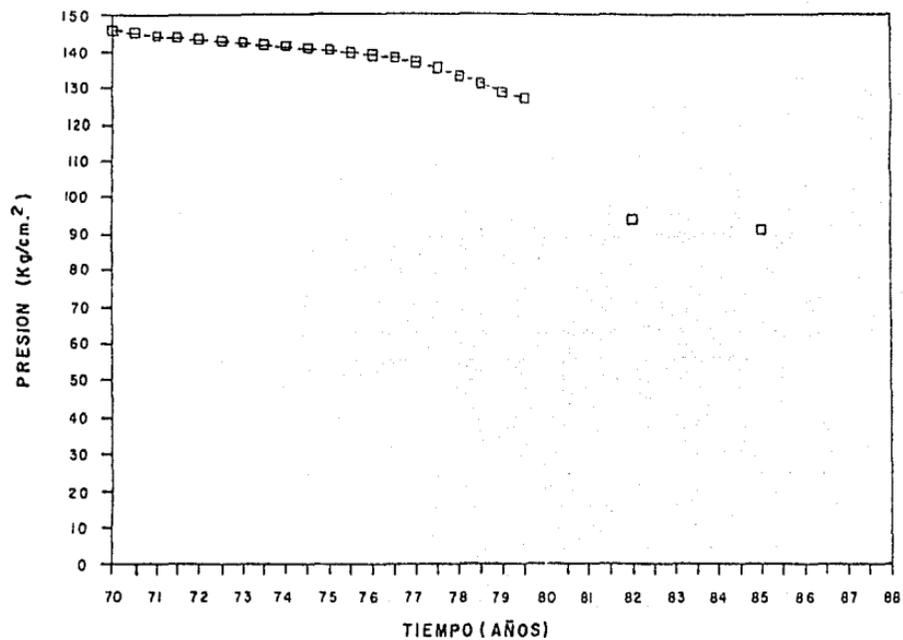


FIG. 33

CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL
CAMPO MIQUETLA

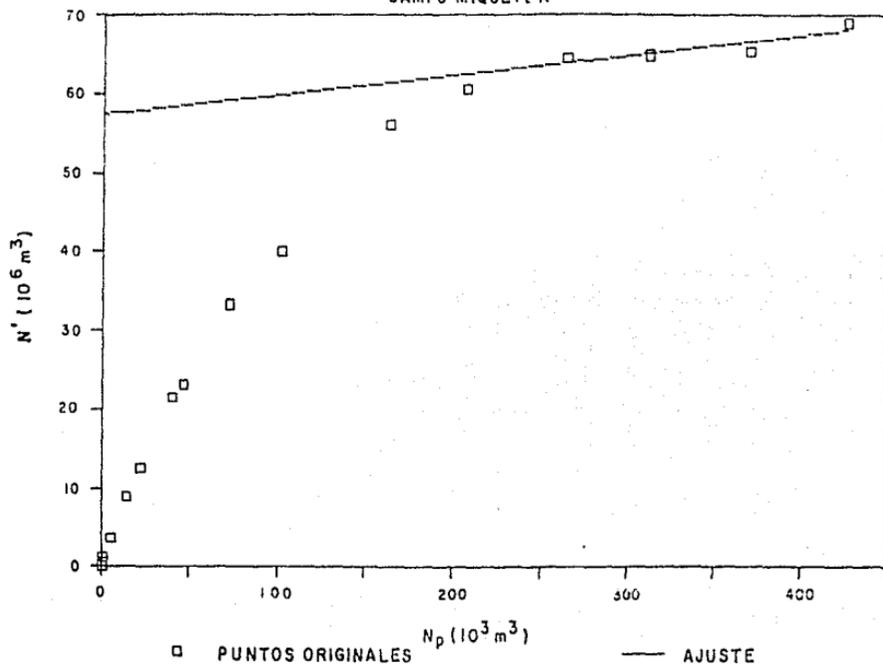


FIG. 34

V. ANALISIS DE LAS CONDICIONES DE EXPLOTACION

CUERPO I

EL POZO QUE INICIÓ LA EXPLOTACIÓN DE ESTE CUERPO FUE EL POZO - MIQUETLA 44, EL CUAL SE TERMINÓ EL 10 DE ABRIL DE 1972 SIN OBTENER PRODUCCIÓN DE ACEITE HASTA QUE SE FRACTURÓ EL 10 DE SEPTIEMBRE DE 1976 INCREMENTANDO SU PRODUCCIÓN A $7\text{M}^3/\text{DÍA}$ EN OCTUBRE DE 1976.

LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE ESTE CUERPO SE PRESENTA EN LA FIGURA 35 DONDE SE OBSERVA UN INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN A PARTIR DE 1975 AL INCORPORARSE DOS POZOS MÁS, Y ASÍ SUCESIVAMENTE, HASTA UN MÁXIMO DE 44 POZOS EN EXPLOTACIÓN EN NOVIEMBRE DE 1980, AUMENTANDO LA EXPLOTACIÓN DE $116\text{M}^3/\text{DÍA}$ A $254\text{M}^3/\text{DÍA}$ EN EL PERÍODO DE MAYO DE 1977 A NOVIEMBRE DE 1980. A PARTIR DE ESTA FECHA, DISMINUYÓ LA PRODUCCIÓN, PERO A LA VEZ SE INCREMENTÓ LA RELACIÓN GAS-ACEITE DE 300 A $600\text{M}^3/\text{M}^3$ EN JUNIO DE 1985, ESTO SE DEBIO A QUE EL POZO MIQUETLA 61 QUE SE ENCUENTRA EN LA CIMA DE LA ESTRUCTURA, AL ABATIRSE LA PRESIÓN SE FORMÓ UN CASQUETE DE GAS SECUNDARIO,

A LA FECHA ESTE POZO (61) SE ENCUENTRA CERRADO, DISMINUYENDO ASÍ LA RELACIÓN GAS-ACEITE DEL CUERPO A $150\text{M}^3/\text{M}^3$ CON UNA PRODUCCIÓN DE $60\text{M}^3/\text{DÍA}$.

EN ESTE CUERPO SE TOMARON MUESTRAS SUPERFICIALES EN EL POZO MIQUETLA 18, A LAS QUE SE LES EFECTUÓ ANÁLISIS PVT MOSTRÁNDOSE - LOS RESULTADOS EN LAS TABLAS 5 Y 6. SE HACE LA OBSERVACIÓN QUE UN 55% DEL TOTAL DE LOS POZOS DEL CAMPO SE ENCUENTRAN PRODUCIENDO EN ESTE CUERPO, POR LO CUAL SE CONCLUYE QUE SE DEBEN PONER A PRODUCIR UN PORCENTAJE MAYOR EN LAS PARTES ESTRUCTURALMENTE MÁS ALTAS, DEBIDO A QUE EN ELLAS SE HA OBSERVADO UNA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS MAYOR.

CUERPO II

LA EXPLOTACIÓN DE ESTE CUERPO SE INICIÓ CON LA TERMINACIÓN DEL POZO MIQUETLA 107 EN FEBRERO DE 1973 Y AL FRACTURARSE EN ESA MISMA FECHA APORTÓ $19\text{M}^3/\text{DÍA}$; PRODUCIENDO ACTUALMENTE (JUNIO DE 1985) $2.0\text{M}^3/\text{DÍA}$.

LA FIGURA 36 PRESENTA SU HISTORIA GRÁFICA DE PRODUCCIÓN CON LA ACLARACIÓN DE QUE LA MAYORÍA DE LOS POZOS QUE ESTABAN ABIERTOS A PRODUCCIÓN EN ESTE CUERPO TAMBIÉN LO ESTAN SIMULTANEAMENTE EN EL CUERPO I; DEBIDO A ELLO SE OBSERVA LA ALTA RELACIÓN GAS-ACEITE QUE SE PRESENTA CON UN MÁXIMO DE PRODUCCIÓN DE $65\text{M}^3/\text{DÍA}$.

UNO DE LOS POZOS QUE HAN APORTADO MAYOR PRODUCCIÓN ES EL MIQUETLA 35 QUE ESTA ESTRUCTURALMENTE MÁS ALTO CON UNA PRODUCCIÓN INICIAL DE $18\text{M}^3/\text{DÍA}$ EN FEBRERO DE 1974 ESTANDO ABIERTO A LA FE

CHA CON $9\text{M}^3/\text{DÍA}$.

DEBIDO AL POCO ESPESOR Y BAJAS PROBABILIDADES DE EXPLOTACIÓN EN FORMA INDEPENDIENTE SOLO EL 12% DE LA TOTALIDAD DE LOS POZOS -- PRODUCEN EN ESTE CUERPO.

CUERPO III

EL POZO INICIADOR DE ESTE CUERPO ES EL MIQUETLA 44, APORTANDO $7\text{M}^3/\text{DÍA}$ DESPUES DE FRACTURARSE EN MAYO DE 1972,

LA FIGURA 37 MUESTRA LA HISTORIA GRÁFICA DE PRODUCCIÓN DEL CUERPO Y EN ELLA SE OBSERVA LA POCA APORTACIÓN DE HIDROCARBUROS, -- LLEGANDO A UN MÁXIMO DE $30\text{M}^3/\text{DÍA}$, TENIENDO $6\text{M}^3/\text{DÍA}$ A LA FECHA - DE EXPEDICIÓN DE DICHO TRABAJO.

LA GRAN MAYORÍA DE LOS POZOS DE ESTE CUERPO SE ENCUENTRAN DISPERSOS EN TODO EL CAMPO, POR LO CUAL ES MUY DIFÍCIL LLEVAR UN CONTROL EXACTO DE SUS PRODUCCIONES TENIENDO SÓLO EL 11% DEL TOTAL DE LOS POZOS ABIERTOS A PRODUCCIÓN.

CUERPO IV

EL POZO INICIADOR DE ESTE CUERPO FUE EL MIQUETLA 95, EL CUAL -- FUE TERMINADO EN ENERO DE 1973 Y FRACTURADO EN LA MISMA FECHA,

CON UNA PRODUCCIÓN INICIAL DE $7\text{M}^3/\text{DÍA}$ AUNQUE FUE AISLADO EN OCTUBRE DE 1980 DEBIDO A SU BAJA APORTACIÓN.

LA FIGURA 38 MUESTRA LA HISTORIA GRÁFICA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO EN LA CUAL SE OBSERVA QUE EL VALOR MÁXIMO DE PRODUCCIÓN FUE DE $33\text{M}^3/\text{DÍA}$.

EL COMPORTAMIENTO CARACTERÍSTICO DE LOS POZOS EN ESTE CUERPO ES DE BAJA APORTACIÓN DE HIDROCARBUROS; ESTO ES DEBIDO PROBABLEMENTE.A LA BAJA PERMEABILIDAD, POR LO ANTERIOR SE ESTIMA QUE DEBE SER EXPLOTADO INTERMITENTEMENTE Y CON SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

EN LA TABLA 17 SE PRESENTA EL ESTADO GENERAL DE LOS POZOS QUE SE ENCUENTRAN ACTUALMENTE EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC EL 31 DE MAYO DE 1989.

T A B L A 17
ESTADO GENERAL DE LOS POZOS DEL CAMPO MIQUETLA
FORMACION - CHICONTEPEC

POZO	INTERVALO (MBMR)	FECHA DISPARO	CUERPO	FECHA (INIC. PROD)	FECHA FRACTURA	Qo(M3/DIA)	Σ AGUA	RGA	CONDICION		
									Qo	ΣW	RGA
H-107	1252-1270	ENE.03/73	I Y II	FEB.06/73	ENE.16/73	19	0	356	2	5	100
H- 96	1400-1416	JUN.12/74	IV	AGO.14/74	AGO.09/74	1	0	98	AIS.X NO FLUIR		
	1428-1445	JUN.12/74	IV	NOV. /80	NOV.11/80	8	0	103	5 9 163(3/80) ABIERTO		
	1188-1200	OCT.12/80	I								
	1221-1232	OCT.12/80	I								
1240-1250	OCT.12/80	I									
H-118	1435-1455	NOV.06/77	IV	DIC.03/77	NOV.29/77	1	0	132	2 0 100(7/88) CDO. INTERMIT. - PEND. DE ESTUDIO (IRVADIDO)		
H- 95	1380-1418	NOV.08/72	IV	ENE.15/73	ENE.15/73	7	0	105	AIS.X NO FLUIR		
	1197-1206	AGO.02/80	I	OCT.08/80	OCT.02/80	15	0	142	2 0 220(1/89) CDO. INTERMIT.		
	1213-1229	AGO.02/80	I								
H- 94	1315-1340	JUN.13/74	III	JUL.25/74	JUL.22/74	1	0	100	AIS. X NO FLUIR		
	1370-1405	JUL.15/74	IV	OCT.15/80	OCT.09/80	12	0	128	3 0 158(1/89) CDO. INTERMIT.		
	1173-1179	JUL.03/80	I								
	1162-1165	JUL.03/80	I								
	1148-1151	JUL.03/80	I								
H- 24	1380-1417	AGO.24/74	IV	JUL.18/75	JUL.10/75	1	0	153	3 0 120(4/89) ABIERTO		
	1440-1425	AGO.24/74	IV								
H-101	1455-1464	NOV.20/82	IV	MAR. /83	S/F	9	0	100	2 0 264(2/84) CDO. INTERMIT SIN MEDIC. DESDE/86.		

T I B L A 17

ESTADO GENERAL DE LOS POZOS DEL CAMPO MIQUETLA

FORMACION - CHICONTEPEC

POZO	INTERVALO (ABMR)	FECHA DISPARO	CUERPO	FECHA (INIC.PROD)	FECHA FRACTURA	Qo(M3/DIA)	Z AGUA	RGA	CONDICION		
									Qo	ZW	RGA
M-117	1367-1374	OCT.02/77	III	NOV.29/77	NOV.24/77	2	0	116	1	0	100(5/88) CDO. INTERMIT.
M-116	1285-1292 1268-1275	SEP.10/77	I I	ENE. 78	NOV.04/77	1	0	109	2	0	143(5/88) ABIERTO
M-111	1370-1408	FEB.25/77	III Y IV	JUN.22/77	S/F	1	0	89	3	3	150(6/88) CDO. INTERMIT.
M- 92	1285-1293	MAR.25/70	II	ABR. 70	ENE.08/73	5	0	182	4	0	205(5/80) AISLU
	1256-1278	MAR.25/70	III								
	1175-1189	MAY.11/80	I	JUN.24/80	JUN.19/80	1	0	112	4	0	185(8/88) CDO. INTERMIT.
	1199-1204 1210-1217	MAY.11/80 MAY.11/80	I I								
M-102	1323-1348 1383-1400 1414-1424	JUL.29/74 JUL.29/74 JUL.29/74	III IV IV	JUL.30/74	AGO.14/74	1	0	97	2	0	0(10/87) CDO.DESDE OCT.87 INTERMIT.
M- 91	1371-1409	JUL.22/76	IV	SEP.20/76	SEP.16/76	1	0	286	2	10	117(10/88) CDO.INTERM.DESDE OCTUBRE/88
M-114	1149-1198	OCT.27/80	I	NOV. 78	S/F	3	0	862	4	4	183(5/88) CDO. INTERMIT.
M-124	1193-1243	FEB.19/76	II	ABR.24/76	ABR.19/76	1	0	103	2	0	50(8/88) CDO. INTERMIT.
M-113	1267-1287 1252-1267 1196-1230	DIC.29/74 ENE.08/75 ENE.08/75	II II I	JUL.29/75	S/F	6	0	416	2	0	100(3/89) CDO. INTERMIT.

T A B L A 17
ESTADO GENERAL DE LOS POZOS DEL CAMPO MIQUETLA
FURNACION - CHILCONTEPEC

POZO	INTERVALO (MBMR)	FECHA DISPARO	CUERPO	FECHA (INIC.PROD)	FECHA FRACTURA	Qo(M3/DIA)	% AGUA	RGa	CONDICION Qo %W RGA
H-106	1155-1197	DIC.24/74	I	ENE.20/75	JUN.19/75	4	0	69	2 0 127(4/88) EDU. INTERMIT.
M- 35	1150-1180 1215-1245	ENE.15/74 ENE.15/74	I II	FEB.19/74	FEB.19/74	18	0	257	9 0 112(4/89) ABIERTO
M- 29	1146-1187	SEP.16/74	I	JUL.16/75	JUL.01/75	12	0	1000	3 0 178(5/89) ABIERTO
H- 40	1205-1235	MAY.26/80	I	JUL.09/80	JUL.09/80	4	0	232	2 0 161(5/89) ABIERTO
N- 44	1360-1390 1293-1360 1180-1220	ABR.10/72 ABR.10/72 ABR.10/72	III II Y III I	MAY.05/72	MAY.05/72 REFRACTO. JUL.28/76	7	0	437	3 0 100(3/88) CDO. INTERMIT. DESDE AGO./88
M- 51	1373-1432 1193-1230	AGO.19/76 JUN.23/80	III I	OCT.07/76 OCT. /80	OCT.05/76 S/F	1 6	0 0	148 95	8 0 295(6/80) AISLADO 9 0 256(12/86) SIN PRODUCCION DESDE DIC./86
M-112	1200-1225 1262-1292	ENE.20/74 ENE.20/74	I II	FEB.26/74	FEB.26/74	14	0	140	3 0 10(8/88) CDO. INTERMIT.
M- 73	1162-1191	/BR.16/80	I	ABR. /80	S/F	23	0	170	5 0 132(2/88) CDO. INTERMIT.
M. 36	1270-1298 1315-1330 1170-1185 1130-1155	DIC.12/77 DIC.12/77 ABR.28/80 ABR.28/80	III III I I	FEB. /72 SEP. /80	FEB.16/78 SEP.23/80	2 7	0 0	205 374	2 0 209(3/80) AIS.X BAJA APORT. 5 0 100(4/89) ABIERTO

T A B L A 12
ESTADO GENERAL DE LOS POZOS DEL CAMPO MIQUETLA
FORMACION - CHICONTEPEC

POZO	INTERVALO (MBMR)	FECHA DISPARO	CUERPO	FECHA (INIC. PROD)	FECHA FRACTURA	Qo(M3/DIA)	Z AGUA	RGA	CONDICION		
									Qo	Z	RGA
M- 32	1170-1220	SEP.13/88	I	SEP. /88	S/F	3	0	144	CDO.X NO FLUIR ESPERA FRACTURA		
M- 30	1150-1178 1231-1251	SEP.05/74 SEP.05/74	I II	SEP. /75	AGO. /75	10	0	118	3 40 100(5/89) ABIERTO		
M- 41	1192-1212 1266-1288	SEP.05/74 SEP.05/74	I II	SEP. /75 SEP. /75	AGO. /75	14	0	130	5 0 100(3/89) ABIERTO		
H- 45	1175-1205	JUN.09/80	I	AGO. /80	JUL. /80	25	0	230	1 0 154(1/89) ABIERTO		
M- 6		FEB.02/77	I	JUL. /77	S/F	1	0	90	3 5 169(5/89) ABIERTO		
H- 47	1168-1205	ABR.06/77	I	JUL. /77	JUN. /77	2	0	400	2 0 400(8/88) CDO.X NO FLUIR		
M- 82	1281-1285 1290-1294 1300-1332 1200-1245	ENE.19/75 ENE.19/75 ENE.19/75 ABR.15/75	II II III IV	JUL. /75	JUL. /75	1	0	126	AISLADO NO FLUIR ABRIL/79		
				JUL. /79	JUL. /79	12	0	73	4 0 89(5/89) ABIERTO		
H- 76	1169-1230	FEB.05/76	i	MAR.02/76	FEB.05/76	13	0	101	4 0 134(3/89) ABIERTO		
M- 74	1126-1155 1165-1201	ENE.11/76 ENE.11/76	I I	MAY. /76	FEB. /76	3	0	638	4 12 100(4/89) ABIERTO		
H- 37	1131-1158 1169-1199	SEP.19/74 SEP.19/74	I I	OCT. /75	JUL. /75	7	0	165	3 0 100(4/89) ABIERTO		

T A B L A 17
ESTADO GENERAL DE LOS POZOS DEL CAMPO MIQUETLA
FORMACION - CHICONTEPEC

POZO	INTERVALO (MBMR)	FECHA DISPARO	CUERPO	FECHA (INIC.PROD)	FECHA FRACTURA	Qo(M3/DIA)	% AGUA	RGa	CONDICION RGA
M- 33	1201-1213 1163-1188	DIC.10/78 DIC.10/78	I I	ABR. /79	MAR. /79	23	0	103	3 0 165(5/89) ABIERTO
H- 31	1256-1296	FEB.08/76	II Y III	ABR. /76	MAR. /76	2	0	101	3 0 333(6/88) ABIERTO
M- 42	1150-1192	ENE.10/76	I	FEB. /76	ENE. /76	1	0	113	2 0 100(8/88) ABIERTO
N- 46	1248-1280 1163-1196	SEP.10/76 SEP.10/76	II I	AGO. /75	AGO. /75	1	0	130	3 0 191(5/89) ABIERTO
H- 83	1210-1245	ABR.06/80	I	JUN. /80	MAY. /80	20	0	225	2 0 188(8/88) CDO. INTERMIT.
H-79	1120-1153 1160-1198	MAR.28/77 MAR.28/77	I I	JUL. /77	JUN.15/77	27	0	120	2 0 274(8/88) CDO. INTERMIT.
M- 75	1127-1155 1162-1195	ENE.31/76 ENE.31/76	I I	JUN. /76	FEB.19/76	15	0	506	5 0 92(7/88) CDO. INTERMIT.
N- 38	1163-1183 1128-1152	NOV.28/78 NOV.28/78	I I	MAY. /79	ABR.06/79	27	0	185	1 0 158(10/88) CDO. INTERMIT.
M- 13	1270-1295 1175-1210	MAY.02/74 MAY.02/74	II I	JUN. /74	MAY.29/74	5	0	263	3 0 148(2/89) ABIERTO
H- 14	1227-1260 1135-1180	SEP.29/74 SEP.29/74	II I	SEP. /75	AGO.14/75	10	0	125	3 0 175(11/88) CDO. INTERMIT.
M- 15	1153-1202	NOV.08/77	I	ENE. /78	DIC.15/77	24	0	199	1 0 125(1/89) CDO. INTERMIT.

I A B L A 17
ESTADO GENERAL DE LOS POZOS DEL CAMPO MIQUETLA
FORMACION - CHICONTEPEC

PUZO	INTERVALO (MDMR)	FECHA DISPARO	CUERPO	FECHA (INIC.PROD)	FECHA FRACTURA	Qo(M3/DIA)	Σ AGUA	RGA	CONDICION	
									Qo	Σ RGA
M- 16	1180-1217	FEB.10/76	I	MAY. /76	ABR.06/76	8	0	217	4	0 437(4/79) CDO. INTERMIT.
M- 17	1388-1425	FEB.12/76	IV	MAY. /76	ABR.13/76	8	0	44	2	0 272(12/87) CDO. INTERMIT.
M- 4	1169-1200	MAR.23/79	I	JUN.04/77	JUN.01/77	22	0	115	2	0 116(11/88) CDO. INTERMIT.
M- 80	1167-1197 1202-1220	MAR.06/77	I I	JUN.02/77	MAY.28/78	33	0	101	4	0 100(1/88) CDO. INTERMIT.
M- 76	1168-1230	FEB.05/76	I	MAR.02/76	FEB.27/76	13	0	101	4	0 134(3/89) ABIERTO
M- 18	1188-1212 1226-1251	DIC.19/78 DIC.19/78	I I	MAR. /79	MAR.21/79	21	0	102	4	0 161(11/88) CDO. INTERMIT.
M- 11	1152-1189 1196-1212	DIC.22/75 DIC.22/75	I I	FEB. /76	ENE.30/76	14	0	387	2	0 263(2/89) CDO. INTERMIT.
M- 12	1400-1440 1178-1215	ENE.22/76 ENE.30/79	IV I	ABR.04/76 JUN.28/79	MAR.30/76 JUN.25/79	5 15	0 0	140 187	AIS.POR NO FLUIR 4	0 300(5/89)
M- 3	1270-1285 1300-1325 1425-1396	JUN.28/74 JUN.28/74 JUL.04/76	II III IV	AGO.02/74 OCT.13/76	JUL.29/74 OCT.09/76	1 1	0 0	99 10	AIS.POR NO FLUIR 1	0 161(1/79)
	1171-1208	ENE.21/79	I	ABR.03/79	ABR.02/79	16	0	92	2	0 100(7/87) CDO. INTERMIT.

T A B L A 17
ESTADO GENERAL DE LOS POZOS DEL CAMPO MIQUETLA
FORMACION - CHICOMTEPEC

POZO	INTERVALO (MBRR)	FECHA DISPARO	CUERPO	FECHA (INIC.PROD)	FECHA FRACTURA	Qo(M3/DIA)	% AGUA	RGA	CONDICION Qo % RGA
M-84	1170-1200 1208-1224 1244-1267	SEP.05/77 AGO.18/83	I I I	NOV. /77	OCT.05/77	8	0	475	4 9 121(4/89) ABIERTO
M-81	1150-1175	MAR.15/80	I	ABR. /80	ABR. /80	9	0	129	3 0 134(10/88) CDO. INTERMIT.
M-77	1148-1214	ENE.16/76	I	FEB. /76	FEB. /76	1	0	83	3 0 80(10/88) CDO. INTERMIT.
M-19	1150-1183 1188-1209	DIC.21/75 DIC.21/75	I I	ABR. /76	FEB. /76	12	0	175	8 0 228(5/89) ABIERTO
M-20	1193-1230 1241-1249	OCT.10/74 OCT.10/74	I I	NOV. /74	AGO. /75	5	0	314	2 0 266(1/89) CDO. INTERMIT.
M-21	1377-1425 1168-1198	ENE.12/76 FEB.09/79	III Y IV I	ENE. /76 FEB. /79	ENE. /76 MAY. /79	1 6	0 0	100 233	AIS. X NO FLUIR 3 0 300(5/89) CDO. INTERMIT.
M-22	1195-1220	JUL.15/76	I	DIC. /76	OCT. /76	15	0	406	2 0 256(3/89) ABIERTO
M-23A	1201-1240	FEB.20/79	I	JUL. /79	MAY. /79	18	0	89	3 0 350(1/89) ABIERTO
M-85	1450-1485 1211-1230 1236-1255	MAY.19/74 SEP.19/77 SEP.19/77	IV I I	JUN. /74 OCT.15/77	S/F SEP.19/77	1 7	0 0	108 226	AIS. X NO FLUIR 2 0 56(8/88) CDO. INTERMIT.

T A B L A 17
ESTADO GENERAL DE LOS POZOS DEL CAMPO MIQUETLA
FORMACION - CHICONTEPEC

POZO	INTERVALO (MBMR)	FECHA DISPARO	CUERPO	FECHA (INIC.PROD)	FECHA FRACTURA	Qo(M3/DIA)	Z AGUA	RGA	CONDICION Qo X RGA
M- 9	1490-1520	JUN.05/82	IV	JUN. /82	JUN.18/82	1	0	150	1 10 100(5/87) CDO. INTERMIT.
M- 61	1225-1275 1183-1210	ABR.18/73 OCT.24/77	I I	JUN. /73 NOV. /77	S/F S/F	4 0	0 0	206 3213	AIS.X NO FLUIR CDO.PROD D/GAS DESDE 1986
M- 65	1430-1486	JUN.10/77	IV	JUL. /74	JUL. /74	1	0	195	1 0 300(1/89) CDO. INTERMIT.
M- 62	1423-1461	OCT.05/77	IV	NOV. /77	OCT.05/77	7	0	177	2 0 229(5/88) CDO. INTERMIT.
M- 54	1422-1443 1404-1422	ABR.20/73 ABR.20/73	IV III Y IV	JUN.28/73	ABR.20/73	13	0	162	2 0 100(3/88) CDO. INTERMIT.
M- 52	1410-1446	MAR.08/75	III Y IV	AGO. /75	MAR.08/75	1	0	139	2 0 100(5/88) CDO. INTERMIT.
M- 67	1466-1495	JUN.27/82	IV.	OCT.14/82	JUN.27/82	4	0	96	2 0 100(4/88) CDO. INTERMIT.
M-10	1465-1487 1500-1508	OCT.13/77 OCT.13/77	IV. IV	NOV. /77	S/F	6	0	100	0 0 0 CDO. X NO FLUIR

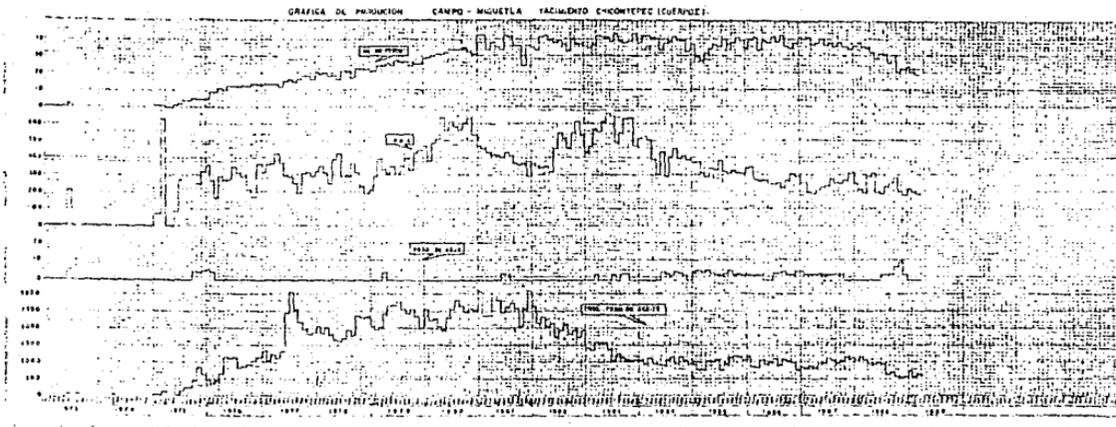


Fig-35

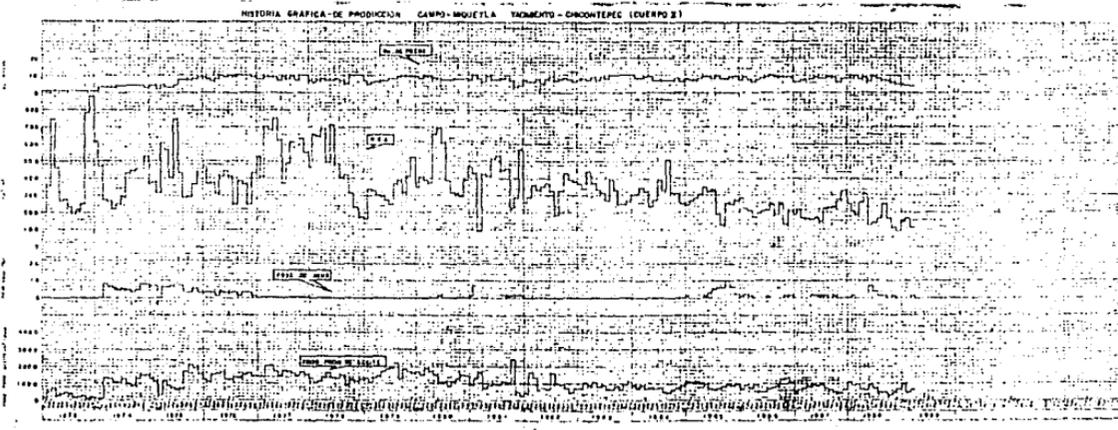


Fig-35

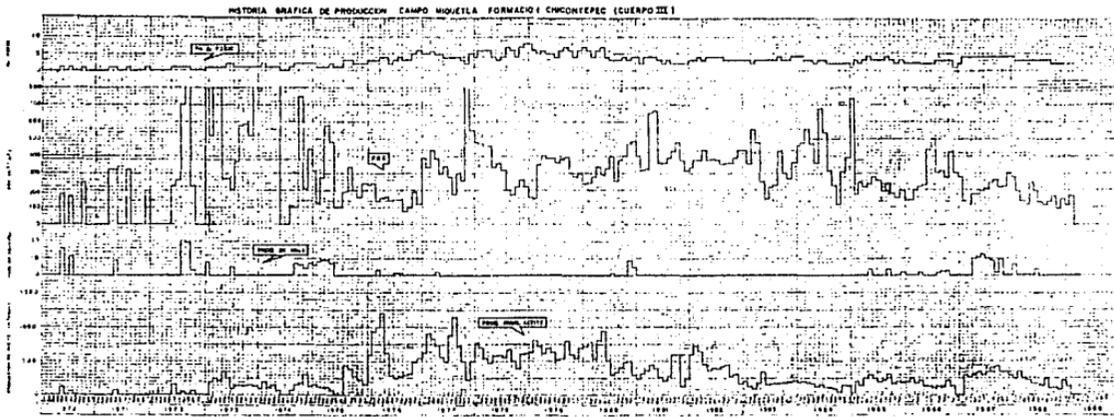
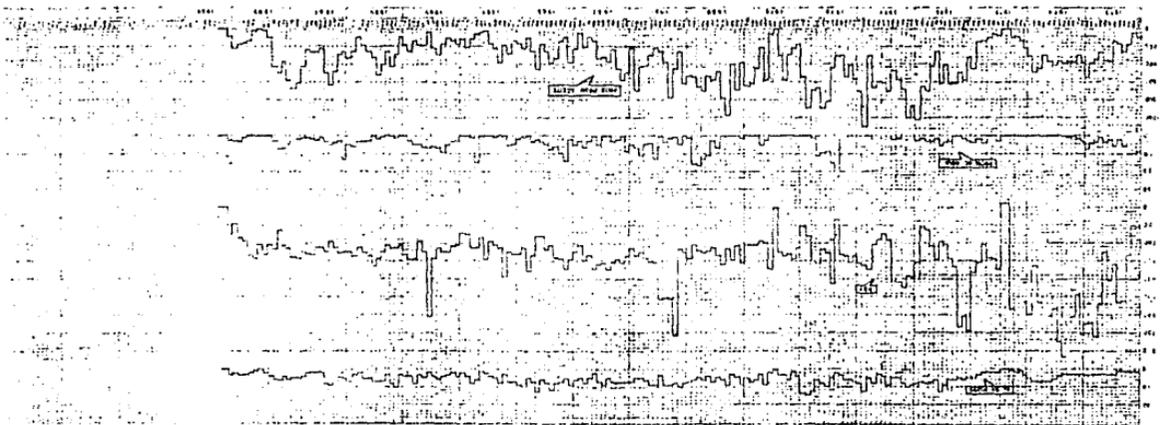


Fig- 37

82-614



MISIONA SAATICA DE PRODUCCION, CAMPO MUESTRA FACILMENTO OMOOTEREE (CUBERO 22)

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

DEL TRABAJO EXPUESTO ANTERIORMENTE SE PUEDEN DAR CIERTAS CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES QUE DE MANERA GENERAL SE EXPOEN A CONTINUACIÓN.

- A). EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC LA DISTRIBUCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS ESTÁ CONTROLADA POR LAS CARACTERÍSTICAS ESTRATIGRÁFICAS DE LOS DESARROLLOS ARENOSOS. DE HECHO SE PUEDE CONCLUIR QUE EXISTE ACUMULACIÓN EN TODA EL ÁREA, SIENDO LAS ZONAS MÁS ATRACTIVAS AQUELLAS QUE PRESENTAN MAYOR ESPESOR Y CONDICIONES FAVORABLES AL FLUJO.
- B). ES BIEN SABIDO QUE ESTA FORMACIÓN SE CARACTERIZA POR UNA ALTERNANCIA DE ARENAS Y LUTITAS, LO QUE IMPIDE LA MIGRACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS HACIA EL POZO PRODUCTOR. POR TAL MOTIVO SE RECOMIENDA APLICAR NUEVOS MÉTODOS Y TÉCNICAS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN CON LA FINALIDAD DE OBTENER LA MAYOR RECUPERACIÓN POSIBLE DE HIDROCARBUROS.
- C). DE ACUERDO A LOS RESULTADOS GEOLÓGICOS OBTENIDOS EN EL ESTUDIO DE ESTE CAMPO, SE IDENTIFICARON CUATRO CUERPOS DENOMINADOS I, II, III Y IV, EN FORMA DESCENDENTE EN CUANTO A SU PROFUNDIDAD. EL CUERPO I ES CONSIDERADO COMO EL MEJOR, DEBIDO PRINCIPALMENTE A SU GRAN RESERVA DE HIDROCARBUROS.

EL CUERPO II SE PRESENTA EN LA PARTE MEDIA-SUPERIOR DEL YACIMIENTO CON PRODUCCIONES BUENAS Y PEQUEÑOS ESPESORES NETOS POROSOS, LOS CUALES OFRECEN POCAS PERSPECTIVAS DE DESARROLLO.

EN CUANTO AL CUERPO III QUE SE PRESENTA EN LA PARTE MEDIA-INFERIOR, ES EL DE MAYOR ESPESOR Y SE DESARROLLA EN FORMA HOMOGÉNEA, LO QUE NOS INDICA QUE PRESENTA BUENAS POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN.

EL CUERPO IV QUE SE ENCUENTRA EN LA PARTE INFERIOR DEL YACIMIENTO PRESENTA POCAS POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN, YA QUE SUS ESPESORES SON PEQUEÑOS Y SU RESISTIVIDAD SE REDUCE CASI AL VALOR DE LA ARCILLA.

D). LA EVALUACIÓN DE UN YACIMIENTO ES DE SUMA IMPORTANCIA, YA QUE LAS INVERSIONES EN LA INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA SU EXPLOTACIÓN, DEPENDEN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS RECUPERABLES. POR LO TANTO, ES CONVENIENTE QUE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS USADOS DURANTE LA CUANTIFICACIÓN DE LOS VOLUMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS SEAN LO MÁS CONFIABLE, RECOMENDÁNDOSE EFECTUAR UNA MAYOR CANTIDAD DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS Y P.V.T. DE TAL MANERA QUE SEA POSIBLE CALCULAR VALORES MÁS CONFIABLES DE LAS RESERVAS.

E). A PESAR DE LA LIMITACIÓN DE INFORMACIÓN DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS

SICOS, P.V.T. Y DE OTROS PARÁMETROS IMPLÍCITOS EN EL ESTUDIO DEL YACIMIENTO, SE OBTUVO EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS, PARA LO CUAL SE UTILIZARON MÉTODOS VOLUMÉTRICOS Y LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA, DE LOS CUALES EL MÉTODO DE ISOPACAS SE CONSIDERÓ EL MÁS CONFIABLE.

f). DEBIDO A LA DIVERSIDAD DE INFORMACIÓN UTILIZADA EN UN ESTUDIO DE ESTE TIPO, SE RECOMIENDA QUE SEA EFECTUADO POR MEDIO DE UN GRUPO INTERDISCIPLINARIO, PARTICIPANDO DIFERENTES ESPECIALISTAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA.

g). DE LOS 34 CAMPOS QUE SE TIENEN ACTUALMENTE EN EL PALEOCANAL CHICONTEPEC, EL CAMPO MIQUETLA OCUPA EL CUARTO LUGAR EN PRODUCCIÓN DIARIA, YA QUE A MAYO DE 1989 LA PRODUCCIÓN FUE DE 534,0B.P.D.

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

<u>SIMBOLOS</u>		<u>UNIDADES</u>
A	AREA DE LA FORMACIÓN	M^2
B	FACTOR DEL VOLUMEN DEL ACEITE	$\frac{M^3 (O+GD) A.C.Y.}{M^3_0 A.C.S.}$
Bw	FACTOR DEL VOLUMEN DEL AGUA	$\frac{M^3 (wGD) A.C.Y.}{M^3_w A.C.S.}$
Cf	COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN	$(KG/CM^2)^{-1}$
Co	COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE	$(KG/CM^2)^{-1}$
Cw	COMPRESIBILIDAD DEL AGUA	$(KG/CM^2)^{-1}$
Ce	COMPRESIBILIDAD EFECTIVA	$(KG/CM^2)^{-1}$
H	ESPESOR	M
M.B.N.M.	METROS BAJO NIVEL DEL MAR	M
M.B.M.R.	METRO BAJO MESA ROTATORIA	M
N	VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS A CONDICIONES STANDAR	$M^3_0 A.C.S.$
NBo1	VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS A CONDICIONES DE YACIMIENTO	$M^3_0 A.C.Y.$
Np	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE	$M^3_0 A.C.S.$
P	PRESIÓN	KG/CM^2
Pb	PRESIÓN DE SATURACIÓN O BURBUJEO	KG/CM^2

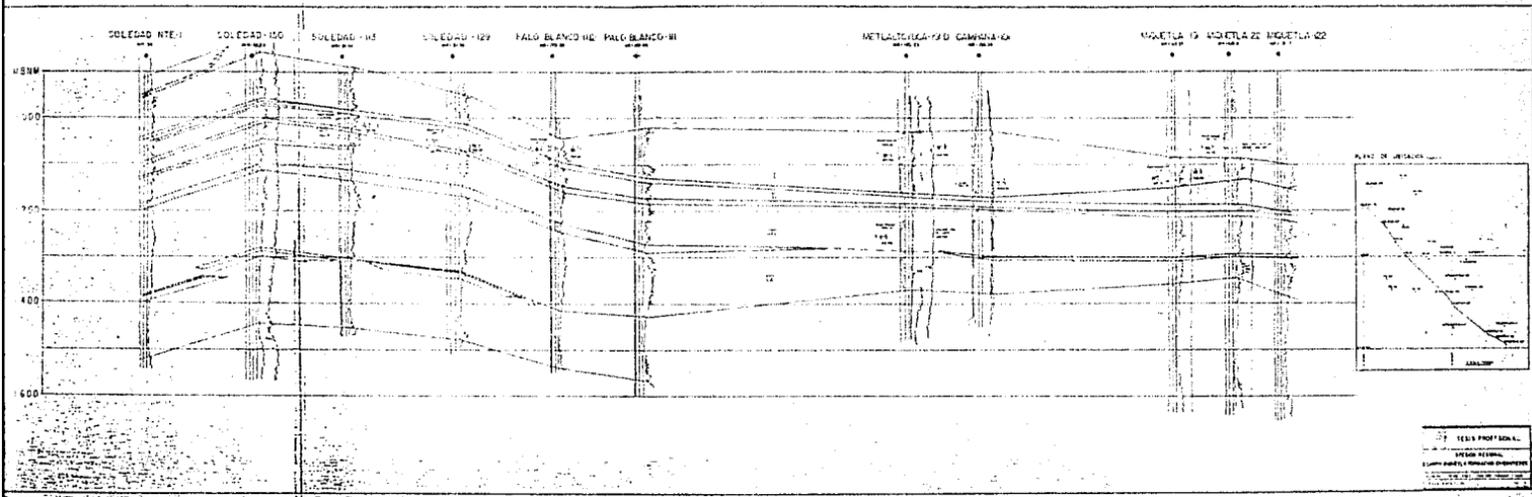
SÍMBOLOSUNIDADES

S _o	SATURACIÓN DE ACEITE	$\frac{M^3 \text{ DE ACEITE A.C.Y.}}{M^3 \text{ DE POROS A.C.Y.}}$
S _w	SATURACIÓN DE AGUA	$\frac{M^3 \text{ DE AGUA A.C.Y.}}{M^3 \text{ DE POROS A.C.Y.}}$
V	VOLUMEN	M ³
V _p	VOLUMEN DE POROS	M ³
W _E	ENTRADA ACUMULATIVA DE AGUA AL YACIMIENTO	M ³ A.C.Y.
W _p	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA	M ³ A.C.S.
ø	POROSIDAD	$\frac{M^3 \text{ DE POROS}}{M^3 \text{ DE ROCA}}$
Δ ¹ P	INCREMENTO DE PRESIÓN	KG/CM ²

R E F E R E N C I A S

- 1 - REVISTA INGENIERÍA PETROLERA VOL. XXI No. 1 ENERO 81
"FRACTURAMIENTO CON EXPLOSIVO LIQUIDO Y SU APLICACION EN
POZOS PRODUCTORES DE LA FORMACION CHICONTEPEC"
- 2 - REVISTA INGENIERÍA PETROLERA VOL. XXVIII No. 11 NOV. 88
"UNA OPCION P/INCREMENTAR LA PRODUCCION DE HCS DE LA FORMA
CION CHICONTEPEC Y RECOMENDACIONES PARA ABATIR LOS COSTOS
DE FRACTURACION"
- 3 - RODRÍGUEZ H.R. "APUNTES DE PRINCIPIOS DE MECANICA DE YACI-
MIENTOS" FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M. México, 1984
- 4 - DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. "ANALISIS PE
TROFISICOS DE LOS POZOS SOLEDAD 628, 612, 708, 577 y 505",
POZA RICA, VER.
- 5 - DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS "ANALISIS P.V.T.
DE LOS POZOS SOLEDAD 122 y 129, AGUA NACIDA 101, COYOL 2 Y
MIQUETLA 18 " POZA RICA, VER.
- 6 - HALL, HOWARD N. "CHALL, HOWARD M." "COMPRESIBILITY OF - -
RESERVOIR ROCKS" TRANS A.I.N.E., 1953
- 7 - DODSON, C.R., AND STANDING M.B. "PRESERVE - VOLUME - TEMPE
RATURE AND SALUBITY RELATIONS FOR NATURAL GAS-WATER MIXTURES"
DRILLING AND PRODUCTION PRACTICE, API, 1944

- 8 - FRANCISCO GARAIKOHEA P. Y JOSÉ LUIS BASHBUSH B. "APUNTES DE COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS". FACULTAD DE INGENIERÍA, U.N.A.M. MÉXICO, 1984
- 9 - CASAS L.S. "CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO MIGUEL HIDALGO, VER." PEMEX, MÉXICO, D.F., 1956
- 10 - ARCHIE G.E. "THE ELECTRICAL RESISTIVITY LOG AS AND AID IN DETERMINING SOME RESERVOIR CHARACTERISTICS" PETROLEUM TRANSACTIONS AIME, 1942



CAMPO MIQUETLA FORMACION CHICONTEPEC

POZO
MIQUETLA No. 82
W. N. 1810.75

POZO
MIQUETLA No. 78
W. N. 1813.25

POZO
MIQUETLA No. 74
W. N. 1815.75

POZO
MIQUETLA No. 57
W. N. 1820.00

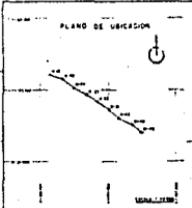
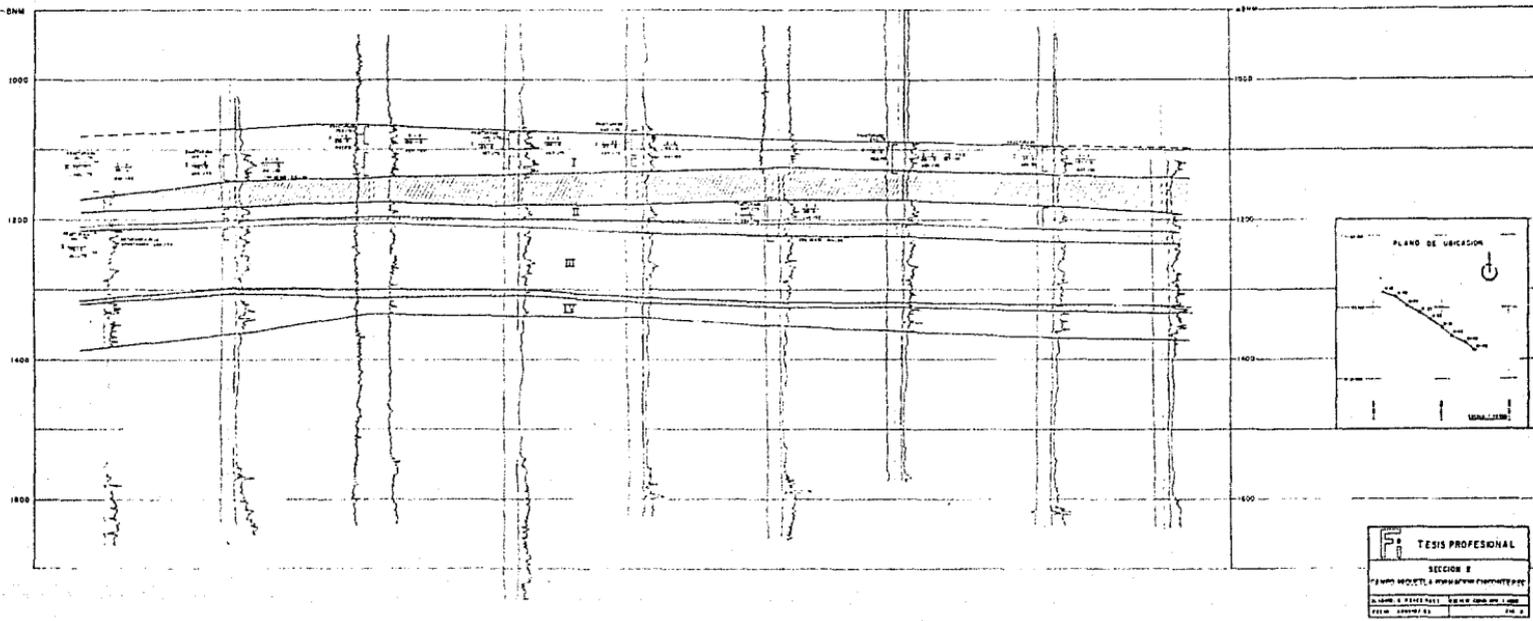
POZO
MIQUETLA No. 33
W. N. 1825.50

POZO
MIQUETLA No. 31
W. N. 1828.00

POZO
MIQUETLA No. 42
W. N. 1829.50

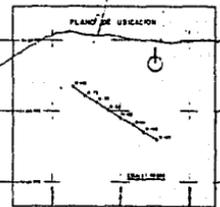
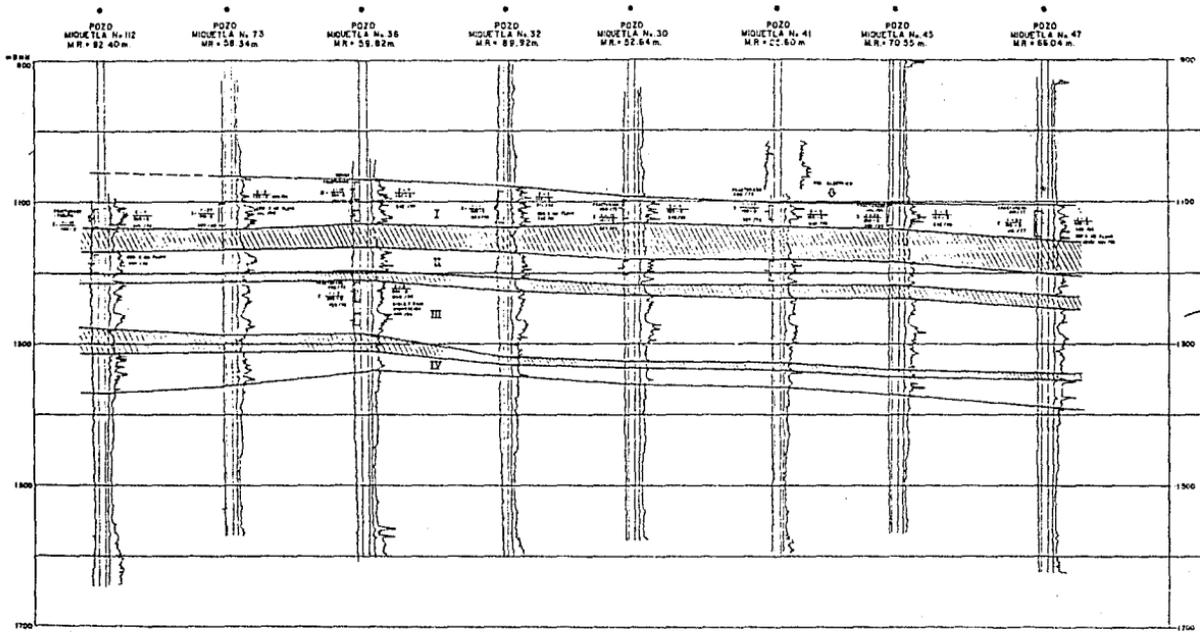
POZO
MIQUETLA No. 46
W. N. 1827.75

POZO
MIQUETLA No. 48
W. N. 1831.00



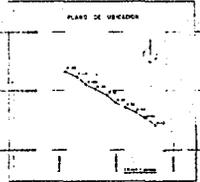
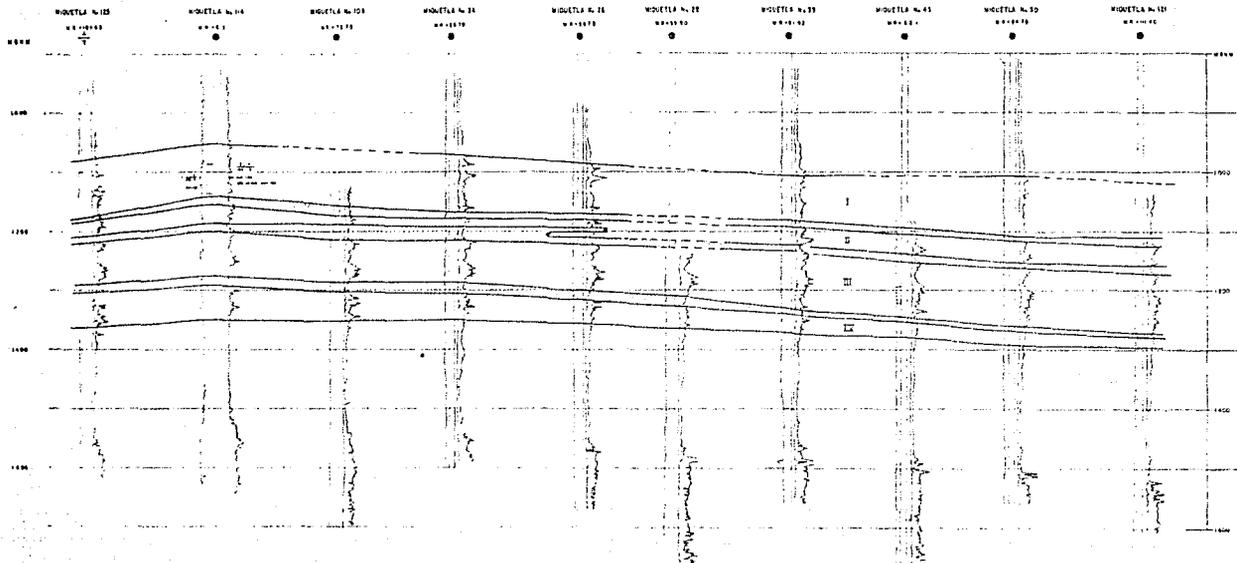
TESIS PROFESIONAL	
SECCION 2	
CAMPO MIQUETLA, FORMACION CHICONTEPEC	
ALUMNO: RIVERA FELIX	TITULO: INGENIERO EN PETROLOGIA
CATEDRA: GEOMORFOLOGIA	FECHA:

CAMPO MIQUETLA FORMACION CHICONTEPEC



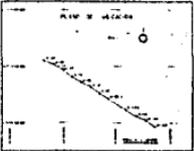
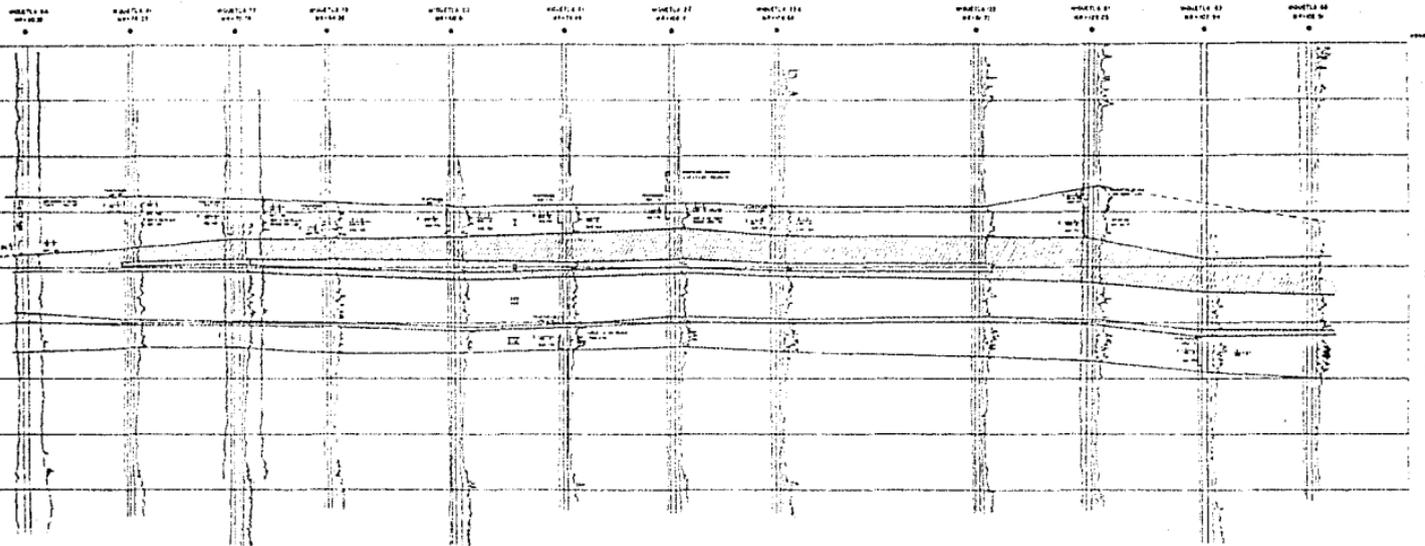
TESIS PROFESIONAL
 SECCION I
CAMPO MIQUETLA FORMACION CHICONTEPEC
 GUSTAVO E. FERRAZ GARCIA - 1984
 ESCUELA DE INGENIERIA EN PETROLOGIA

CAMPO MIQUETLA FORMACION CHICONTEPEC



INSTITUTO MEXICANO DE PETROLIO
 SECCION 5
 CAMPO MIQUETLA FORMACION CHICONTEPEC
 ESCALA 1:5000
 FECHA: 1958

CAMPO MIQUETLA FORMACION CHICOTEPIC




ING. J. J. JACKSON
 TESIS PROFESIONAL
 SECCION B
 CAMPO MIQUETLA FORMACION CHICOTEPIC
 ESCUELA NACIONAL DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE GUATEMALA
 GUATEMALA, GUATEMALA
 1980