

Universidad Nacional Autónoma de México
FACULTAD DE INGENIERIA



CIENCIAS DE LA TIERRA

HISTORIA DEL POZO ARAGON 189
DISTRITO CERRO AZUL

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:

MIGUEL ANGEL LOZADA AGUILAR

MEXICO, D. F.

1983



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

Cap.		Pag.
	INTRODUCCION.-----	1
1.-	GEOLOGIA REGIONAL -----	2
	1.- Unidad Tectónica Plataforma de Tamaulipas.-----	3
	a) Cuenca de Magiscatzín -----	3
	b) Arco de Tamaulipas -----	4
	c) Homoclinal de San José de las Rusias -----	4
	d) Cuenca sedimentaria Tampico-Misantla -----	5
	e) Cuenca de Chicontepec -----	5
II.-	ESTUDIO GEOLOGICO DEL CAMPO ARAGON -----	9
	1.- Generalidades -----	10
	2.- Síntesis Estructural -----	10
	3.- Aspectos Paleogeográficos de interés económico -----	11
	4.- Conclusiones y recomendaciones a partir de los - datos Geológicos obtenidos de la perforación del Pozo 189.-----	11
III.-	ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES -----	14
	a) Nombre del Pozo -----	15
	b) Nombre del Campo -----	15
	c) Nombre del Distrito -----	15
	d) Ubicación del Pozo -----	15
	e) Coordenadas de referencia -----	15
	f) Elevación del Terreno -----	15
	g) Perforación -----	15
	h) Equipo de Perforación usado -----	15
	i) Terminación -----	16
	j) Reparación Realizada -----	16
	k) Fracturamiento realizado -----	16
	l) Equipo de bombeo mecánico instalado -----	16
	m) Información general sobre el Distrito Sur de la Zona Norte de Petroleos Mexicanos.-----	16

Cap.

Pag.

IV.- DATOS GEOLOGICOS Y COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO -----	20
a) Columna Geológica -----	21
b) Estratigrafía de la columna geológica -----	21
c) Tipo de registros tomados -----	22
d) Análisis Cuantitativo de los registros tomados -- durante la perforación del pozo -----	22
e) Manifestación de hidrocarburos -----	24
V.- DATOS MECANICOS DEL POZO -----	25
a) Profundidad máxima e interior del pozo original-	26
b) Características del equipo de perforación usado.	26
c) Registro de barrenas y características de lodos usados -----	28
d) Historia de la Perforación del Pozo -----	31
e) Resumen del material empleado en la distribución de la T. R. -----	33
f) Cementaciones realizadas -----	33
g) Gráfica de avance de la perforación -----	35
h) Historia de terminación del Pozo -----	36
i) Tipo de terminación -----	36
j) Estado Mecánico del Pozo antes de la reparación -	37

Cap.		Pag.
VI.-	FRACTURAMIENTOS REALIZADOS -----	38
	1.- Primer fracturamiento -----	39
	a) Generalidades -----	39
	b) Secuencia de operación -----	39
	c) Resultados observados después del fracturamiento -----	40
	2.- Segundo fracturamiento -----	43
	a) Generalidades -----	43
	b) Secuencia de operación -----	43
	c) Resultados observados después del fracturamiento -----	45
VII.-	REPARACION MAYOR EFECTUADA -----	47
	a) Generalidades -----	48
	b) Objetivo de la reparación -----	48
	c) Antecedentes considerados para la repa ración -----	48
	d) Secuencia de operación -----	49
	e) Estado actual del pozo -----	52
	f) Estado mecánico del pozo después de la reparación -----	53
VIII.-	UNIDAD DE BOMBEO MECANICO INSTALADA -----	54
	a) Datos de la unidad de bombeo mecánico ----	55
	b) Secuencia de operación en la instalación--	55
	c) Diseño de la unidad instalada -----	56
	d) Comentarios -----	60
IX.-	HISTORIA DE PRODUCCION -----	61
	a) Datos de producciones por mes y acumula- tivas -----	62
	b) Observaciones -----	66

Cap.		Pag.
X.-	CONCLUSIONES -----	68
	APENDICE -----	71
	A.- Funciones de la tubería de revestimiento --	72
	B.- Accesorios de la tubería de revestimiento--	75
	C.- Especificaciones de las barrenas -----	84
	D.- Características de los diferentes tipos de lodos -----	86
	BIBLIOGRAFIA -----	88

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

La Cuenca de Chicontepec está constituida de sedimentos Terciarios por un Paleocanal submarino de edad Paleoceno Eoceno Inferior con numerosos canales tributarios. Este Paleocanal tiene desarrollos arcillo-arenosos productores de hidrocarburos que fluctúan de 150 a 300 metros de espesor, y cuya área perteneciente al Distrito Sur es de aproximadamente 940 Km². Para la explotación de estas areniscas se dividió el área en los Campos: Aragón, Coyotes, Gallo, Horcones, Soledad y Candelaria.

El Campo Aragón se inició con la perforación del pozo Aragón No. 501 en Diciembre de 1974, cuyos resultados fueron productor de aceite con 15 M3/día.

En este Campo se han perforado 13 pozos los cuales están en explotación, quedando el desarrollo del Campo diferido debido a que se optó por desarrollar el Campo Soledad Norte.

Actualmente el Campo Aragón tiene una producción acumulativa de 449,590 Bls.

C A P I T U L O I

GEOLOGIA REGIONAL

1.- Unidad Tectónica Plataforma de Tamaulipas

- a) Cuenca de Magiscatzin.
- b) Arco de Tamaulipas.
- c) Homoclinal de San José de las Rusias.
- d) Cuenca sedimentaria Tampico-Misantla.
- e) Cuenca de Chicontepec.

1.- Unidad Tectónica Plataforma de Tamaulipas.

(Fig. 1-A)

La Plataforma de Tamaulipas, llamada también Geoanticlinal Oriental, comprende la franja situada entre la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México. Se extiende desde los límites de los Estados de Tamaulipas y Nuevo León, hasta el Río Teolutla. Estructuralmente está definida por altos y suaves plegamientos, separados por sinclinales también amplios. Ocasionalmente presenta fuertes plegamientos por estar asociados a intrusiones ígneas de magmas ácidos a intermedios (lacolitos), como lo son las Sierras de San Carlos y Tamaulipas. Se formó durante la Orogenia Permotriásica operando como traspais, en forma inversa de como actuó durante la Orogenia Laramide. Sobre un basamento de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias continentales, se depositaron sedimentos clásticos - carbonatados, arcillosos y arcillo-calcareos del Jurásico Superior, rocas calcáreas arrecifales y arcillo-calcareas del Cretácico y finalmente, rocas arcillo-arenosas del Terciario.

Dentro del área se consideran las siguientes unidades de segundo orden (ver Fig. 1-A): Cuenca de Magiscatzin, Arco de Tamaulipas, Homoclinal de San José de las Rusias, Cuenca Sedimentario Tampico Misantla y Cuenca o Antefosa de Chicontepec.

a) Cuenca de Magiscatzin, Fig. 1-B.

Esta Cuenca es una depresión muy alargada que se extiende por más de 300 kilómetros desde Monte Morelos N.L. hasta cerca de Tamuín , S.L.P., con una anchura de 40 ki-

lómetros desde la Sierra Madre Oriental hasta las estribaciones Occidentales de las Sierras de Tamaulipas y San Carlos. En esta región afloran las formaciones del grupo Velasco con estructuras angostas, de considerable longitud, orientadas paralelamente a la Sierra Madre Oriental; hacia el extremo sur los plegamientos son amplios y poco extensos, con buzamiento suave. Entre Moote y Ciudad Victoria, Tamaulipas, se han determinado fallas de - corrimiento y plegamientos más intensos.

b) Arco de Tamaulipas, (Fig. 1-B).

El Arco de Tamaulipas, es un prominente arco estructural que tiene por expresión morfológica las Sierras de San Carlos Cruillas y Tamaulipas y que está flanqueado - al Oriente por el Homoclinal de San José de las Rusias y al Occidente por la Cuenca de Magiscatzin. Hacia el Sur se interna en el extremo de la cuenca sedimentaria Tampico-Misantla y hacia el Norte en la cuenca de Burgos. Su orientación en general es NNW-SSE y su levantamiento más o menos dómico es probable se deba a intrusiones ígneas localizadas principalmente en las prominencias topográficas citadas. En las capas cretácicas, su relieve estructural sobrepasa los 1500 metros. Los pliegues menores - son más comunes en el flanco Occidental por probable influencia de la Orogenia Laramide que plegó la Sierra Madre Oriental.

c) Homoclinal de San José de las Rusias, (Fig. 1-B)

Se localiza al Oriente de la Sierra de Tamaulipas y se extiende del Río Cachimbas al Sur, hasta más al Norte del Río Soto la Marina. Se puede considerar la prolonga

ción regional del flanco Oriental del Arco de Tamaulipas, pues se extiende desde éste hasta más allá de la costa. Tiene una pendiente al Oriente suave uniforme, solamente interrumpida por una ligera ondulación denominada alineamiento Cabecera-Capellanía, de rumbo tectónico paralelo al del Arco de Tamaulipas.

d) Cuenca Sedimentaria Tampico-Misantla, (Fig. 1-B).

Es un arco semielíptico abierto hacia el Golfo de México, que se extiende desde el Arco de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias, al Norte, hasta el Macizo de Texiutlán, al Sur, con una longitud aproximada de 350 kilómetros por más de 100 kilómetros de ancho, ya que se continúa en el Golfo de México. Comprende parte de los estados de Tamaulipas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla.

Fisiográficamente está limitada por la Sierra de Tamaulipas al Norte, la Cuenca de Chicontepec al Oeste y el área montañosa de Teziutlán al Sur. Su topografía comprende llanuras y colinas suaves, pero en su parte Occidental se hace algo abrupta. Las intrusiones ígneas forman muchos cerros entre los que destacan la Sierra de Tantina-Otontepec al SW de Cerro Azul, Ver. Las llanuras en su mayor parte se desarrollan en rocas del Oligoceno y más jóvenes.

e) Cuenca de Chicontepec, (Fig. 1-B).

Es una depresión con carácter de Antefosa alargada, que se extiende por más de 250 kilómetros de longitud, desde el buzamiento al Sur de el Abra, hasta el Golfo de

México, pasando al Norte del Macizo de Teziutlán; tiene una anchura de 40 kilómetros comprendidos desde la Sierra Madre Oriental hasta la Cuenca Tampico-Misantla.

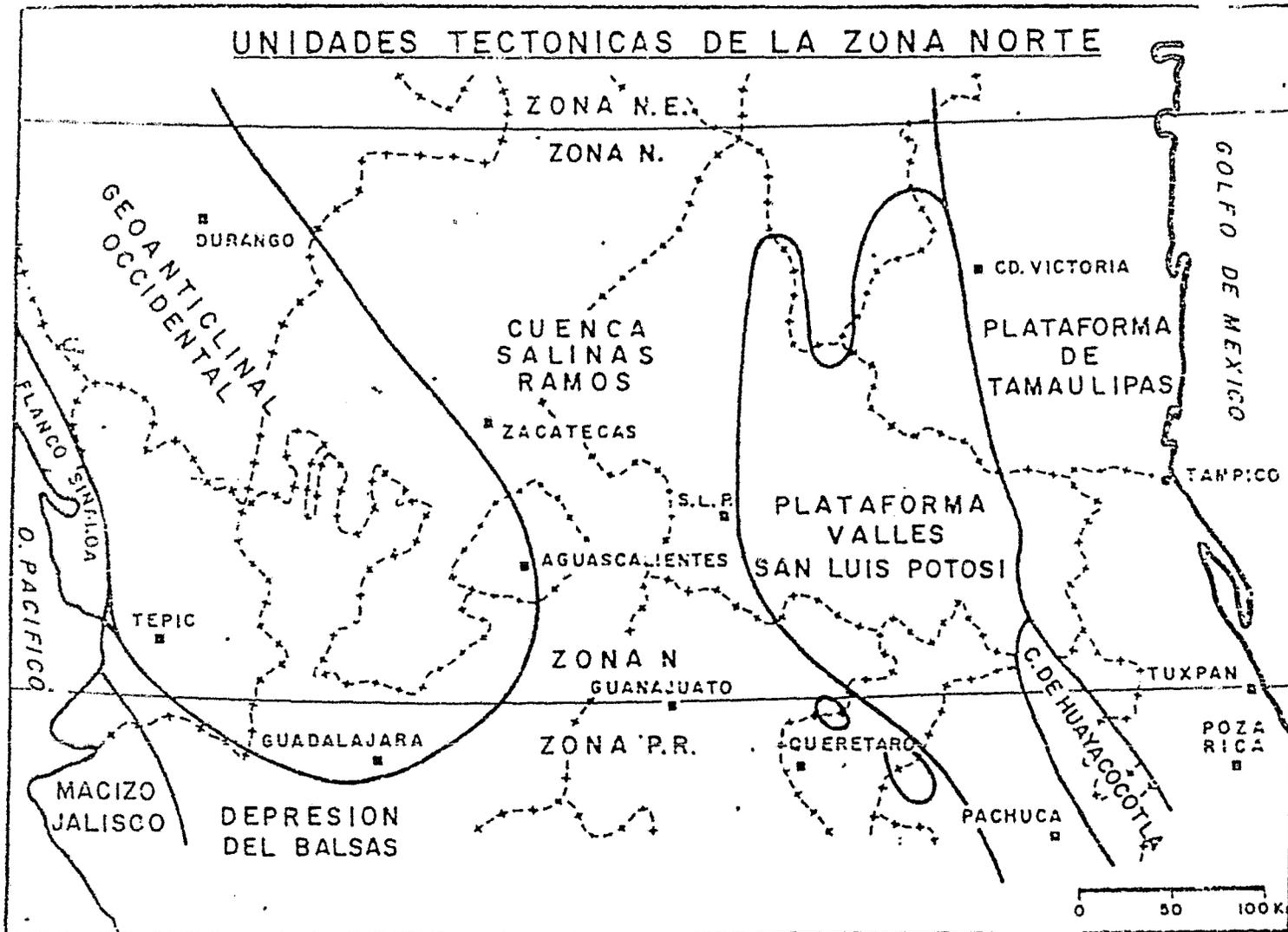
Fisiográficamente se trata de un área accidentada, que comprende las estribaciones Orientales de la Sierra Madre Oriental y parte de la Planicie Costera.

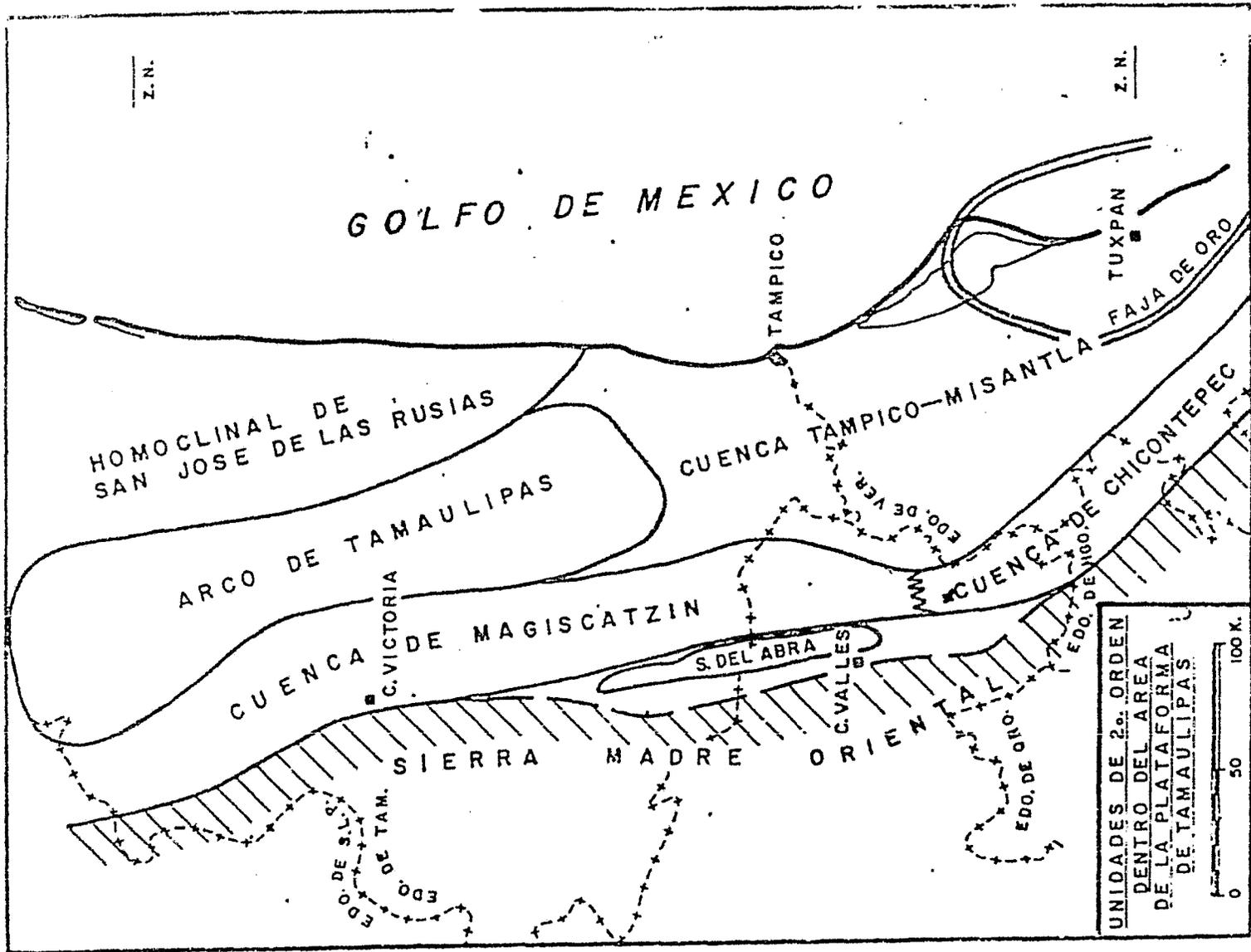
Su origen se atribuye a un largo "graven" delimitado por dos grandes sistemas de fallas, uno situado al Oriente según el alineamiento Tecoluco-Los Hules y el otro corriendo a lo largo del frente de la Sierra Madre Oriental.

Estos sistemas probablemente fueron producto de la Tafrogénia posterior a la Orogenia Permotriásica, rejuvenecidos al finalizar el Jurásico Inferior y que a principios del Terciario favorecieron la subsidencia de dicha Cuenca.

El alineamiento de los plegamientos es muy notable, teniendo una orientación NW 45° SE, siendo simétricos, angostos y de longitud considerable en su posición central, pero la asimetría y recumbencia de las estructuras se presenta y aumenta hacia los bordes Oriental y Occidental, existiendo fallas de sobrecorrimiento de considerable magnitud. Los anticlinales de esta Cuenca, suben hacia el Macizo de Teziutlán en el Sur y hacia la región de Valles en el Norte, perdiendo amplitud e intensidad.

FIGURA 1-A.





C A P I T U L O I I

ESTUDIO GEOLOGICO DEL CAMPO ARAGON

- 1.- Generalidades.
- 2.- Síntesis Estructural.
- 3.- Aspectos Paleogeográficos de interés económico.
- 4.- Conclusiones y recomendaciones a partir de los datos Geológicos obtenidos de la perforación del Pozo 189.

1.- Generalidades.-

El marco estructural regional del área, manifiesta - que estuvo sujeta a movimientos diastróficos provocados - por la Orogenia Laramide, acaecida a fines del Cretácico y principios del Terciario, fenómeno Tortómico que actúa sobre cada una de ellas, de acuerdo con los constituyen--tes de sus sedimentos depositados, dentro de las provin--cias afectadas la revaluación Laramide sobresale la uni--dad tectónica denominada antefosa de Chicontepec, dicha - unidad se distingue por sus potentes espesores de sedimen--tos areno-arcillosos (terrígenos), alternantes, de tipo - Flgsch. Se infiere que su origen está relacionado con el levantamiento del Geosinclinal Mexicano, originado a fi--nes del Cretácico superior y principios del Terciario.

2.- Síntesis Estructural.-

En el área Soledad-Tlacolula, los trabajos de Geolo--gía superficial, Gravimetría y Sismología, manifiestan un alineamiento estructural orientado NN-SE, integrada por - los anticlinales de Tlacolula-Aragón y el de Soledad-Palo Blanco. El anticlinal se manifiesta en la superficie por una ventana de la formación Aragón, rodeada en el subsue--lo por rocas de la formación Guayabal. El anticlinal Ara--gón se refleja también por trabajos sismológicos, pero -- con un cierre contra falla en su flanco oriental.

La estructura detectada por Geología Superficial es - de poca magnitud, siendo difícil por lo tanto se refleje en el subsuelo. Por otra parte, la zona afallada que se interpreta por Sismología, puede corresponder a una zona que esté alterada por la presencia de rocas ígneas y que se manifiestan tanto en la superficie como en la columna sedimentaria, atravezada en este pozo durante la perfora--

ción.

3.- Aspectos Paleogeográficos de interés económico.-

La Paleogeografía de esta área, resalta bastante en el Jurásico Medio y Superior, ya que el carácter petrográfico de sus sedimentos correspondientes así lo demuestra. Por ejemplo durante el Bathoniano Superior, Caloviano Inferior, deben existir condiciones Paleogeográficas favorables para el depósito de sedimentos clásticos de interés petrolero, así como durante el Caloviano y Kimoridgiano. Para delimitar estas zonas Paleogeográficas, es necesario basarse en estudios sedimentarios a detalle con la información de más pozos, en combinación con estudios de Paleotectónica.

4.- Conclusiones y recomendaciones a partir de los datos geológicos obtenidos de la perforación del pozo 189.-

a) El Pozo Aragón No. 189, se dió por terminado oficialmente como productor de aceite en base a los resultados de la prueba de producción No. 1, efectuada en el intervalo 1085-1143 metros en sedimentos de la formación Chicontepec Medio del Paleoceno, sin embargo se hace del conocimiento que se recuperaron únicamente 319 m³ de los 340 de aceite empleado del fracturamiento.

b) Las unidades litoestratigráficas atravezadas de este pozo, guardan semejanza con la de los demás pozos perforados en los campos de Aragón, Coyotes, Horcones, Soledad Norte, etc.

c) La porosidad predominante es de tipo primario y secundario (intergranular y en fracturas), con grado pobre

y con permeabilidad poco desarrollada.

d) El plano estructural considerado para el área en cuestión, se tomó como base una marca eléctrica determinada dentro del Eoceno inferior.

e) Se considera que el pozo quedó perforado en la porción sur del campo Aragón, sobre una pequeña Nariz estructural que buza al oriente franco y que viene a formar parte del tren estructural regional orientado senciblemente NNW-SSE.

f) Se recomendó continuar con el desarrollo y explotación de los sedimentos terrígenos.

C A P I T U L O III

ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES

- a) Nombre del Pozo.
- b) Nombre del Campo.
- c) Nombre del Distrito.
- d) Ubicación del Pozo.
- e) Coordenadas de referencia.
- f) Elevación del terreno.
- g) Perforación.
- h) Equipo de perforación usado.
- i) Terminación.
- j) Reparación realizada.
- k) Fracturamiento realizado.
- l) Equipo de bombeo mecánico instalado.
- m) Información general sobre el Distrito Sur de la Zona Norte de Petroleos Mexicanos.

a) Nombre del Pozo:

Aragón No. 189.

b) Nombre del Campo:

Campo Aragón.

c) Nombre del Distrito:

Distrito Sur, Zona Norte.

d) Ubicación del Pozo:

Terrestre.

e) Coordenadas de referencia:

X = 86,819.25 m.

Y = 139,183.32 m.

f) Elevación del terreno:

66.728 metros sobre el nivel del mar.

g) Perforación:

Inició el 27 de Noviembre de 1976.

Terminó el 13 de Diciembre de 1976.

h) Equipo de perforación usado:

Pemex No. 44.

i) Terminación:

Las operaciones se realizaron el 14 y 15 de Diciem
bre de 1976.

Oficialmente el pozo se dió como terminado el 14
de Septiembre de 1977 debido al fracturamiento rea
lizado.

j) Reparación realizada:

Inició el 4 de Mayo de 1978.

Terminó el 31 de Mayo de 1978.

k) Fracturamientos realizados:

El primer fracturamiento se efectuó el 13 de Abril
de 1977.

El segundo fracturamiento se realizó el 26 de No--
viembre de 1979.

l) Equipo de bombeo mecánico instalado:

Inició la instalación el 21 de Noviembre de 1977.

Terminó la instalación el 29 de Noviembre de 1977.

m) Información general sobre el Distrito Sur de la Zona
Norte de Petroleos Mexicanos:

El Distrito Sur tiene una extensión aproximada de
16,217 Km² y está ubicado en la parte media orien-
tal de la República Mexicana, entre la Sierra Madre
Oriental y el Golfo de México, abarcando la parte -
Norte del Estado de Veracruz, entre las coordenadas
de longitud 97°05' a la 98°40' al Oeste de Green---
wich y entre las latitudes 20°55' a la 22°15' lati-
tud Norte.

Colinda al Norte con la margen derecha del Río Pánuco y las márgenes izquierdas de la Laguna de Pueblo Viejo de Tamacuil o de la LLave, y a la altura del predio de Granadillas con la línea imaginaria al Oeste franco con 58 Kms. hasta la margen derecha del Río Pánuco.

Al Oeste con las márgenes derechas de los Ríos Pánuco y Moctezuma y los límites del Estado de San Luis Potosí hasta el predio Tamacol, y con la línea imaginaria al Sur franco con 50 Kms.

Al Sur con una línea imaginaria de 70 Kms. al Este franco hasta el Río Vinazco a la altura del predio LLano de Enmedio y con las márgenes izquierdas de los Ríos Vinazco, Pantepec y Tuxpam.

Al Este con el Litoral de la Plataforma Continental del Golfo de México, comprendida de la margen izquierda del Río Tuxpam a la margen derecha del Río Pánuco, cuya extensión comprende los predios de la Isla, Mata Redonda y Niglas, Agua Dulce y Cabo Rojo, con una longitud de 160 Kms.

La Plataforma Continental queda comprendida de la margen media a la distancia que mar adentro tenga una profundidad de 200 metros.

Organización.-

El Distrito Sur de la Zona Norte de Petroleos Mexicanos, se encontraba dividido en tres núcleos, hasta el 22 de Julio de 1980, en que se incorpora la Barra Norte de Tuxpam, para pertenecer a las Zona Centro (Poza Rica).

Actualmente el Distrito Sur se encuentra dividido administrativamente en dos núcleos lo cual obedece a jurisdicciones sindicales al legado de las Compañías expropiadas "El Aguila, S.A." y "Huasteca Pe--

troleum Co.", siendo Cerro Azul, Ver. donde reside la Cabecera Técnica del Area, que está representada por el Superintendente General del Distrito como autoridad máxima responsable en los trabajos - que desarrollan las dependencias a su cargo.

Campos que lo integran.-

El Distrito Sur está constituido por los Campos de la Faja de Oro Terrestre y Marina, Tres Hermanos y los del Paleocanal de Chicontepec.

Faja de Oro Terrestre: Todos los campos comprendidos dentro de la Faja de Oro Terrestre, como son - Cerro Azul, Naranjos, Alazán, Potrero, etc. fueron desarrollados desde el tiempo de las Compañías y - actualmente se encuentran en una etapa avanzada de explotación.

Faja de Oro Marina: La Faja de Oro Marina está integrada por los Campos Isla de Lobos, Tiburón, Tinctorera, Cabo Nuevo y Marsopa. Explotan la formación EL ABRA, del Cretácico al igual que los Campos de la Faja de Oro Terrestre, estos campos marinos, se encuentran en una etapa final de explotación.

Tres Hermanos: Este campo localizado al Norte de la población de Naranjos Ver., que inició su perforación en 1959, produce de la formación TAMABRA - del Cretácico. No obstante su etapa avanzada de explotación, se continúa con revisión de las condiciones de los pozos con el objeto de mantener la producción.

Paleocanal de Chicontepec: El Paleocanal de Chicon situado dentro de la Cuenca de Tampico-Misantla, -

localizada en la porción central Este de la República Mexicana, cubre una área de 3,300 Km². aproximadamente, correspondiéndole al Distrito Sur de esta Zona una extensión superficial de 1240 Km².

Los principales Campos de desarrollo, localizados - en esta Cuenca son: Soledad Norte, Coyotes, Horcones, Gallo y Aragón de cuya historia de uno de sus pozos se habla en este trabajo, los cuales explotan los sedimentos Arcillo-Arenosos de la formación Chicontepepec del Eoceno-Paleoceno de edad Terciaria.

C A P I T U L O I V

DATOS GEOLOGICOS Y COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

- a) Columna geológica.
- b) Estratigrafía de la columna geológica.
- c) Tipo de registros tomados.
- d) Análisis cuantitativo de los registros tomados durante la perforación del pozo.
- e) Manifestación de hidrocarburos.

a) Columna geológica.-

Formación	Metros bajo el nivel del mar.	Espesor en metros.
Reciente	+ 67	11
E. Guayabal	+ 56	200
E. Aragón	- 144	305
E. Chicontepec Sup.	- 449	200
Pa. Chicontepec Medio	- 649	475
Pa. Chicontepec Inf.	- 1124	54

b) Estratigrafía de la columna geológica.-

Reciente.- Consiste principalmente de lutita color gris claro, semidura a suave, con fragmentos aislados de gravilla.

E.Aragón.- Consiste de limolita gris oscuro con intercalaciones de lutita color gris claro y fragmentos aislados de pirita.

E.Chicontepec

Superior.- Consiste de limolita cuarzosa de color gris oscuro con intercalaciones de lutita piritizada, muy escasa arenisca gris, así como bentonita blanca y cristales de pirita. También se encuentra lutita gris claro alternando con limolita.

Pa. Chicon

tepec Medio.- Consiste de arenisca gris claro de grano fino alternando con lutita de igual tonalidad, contiene escasa limolita gris oscuro y trazas de

pirita y bentonita verde.

Pa. Chicontepec

Inferior.- Contiene arenisca cuarzosa gris oscuro de grano fino, compacta, de granos arredondados, alternando con limolita de igual tonalidad, así como trazas de lutita gris claro y bentonita verde claro.

c) Tipo de registros tomados.-

Tipo	Corrida	Intervalo	Fecha
Inducción	1	104-1249 m	10-XII-76
Radioactivo	1	800-1249 m	10-XII-79
Sónico de \emptyset	1	800-1249 m	10-XII-79
RR C/C	1	850-1227 m	14-XII-76
Sónico de Cementación	1	850-1127 m	14-XII-76

d) Análisis cuantitativo de los registros tomados durante la perforación del pozo.-

Intervalo analizado	Formación	\emptyset (Fracción)	Sw(Fracción)
994- 997 m	Chic. Medio	0.18	0.58
998-1000 m	Chic. Medio	0.14	0.61
1001-1003 m	Chic. Medio	0.21	0.43
1009-1013 m	Chic. Medio	0.17	0.62
1022-1024 m	Chic. Medio	0.15	0.61

Cont.

Intervalo analizado	Formación	Ø (Fracción)	Sw (Fracción)
1026-1029 m	Chic. Medio	0.14	0.65
1045-1048 m	Chic. Medio	0.16	0.65
1052-1055 m	Chic. Medio	0.09	0.76
1056-1059 m	Chic. Medio	0.14	0.65
1063-1066 m	Chic. Medio	0.10	0.61
1066-1069 m	Chic. Medio	0.15	0.51
1069-1073 m	Chic. Medio	0.16	0.53
1073-1076 m	Chic. Medio	0.13	0.47
1084-1086 m	Chic. Medio	0.17	0.53
1087-1091 m	Chic. Medio	0.14	0.52
1091-1095 m	Chic. Medio	0.17	0.50
1095-1098 m	Chic. Medio	0.12	0.58
1101-1103 m	Chic. Medio	0.13	0.70
1103-1105 m	Chic. Medio	0.18	0.45
1105-1108 m	Chic. Medio	0.18	0.52
1110-1113 m	Chic. Medio	0.15	0.61
1114-1117 m	Chic. Medio	0.18	0.52
1117-1120 m	Chic. Medio	0.13	0.58
1120-1123 m	Chic. Medio	0.26	0.57
1123-1125 m	Chic. Medio	0.20	0.45
1128-1132 m	Chic. Medio	0.20	0.45
1132-1134 m	Chic. Medio	0.20	0.42
1136-1138 m	Chic. Medio	0.17	0.55
1138-1144 m	Chic. Medio	0.15	0.47
1160-1165 m	Chic. Medio	0.13	0.44
1183-1185 m	Chic. Medio	0.15	0.49

e) Manifestación de hidrocarburos.-

No se observó manifestación alguna de flúidos, única mente se determinó ligera presencia de aceite en muy escasos fragmentos arenosos en el tramo 1085-1143 metros.

C A P I T U L O V

DATOS MECANICOS DEL POZO

- a) Profundidad máxima e interior del pozo original.
- b) Características del equipo de perforación usado.
- c) Registro de barrena y características de lodos usados.
- d) Historia de la perforación del pozo.
- e) Resumen del material empleado en la distribución de la T.R.
- f) Cementaciones realizadas.
- g) Gráfica de avance de la perforación.
- h) Historia de terminación del pozo.
- i) Tipo de terminación.
- j) Estado mecánico del pozo antes de la reparación.

a) Profundidad máxima e interior del pozo original.-

Profundidad Máxima = 1,250 metros.

Profundidad interior = 1,225.6 metros.

b) Características del equipo de perforación usado.-

El equipo de perforación usado es el Pemex No. 44.

UNIDAD	MARCA	MODELO	CAPACIDAD
Corona	Lee C. Moore	S/N	
Mástil	Lee C. Moore	S/N	546,000 Lbs.
Polea Viajera	IDECO	UTBC-300	300 Tons.
Gancho	IDECO	S/N	300 Tons.
Unión Girat.	Gray Tool		500 Tons.
Rotaria	IDEAL	A-205	
Indicador/Peso	M.Decker	S/N	

MALACATE DE PERFORACION			
UNIDAD	MARCA	MODELO	TIPO
Hidráulico	Parcker Borg	19721-X	40 RC
Transmisión	N Ideal	S/N	
Compresor	Dresser	4020X2802	Triplex
Motor de C.I.	G. Motors	7164-7000	(2 motores)

UNIDAD	MARCA	MODELO	TIPO	CAPACIDAD
Perforador Automático	Somex	7427		
Vibrador de Lodos	Syvsa	Tander		
Motor Eléctrico (1)	Demax		LXX	1800 RPM.
Motor Eléctrico (1)	Demax		LXX	1800 RPM.
Desaremadador	Sweguidos	DCS-1200C		500 GPM.
Bomba de lodos	Mission	5X6 - R	Centrífuga	
Motor de C.I.	G.Motors	1033-7000	371	67 HP.
Transmisión	G.Motors	PTA-11162	Monodisio	
Bomba de lodos No.1	N. Ideal	C - 350	Duplex	
Cuerpo Hidráulico	N. Ideal	C - 350	Duplex	
Motor de C.I. (4)	G. Motors	6030 - C	671	130 HP.
Bomba de lodos No.2	G. Denver	P2HUE	Triplex	
Cuerpo Hidráulico	G. Denver	5 X 6 R	Triplex	
Bomba de succión	Mission	5 X 6 R	Centrífuga	
Motor de C.I.	G. Motors	9163-7000	116-144	130 HP.
Malacate de maniobras	I. Raud	H5VL		5000 Kgs.

c) Registro de barrenas y características de lodos usados. (Ver Apéndice C y D).

Profundidad (metros)	No. Barrena	Tipo	Prof. Final (metros)
0 - 79	1	1-1-1	79
79 - 105	1	1-1-1	105
105 - 450	2	1-1-1	450
450 - 823	2	1-1-1	823
823 - 882	3	1-1-1	882
882 - 965	3	1-1-1	965
965 -1044	3	1-1-1	1044
1044 -1105	3	1-1-1	1105
1105 -1160	3	1-1-1	1160
1160 -1227	3	1-1-1	1227
1227 -1250	4	1-1-1	1250

CONTINUACION:

Profundidad (metros)	Metros Perforados	Horas Perforando	Ø Barrena
0 - 79			12 1/4"
79 - 105	105	14	12 1/4"
105 - 450			8 1/2"
450 - 823	718	43	8 1/2"
823 - 882			8 1/2"
882 - 965			8 1/2"
965 -1044			8 1/2"
1044 -1105			8 1/2"
1105 -1160			8 1/2"
1160 -1227	404	137	8 1/2"
1227 -1250	23	Usada	8 1/2"

CONTINUACION:

Profundidad (metros)	Tipo de lodos	Densidad (gr/cc)	Viscosidad (Cp)
0 - 79	Bentonítico	1.1	80
79 - 105	Bentonítico	1.1	11
105 - 450	Bentonítico	1.1	48
450 - 823	Bentonítico emulsionado 6%	1.2	46
823 - 882	Bentonítico emulsionado 6%	1.2	45
892 - 965	Bentonítico emulsionado 6%	1.2	45
965 - 1044	Bentonítico emulsionado 6%	1.2	41
1044 - 1105	Bentonítico emulsionado 6%	1.2	45
1105 - 1160	Bentonítico emulsionado 6%	1.2	48
1160 - 1227	Bentonítico emulsionado 12%	1.21	45
1227 - 1250	Bentonítico emulsionado 12%	1.21	45

CONTINUACION:

Profundidad (metros)	Temperatura (°C)	Arena (ml)	Filtrado (ml)	Enjarre (mm)
0 - 79	36	0.6	14	2
79 - 105	36	0.6	11	2
105 - 450	36	0.6	10	1.5
450 - 823	38	0.4	8	1.5
823 - 882	39	0.4	7.7	1
882 - 965	40	0.4	7	1
965 - 1044	40	0.3	6	1
1044 - 1105	43	0.3	6.5	1.5
1105 - 1160	43	0.3	6	1.5
1160 - 1227	48	0.4	7	1
1227 - 1250	48	0.3	6.8	1

CONTINUACION:

Profundidad (metros)	Gel. a 0' #/100pie ²	Gel. a 10' #/100 pie ²	Cloruros P.P.M.	P.H.
0 - 79	4	16	300	7.5
79 - 105	4	16	300	7.5
105 - 450	2	10	400	8.5
450 - 823	3	8	500	8.0
823 - 862	4	10	500	8.0
882 - 965	3	8	500	8.0
965 - 1044	3	8	500	8.0
1044 - 1105	2	8	500	8.0
1105 - 1160	2	8	600	8.0
1160 - 1227	4	8	600	7.5
1227 - 1250	3	6	600	7.0

CONTINUACION:

Profundidad (metros)	% Sólidos	% Aceite	% Agua
0 - 79	10	0	90
79 - 105	10	0	90
105 - 450	18	0	82
450 - 823	14	4	82
823 - 882	14	3	83
882 - 965	13	3	84
965 - 1044	14	4	82
1044 - 1105	16	7	77
1105 - 1160	15	7	78
1160 - 1227	13	7	80
1227 - 1250	13	7	80

d) Historia de la perforación del pozo.-

Fecha	Profundidad	Operaciones
27-XI-76	105 m	Equipo instalado al 100%. Se preparó lodo y se inició la perforación a las 18 Hrs. del 27 de Noviembre con barrera de 12 1/4" hasta 105 metros.
28,29-XI-76	105 m	Se cementó T.R. 9 5/8", J-55, 36 #/pie a 102.7 metros con 7.5 toneladas de cemento hasta la superficie. Se instaló cabezal FIP 9 5/8", así como conexiones superficiales de control. (Ver apéndice A).
30,8-XI,XII-76	718 m	Con barrera de 8 1/2" se tocó tapón a 92 metros, se probó T.R. con 105 Kg/cm2 satisfactoriamente. Se perforó tapón y se continuó perforando hasta 1250 metros.
8,10-XII-76	1250 m	Circuló y desconectó herramientas. Se trató de tomar registro de inducción en tres ocasiones sin éxito por encontrar resistencia. Se repasó con barrera al fondo, acondicionó lodo y se tomaron regis

Fecha	Profundidad	Operación
		tros de inducción de 1249 m a 104 m, así como registro radioactivo y registro <u>sóni</u> co de porosidad de 1249 m a 800 metros.
10,12-XII-76	1250 m	Se acondicionó lodo y se <u>sa</u> có barrena. Se cementó T.R. de 6 5/8", J-55, 24 #/pie a 1250 metros, con 20 toneladas de cemento alcanzándose una presión final de 105 - Kg/cm ² . El 12 de Diciembre se instalaron conexiones <u>su</u> perficiales de control.
13-XII-76	1250 m	Se cambió tubería de perforación de 4 1/2" por tube--ría de producción de 2 7/8" y con barrena y escareador se acondicionó agujero hasta 1225 metros. Se tocó <u>ta</u> pón y se probó T.R. de 65/8" con 140 Kg/cm ² satisfactoria <u>mente</u> .
14-XII-76	1250 m	Se tomó registro de rayos - gamma con registrador de <u>co</u> ples de 1227 a 850 metros y se metió tubería de producción, franca de 2 7/8" hasta 1070.3 metros y árbol de <u>vál</u> vulas Cameron de 9 5/8" X 6 5/8" X 2 7/8".

e) Resumen del material empleado en la distribución de la T.R. (Ver apéndice B).

i) T.R. 9 5/8", J-55, 36 #/pie.

Se ocuparon 7.5 toneladas de cemento Apasco G. La T.R. de 9 5/8" se equipó con 5 centradores y 5 collarines tope, distribuidos a lo largo de toda la tubería, así como, zapata tamabra y anillo de retención entre el pri--mer y segundo tramo. Esta tubería de revestimiento -- quedó cementada a 102.73 metros.

ii) T.R. 6 5/8", J-55, 24 #/pie.

Se utilizaron 15 toneladas de cemento Apasco G. La T.R. se equipó con zapata, cople de retención sobre el segun--do tramo, 30 collarines tope y 30 centradores distribui--dos en el tramo 1250-566 metros.

La T.R. quedó cementada a 1250 metros.

f) Cementaciones realizadas. (Ver apéndice A).

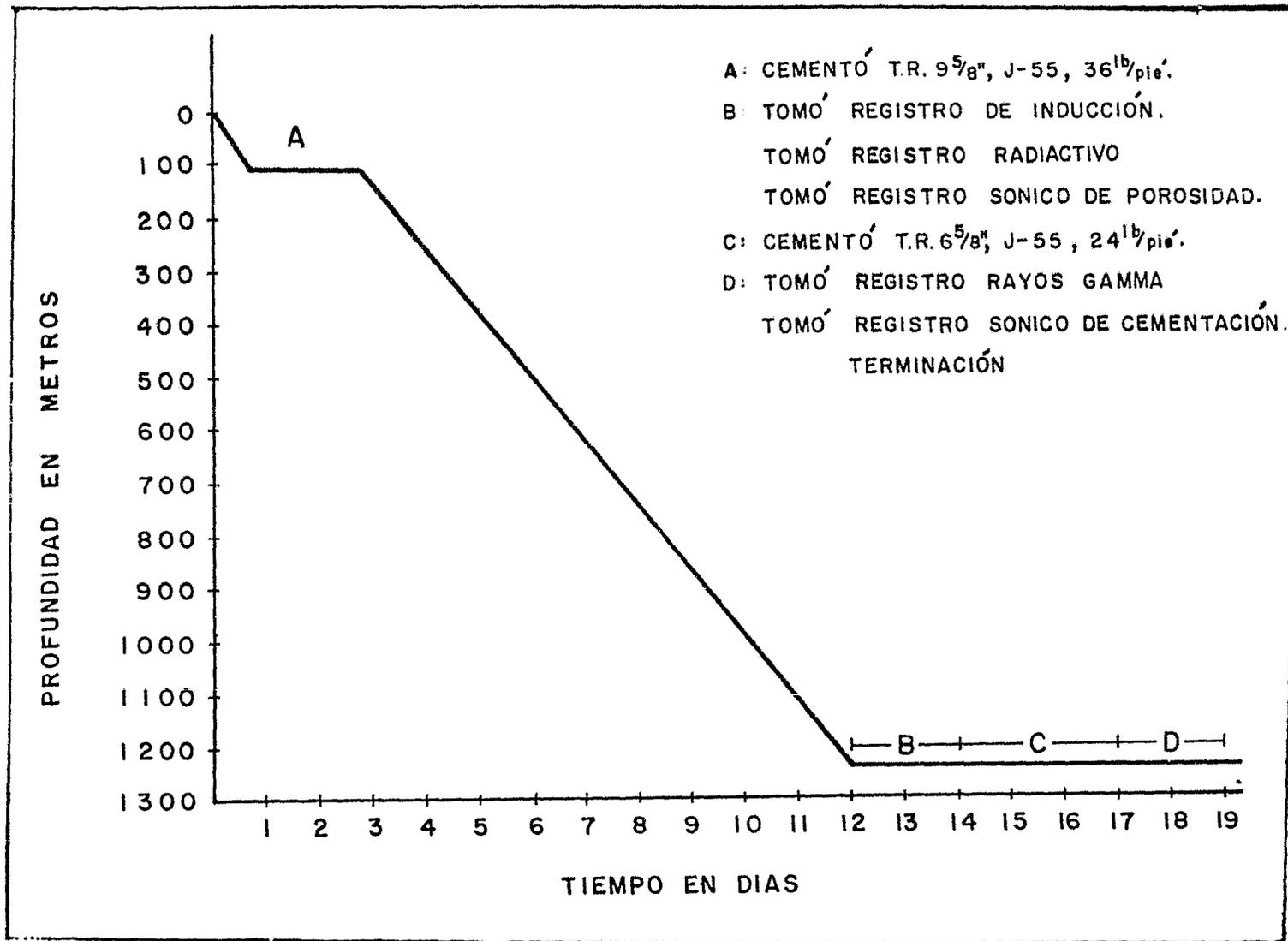
i) Se cementó T.R. de 9 5/8", J-55, 36 #/pie, como tube--ría superficial a 103.73 metros. Esta tubería se cemen--tó en agujero de 12 1/4" con 7.5 toneladas de cemento, la presión inicial fué de 7 Kg/cm², presión de inyec---ción de 20 Kg/cm² y la final de 28 Kg/cm².

El tiempo utilizado para la cementación fué de 40 minu--tos, de los cuales 15 minutos se utilizaron para bom---bear, 5 para soltar el tapón y 20 para desplazar.

ii) Se cementó T.R. 6 5/8", J-55, 24 #/pie, como tubería de explotación a 1250 metros. Esta tubería se cementó en agujero de 8 1/2" con 15 toneladas de cemento. La presión inicial fue de 500 lb/pg² y la final de 1500 lb/pg². Durante la operación se bombeó bache de 3 M3 de agua con 2 galones de morflo⁽¹⁾ y 6 M3 de diesel.

La T.R. se probó con 140 Kg/cm² satisfactoriamente. Del registro de cementación se observó de regular a buena adherencia y nivel de cemento en el espacio anular a 1150 metros.

g.-Gráfica de avance de la perforación.



h) Historia de terminación del pozo.-

Fecha	Operaciones
14,16-XII-76	<p>Se efectuó registro de rayos gamma con registrador de coples de 1227 a 850 metros, y registro sónico de cementación de 1227 a 850 metros. Se metió tubería de producción de 2 7/8" J-55, de 6.5 #/pie, con cople campana a 1250 metros. Se cambió lodo por agua y ésta por diesel con 21 M3. Se levantó aparejo a 1060 metros y se colocó tubo reforzado 2 7/8" P-105 de 8.7 #/pie en la parte superior del aparejo. Se cambió equipo de control del pozo por el medio árbol de válvulas.</p> <p>Con pistolas desintegrables de 2 1/8" se disparó los intervalos 1143-1130 m, y 1123-1115 m y 1105-1085 m con una densidad de 4 cargas por metro de 1/2".</p>

El pozo quedó pendiente de fracturamiento desde el día 16 de Diciembre de 1976 hasta el 14 de Septiembre de 1977, fecha en que se dió por terminado después de haber sido estimulado por fracturamiento.

i) Tipo de terminación.-

Terminación sencilla, con tubería de producción franca.

j.- ESTADO MECANICO DEL POZO ANTES DE LA REPARACION.

FORMACION	PROF
-----------	------

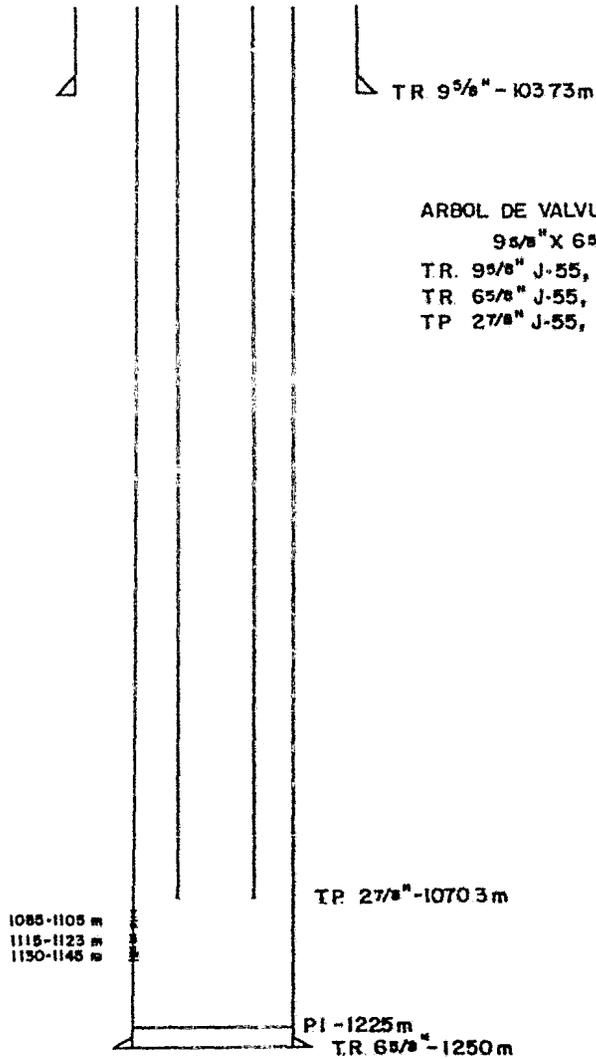
RECIENTE
E. GUAYABAL AFLORA
5 m

E. ARAGON 215 m

E CHIC SUP 520 m

PECHM 750m

PECHI 1195 m



C A P I T U L O V I

FRACTURAMIENTOS REALIZADOS

1.- Primer fracturamiento.

- a) Generalidades.
- b) Secuencia de operación.
- c) Resultados observados después del fracturamiento.

2.- Segundo fracturamiento.

- a) Generalidades.
- b) Secuencia de operación.
- c) Resultados observados después del fracturamiento.

1.- Primer fracturamiento.-

a) Generalidades.

El primer fracturamiento se realizó el 13 de Abril de 1977.

El tipo de fracturamiento utilizado es a base de aceite. En este tipo de fracturamiento puede emplearse aceite crudo, kerosena, o diesel. Para aumentar la viscosidad de -- estos fluidos se utilizan el ácido clorhídrico y la sosa cáustica, con el fin de disminuir el asentamiento de la arena, además estas sustancias químicas actúan como reductores de fricción y pérdida de fluido.

b) Secuencia de operación.

Con T.P. franca a 1070 metros y a través del espacio anular 6 5/8" - 2 7/8" se efectuó fracturamiento aceite arena a los intervalos 1085 - 1105, 1115 - 1123, 1130 - 1143 metros. Se utilizaron 340 metros cúbicos de aceite incluyendo colchón de 49.2 metros cúbicos. Se emplearon 42.72 toneladas de arena malla 10-20; la relación promedio arena-aceite es de 1.74 lbs/gal. También se emplearon 15 toneladas de arena malla 20-40, con una relación promedio arena-aceite de 1.74 lbs/gal.

Las presiones, la potencia y el gasto empleado durante la fractura es como sigue:

P.R. = 245 Kg/cm².
P.I. = 210-232 Kg/cm².
P.F. = 2.48 Kg/cm².
P.I.C.I. = 84 Kg/cm².
P.I.C.F. = 105 Kg/cm².
Potencia = 235 H.P.
Gasto = 3.7 m³/min.

c) Resultados observados después del fracturamiento.-

Estos resultados comprenden desde el momento en que se abre el pozo después del fracturamiento, hasta que se acaba de recuperar el aceite inyectado para dicho fracturamiento.

El pozo se abrió por 6 mm con las siguientes recuperaciones:

Fecha	T.P. Kg/cm ²	T.R. Kg/cm ²	Ac. Rec. m ³	Total Rec. m ³	Pend de Rec.
ABRIL					
15-17	4	2	126	126	217
18	4	2	16	142	201
19	5	0	18	160	183
20	5	0	14	174	169
21	5	0	10	184	159
22-24	5	0	27	211	132
25	5	0	5	216	127
26	5	0	5	221	122
27	5	0	5	226	117
28	6	0	6	232	111
MAYO					
29-1	2	23	6	238	105
2	2	23	1	239	104
3	3	18	1	240	103
4-5	3	18	2	242	101
6-8	3	18	1	245	98
9	3	18	1	246	97
10	3	18	1	247	96
11	0	53	1	248	95
12	0	52	1	249	94
13-15	0	52	3	252	91

Fecha	T.P. Kg/cm2	T.R. Kg/cm2	Ac. Rec. m3	Total Rec. m3	Pend. de Rec.
16	0	52	1	253	90
17	0	56	0	253	90
18-24	0	56	0	253	90
25-29	0	56	0	253	90
30	18	56	22	275	68
31	10	50	10	285	58
JUNIO					
1	6	42	1	286	57
2	2	42	0	286	57
3-5	0	50	0	286	57
6-7	3	14	2	288	55
8	3	14	2	290	53
9	0	0	1	291	52
10-12	2	3	3	294	49
13	2	6	1	295	48
14	2	6	1	296	47
15	2	4	1	297	46
16	2	4	1	298	45
17-19	2	4	3	301	42
20	2	4	1	302	41
21	2	4	1	303	40
22	2	4	1	304	39
23	2	4	1	305	38
24-26	3	6	2	307	36
27	2	4	1	308	35
28	2	4	1	309	34
29	0	0	1	310	33
30	2	4	1	311	32
JULIO					
1-3	2	4	0	311	32
4-5	0	0	0	311	32

A partir del día 6 de Julio el pozo permanece cerrado por no fluir. El 3 de Agosto del mismo año el pozo se abrió con estrangulador de 6 mm y se obtuvieron los siguientes resultados.

Fecha	T.P. Kg/cm ²	T.R. Kg/cm ²	Ac. Rec. m ³	Total Rec. m ³	Pend. de Rec.
AGOSTO					
3	13	13	3	314	29
4-1 SEPT.	13	10	2	316	27
2-4	3	10	3	319	24
5-6	0	0	0	319	24

Tomando en cuenta el comportamiento del pozo en la época en que se recuperó el aceite del fracturamiento, se pensó instalar una unidad de bombeo mecánico, como prueba para toda el área del Distrito Sur, ya que el pozo Aragón 189 fué el primer pozo en el que se instaló el bombeo mecánico en todo el Distrito.

Como se puede observar de los datos de producción apenas se recuperó el aceite inyectado quedando por recuperarse 24 metros cúbicos.

La instalación de la unidad de bombeo mecánico se llevó a cabo en Noviembre de 1977.

2.- Segundo fracturamiento.-

a) Generalidades.

El segundo fracturamiento se efectuó el 26 de Noviembre de 1979.

Debido a que la producción de agua llegó a ser hasta del 70% y tomando en cuenta los resultados de los registros geofísicos de explotación, se optó por aislar los intervalos productores 1085-1105, 1115-1123, 1130-1143 metros y abrir otros más arriba a las siguientes profundidades: 952-962, 995-1030 metros.

El tipo de fracturamiento es el mismo utilizado en el primer fracturamiento, o sea, a base de aceite. Como se dijo anteriormente para este fracturamiento puede emplearse el aceite crudo, kerosena o diesel, además se emplea la sosa cáustica para disminuir las pérdidas de fluido y reducir la fricción.

b) Secuencia de operación.

A partir del día 15 de Noviembre hasta el 25 del mismo mes de 1979, se efectuó la limpieza del pozo a través de T.P. de 2 7/8" con tubería flexible de 1" a la profundidad de 936 metros. La limpieza del pozo se llevó a cabo de la siguiente manera:

i) Se bajó tubería flexible, notándose una pequeña resistencia a 1018 metros y se bombearon 18 barriles de aceite.

ii) Se bajó a 1036 metros estacionándose a esa profundidad, circulando 32 barriles durante 1 hora.

iii) Se bajó nuevamente hasta tocar fondo a 1071 metros circulando durante 2.5 horas y bombeando 30 barriles de aceite.

iv) Se sacó la tubería flexible a la superficie y se bombearon 20 barriles más.

El día 26 de Noviembre de 1979 se efectuó el fracturamiento.

Con T.P. de 2 7/8" franca a 936 metros y por espacio anular 6 5/8" - 2 7/8" se efectuó fracturamiento aceite-arena a los intervalos 952-962, 995-1030 metros con 492 metros cúbicos de aceite y 68.63 toneladas de arena malla 10-20.

Las concentraciones aceite-arena fueron las siguientes:

$$1 \text{ Lb/gal} = 0.10 \text{ Kg/lt.}$$

$$1.46 \text{ Lb/gal} = 0.175 \text{ Kg/lt.}$$

$$1.69 \text{ Lb/gal} = 0.202 \text{ Kg/lt.}$$

Colchón = 174 M3.

Aceite con arena = 363.36 M3.

Desplazamiento = 15.14 M3.

Total = 492 M3.

$$\text{P.R.} = 224 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$\text{P.I.} = 203 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$\text{P.F.} = 101.5 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$\text{P.I.C.F.} = 80.5 \text{ Kg/cm}^2.$$

Gasto = 30 Barriles/ minuto.

Potencia = 2390 H.P.

c) Resultados observados después del fracturamiento:

Fecha	T.P. Kg/cm ²	T.R. Kg/cm ²	Ac. Rec. M ³	Total Rec. M ³	Pend. de Rec.
NOV.					
26	65	65			
27	52	52	13	13	467
28	32	2	64	77	403
29	32	34	55	132	348
30	22	34	30	162	318
DIC.					
1	18	18	20	182	298
2	20	18	20	202	278
3	21	18	20	222	258
4	18	18	20	242	238
5	17	18	10	252	228
6	15	18	10	262	218
7	12	11	17	279	201
8	10	10	10	289	191
9	8	8	6	295	185
10	8	8	6	301	179
11	4	6	5	306	174
12	4	5	5	311	169
13-27	6	5	85	396	84
28	6	5	6	402	78
29	6	5	6	408	72
30	6	5	6	414	66
31	6	5	6	420	60
ENE/80					
1	5	4	6	426	54
2	5	4	6	432	48
3	5	4	6	438	42
4	5	5	6	444	36
5	5	5	2	446	34
6	5	5	2	448	32

Fecha	T.P. Kg/cm2	T.R. Kg/cm2	Ac. Rec. M3	Total Rec. M3	Pend. de Rec.
7	5	5	2	450	30
8	5	5	2	452	28
9	4	4	2	454	26
10	3	4	2	456	24
11	3	4	2	458	22
12	3	4	2	460	20
13	3	4	2	462	18
14	3	4	2	464	16
15	4	4	2	466	14
16	4	4	2	468	12
17	6	3	2	470	10
18	6	3	2	472	8
19	4	4	8	480	0

El pozo continuó fluyendo - Para los datos correspondientes de producción ver el capítulo IX.

C A P I T U L O VII

REPARACION MAYOR EFECTUADA

- a) Generalidades.
- b) Objetivo de la reparación.
- c) Antecedentes considerados para la reparación.
- d) Secuencia de la operación.
- e) Estado actual del pozo.
- f) Estado mecánico del pozo después de la reparación.

a) Generalidades.-

La reparación efectuada en este pozo está comprendida dentro de las reparaciones mayores, debido a que se modificará el estado mecánico del pozo.

Debido a que el pozo estaba produciendo porcentajes de agua mayores del 70% y la producción de aceite declinó - hasta hacerse nula, se optó por aislar el intervalo productor y abrir otro en la parte superior del yacimiento.

b) Objetivo de la reparación.-

Cambiar el intervalo productor.

c) Antecedentes considerados para la reparación.-

- Estado actual del pozo : Cerrado.
- Elevación de la mesa rotatoria : 70.608 msnm.
- Elevación de la mesa rotatoria al cabezal de la última T.R. : 4.40 m.
- Distribución de tubería cementada para explotación:

T.R.	Diámetro	Grado	Peso	Extensión
-	6 5/8"	J-55	24#/pie	4.5-1250 m.

- Intervalos en explotación: 1085 - 1105 m.
1115 - 1123 m.
1130 - 1143 m.

- Aparejo de producción:

T.P. 2 7/8" a 1070.3 metros, con aparejo de bombeo mecánico, utilizando bomba Sargent a 800 metros.

- Instalaciones superficiales:

Arbol de válvulas Cameron de 9 5/8" X 6 5/8" X 2 7/8".

- Horizontes con posibilidad de producción:

952 - 962 metros.

995 -1020 metros.

d) Secuencia de operación.-

Fecha	Operación
4-11/V/78	Se transportó e instaló equipo de reparación. Se desmanteló la unidad de bombeo mecánico.
12-14/V/78	Se observó pozo abriendolo al quemador con presiones iniciales de 5 y - 25 Kg/cm ² en T.P. y T.R., respectivamente. Se esperó hasta abatir la totalidad de presiones en T.P. y T.R.
15-16/V/78	Se instaló preventor y se circuló con lodo de 1.08 gr/cc y 45 Cp. Se sacó tubería de producción 2 7/8" con zapata y tubo ranurado. Con barrena y - escariador se acondicionó agujero hasta 1102 metros y se sacó T.P.

Fecha	Operación
17-18/V/78	<p>Se bajó tapón mecánico EZ a 1070 metros tratándose de anclar sin éxito. Se sacó este tapón y se bajó otro a 1073 metros donde se ancló, probándose con una presión de 70 Kg/cm² y 4 toneladas de peso satisfactoriamente. Con pistolas desintegrables (Peck) de 1 11/16" se disparó tramo 980-980.5 metros y con cementador RTTS anclado a 970.4 metros se efectuó prueba de admisión al intervalo 980-980.5 metros, observándose admisión franca a través del espacio anular por lo que se sacó el empacador RTTS.</p>
19-21/V/78	<p>Se bajó y ancló tapón EZ a 970 metros y se efectuó cementación forzada al intervalo 980-980.5 metros con 5 toneladas de cemento observándose las siguientes presiones:</p> <p>P.R. = No se observó. P.F. = 56 Kg/cm².</p> <p>Sacó T.P. con soltador del tapón y se efectuaron disparos con pistolas desintegrables (Peck) de 1 11/16" de 942-942.5 metros, y con empacador RTTS anclado a 927 metros se efectuó cementación forzada con 4 toneladas de cemento observándose las siguientes presiones:</p>

Fecha	Operaciones
	P.R. = 126 Kg/cm ² . P.F. = 147 Kg/cm ² .
	Se sacó empacador y se bajó barrena de 5 5/8" a 922 metros donde se encontró la cima de cemento, el cemento fué rebajado hasta 967.2 metros.
22/V/78	Con molino plano de 5 5/8" a 966.7 metros, rebajó tapón mecánico a 966.9 metros.
23-24/V/78	Con molino plano de 5 5/8" rebajó tapón mecánico a 967.49 metros.
25-28/V/78	Se suspendió 10 Hrs. la operación por falla de la bomba reparándose ésta en este lapso. Con molino de 5 5/8" rebajó tapón mecánico EZ a 986.1 metros
29/V/78	Rebajó cemento de 986.1-989.7 metros, bajando sin resistencia hasta 1070.8 metros, sacó barrena y se bajó nuevamente con barrena y escariador hasta 1070.8 metros. Se cambió lodo por agua y ésta por diesel.
30/V/78	Se sacó barrena y escariador y se bajó T.P. 2 7/8" franca a 936 metros, se instalaron conexiones definitivas.

Fecha	Operaciones
31/V/78	Se disparó intervalos 952-962 y 995-1030 metros con pistolas <u>desintegrables</u> (Peck) de 2 1/8" con una densidad de 4 cargas por metro.

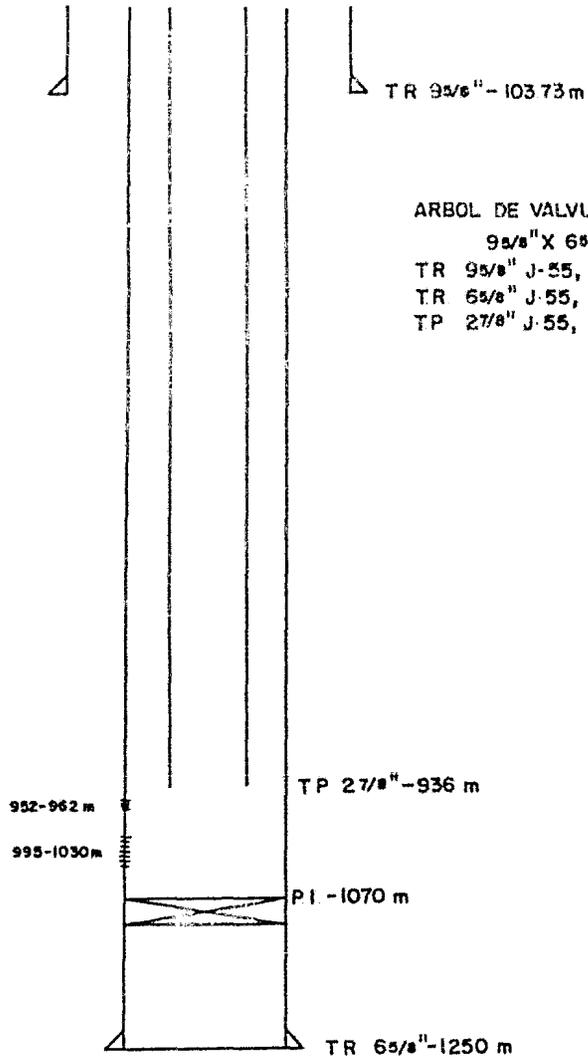
e) Estado actual del pozo.-

- Profundidad total : 1250.0 metros.

- Profundidad interior : 1070.0 metros.

f).- ESTADO MECANICO DEL POZO DESPUES DE LA REPARACION

FORMACION	PROF
RECIENTE E GUAYABAL	AFLORA 5 m
E ARAGON	215 m
E. CHIC SUP	520 m
PECHM	750 m
PECHI	1195 m



C A P I T U L O V I I I

UNIDAD DE BOMBEO MECANICO INSTALADA

- a) Datos de la Unidad de Bombeo Mecánico.
- b) Secuencia de operación en la instalación.
- c) Diseño de la Unidad instalada.
- d) Comentarios.

a) Datos de la Unidad de Bombeo Mecánico.-

- Pozo Aragón 189.
- Intervalos disparados: 1085 - 1105; 1115 - 1123; 1130 - 1143 metros.
- T.P. franca de 2 7/8".
- Bomba de inserción SARGENT 1 3/4" a 800 metros.
- Diámetro del pistón 1 1/4".
- Varilla de succión de 7/8".
- Unidad superficial National - 114D
Serie - 20722.
- Motor AJAX - 7 1/2" X 10".

b) Secuencia de operación en la instalación.-

Fecha	Operación
21/XI/77	Se abrió el pozo a la atmósfera por 1 1/4", descargando gas y aceite, observándose <u>pre</u> siones de 10 y 12 Kg/cm ² en la T.P. y T.R., respectivamente. Posteriormente se <u>estranguló</u> a 6 mm., fluyendo aceite y gas con - presiones de 30 y 20 Kg/cm ² en la T.P. y T.R., respectivamente.
22/XI/77	El pozo continúa abierto por T.P. con es--trangulador de 6 mm., fluyendo aceite y - gas y abatiéndose la presión.
23/XI/77	El pozo continúa abierto a la atmósfera por 1 1/4" fluyendo gas combustible sin presión; se llenó el pozo de diesel y se desmanteló el arbol de válvulas.

Fecha	Operación
24-25/XI/77	Se instalaron conexiones de control, se sacó T.P. y se bajó barrena de 5 5/8" y escareador hasta 1227 metros.
25-28/XI/77	Al principiar a sacar se notó fuerte resistencia, se trabajó T.P. con circulación lográndose vencer la resistencia y se sacó tubería; se bajó pichancha y zapata hasta 805 metros.
29-30/XI/77	Se bajó bomba SARGENT de 1 3/4" y varillas de 7/8" hasta 799, efectuándose ajuste y anclando la bomba en una zapata de anclaje colocada a 800 metros. Se probó efectividad de la bomba

NOTA: El equipo inició operación el día 27 de Diciembre de 1977 a las 6 horas por orificio de 1 1/4" produciendo 32 m³/día.

c) Diseño de la unidad instalada.-

i) Datos necesarios para el diseño.

Nivel de líquido en el pozo:	H=700 metros.
Profundidad de la bomba:	L=800 metros.
Diámetro de la tubería:	2 7/8"
Diámetro de la bomba subsuperficial:	D= 1 1/2".
Carrera de la varilla pulida:	S=54".
Densidad del crudo:	g=0.860 gr/cc.
Velocidad de bombeo:	17 EPM.
Diámetro de las varillas de ccción:	3/4".

ii) Datos obtenidos de las tablas.

- Peso de la sarta de varillas con
comples, en el aire: $W = 2.43 \text{ Kg/m.}$
- Efecto de flotación de las varillas, en agua: $W_1 = 0.309 \text{ Kg/m.}$
- Peso bruto de la columna de líquido: $O = 1.14 \text{ Kg/m.}$
- Peso neto de la columna anular de
líquido: $O_n = O - W_1$
 $O_n = 0.831 \text{ Kg/m.}$
- Area de las varillas de succión: $A_v = 2.85 \text{ cm}^2.$
- Area de las paredes del tubo: $A_t = 11.7 \text{ cm}^2.$
- Area del pistón de la bomba: $A_b = 11.4 \text{ cm}^2.$

iii) Cálculos realizados.

- Peso de la columna de aceite: $O_T = O_n \times H \times g$
 $O_T = 0.831 \times 700 \times 0.86 = 500.26 \text{ Kg.}$
- Peso de las varillas de succión en el aire:
 $W_T = W \times L = 2.43 \times 800 = 1944 \text{ Kg.}$
- Carga estática en la varilla pulida:
 $P_S = O_T + W_T = 500.26 + 1944 = 2444.26 \text{ Kg.}$
- Factor de aceleración:

$$a = 1 + \frac{S \times (\text{EPM})^2}{70,500}$$

$$a = 1 + \frac{54 \times (17)^2}{70,500} = 1.22$$

- Carga dinámica máxima en la varilla pulida:

$$P_{\text{max}} = a \times P_S = 1.22 \times 2444.26 = 2982 \text{ Kg.}$$

- Tensión máxima en las varillas de succión:

$$e_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{A_v} = \frac{2982}{2.85} = 1046 \text{ Kg/cm}^2.$$

-Efecto de contrabalanceo conveniente:

$$C = W_T + 0.5 \times O_T - 0.5 \times W_1 \times L \times g$$

$$C = 1944 + 0.5 \times 500.26 - 0.5 \times 0.309 \times 800 \times 0.86$$

$$C = 2087 \text{ Kg.}$$

-Carga desbalanceada: $P_D = P_{\max} - C$

$$P_D = 2982 - 2087.8 = 1970 \text{ Libras.}$$

-Par máximo del reductor: $T_{\max} = P_D \times 0.5 \text{ (S)}$

$$T_{\max} = 1970 \times 0.5 \times 54 = 53190 \text{ pgs-lbs.}$$

-Elongación de las varillas de succión:

$$AL_v = \frac{O_T \times H}{A_m \times 2.1 \times 10^4}$$

$$AL_v = \frac{500.26 \times 700}{2.85 \times 2.1 \times 10^4} = 5.84 \text{ cm.}$$

-Contracción de la tubería :

$$AL_t = \frac{O_T \times H}{A_t \times 2.1 \times 10^4} = \frac{500.26 \times 700}{11.7 \times 2.1 \times 10^4}$$

$$AL_t = 1.42 \text{ cm.}$$

-Disminución de la carrera: $AS = AL_v + AL_t$

$$AS = 5.84 + 1.42 = 7.26 \text{ cm.}$$

-Sobrecarrera: $S_s = 2.08 \times 10^{-14} \times (100 \text{ L})^2 \times$
 $\times 2.54 \text{ S} \times (\text{EPM})^2$

$$S_s = 2.08 \times 10^{-14} \times (100 \times 800)^2 \times 137.16 \times (17)^2$$

$$S_s = 5.19 \text{ cm.}$$

-Carrera efectiva para tubería franca:

$$S_e = 2.54 \text{ S} - AS + S_s$$

$$S_e = 2.54 \times 54 - 7.26 + 5.19 = 1.35 \text{ metros.}$$

-Producción real:

$$Q = S_e \times A_b \times \text{EPM} \times 0.144 \times E_v$$

$$Q = 1.35 \times 11.40 \times 17 \times 0.144 \times 0.8 = 30 \text{ m}^3/\text{día.}$$

-Potencia requerida para vencer la fricción:

$$\text{HP}_f = \frac{0.125 \text{ WT} \times 5.08 \text{ S} \times \text{EPM}}{4.5 \times 10^5}$$

$$\text{HP}_f = \frac{0.125 \times 1944 \times 5.08 \times 53.18 \times 17}{4.5 \times 10^5}$$

$$\text{HP}_f = 2.48 \text{ HP.}$$

-Potencia requerida para mover la varilla pulida:

$$HP_{vp} = \frac{Q \times 100 \text{ g} \times L}{6.48 \times 10^6} + HP_f$$

$$HP_{vp} = 8.5 + 2.48 = 10.98 \text{ HP.}$$

Para dar un margen de seguridad, la potencia requerida en el motor será:

$$HP_{motor} = 1.5 (HP_{vp}) = 1.5 \times 10.98 = 16.47 \text{ HP.}$$

d) Comentarios .-

Observando los datos de producción y comparándolos con el gasto encontrado en el diseño, se concluye que - éste estuvo bien hecho, ya que en los primeros días en que el pozo produjo con bombeo mecánico el gasto fué de 32 m³/día, la cual es una cifra superior a la prevista en el diseño, posteriormente declinó la producción porque se tuvieron producciones de agua y el pozo se deprecionó.

C A P I T U L O I X

HISTORIA D E P R O D U C C I O N

a) Datos de producciones por mes y acumulativas.

b) Observaciones.

a) Datos de producciones por mes y acumulativas:

1977

Fecha	Aceite M ³ /mes	Gas M ³ /mes	R.G.A. M ³ /M ³	Agua M ³ /mes
Enero				
Febrero				
Marzo				
Abril		7080		
Mayo		1470		
Junio		780		
Julio				
Agosto		90		
Septiembre		150		
Octubre				
Noviembre		Se instaló la unidad de Bombeo Mecánico.		
Diciembre	71	1690	158	13
Prod. Anual	71	11260	158	13
Prod. Acumul.	71	11260		13

1978

Enero	191	5410	29	30
Febrero	29	870	30	15
Marzo	1	30	30	11
Abril	62	1860	30	30
Mayo	8	240	30	15
Junio				
Julio		Se efectuó la reparación del pozo obturando el intervalo productor debido a la alta producción de agua.		

1978

Fecha	Aceite M ³ /mes	Gas M ³ /mes	R.G.A. M ³ /M ³	Agua M ³ /mes
Agosto				
Septiembre	CERRADO			
Octubre		ESPERANDO		
Noviembre			FRACTURAMIENTO	
Diciembre				
Prod. Anual	291	8410	29	101
Prod. Acum.	362	19670		114

1979

Enero				
Febrero	CERRADO			
Marzo				
Abril				
Mayo				
Junio		ESPERANDO		
Julio				
Agosto				
Septiembre				
Octubre			FRACTURAMIENTO	
Noviembre		Se efectuó fracturamiento al nuevo <u>in</u>		
Diciembre		tervalo productor.		
Prod. Anual	0	0	0	0
Prod. Acum.	362	19670	0	114

1980

Enero	54	4900	90	0
-------	----	------	----	---

1980

Fecha	Aceite M ³ /mes	Gas M ³ /mes	R.G.A. M ³ /M ³	Agua M ³ /mes
Febrero	58	5800	100	0
Marzo	62	6200	100	0
Abril	60	6000	100	0
Mayo	62	6200	100	0
Junio	46	4600	100	0
Julio	31	3100	100	0
Agosto	31	3100	100	0
Septiembre	30	3000	100	0
Octubre	31	3100	100	0
Noviembre	30	3000	100	0
Diciembre	31	3100	100	0
Prod. Anual	526	33700	98	0
Prod. Acum.	888	53370	-	114

1981

Enero	31	3100	100	0
Febrero	28	2800	100	0
Marzo	31	3100	100	0
Abril	30	3000	100	0
Mayo	31	3100	100	0
Junio	30	3000	100	0
Julio	34	3400	100	0
Agosto	62	6200	100	0
Septiembre	60	6000	100	0
Octubre	62	6200	100	0
Noviembre	60	6000	100	0
Diciembre	62	6200	100	0

1981

Fecha	Aceite M ³ /mes	Gas M ³ /mes	R. G. A. M ³ /M ³	Agua M ³ /mes
Prod. Anual	521	52100	100	0
Prod. Acum.	1409	105470	100	114

1982

Enero	62	6200	100	0
Febrero	56	5600	100	0
Marzo	62	6200	100	0
Abril	60	6000	100	0
Mayo	62	6200	100	0
Junio	60	6000	100	0
Julio	2	200	100	0
Agosto	Cerrado por baja presión de fondo.			
Septiembre				
Octubre	24	2400	100	0
Noviembre	30	3000	100	0
Diciembre	31	3100	100	0
Prod. Anual	449	44900	100	0
Prod. Acum.	1858	150370		114

1983

Enero	31	3100	100	0
Febrero	28	2800	100	0
Marzo	31	3100	100	0
Abril	30	3000	100	0
Prod. Anual	120	12000	100	0
Prod. Acum.	1978	162370		114

b) Observaciones:

En el pozo Aragón 189 se inició la operación con unidad de bombeo mecánico, el 27 de Diciembre de 1977, aportando inicialmente una producción promedio diaria de 16 M³ con el 10% de agua, con presiones de T.P. y T.R. de 4 y 3 Kg/cm², respectivamente.

A partir del 5 de Enero de 1978 se observa un incremento en la producción de agua, que en algunos días alcanza porcentajes del 70%, obteniéndose una producción - promedio para este mes de 6 M³. Finalmente el pozo dejó de producir en el mes de Mayo del mismo año, alcanzándose porcentajes de agua hasta del 50%.

En el transcurso de Mayo y Junio de 1978 se efectuó la reparación del pozo, que tuvo como objeto obturar el intervalo productor por alta producción de agua, una vez hecho ésto, abrir un intervalo productor más somero.

El pozo estuvo esperando fracturamiento los últimos meses de 1978 hasta Octubre de 1979, fecha en la cual se tiene una producción acumulativa de 362 M³ de aceite y - de 19,670 M³ de gas. Esta producción se obtuvo con la - unidad de bombeo mecánico.

En Noviembre de 1979, se realiza el segundo fracturamiento, acabándose de recuperar el aceite inyectado a mediados de Enero de 1980.

Para 1980, se observa una producción promedio de -- 44 M³/mes, alcanzándose una producción anual de 526 M³ de aceite y una acumulativa de 888 M³ de aceite. Tam---bién se observa una R.G.A. promedio de 98 M³/M³ y una -- producción acumulativa de gas de 53,370 M³. La produc--

ción de agua fué nula para este año.

En el año de 1981 se producen 521 M³ de aceite, alcanzándose una producción acumulativa de 1,409 M³. La producción acumulativa de gas fué de 105,470 M³, teniéndose una R.G.A. de 100, con producción de agua nula.

Para 1982, la R.G.A. no varía, como también la producción de agua permanece nula. En este año se producen 449 M³ de aceite, alcanzándose una producción acumulativa de 1,858 M³ de aceite. La producción acumulativa de gas es de 150,370 M³.

Hasta Abril de 1983 el pozo ha producido 1,978 M³ de aceite y 162,370 M³ de gas.

A partir de Enero de 1980, el pozo ha producido sin -
unidad de bombeo mecánico, como fluyente.

C A P I T U L O X

C O N C L U S I O N E S

C O N C L U S I O N E S

a) De acuerdo al objetivo propuesto para este pozo, el - cual era explotar el Chicontepec Medio, se cumplió satisfactoriamente con dicho objetivo.

b) Con lo que respecta a la perforación, ésta se llevó a cabo sin contratiempos de importancia, manteniéndose adecuadamente la verticalidad programada.

Este pozo se perforó en muy poco, como sucede generalmente en el área Chicontepec, por lo que el costo de - la perforación disminuye notablemente y por consiguiente se hace más económica la explotación.

c) En el área Chicontepec, la formación tiene poca permeabilidad, por lo que es necesario hacer fracturamientos a base de aceite, utilizando como agente apuntalador - la arena malla para permitir canales de flujo. En este pozo se efectuaron dos fracturamientos, en los cuales se obtuvieron resultados satisfactorios con lo que respecta a producción.

d) Se cumplió satisfactoriamente con el programa de la reparación, o sea, cambiar el intervalo productor obturiendo el invadido por agua y abriendo otro en la parte superior del PECHM.

e) Con respecto al diseño de la unidad de bombeo mecánico, en los primeros días de explotación, se obtuvo la producción deseada, pero ésta fue disminuyendo por invasión de agua. En los seis meses que operó la unidad

se recuperaron 362 M³ de aceite, que comparándola con los 2700 M³ supuestos resulta pobre, por lo que la - unidad de bombeo mecánico no fué adecuada para este - pozo.

- f) Actualmente el pozo tiene una producción acumulativa de 1978 M³, y produce alrededor de 35 M³ al mes. Se espera que seguirá produciendo durante varios años en el nuevo intervalo disparado.

A P E N D I C E

- A.- Funciones de la tubería de revestimiento.
- B.- Accesorios de la tubería de revestimiento.
- C.- Especificaciones de las barrenas.
- D.- Características de los diferentes tipos de lodos.

A.- Funciones de las tuberías de revestimiento.-

Generalmente las tuberías de revestimiento permiten el avance controlado de la perforación, así como, la explotación controlada del yacimiento.

- 1.- Tubería guía o conductora: Sirve para establecer circulación hacia las presas y la boca del pozo, además su función es aislar acuíferos, formaciones poco consolidadas, fracturas someras y para controlar la circulación mientras se cementa la T.R. superficial. Esta tubería se cementa en toda su longitud.
- 2.- Tubería superficial: Puede ser temporal si va anclada o definitiva si va cementada. Su función es constituir un soporte para las siguientes tuberías y conexiones superficiales. Esta tubería se debe cementar en toda su longitud para aislar acuíferos y zonas poco consolidadas.
- 3.- Tubería intermedia: Su función es ademar el pozo para prevenir derrumbes y aislar formaciones con contenido de fluidos y con existencia de diferentes presiones (presiones anormales). Esta tubería se cementa en todo el intervalo con el fin de permitir el avance protegido de la perforación.

- 4.- Tubería de explotación: Su función es aislar con cemento las zonas con contenido de fluidos para evitar la migración indeseable de ellos. Puede cementarse en una parte o todo el intervalo.

- 5.- Tubería corta: Su función es aislar tramos cortos, donde existan presiones anormales o zonas con contenido de fluidos.

- Esfuerzos a los que está sometida la T.R.:

- 1.- TENSION.- Esta fuerza es producto del peso que ejerce toda la columna de tubería sobre la parte superior de la misma tubería. La fuerza -- máxima de tensión se presenta en la parte superior de la tubería y va disminuyendo con la - profundidad hasta alcanzar un valor cero en la parte inferior.
Para efectos de diseño se considera un factor de seguridad de 1.5 a 1.8.

- 2.- COLAPSO.- Esta fuerza se presenta por efectos de compresión, por lo que el valor máximo se - encuentra al final de la columna.
Para efectos de diseño se utiliza un factor de seguridad de 1.0 a 1.125.

- 3.- PRESION INTERNA.- Se refiere a la presión que se ejerce en la pared interna de la tubería, principalmente cuando ésta se somete al descontrol de un pozo, o bien, cuando se estimula durante la inyección de fluidos para la recupera

ción secundaria.

Para efectos de diseño se utiliza un factor de seguridad que varía de 1.0 a 1.125.

4.- TORSION.- Cuando se atora la tubería y se trata de recuperarla.

5.- FLEXION.- Se presenta en pozos chuecos, desviados o no dirigidos.

B.- Accesorios de la tubería de revestimiento.-

- 1.- ZAPATA GUIA: Su función es guiar a la tubería dentro del pozo, tiene forma semiesférica para evitar que se atore durante la introducción (Fig. 1B).
- 2.- ZAPATA FLOTADORA: Tiene la misma función que la zapata guía, con la diferencia de que ésta previene el contraflujo del cemento, (Fig. 2B).
- 3.- COPLE DIFERENCIAL: Este dispositivo permite que al introducirse la T.R. intervenga la acción de llenado de la misma por el lodo, de tal modo -- que el nivel en el interior de la tubería es -- aproximadamente el 90% del espacio anular, (Fig. 4B).
- 4.- COPLE FLOTADOR: Detiene los tapones de cementación y previene el contraflujo del cemento, (Fig. 3B).
- 5.- COPLE DE RETENCION: Su función es detener los tapones de cementación, (Fig. 5B).
- 6.- COPLE DE CEMENTACION: Es una herramienta construida con alta presión diseñada para aplicarla a cualquier pozo.

Su operación es la siguiente:

- Las camisas internas están alojadas dentro -

del cuerpo.

- La camisa inferior o de abertura, cierra los orificios de la herramienta durante la circulación y el paso de cemento hacia la etapa inferior del trabajo.

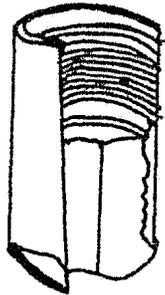
- La camisa de cierre sella los orificios después de la terminación de la etapa anterior, (Fig. 6B).

7.- CENTRADORES: Su función es centrar bién la tubería dentro del pozo, con la finalidad de obtener un mejor llenado del cemento, (Fig. 7B).

8.- COLLARINES.- Impiden el desplazamiento vertical de los raspadores centrales, (Fig. 8B).

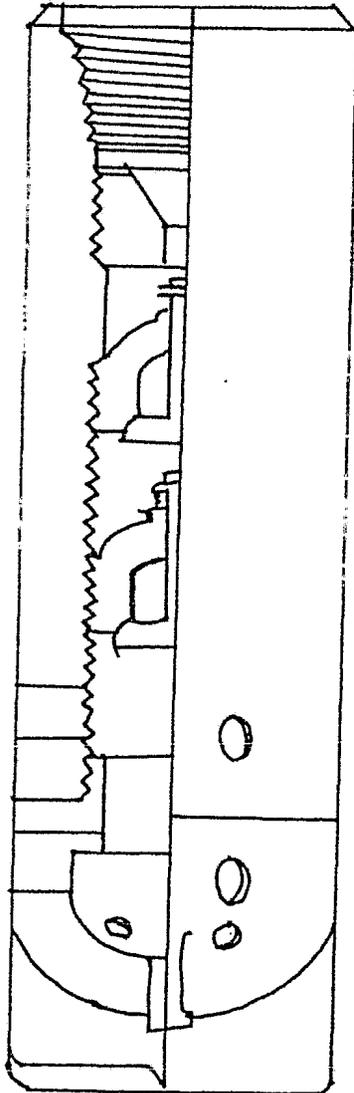
ACCESORIOS PARA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

FIGURA 1 B



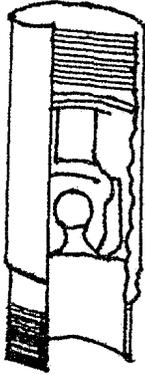
ZAPATA GUIA

FIGURA 2B



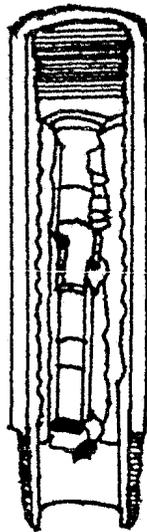
ZAPATA FLOTADORA

FIGURA 3B



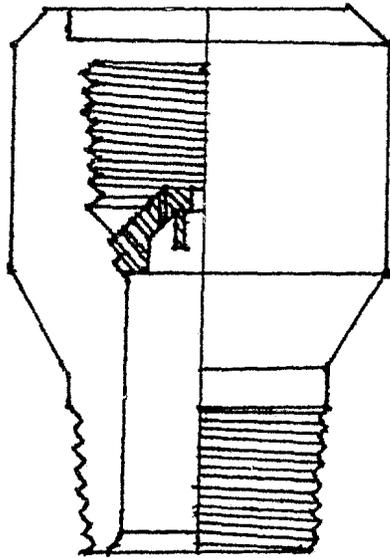
COPE FLOTADOR

FIGURA 4B



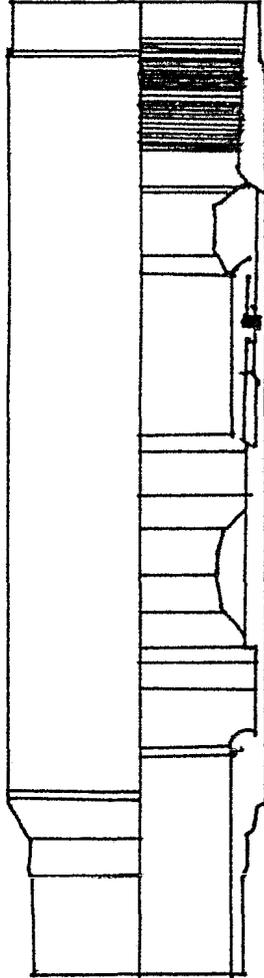
COPE DIFERENCIAL

FIGURA 5 B



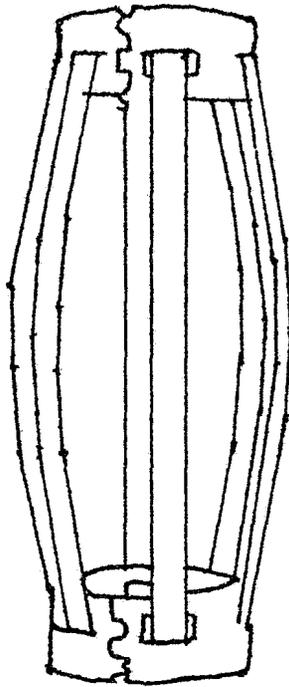
COPLÉ DE RETENCION

FIGURA 6B



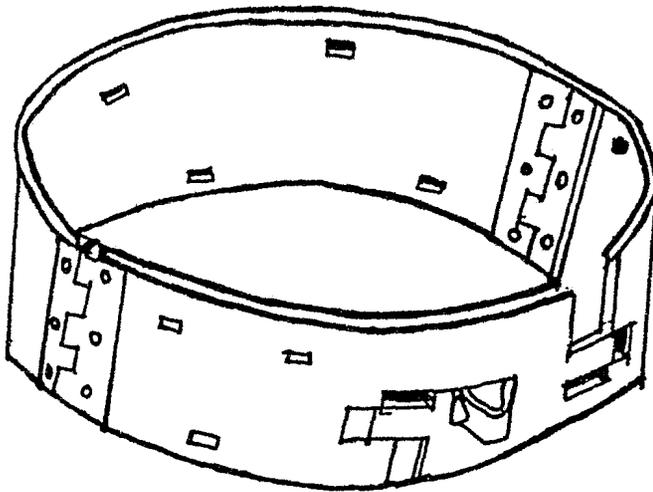
COPLE DE CEMENTACION

FIGURA 7B



CENTRADORES

FIGURA 8B



COLLARINES

C.- Especificaciones de las barrenas.-

La asociación internacional de contratistas perforadores de pozos, ha aprobado un sistema de nomenclatura para las barrenas comunes empleadas en la perforación. Este sistema es numérico con tres dígitos y clasifica a todas las barrenas por el diente maquinado o por el inserto de metal duro, por el diseño específico según dureza y abrasividad de formación y por características mecánicas que son comunes a las barrenas de dientes o de insertos. Con este objeto, al primer dígito se le llama número de serie, al segundo, tipo y al tercero, característica.

- a) NUMEROS DE SERIE: Los números de serie 1,2,3 y 4 se utilizan para barrenas con dientes maquinados, que corresponden a las formaciones suave, media, dura y muy dura, respectivamente. Los números 5,6,7 y 8 se utilizan para barrenas de insertos que corresponden a las formaciones suave, media, dura y muy dura.
- b) NUMEROS DE TIPO: Los números de tipo del 1 al 4 designan una subclasificación de dureza de formación, desde la más suave hasta la más dura, dentro de cada serie.
- c) NUMERO DE CARACTERISTICA: La numeración es del 1 al 9. Las primeras 7 características incluyen características comunes a las barrenas de dientes y de insertos, la 8 y 9 se utilizan para designar características únicas de cada fabricante.

Las 9 características son las siguientes:

- 1.- Estandar.
- 2.- Dientes "T".
- 3.- Insertos protectores del diámetro.
- 4.- Baleros sellados de rodillos.
- 5.- Baleros sellados de rodillos e insertos protectores del diámetro.
- 6.- Baleros sellados de chumaceras.
- 7.- Baleros sellados de chumaceras e insertos protectores del diámetro.
- 8.- Otros.
- 9.- Otros.

D.- Características de los diferentes tipos de lodos.-

Con el objeto de tener un mayor avance en la perforación, el lodo utilizado debe reunir ciertas funciones que son:

- 1.- Remoción de recortes de la formación.
- 2.- Suspensión de los cortes durante los viajes.
- 3.- Asentamiento de cortes en el equipo de superficie.
- 4.- Formación de un enjarre impermeable.
- 5.- Prevención del agrandamiento del agujero.
- 6.- Control de la presión de la formación.
- 7.- Lubrica y enfría la sarta de perforación y la barrena.

El lodo de perforación debe reunir ciertas características con el propósito de cumplir al máximo con su función. Las características son las siguientes:

- 1.- Viscosidad.
- 2.- Densidad.
- 3.- Gelatinosidad.
- 4.- Tixotropía.
- 5.- Filtrado y enjarre.
- 6.- P.H.
- 7.- Contenido de sólidos.

LODO BENTONITICO: Son fluidos de agua dulce sin ningún contaminante y de baja densidad. Generalmente el lodo se prepara con un saco de bentonita por cada metro cúbico de agua.

LODO BENTONITICO EMULSIONADO: Es un lodo a base de agua, en el que la fase continua es el agua y la fase dispersa el aceite. El porcentaje de la emulsión estará dado por el volumen de la fase dispersa en un cierto volumen de lodo.

Las ventajas de este lodo son las siguientes:

- 1.- Aumenta el avance de la perforación.
- 2.- Aumento en la vida de la barrena.
- 3.- Prevensión de pegaduras por presión diferencial.
- 4.- Reducción de embolamientos de la barrena.

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

- 1.- Bosquejo Geológico de la Zona Norte.
Ing. Enrique Sansores Manzanilla.
Ing. Rolando Girard Navarrete.

- 2.- Informe final del Pozo Aragón No. 189.
Departamento de Geología del Subsuelo.
Distrito Sur, Zona Norte.

- 3.- Informe semanal de perforación.
Departamento de perforación.
Distrito Sur, Zona Norte.

- 4.- Expediente del pozo Aragón No. 189.
Departamento de Ingeniería Petrolera.
Distrito Sur, Zona Norte.

- 5.- Expediente de producción.
Departamento de Ingeniería de Producción.
Distrito Sur, Zona Norte.

- 6.- Apuntes de Estimulación y Reparación de Pozos.
Ing. Oscar Arreola Roveló.