

24/32



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Historia del Pozo "El Golpe" No. 65, Campo El Golpe Distrito Comalcalco Zona Sureste

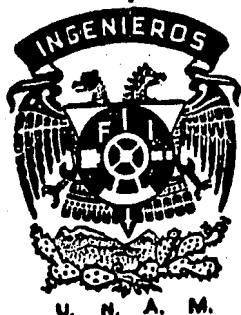
T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

José R. Osorio Castellanos



CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.

1984

U. N. A. M.



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 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

PAG.

	I N T R O D U C C I O N	1
CAPITULO I	GEOLOGIA REGIONAL	2
I.1.-	Provincia del Sureste de México. - - - - -	2
I.2.-	Localización geográfica. - - - - -	2
I.3.-	Cuenca Terciaria del Sureste de México y Tabasco. - - - - -	3
CAPITULO II	ANALISIS GEOLOGICOS DEL CAMPO EL GOLPE.	12
II.1.-	Subcuenca de Comalcalco. - - - - -	12
II.2.-	Descubrimiento. - - - - -	12
II.3.-	Localización. - - - - -	13
II.4.-	Vías de comunicación. - - - - -	13
II.5.-	Correlación geológica. - - - - -	13
II.6.-	Descripción de las fallas. - - - - -	14
II.7.-	Conclusiones del análisis geológico. - - -	14
CAPITULO III	ANTECEDENTES GENERALES.	15
a).-	Nombre y número del pozo. - - - - -	18
b).-	Nombre del Campo. - - - - -	18
c).-	Nombre del Distrito. - - - - -	18
d).-	Coordenadas de referencia. - - - - -	18
e).-	Localización. - - - - -	18
f).-	Ubicación estructural. - - - - -	18
g).-	Posición estructural. - - - - -	18
h).-	Ubicación del pozo. - - - - -	18
i).-	Elevaciones del terreno. - - - - -	19
j).-	Perforación. - - - - -	19
k).-	Terminación. - - - - -	19
l).-	Profundización. - - - - -	19
m).-	Profundidad total del pozo. - - - - -	19
n).-	Total de reparaciones. - - - - -	19
o).-	Estado actual. - - - - -	19

CAPITULO IV	DATOS GEOLOGICOS Y CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS.	PAG.
		20
IV.1.-	Columna geológica del campo El Golpe. - - - - -	20
IV.2.-	Descripción de las arenas atravesadas por el pozo No.65, con impregnación de hidrocarburos. - - - - -	22
IV.3.-	Información del volumen de hidrocarburos del Campo El Golpe. - - - - -	23
IV.4.-	Arenas atravesadas probables productoras de hidrocarburos en el pozo Golpe No.65. - - - - -	24
IV.5.-	Intervalos explotados o explotándose en los pozos No.51, 62 y 65.- - - - -	25
IV.6.-	Posición geológica y estado de las arenas con impregnación de hidrocarburos en el pozo No.65. - - - - -	26
CAPITULO V	DATOS MECANICOS DEL POZO.	27
V.1.-	Perforación. - - - - -	27
V.2.-	Terminación. - - - - -	34
V.3.-	Reparaciones.- - - - -	38
CAPITULO VI	PROFUNDIZACION DEL POZO.	41
VI.1.-	Perforación. - - - - -	41
VI.2.-	Terminación. - - - - -	49
VI.3.-	Reparaciones efectuadas. - - - - -	52

PAG.

CAPITULO VII CONCLUSIONES.

75

A N E X O S . - - - - - 77

A Registros Geofísicos.- - - - - 78

B Barrenas. - - - - - 82

C Fluidos de perforacion.- - - - - 85

D Accesorios superficiales y
sub-superficiales. - - - - - 88

E Tubería empleadas en la -
perforación, accesorios y
sus funciones. - - - - - 92

F Sistema de Bombeo Neumático. - - - - - 98

G Cementaciones y aditivos.- - - - - 101

BIBLIOGRAFIA. - - - - - 106

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

La realización del presente trabajo tiene como finalidad, el dar a conocer el programa que fue necesario llevar a cabo para extraer del subsuelo y con los mayores beneficios económicos posibles, uno de los recursos no renovables más importantes como son los hidrocarburos, efectuándose para ello la perforación del pozo No.65, del Campo "El Golpe", perteneciente al Distrito de Comalcalco, - Zona Sureste.

Para lo anterior fue necesario consultar diferentes departamentos afines de Petróleos Mexicanos del mencionado Distrito, esto, debido a que no se cuenta con un banco de información de los campos petroleros, donde se encuentre almacenada la misma, facilitando con ello su localización y evitando en gran parte, confusión y errores.

Para comenzar se presentan los aspectos geológicos de la provincia del Sureste de México, del Campo El Golpe y parte de los yacimientos que lo forman y que son de nuestro interés. Más adelante se tratan los temas referentes a las operaciones mecánicas efectuadas en el pozo desde su inicio hasta su estado actual, se incluyen, al final, las conclusiones de este trabajo, así como los anexos.

CAPITULO I

GEOLOGIA REGIONAL

I.1.- PROVINCIA DEL SURESTE DE MEXICO

Esta provincia geológica es una de las más importantes de México, no tan solo por su interés económico, sino también geológico, debido a que es el centro de unión de diferentes alineamientos tectónicos y su comunicación con la península de Yucatán-Campeche, cuya unión es motivo de controversias debido al cambio notable entre una zona muy plegada y afallada como es la Sierra de Chiapas y la Cuenca Terciaria de Veracruz-Tabasco, con una plataforma muy estable desde tiempos del Cretácico Medio. (2)

Para un mejor estudio se ha dividido en subprovincias, Fig. I.1., las cuales son:

- 1.- Cuenca Terciaria del Sureste.
 - a) Tabasco.
 - b) Istmo de Tehuantepec.
- 2.- Sierra de Chiapas.
- 3.- Macizo de Chiapas.
- 4.- Planicie Costera de Chiapas.

I.2.- LOCALIZACION GEOGRAFICA.

Esta provincia está situada en una gran porción del Sureste de México, conjuntamente con la provincia plataforma de Yucatán-Campeche.

PROVINCIAS GEOLOGICAS

PROVINCIA GEOLOGICA DEL SURESTE DE MEXICO

SUB-PROVINCIAS

1.-CUENCAS TERCIARIAS DEL SURESTE. 2.-SIERRA DE CHIAPAS. 3.-MACIZO DE CHIAPAS. 4.-PLANICIE COSTERA DE CHIAPAS.

PROVINCIA GEOLOGICA DE LA SIERRA MADRE DEL SUR Y ALTIPLANO DE OAXACA

SUB-PROVINCIA

5.-PORCION SUR DEL ISTMO DE TEHUANTEPEC

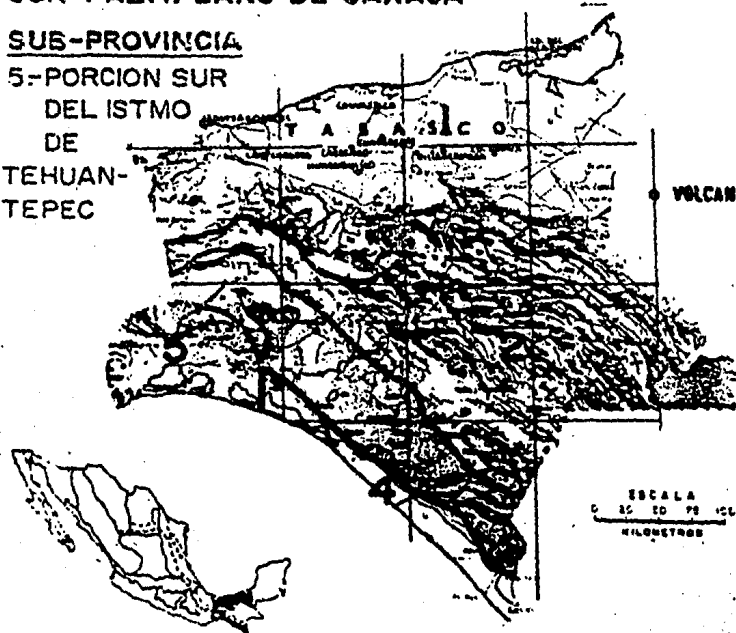


Fig. I. 1.

Sus límites son: Al Norte El Golfo de México, al Sur el Océano Pacífico; al Oeste la República de Guatemala y una línea aproximadamente Norte-Sur al Oriente de Ciudad del Carmen Campeche, al Este las provincias Cuenca de Veracruz, Sierra Madre del Sur y altiplano de Oaxaca y la pequeña provincia del macizo de San Andrés Tuxtla.

Para nuestro caso solo abordaremos la subprovincia - 1, inciso a).

1.3.- CUENCA TERCIARIA DEL SURESTE DE MEXICO Y TABASCO.

En la Fig. I.2., se muestran los alineamientos y fallas estructurales de la Sierra Madre de Chiapas, Oeste de Guatemala y la porción central del estado de Tabasco; también puede apreciarse que ésta porción del Sureste de México, fue afectada por distintas clases de grandes fallas maestras.

En general se presentan tres unidades estructurales bien definidas, siendo éstas: La primera un gran sinclínico, que es la región de Cárdenas-Comalcalco, situada hacia el Oeste. La otra zona de sinclínico corresponde a la Cuenca de Mecuspana. La tercera unidad que aparece en el plano como anticlínico se extiende desde la región de Sabancuy al Sureste de Villahermosa, hasta el Norte del alto Jalpa, Tabasco.

MAPA TECTONICO GENERALIZADO Y EMPLAZAMIENTO DE DOMOS
Y MASAS SALINAS JURASICAS

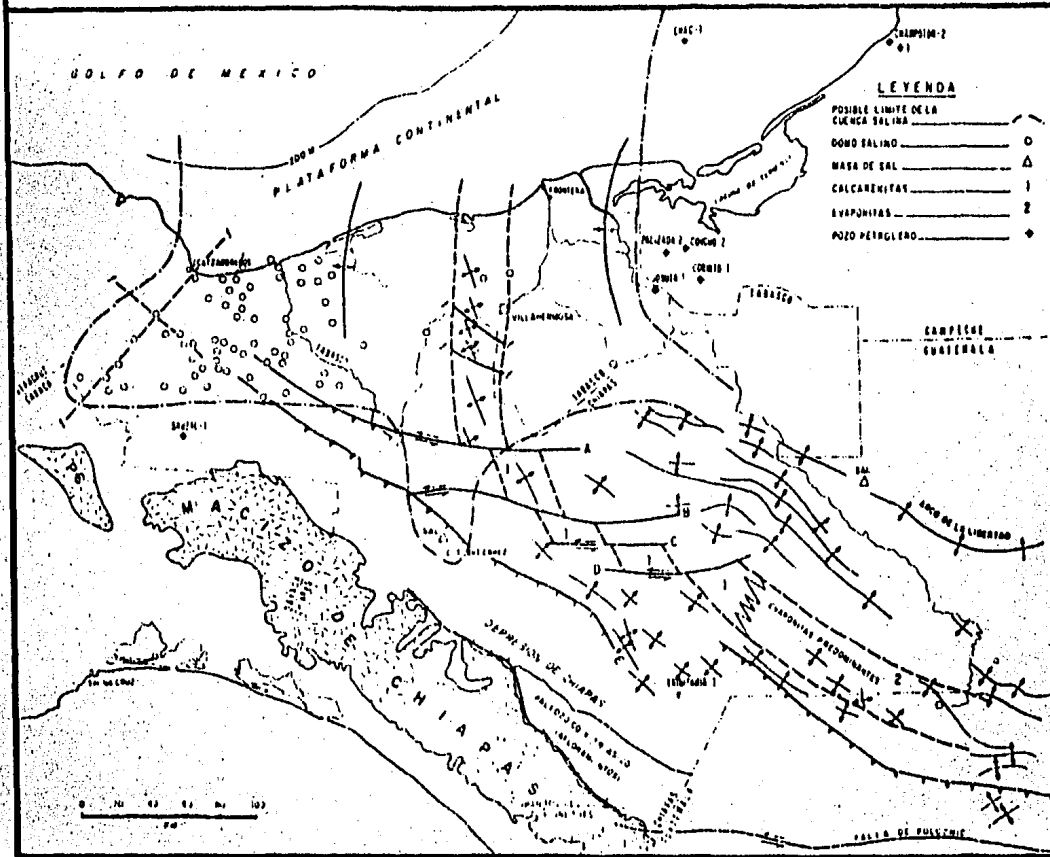


Fig. 1.2.

En la Fig. I.3., se muestra la localización de las Cuenclas Terciarias del Sureste de México, así como también los campos petroleros.

Un dato muy interesante es la alta densidad del petróleo mesozoico, especialmente el del Jurásico, lo que nos indicaría que parte del petróleo terciario posiblemente ha emigrado de abajo hacia arriba, probablemente por planos de falla.

En la Fig. I.4., se presenta el mapa de litofacies del Jurásico Superior del Sureste de México, que podría representar la paleografía del Jurásico Superior en sus facies costeras y marinas; predominan rocas clásticas de cuenca; así mismo en la Fig. I.5., se presenta una tabla Estratigráfica comparativa. Para finalizar, en la Fig. I.6., se muestran los pozos de exploración y campos petroleros del NE de Tabasco y Campeche.

De lo anteriormente expuesto, se puede concluir que básicamente la producción de hidrocarburos proviene de campos del Terciario, así como del Cretácico.

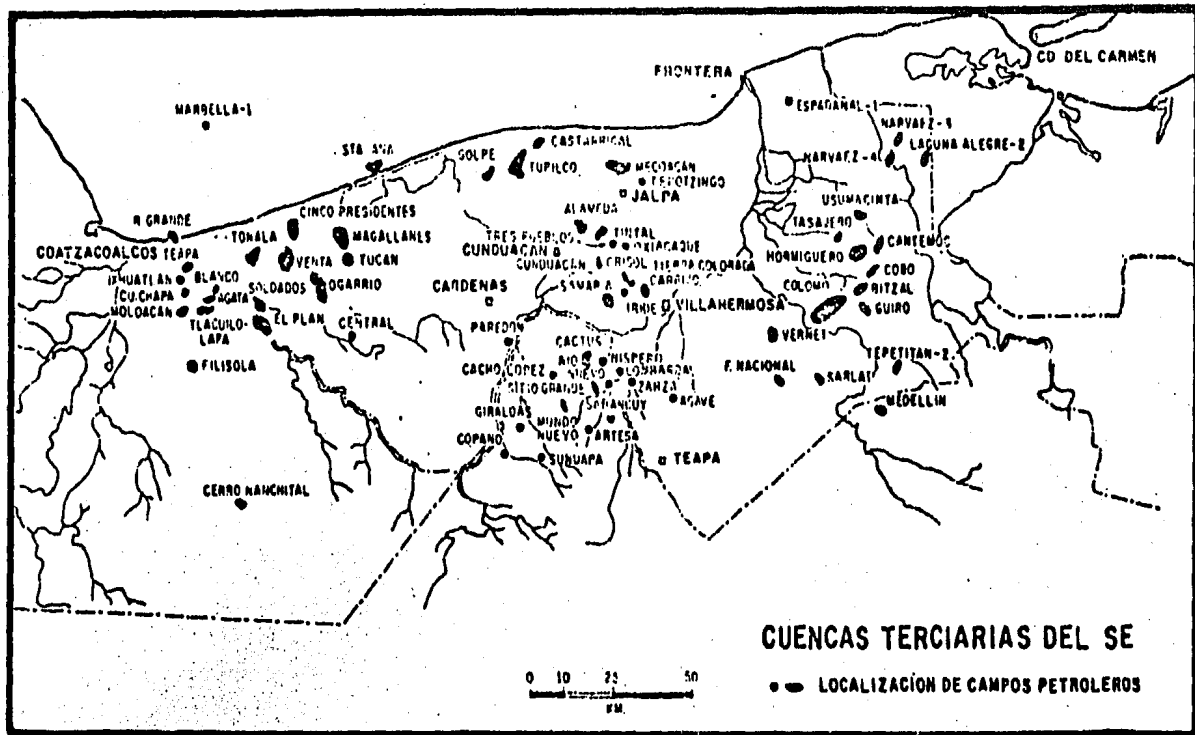


Fig. I.3.

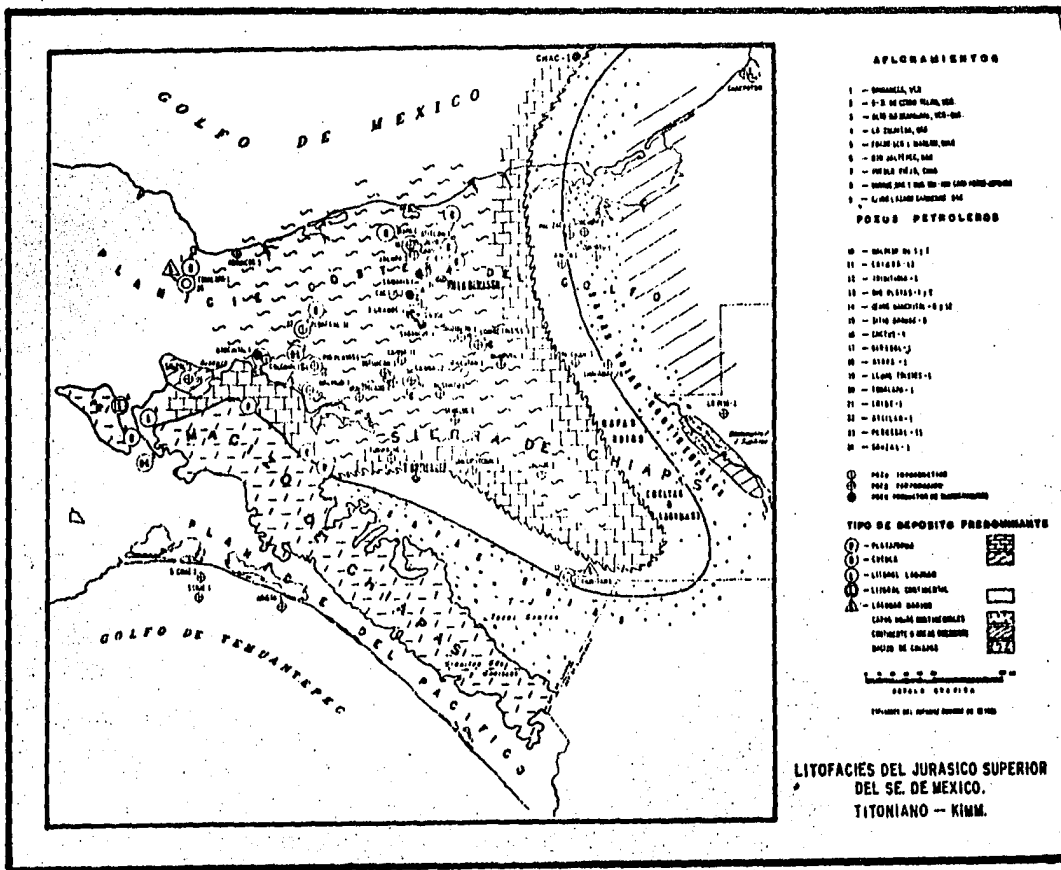


Fig. 1.4.

**TABLA ESTRATIGRAFICA COMPARATIVA
ISTMO Y OTOS. DE COAMALCALCO-MACUSPANA**

				ISTMO	COMALCALCO AREA REFORMA-MACUSPANA	
CUARST.	SERIE	PISO EUROPA	FORMACION	FORMACION	FORMACION	
		RECIENTE		Alujón	Alujón	Alujón
	PLEISTOCENO		Gravas y Tierra Colorada	Tierra Colorada	Tres Puentes	
T E R C I A R I O	PLIOCENO	ASTIANO	Acollada	Bellem Sup. e Inf.	Zargazal	
		PLAISANCIANO	Cedral	Encajonado	Encajonado	
	MIOCENO	SUP	PONTIANO	Agueguexquite	Amate	Superior e
			VINDOONIANO	Paraja Solo	Superior e	Superior e
		MED	TORTONIANO	Filisola	Inferior	Inferior
			HELVIETIANO	Concepción Sup.-Inf	Encanto	Encanto
		INF	BURDIGALIANO	Deposito	Deposito	Deposito
			AQUITANIANO	Congl. Nañchalul	Congl. Nañchalul	Congl. Nañchalul
	OLIGOCENO	SUP	CHATTIANO	La Leja	Lutitas y calizas	Macuspana
		MED	RUPELIANO	Lutitas Nañchalul	Lutitas Nañchalul	Lutitas Nañchalul
		INF	LATTORFIANO	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	Lutitas Nañchalul (Guarumo)
	EOCENO	SUP	PRIABONIANO	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	Lutitas Nañchalul (Guarumo)
MED		LUZETIANO	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	
PALEOGENO	INF	PRETIANO	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	Lutitas Nañchalul (Guarumo)	
		MONTIANO	Congl. Uzpapanal	Congl. Uzpapanal	Congl. Uzpapanal	
C R E T A C I O	SUP	MAESTRICHTIANO	Mogafé	Mogafé	Mogafé	
		CAMPAÑIANO	Anhidritas, calizas y lutitas	Anhidritas, calizas y lutitas	San Felipe (?)	
	MED	SANTONIANO	Anhidritas, calizas y lutitas	Anhidritas, calizas y lutitas	Anhidritas, calizas y lutitas	
		CONIACIANO	Anhidritas, calizas y lutitas	Anhidritas, calizas y lutitas	Anhidritas, calizas y lutitas	
		TURONIANO	Anhidritas, calizas y lutitas	Anhidritas, calizas y lutitas	Anhidritas, calizas y lutitas	
	CENOMANIANO	Sierra Madre	Sierra Madre	Sierra Madre	Sierra Madre	
	ALBIANO	Sierra Madre	Sierra Madre	Sierra Madre	Sierra Madre	
	INF	APTIANO	Chinameca sup.	Chinameca sup.	Chinameca sup.	
		BARREMIANO	Chinameca sup.	Chinameca sup.	Chinameca sup.	
	JURASICO	SUP	KIMMERIDGIANO	Mogafé (?)	Mogafé (?)	Pimienta (?)
		OXFORDIANO	Chinameca inf.	Chinameca inf.	San Andrés (?)	
		CALLOVIANO	?	?	?	
MED		BATHONIANO	?	?	Calcarentos	
INF		LIASICO	?	?	?	
TRIASICO			Capas Sales	Capas Sales	Capas Sales	
PERMICO			?	?	?	
PRE-PERMICO			Basamento	Basamento	Basamento	

NOTA - EL CONTACTO DE LA SAL Y LAS FORMACIONES POST-TRIASICAS ES POR PENETRACION.

○ FMS. PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS.
 AUSENTE
 NO AFLORA, NI APARECE EN LA SECCION

Fig. I. 5.

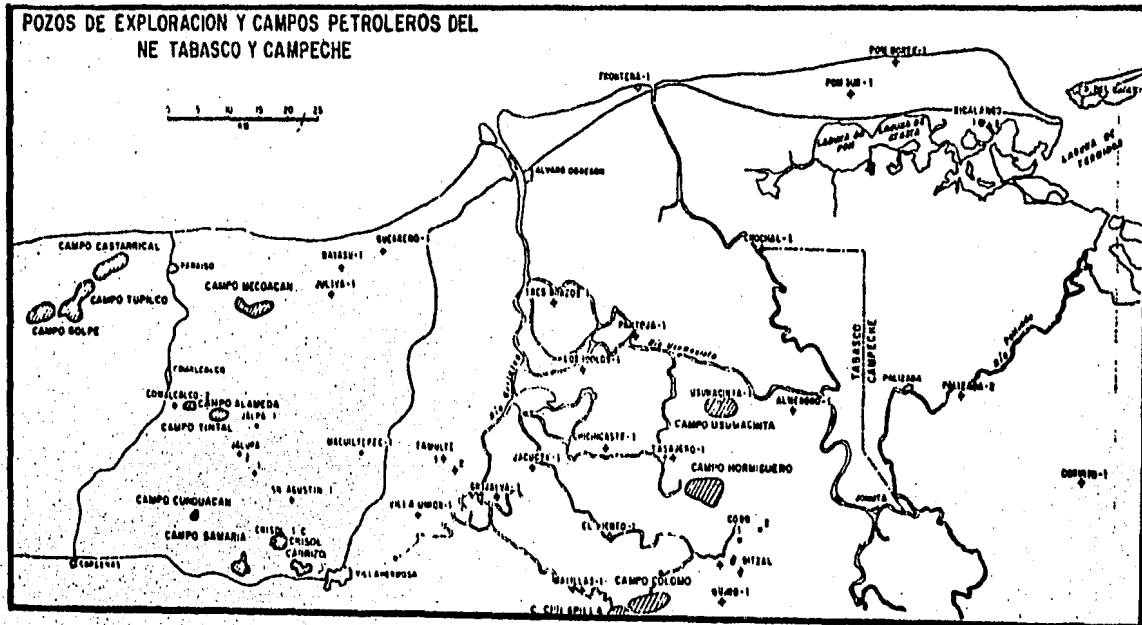


Fig. 1.6

CAPITULO II

ANALISIS GEOLOGICOS DEL CAMPO EL GOLPE

II.1.- SUBCUENCA DE COMALCALCO.

El campo El Golpe está ubicado dentro de la subcuenca Comalcalco de la Cuenca Salina del Sureste de México. Esta subcuenca está adyacente y al Norte del área productora Mesozoica de Chiapas-Tabasco. La falla geológica de Comalcalco que es una falla regional con rumbo Noreste-Suroeste y que cae hacia el Noroeste, separa las dos áreas, otra falla geológica situada paralelamente y buzanado hacia el Sureste quizás separe la subcuenca de Comalcalco de la Cuenca Salina del Istmo que yace hacia el Oeste. Estas dos fallas geológicas son grandes y pueden formar los límites de la Subcuenca Comalcalco que es una de tipo graben, caracterizada por una sección expandida del Terciario. (1)

II.2.- DESCUBRIMIENTO

En la parte Oriental de la Cuenca Salina del Istmo, y como resultado de los trabajos de Sismología de Reflexión, fue detectada una estructura en forma de monoclinl con su eje mayor orientado de Noreste a Suroeste. En Julio de 1963, se perforó el pozo El Golpe No.1, el cual resultó productor de aceite, en desarrollos arenosos de la formación Concepción Superior, por lo que se le considera

como descubridor del campo, encontrándose localizado en la parte Occidental de la estructura.

II.3.- LOCALIZACION

El campo El Golpe está situado en la parte Norte del Estado de Tabasco, aproximadamente a 26 Km, al Noroeste de la ciudad de Comalcalco y pertenece al Distrito del mismo nombre.

Geográficamente se localiza en el paralelo $18^{\circ} 20'$ - latitud Norte y $93^{\circ} 26'$ longitud Oeste del Meridiano de Greenwich.

II.4.- VIAS DE COMUNICACION

La vía principal de acceso al campo, la constituye la carretera pavimentada de 10 Km. de longitud, que parte del kilómetro 18 + 500 de la carretera Comalcalco-Tupilco hacia el Oeste y llega hasta la central de separación y recolección No.1 (batería No.1) del campo; así mismo cuenta también con otros caminos secundarios de terracería que lo comunican.

II.5.- CORRELACION GEOLOGICA

Para efectuar la correlación geológica del campo se elaboró en primer lugar, un plano de secciones transversales, el cual no es más que una cuadrícula en tres dimensiones a determinada escala que se utiliza para el arreglo y espaciamento de los pozos. A partir de él se construyeron 26 secciones transversales, utilizando reduccio-

nes de los registros eléctricos a una escala de 1:4000, - misma que se usó para la proyección horizontal; en general se usaron los registros eléctricos de los pozos originales.

El proceso de correlación propiamente dicho, se basó principalmente de la observación en la concordancia de - las marcas eléctricas, sobre todo, en la curva de potencial espontaneo (SP); en la mayor parte de los casos fue necesario efectuar ajustes a las correlaciones, mediante la comparación de los registros eléctricos a escala 1:500, con el fin de tener mas precisión en la determinación de la profundidad de los puntos de corte de fallas en cada - pozo y en la determinación de la profundidad de la cima - de las arenas.

II.6.- DESCRIPCION DE LAS FALLAS

En la correlación de los registros de los pozos perforados en el campo, se determinaron 31 fallas que lo - - atraviesan, las cuales pueden clasificarse en 5 principales y 26 secundarias.

Las fallas principales tienen características semejantes, como son: Guardan un cierto paralelismo, su orientación es aproximadamente Noreste-Suroeste, su buzamiento es entre Noroeste y Norte franco, cuatro de ellas atraviesan casi todo el campo.

Con respecto a las fallas denominadas secundarias, se observa que sus trazas cortan al campo en todas direcciones, pero en general, se considera que sus planos son impermeables, lo que permitió la formación de un gran número de yacimientos de características diferentes.

II.7.- CONCLUSIONES DEL ANALISIS GEOLOGICO

La estructura que constituye el Campo El Golpe, está formada por una serie de bloques contra fallas normales, los cuales culminan hacia el Sur y Suroeste; las fallas principales que originaron esta estructura están orientadas senciblemente Noreste a Suroeste y buzando hacia el Norte y Noroeste.

Se determinó que el Campo está afectado por el paso de cinco fallas principales que guardan cierto paralelismo entre sí y buzando todas ellas en la misma dirección. Existen además 26 fallas secundarias que cortan a la estructura en diferentes direcciones.

De acuerdo con el estudio geológico realizado para este campo se determinaron 25 Arenas, siendo éstas las números: 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 32, 34, 35, 36, 38 y 39; de las mismas se configuraron 15 con impregnación de hidrocarburos, las números 15, 16, 16-B, 16-B₁, 16-B₂, 16-B₃, 16-C, 18, 20, 22, 22-A, 24, 26, 26-A y 28; las cuales dieron lugar

ger a la formación de 23 bloques, originando 79 yacimientos. Tabla II-A; resultando:

23 yacimientos con impregnación de hidrocarburos.

37 yacimientos invadidos de agua salada.

19 yacimientos no probados.

TABLA II.A.

CONTENIDO DE FLUIDOS POR YACIMIENTOS
DEL CAMPO EL GOLPE.

BLOQUE	F L U I D O S			
	ARENA 16-B	ARENA 16-C	ARENA 18	ARENA 22
I	Agua	Agua	Agua	Agua
I-A	No probado	Agua	Aceite	Agua
I-B	No probado	Agua	Agua	Agua
I-C	Agua	--	--	--
I-D	Agua	Agua	Agua	Agua
II	Aceite	Agua	Agua	Agua
II-A	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
II-A ₁	--	--	No probado	No probado
II-B	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
II-C	No probado	Agua	Agua	Aceite
II-D	Aceite	Agua	Aceite	Aceite
II-E	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
II-F	No probado	Agua	Agua	Aceite
II-F ₁	--	Agua	Aceite	Aceite
II-F ₂	--	--	--	No probado
II-G	No probado	Agua	Agua	Agua
II-H	--	--	Agua	Agua
II-J	Agua	Aceite	--	--
III	Agua	No probado	No probado	No probado
III-B	Aceite	Agua	Agua	No probado
IV	No probado	No probado	No probado	No probado
V	No probado	No probado	No probado	Agua
VI	Agua	Agua	Agua	Agua

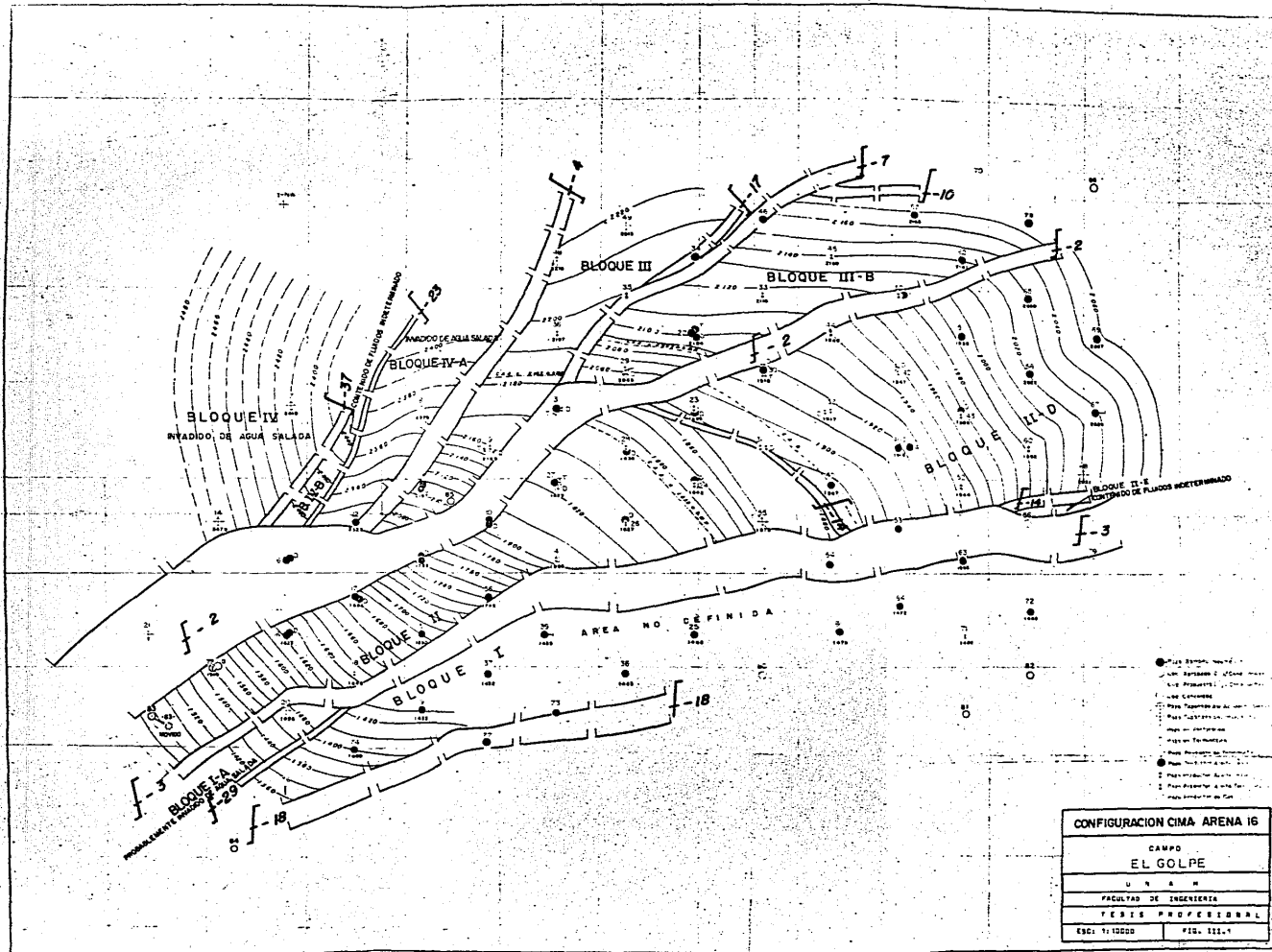
CAPITULO III

ANTECEDENTES GENERALES

El pozo El Golpe No.65, se perforó en el bloque - - II-D, Fig. III.1., y atravesó las arenas 15, 16, 18, 19, 22, 30, 32 y 34. Las tres primeras resultaron invadidas de agua salada y las restantes con impregnación de hidrocarburos.⁽¹⁾

A continuación se enlistan las características del pozo, para su localización, así como su estado actual.

- a) Nombre del pozo: El Golpe No.65
- b) Nombre del campo: El Golpe
- c) Distrito: Comalcalco, Zona Sureste
- d) Coordenadas de referencia; Sistema Punta Gorda:
X= 84211.84 m.
Y= 15964.70 m.
- e) Localización: A 400.0 m. al Norte 60° 00' - Este, del pozo El Golpe No. 51.
- f) Ubicación Estructural: Flanco Noroeste del Campo.
- g) Posición Estructural: Mas baja que el pozo El Golpe No.51 (aproximadamente 50.0 m.).
- h) Ubicación del pozo: Terrestre.



CONFIGURACION CIMA ARENA 16	
CAMPO EL GOLPE	
UNAH	
FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
ESCALA: 1:10000	FIG. 111-A

i) Elevación del terreno en metros sobre el nivel - del mar:

Altura terreno natural: 4.3970 m.

Altura terreno construido: 5.8430 m.

Altura mesa rotaria: 9.2330 m.

j) Perforación:

-- Inició: Junio 7 de 1970

-- Terminó: Julio 7 de 1970

k) Terminación:

-- Inició: Julio 8 de 1970

-- Terminó: Julio 19 de 1970

l) Profundización: Del 23 de Septiembre de 1972 al 20 de Marzo de 1973.

m) Profundidad total del pozo: 3765.0 m.

n) Total de Reparaciones Mayores: Tres.

o) Estado actual: Produce desde el 2 de Agosto de 1983, en que salió de la Reparación Mayor No.3, en el intervalo 2746.0-2752.0 m., de la arena - 19, con una producción diaria de 327 barriles, - RGA de 709 m³/m³, cero por ciento de agua, y una producción acumulativa de 71184.0 barriles de - aceite (datos a Abril de 1984).

CAPITULO IV

DATOS GEOLOGICOS Y CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

IV.1.- COLUMNA GEOLOGICA DEL CAMPO EL GOLPE.

La descripción de la columna Geológica del campo hasta la profundidad máxima alcanzada, se presenta a continuación: (1)

RECIENTE.- Se aprecia aflorando con un espesor máximo de 50.0 m., cubriendo en su totalidad el área en que se localiza este campo y está representado por capas estratigráficas de arcilla gris, oscuro suave; arena gris claro de grano grueso invadidas de agua dulce y delgados lentes de grava cuarzo.

PARAJE SOLO (MIOCENO SUPERIOR).- Está constituido por una serie alternante de lechos de arenas y lutitas. La arena es de color gris claro, de grano medio a grueso, invadidas de agua salada; en tanto que la lutita es de un color gris verdoso suave.

Esporádicamente se encuentran estratos muy delgados de lignita y grava, cuyos constituyentes llegan a medir hasta 6.0 mm., de diámetro.

La microfauna es muy escasa, encontrándose algunos ejemplares de *Rotelia Beccarii*. Hacia la parte inferior se encuentran escasos restos de moluscos. Su espesor aproximado es de 500.0 m.

FILISOLA (MIOCENO MEDIO).- Está formado casi exclusivamente por potentes cuerpos de arena de color gris claro de grano fino a grueso invadidas de agua salada; con intercalaciones delgadas de lutita gris verdoso suave. Asimismo lentes de poco espesor de gravilla, arenisca de color gris claro en partes bien cementadas y restos de moluscos. Tiene un espesor aproximado de 600.0 m.

CONCEPCION SUPERIOR (MIOCENO INFERIOR).- Su litología es notable, está constituido por grandes cuerpos arenosos, algunos de ellos conteniendo hidrocarburos y grandes intercalaciones de cuellos lutíticos. La arena es de color gris claro, de grano fino a medio; la lutita es de color gris verdoso de suave a semidura. Es conveniente destacar la existencia de lechos delgados de restos de moluscos, sobretodo hacia la cima de la formación.

Ningún pozo de los perforados en esta estructura ha llegado a penetrar la cima de la formación infreyacente, razón por la cual se desconoce su espesor. De hecho esta formación es la productora de hidrocarburos por excelencia, del campo.

La fauna fósil la constituyen los ejemplares siguientes:

- Robulus Vaughani Cushman.
- Robulus Americanus Cushman.
- Quinqueloculina Lemarkiana d' orbigny.
- Orbulumina Universal d' orbigny.
- Sigmolina Schlumberger Silvestri.
- Amphistergina Lessondi d' orbigny.
- Cristelaria Claricii Fermicini.

IV.2.- DESCRIPCION DE LAS ARENAS ATRAVESADAS POR EL POZO EL GOLPE No.65, CON IMPREGNACION DE HIDROCARBUROS.

ARENA No.19.- Es una serie de arenas bastantes arcillosas pero buenas almacenadoras de hidrocarburos, su espesor aproximado es de 15.0 m.

ARENA No.22.- Cuerpo arenoso con escasa acumulación de aceite ya que solo el bloque II contiene hidrocarburos, se presente en todo el campo siendo su espesor aproximado de 20.0 m.

ARENA No.30.- Es una arena arcillosa de 20.0 m. de espesor aproximado, siendo uno de los yacimientos con acumulación de hidrocarburos más profundo encontrado en el campo.

ARENA No.32.- Es otro de los yacimientos más profundos encontrados dentro del campo, por lo que un gran número de pozos no lo alcanzaron. Es un cuerpo arenoso formado por dos desarrollos de 25.0 y 20.0 m., de espesor aproximado.

ARENA No.34.- Es uno de los yacimientos con impregnación más profundos, por lo que no todos los pozos lo alcanzaron. Es un desarrollo arenoso formado por dos cuerpos de 20.0 y 30.0 m. de espesor aproximado, con escasa acumulación de aceite ya que sólo en cinco pozos aparece con impregnación y aunque se la encuentra en estas condiciones - en tres bloques, sus dimensiones son bastantes pequeñas. A partir de esta arena se hace más notable el desarrollo de Cuellos lutíticos, por lo que la presencia de arenas es más escasa.

IV.3.- INFORMACION DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS DEL CAMPO EL GOLPE.

Area Probable Considerada (Km2). - - - - -	3.028
Volumen original de Hidrocarburos, medido a c.y. (m3). - - - - -	12440000.0
Volumen original de aceite medido a c.s. (m3). - - - - -	9120235.0
Tipo de Yacimiento. - - - - -	-Bajosaturado.
Presión Inicial (Kg/cm2). - - - - -	242.0
Presión de Saturación (Kg/cm2). - - - - -	133.0
Densidad del aceite (gr/cm3). - - - - -	0.85 (35 ^o API)
Factor de Volumen del aceite inicial (m3/m3). - - - - -	1.364
Relación gas disuelto Aceite original (m3/m3). - - - - -	115.8
Producción Acumulativa (m3). - - - - - (A Enero de 1984).	4810015

IV.4.- ARENAS ATRAVESADAS PROBABLES PRODUCTORAS DE
HIDROCARBUROS EN EL POZO EL GOLPE No.65

Intervalo (m.b.M.R.)	Sw %	Ø %	Ih m3/m3	Reserva m3	Arena	Fluido espera do.
2746-2756	35.0	21.0	1.09	12773.0	19	Aceite
2821-2828	12.0	24.0	1.48	9545.0	22	Aceite
3064-3069	15.0	25.0	1.10	15250.0	22	Aceite
3335-3340	16.0	16.0	0.40	3121.0	30	Aceite
3340-3344	17.0	18.0	0.54	4219.0	30	Aceite
3411-3416	18.0	19.0	0.70	3185.0	32	Aceite
3632-3643	19.0	22.0	1.43	10823.0	34	Aceite

IV.5.- INTERVALOS EXPLOTADOS O EXPLOTANDOSE
CAMPO EL GOLPE POZOS NUMEROS 51, 62
Y 65.*

POZO No.	INTERVALOS ANALIZADOS m.b.M.R.	ARENA	ESTADO ACTUAL	INTERVALOS REAL DISPARADOS m.b.M.R.
51	2705.0-2720.0	20	Obturado agotado.	2705.0-2714.0
	2827.0-2833.0	22-A	En Explotación.	2827.0-2830.0
	2990.0-2993.0	27	Obturado (Aceite Viscoso).	2990.0-2993.0
65	2746.0-2756.0	19	En Explotación	2746.0-2752.0
	2821.0-2828.0	22	Aislado (Agua Salada)	2821.0-2825.0
	3063.0-3070.0		Aislado (Agotado)	3064.0-3069.0
	3335.0-3340.0	30	Aislado (Agotado)	3332.0-3349.0
	3340.0-3344.0			
	3411.0-3416.0	32	Aislado (Apartó - Agua Salada.	3411.0-3415.0
3632.0-3643.0	34	Aislado (Aceite - Viscoso).	3427.0-3428.0	
				3632.0-3638.0
62	3504.0-3529.0	32	En Explotación	3794.0-3799.0
	3790.0-3806.0	34	Aislado (Asfalto)	3505.0-3515.0

* La comparación de los pozos No. 51 y 62, con el No.65, se hace con base en que ambos son vecinos del último.

IV.6.- POSICION GEOLOGICA Y ESTADO DE LAS ARENAS CON
 IMPREGNACION DE HIDROCARBUROS DEL POZO :
 EL GOLPE No.65

Pozo No.	Profundidad cima m.b.M.R.	Arena	Producción Acumulativa (m3)
65	2737.0	19	En Explotación (Np= 11300.0)
	2812.0	22	Primer intervalo Aportó Agua Salada de - - 80 000 p.p.m. Segundo intervalo, - Aislado Agotado.(Np= 10 000.0)
	3326.0	30	Aislado, Agotado (Np=4086.0)
	3402.0	32	Aislado, aportó Agua Salada de 88 000 p.p.m.
	3623.0	34	Aislado, aportó Aceite Viscoso.
PRODUCCION ACUMULATIVA TOTAL DEL POZO.- - - - -			25386.0 m3 (A Abril de 1984.)

CAPITULO V

DATOS MECANICOS DEL POZO

Todo lo referente a las operaciones mecánicas efectuadas en el pozo, como son la perforación, terminación y reparaciones, se tratan en este capítulo; primeramente tenemos la perforación: (1)

V.1.- PERFORACION.

F E C H A	PUNTO	RESUMEN DE OPERACIONES
7-9/VI/70	1	Con el equipo instalado 100%, se -- inició la perforación el 7 de Julio de 1970, perforandose con barrena * de 20 pulgadas a la profundidad de 23.0 m. se introdujo el tubo con _u g _u tor de 16" e intentó efectuar cemen _u tación del mismo, después de 17 ho _u ras de esperar unidad de alta pre _u sión y cemento, sin éxito por no lo _u grar circulación ni admitir flúidos la <u>formación</u> ; se procedió a inyectar el cemento por el espacio anular, - resultando satisfactoriamente. Ce _u mento** empleado: 4 toneladas Apas _u co tipo II.

* Consultar Anexo B.

** Consultar Anexo G.

Lodo Bentonítico Sódico de 1.12 gr/cc de densidad y 60 segundos Marsh de Viscosidad.

- 10-18/VI/70 2 Con barrena de 13 3/4", continuó perforando de 23.0 a 505.0 m., - en viaje de reconocimiento encontró resistencia a 59.0 m., repasando hasta 140.0 m. Acondicionó el fondo del pozo e introdujo tubería de revestimiento (T.R.) de 9 5/8" de diámetro a 466.0 m., - cementandola a dicha profundidad por no poder bajar más por resistencia.
- Cemento usado: 25 toneladas Apago tipo II y 10 toneladas de Puzolana. Lodo de 1.10 gr/cc. y 55 segundos Marsh de viscosidad. - Espera fraguado.
- 19-22/VI/70 3 Instaló Cabezal E.P.N. de 9 5/8" a 10" tipo AWF-210 Kg/cm²; anillo R053, carrete adaptador de 10"-210 Kg/cm² a 12"-350 Kg/cm².

y preventor de 12"-350 Kg/cm². Se efectuó pruebas reglamentarias de los mismos, resultando satisfactorias. Elevación de la Mesa Rotaria al cabezal de tuberías 9 5/8" x 6 5/8" - - - - - 3.70 m.

23-29/VI/70

4

Con barrena de 8 5/8", verificó cima de cemento a 453.20 m. y probó T.R. 9 5/8" con 120 Kg/cm² de presión, satisfactoriamente.

Con el mismo diámetro de barrena perforó a 1131.0 m., y al efectuar cambio de la misma encontró resistencia a 728.0 m., reacondicionó hasta el fondo y prosiguió perforando a 1518.0 m., desde donde comenzó a agregar diesel al lodo. Continué perforando hasta la profundidad total programada (3100.0 m.).

Se tomó Registros Geofísicos* a esa profundidad, apareciendo un cuerpo arenoso con impregnación de hidrocarburos de 2747.0 a 2762.0 m. y grandes cuerpos arenosos invadidos de agua salada.

* Ver Anexo A.

30/VI/70

5

Después de acondicionar el agujero, se introdujo la T.R. de 6 5/8" combinada a 2800.96 m., cementandola.

7/VII/70

Cemento usado: 7 toneladas de Apasco tipo II, 4 toneladas de Puzolana activada y 22 Kg. de Retardador de fraguado R-2** se bombeó delante de la lechada de cemento un bache compuesto de 800 litros de agua y 200 litros de dispersantes de arcillas.

Lodo: Lignosulfonato Emulsionado de 1.35 gr/cc. y 50 segundos Marsh de viscosidad. Espera fraguado.

Ancló T.R. en cuñas tipo "W" de - - 10 3/4" x 6 5/8" con 60 toneladas de peso; cortó tubo ancla 6 5/8" e instaló bonete AWF. Cabezal de producción E.P.N. tipo A 10"-210 Kg/cm² a 7"-350 Kg/cm².

Arbol de válvulas E.P.N. 9 5/8" x - 6 5/8" x 2 3/8"-350 Kg/cm².

Probó conexiones superficiales satisfactoriamente, comienza a desmantelar el equipo.

** Ver Anexo G.

V.1.1.- TUBERIAS CEMENTADAS *

Diámetro Pulg.	Grado	Peso lbs/pie	Profundidad (m)	No.de Tramos
16	H-40	65	De 0.000 a 23.00	2
9 5/8	J-55	36	De 0.000 a 466.00	41
6 5/8	J-55	24	De 0.000 a 1412.37	124
6 5/8	N-80	24	De 1412.37 a 2418.72	90
6 5/8	N-80	28	De 2418.72 a 2896.00	31

V.1.2.- EQUIPO Y ACCESORIOS USADOS EN T.R.
9 5/8".*

-Equipo de Flotación.

Zapata Flotadora Baker y Cople flotador E.P.N. de 9 5/8".

-Accesorios usados.

9 Centradores.

11 Collarines tope F.M.

21 Raspadores E.P.N.

* Para mayor información consultar el Anexo E.

V.1.3.- EQUIPO Y ACCESORIOS USADOS EN T.R.
6 5/8".

- Equipo de Flotación.

Zapata Diferencial Baker 6 5/8" (por no haber zapata guía en existencia).

Cople Diferencial Baker 6 5/8".

- Accesorios usados.

25 Centradores.

17 Collarines tope F.M.

35 Raspadores E.P.N.

V.1.4.- L000S • :

Profundidad (m)	Densidad (gr/cc.)
0.0 - 505.0	1.10 - 1.12
505.0 - 1230.0	1.12 - 1.20
1230.0 - 1520.0	1.20 - 1.23
1520.0 - 1800.0	1.23 - 1.25
1800.0 - 2100.0	1.25 - 1.28
2100.0 - 2670.0	1.28 - 1.30
2670.0 - 2970.0	1.30 - 1.32
2970.0 - 3100.0	1.32 - 1.35

V.1.5.- ANALISIS Y CONCLUSIONES DE LA PERFORACION.

En la primera operación y durante la cementación del tubo conductor, no se logró efectuar ésta de acuerdo a lo programado, por no obtenerse circulación. Ello se debió a derrumbes del agujero ocasionado por la larga espera del cemento y la unidad de alta presión.

Durante la perforación del agujero de 13 3/4" de diámetro y después de haber alcanzado la profundidad programada para cementar la T.R. 9 5/8", durante el viaje de reconocimiento se encontró resistencia a 59.0 m., considerándose que fue debido principalmente a la perforación demasiado rápida, no lográndose formar enjarre suficiente, ocasionando con ello derrumbes en el agujero.

V.2.- TERMINACION.

F E C H A	PUNTO	RESUMEN DE OPERACIONES
8/VII/70	1	<p>Con Equipo instalado 100%; instaló preventor Cameron de 6" -350 Kg/cm² y Líneas superficiales de control. Efectuó prueba del cabezal de producción con 350 Kg/cm² de presión, así como también las líneas superficiales, satisfactoriamente.</p>
9-10/VII/70	2	<p>Con barrenos de 5 3/8", metió calibre y midiendo en tensión, T.P. 2 3/8", J-55, 4.7 lb/pie; circulando por etapas hasta la profundidad de 2787.80 mts., donde tocó tapón de hule de cementación.</p> <p>Acondicionó lodo a 1.32 gr/c.c. -- por 60 segundos Marsh y probó T.R. 6 5/8" con presión de 150 Kg/cm², satisfactoriamente.</p>
11-12/VII/70	3	<p>Escarió agujero revestido y desplazó lodo por agua del pozo.</p> <p>Efectuó Registro Sónico de Cementación, escala 1:500 de 2776.00 a 2198.00 mts., encontrando cima de cemento a 2301.00 m. y determinan-</p>

dose un 67% de adherencia frente -
al intervalo de interés y un sello
de 6.00 m., bien cementado abajo -
del mismo. Efectuó registro radiac
tivo Gamma-Neutrón de 2777.60 a -
2699.00 m., para delinear bien los
disparos.

13-14/VII/70

4

Con empacador Brown Boll Weevil de
6 5/8", 24-28 lb/pie y Baker R-3 -
del mismo diámetro y peso, encon-
tró resistencia en la boca del po-
zo. Levantó preventor y cabezal de
producción; calibró boca T.R. - -
6 5/8" encontrando un diámetro in-
terior equivalente al de T.R. - -
6 5/8", 32 lb/pie (5.550 pulg). -
Cambió cuñas al Empacador Baker -
R-3 de 28-32 lb/pie y metió apare-
jo de producción sencillo a 2728.00
m. donde ancló con 5.00 tons. de -
peso, quedando aparejo distribuido
en la siguiente forma:

- Extremo tubo Campana
2 3/8" s. - - - - - 2729.20 m.
- Empacador Baker, R-3
6 5/8", 24-28 lb/pie.- 2728.0 m.
- T.P. 2 3/8", J-55 -
4.7 lb/pie - 8h, r.r.

15-19/VII/70

5

Colocó anillo R-46 e instaló medio árbol de válvulas E.P.N. 350 Kg/cm², con colgador de T.P. tipo AH-W de 7" x 2 3/8" y buje Grayloc de 2" - preparado para válvula de contra-- presión Cameron, con rosca de - - 2 3/8" 8 h.r.r. Probó efectividad del empaque con presión de 70 Kg/cm², satisfactoriamente.

Con pistolas C.J. 1 11/16" disparó el intervalo 2746.00-2752.00 m., - (afinado con Registro Radiactivo - de 2747.00-2753.00 m.) haciendo 79 agujeros de 8 mm. Observó pozo sin fluir y sondeó sucesivamente de la superficie a 2400.00 m., desalojando agua de lavado y dejando nivel de fluido a 420.00 m. Cerró pozo - acumulando 25 Kg/cm² de presión en la T.P. en 5:00 hrs. Abrió pozo a la atmósfera por estrangulador de 3/16", fluyendo débilmente gas y - aceite; eliminó estrangulador y observó pozo fluyendo aceite y gas en forma intermitente. Trabajó pozo - durante tres días cerrando para acumular presión y abriendo franco, y por diferentes estranguladores quedando finalmente fluyendo por estrangulador de 3/16" aceite y gas en forma intermitente.

Desmantela equipo 100%.

V.2.1.- CONCLUSIONES DE LA TERMINACION:

Para la mejor explotación del intervalo abierto y de acuerdo con las condiciones en que actualmente se encuentra, se recomienda utilizar un sistema artificial de Bombeo Neumático* tan pronto se cuente con las instalaciones adecuadas para dicho sistema de recuperación en este Campo. Se seleccionó el mismo por estar ya implantado en el Campo, ya que éste produce suficiente gas para satisfacer las necesidades de consumo, así como las de aplicación del sistema antes mencionado.

* Consultar Anexo F.

V.3.- REPARACIONES.

En este Subtema se hablará de las reparaciones menores efectuadas al pozo en estudio.

Primeramente comenzaremos por hacer referencia a la terminación del pozo, misma que se efectuó en el mes de Julio de 1970, disparando el intervalo 2746-2752.0 m., respectivamente; quedando el pozo como productor de aceite y gas sin suficiente presión para fluir por sí sólo hasta la superficie. Por ello en Septiembre del mismo año se le insertaron en la tubería de producción orificios de 7/32" de diámetro para inducirlo a producción, mediante el sistema de Bombeo Neumático (BN); colocandose estos a las profundidades siguientes: 495.0, 933.0, 1317.0, 1659.0, 1962.0, 2073.0 y 2472.0 m., respectivamente. El pozo quedó como productor hasta Enero del siguiente año (1971), obteniendose una producción Acumulativa de aceite (NP) igual a 2439.1 m³.

En Febrero de 1971, se intervino por segunda vez el pozo, con el objetivo de reacondicionarlo y hacerlo producir con aparejo de Bombeo Neumático Intermitente. Para ello se sacó del pozo el aparejo de producción* Fluyente de 2 3/8" y se instaló un aparejo sencillo de BN, quedando distribuido en la forma siguiente:

* Consultar Anexo D.

- T.P. 2 3/8" 8 h, J-55, 4.7 lb/pie.
- Empacador Camco KH-6, 6 5/8", 20-32 lb/pie, enclaustrado con 4 toneladas de peso a 2731.7 m.
- Niple de Asiento Mc Murry 2 3/8" con válvula de pie Mc Murry 2 3/8" a 2721.8 m.
- Camisa deslizable Camco "C" 2 5/8" cerrada, a 2711.87 m.
- 6 válvulas para inyección de gas Camco CP-3, instaladas en mandriles convencionales 2 3/8" y espaciadas en la T.P., como sigue: 1853.5, 1660.8, 1420.0, 1141.8, 834.9 y 503.7 m.; calibradas a una presión de apertura de 640.0, 655.0, 660.0, 665.0, 670.0 y 675.0 lb/pg², respectivamente. Los resultados fueron satisfactorios ya que el pozo se mantuvo produciendo durante un año, (Febrero/72) en que se cerró por desperfecto en el equipo sub-superficial, dando lugar a perder el control en el paso de gas del espacio anular a la T.P.

A esta fecha se obtuvieron los siguientes datos de producción:

-- Producción Acumulativa de aceite fluyente.	00.00 m ³
-- Producción Acumulativa de aceite después de la última intervención.	6050.1 m ³
-- Producción Acumulativa de aceite Anterior.	2439.1 m ³
-- Producción Acumulativa de aceite total.	8489.2 m ³

Nuevamente y por tercera vez, se decidió intervenir el pozo con el objeto de reacondicionar y rediseñar el -aparejo de Bombeo Neumático, para volver a poner el pozo a Producción; operación que se efectuó en Marzo de 1972, quedando distribuido el aparejo de producción de Bombeo Neumático, en la forma siguiente:

- T.P. 2 3/8", 8 h, J-55, 4.7 lb/pie.
- Niple de Asiento Mc Murry a 2729.0 m.
- Empecador Baker R-3, 6 5/8", 24-23 lb/pie A.O., - anclado con 4 toneladas de peso a 2728.67 m.
- Camisa deslizable tipo "C" de 2" cerrada a - - 2719.2 m.
- 9 válvulas de inyección de gas SUL-11, distribuidas en la T.P. a 2710.0, 2532.0, 2287.0, 2025.0, 1785.0, 1456.0, 1130.0, 791.0 y 429.0 m.; y calibradas a una presión de apertura de 720.0, 725.0, 715.0, 700.0, 690.0, 675.0, 655.0, 640.0, y 620.0 lb/pg², respectivamente. El pozo quedó produciendo hasta Agosto del mismo año, debido a que el intervalo (2746-2752m) se agotó; obteniéndose la siguiente producción acumulativa de 1605.0m³ de áciete la que sumada al total anterior, tenemos, Np= 10095 m³ para dicho intervalo.

Debido a lo anterior, en Septiembre de 1972 se decidió profundizar el pozo en busca de nuevas arenas productoras de hidrocarburos, tema que se trata en el siguiente capítulo.

CAPITULO VI

PROFUNDICACION DEL POZO.

Debido a la baja producción del intervalo en explotación (2746-2752 m), se decidió profundizar el pozo en busca de las arenas 30, 32 y 34 del pozo vecino No.62, productoras de aceite viscoso en forma intermitente; esperando encontrarlas en otro bloque diferente. Para ello se obturó el intervalo antes mencionado el cual se encontraba fuera de producción por abatimiento de nivel y con una producción Acumulativa de 10095.0 m³ de aceite, mediante el sistema de Bombeo Neumático (BN).

En este Capitulo se presentan las operaciones efectuadas durante la perforación y terminación de dicha profundización así como las reparaciones realizadas, posteriores a la misma. Comenzaremos pues por la perforación: (1)

VI.1.- PERFORACION.

F E C H A	PUNTO	SINTESIS DE OPERACIONES
23-25/IX/72	1	Con el equipo instalado 100%, se -- iniciaron los trabajos, procediendo a calibrar la T.P. con líneas de acero hasta 2744.0 m., donde encontró

resistencia. Con misma abrió camisa tipo "C" a 2719.0 m. Llenó el pozo con lodo, desmanteló árbol de válvulas EPN-S-1500 e instaló preventor Shaffer LWS de 6" S-1500 y conexiones superficiales de control.

- 26-28/IX/72 2 Intentó desanclar el empacador sin éxito, por romperse la T.P. recuperando 288 tramos y quedando como pescado: empacador Baker R-3, 6 -- 5/8", camisa "C" de 2", 9 válvulas de inyección de gas y T.P. 2 3/8"; con boca de pescado a 2695.00 m.
- 29/IX/72 3 Introdujo pescante Bowen 4 1/8" a 2695.0 m., donde tocó boca de pez; operó y extrajo sin resultados positivos.
- 02/X/72 Con nuevo pescante Bowen 5 1/8", recuperó 3 tramos de T.P. 2 3/8", una válvula de 8N, una camisa "C" y un pedazo de T.P.
- 3-6/X/72 4 Acondicionó e introdujo pescante con cuñas de 2 3/8" operando y sacando 5.5 m. de T.P.

- 7-9/X/72 5 Con pescante hechizo de 2 7/8" a --
2678.0 m., operó y extrajo a la su-
perficie, recuperando pescado 100%.
- 10-11/X/72 6 Con barrena 5 5/8" y escariador - -
6 5/8" a 2750.0 m., estableció cir-
culación. Se efectuó registro, de-
tectándose anomalías de 2748.0 a -
1450.0 m., respectivamente.
- 12-16/X/72 7 Se introdujo empacador 6 5/8" R.T.-
T.S. a la profundidad de 2734.0 m.,
donde fue anclado. En seguida efec-
tuó cementación a presión a través
del intervalo 2746.0-2752.0 m., con
10 toneladas de cemento Apasco G y
0.4% de R-II (retardador de fragua-
do), teniéndose las presiones si- -
guientes:
- Presión de ruptura= 210 Kg/cm².
- Presión de inyección= 200 Kg/cm².
- Presión final de 350 Kg/cm².
- Desancló empacador y sacó exceso de
cemento.
- 17-24/X/72 8 Metió barrenas 5 3/8" a 2732.0 m., -
donde tocó cima de cemento, rebajen-
dolo hasta 2750.0 m. Probó T.R. con

- 150 Kg/cm² de presión, satisfactoriamente, continuó operando barrena perforando Cople de cemento y zapa- ta reacondicionando hasta 3100.0 m. Siguió perforando hasta 3650.0 m., donde efectuó registros parciales - (eléctrico) apareciendo cuerpos de interés.
- 25-28/X/72 9 Con barrena 5 5/8" en el fondo pro- siguió perforando hasta la profundi- dad de 3765.0 m., donde se efectuó registros geofísicos sin aparecer - nuevos cuerpos de interés.
- 29/X/72 10 Se acondicionó el agujero hasta - - 3675.0 m., introduciéndose T.R. - - 4 1/2" a 3681.5 m., en donde cemen- tó con 25 toneladas de cemento Apa- sco tipo "G" y 0.5% de R-II (retarda- dor de fraguado).
02/XI/72
- Soltó y levantó T.P. a 2736.0 m., - circulando exceso de cemento.
Espere fraguado de cemento con boca de LINER a 2764.30 m.
- 2-4/XI/72 11 Bajó barrena 3 1/8" hasta 2734.0 m. donde tocó cima de cemento. Se pro- bó T.R. con 210 Kg/cm² de presión.

con resultados satisfactorios, dando con ello por terminada la operación; comenzando a desmantelar el equipo de perforación.

Las tuberías Cementadas, equipos y accesorios usados así como las características del lodo de perforación empleados, se presentan en las siguientes tablas:

TABLA VI.1.1.- TUBERIAS CEMENTADAS.

DIAMETRO (Pulg)	GRADO	PESO (lb/pie)	PROFUNDIDAD (m)	No.DE TRAMOS
4 1/2	N-80	15.1	556.90	79
4 1/2	P-110	15.1	360.49	31

TABLA VI.1.2.- EQUIPO Y ACCESORIOS USADOS.

- EQUIPO DE FLOTACION

Zapata flotadora Brown y cople de retención 4 1/2", HISA

- ACCESORIOS

Colgador Brown 6 5/8", tipo "C"

Manga de fijación 4 1/2", E.P.N.

8 centradores derechos.

8 centradores izquierdos.

TABLA VI.1.3.- LODOOS:

Las características del fluido de perforación utilizado son:

Profundidad (m.b.M.R.)	Densidad (gr/c.c.)	
3100.0-3102.0	1.34,	L.S.E.
3102.0-3325.0	1.34 a 1.36,	L.S.E.
3325.0-3445.0	1.36,	L.S.E.
3445.0-3624.0	1.36 a 1.38,	L.S.E.
3624.0-3765.0	1.40,	L.S.E.

VI.1.4.- ANALISIS Y CONCLUSIONES DE LA PROFUNDIZACION.

OPERATIVO: Durante la perforación, se presentó el problema de gasificación del lodo de perforación a la profundidad de 3624.0 m; notándose en un decremento de la densidad del mismo de 1.38 gr/c.c. a 1.15 gr/c.c. para corregir esta anomalía fue necesario aumentar la densidad del lodo a 1.40 gr/c.c., - teniéndose resultados satisfactorios.

GEOLOGICO: La profundidad total anterior a la profundización fue de 3099.0 m., con diámetro del agujero de 8 5/8 pulgadas.

El resultado obtenido, fue la perforación de la formación concepción superior (con cima a 2821.0 m. de profundidad), la cual está constituida por arenas con espesores que van de los 10.0 a 20.0 m. con intercalaciones de lutitas.

En este pozo se presentaron las arenas productoras del pozo Golpe No.62, siendo estas las siguientes, 3411.0-3434.0 m. y - - 3632.0-3654.0 m., a 93.0 m. y 158.0 m. más altas, respectivamente. Ambas tienen isopacas explotables, aunque la más somera tiene el contacto agua-aceite a 3417.0 m. y -

la otra a 3637.0 m. Además de estas arenas existen otros horizontes de interés, susceptibles de explotación, los cuales van de: 3332.0- - 3348.0 m.

Es interesante hacer notar que esta última arena ya había sido investigada anteriormente mediante registros eléctricos convencionales y se presentaba invadida, pero al hacer la prueba de producción resultó productora de aceite.

VI.2.- TERMINACION.

F E C H A	PUNTO	RESUMEN DE OPERACIONES
17-27/XII/72	1	<p>Con equipo instalado totalmente, calibró el pozo hasta la profundidad de 2734.7 m. donde tocó cima de cemento. Comenzó a rebajar el cemento con molino Economill de 5 5/8", 6 - lastrabarrenas de 4 1/8" y T.P. - 2 3/8" 8 h. N-80 4.7 lb/pie hasta 2759.0 m. donde encontró boca de Liner. Efectuó prueba en la boca del liner de 4 1/2" con 105 Kg/cm² de presión, satisfactoriamente.</p> <p>Continuó rebajando cemento y bajó franco hasta la profundidad interior de 3660.0 m.</p> <p>Sacó molino a la superficie y acondicionó el pozo con mismo molino, canasta colectora Baker y escariador hasta la profundidad interior.</p>
28/XII/72 8/I/73	2	<p>Con unidad de Geofísica efectuó registro sísmico de cementación de 3648.0 a 2760.0 m. y registro radioactivo de 3648.0 a 2648.0 m. Con misma unidad disparó el intervalo 3632.0-3638.0 m. con unidad Nitropet indujo pozo con Nitrogeno, sondeó y desalojó aceite viscoso en</p>

forma intermitente.

- 9-20/I/73 3 Controló pozo con lodo de emulsión inversa de densidad 1.40 gr/c.c. - con unidad de Geofísica efectuó dipsos al intervalo 3411.0-3415.0m con pistolas Scallop; se observó pozo - sin manifestar.
- Metió aparejo de producción sencillo selectivo fluyente, anclandolo con 5 toneladas de peso y probando efectividad con 105 Kg/cm² de presión. Procedió a abrir camisa y observar el pozo.
- 21-28/I/73 4 Con unidad de línea de acero intentó calibrar, sin conseguirlo por resistencia debido a aceite demasiado viscoso; procediendo a sacar el aparejo de producción a la superficie.
- 29/I/73 5 Con unidad de alta presión colocó - tapón de cemento por circulación, - quedando cima a 3598.0 m; probó - - efectividad del mismo con 5 toneladas de peso, satisfactoriamente.
- 8/II/73 Con misma unidad efectuó cementación forzada al intervalo 3411.0- - 3415.0 m.

9-27/III/73

6

Con pistolas Scallop de 2" redisparró el intervalo 3411.0-3414.0 m., - con aparejo de prueba de 2 3/8", observa el pozo desalojando 100% de agua salada de 88000 ppm. intentó - efectuar cementación a presión al - intervalo anterior sin conseguirlo, por lo que se colocó tapón de cemento por circulación de 3418.0 a - - 3364.0 m. circuló exceso de cemento y esperó fraguado.

1-20/III/73

7

Con recementador probó la efectividad del tapón, resultando satisfactoria. Con unidad de Geofísica disparró el intervalo 3332.0-3349.0 m., con pistolas C.J. de 2 1/8". Metió molino, canasta colectora y T.P. para acondicionar zona de dispersos.

Se introdujo el aparejo de producción sencillo fluyente, desmantelando preventor y conexiones superficiales de control e instalando árbol de Válvulas.

Se observa el pozo abierto a la atmósfera desalojando agua de lavado, aceite y gas.

Sección aparejo de producción sencillo fluyente a la superficie y con unidad de alta presión se realizó

prueba de inyektividad al 3332.0 - 3349.0 m. con 280 Kg/cm², utilizando 4 m³ de HCl al 15%.

Efectuó recementación a dicho intervalo para excluir el agua y luego lo redispusó, con pistolas C.J. - 2 1/8" 13 cargas por m., introdujo Aparejo de producción de Bombeo Neumático (BN) y observa el pozo; procede a desmantelar el equipo, quedando el pozo con una producción de aceite de 27 m³ diarios, RGA de 421 m³/m³ y cero porciento de Agua.

VI.3.- REPARACIONES EFECTUADAS.

En el mes de febrero de 1974, se realizó una intervención menor debido a la baja producción del pozo. El objetivo fue el de reacondicionar su aparejo de Bombeo Neumático; quedando de la forma siguiente:

Aparejo de producción BN 2 3/8", sellos Multi-V.

Empaque 415-03 Modelo "D" 4 1/2", 11-16.6 lb/pie tamaño No. 22-04-25 y T.P. 2 3/8" 8h N-80, 4.7 lb/pie.

Se efectuó ajuste del Multi-V quedando a 3310.0 m. - con 4 toneladas de peso, Niple de asiento "D" 2 3/8" con válvula de pie a 2047.0 m. NR 2 3/8" a 3301.0 m., Camisa -

deslizable Camco "C" de 2" cerrada a 3292.0 m. y 5 válvulas Camco cp-3 a: 2753.0, 2130.0, 1592.0, 1002.0 y 485.0 m; calibradas a: 710.0, 720.0, 815.0, 835.0 y 840.0 PSI, de presión, respectivamente.

Arbol de válvulas E.P.N. 2 3/8" S-1500 TS con bola -- colgadora E.P.N. 0508-1 AHW y niple colgador E.P.N. 1704 - 2 x 2 3/8" E.U.V. C.P.H.G.

Nuevamente, su producción bajó a 5 m³/día, sin agua -- con una presión de fondo Estática de 127.2 Kg/cm²; y en -- virtud de que la reserva original calculada para dicho horizonte (3332.0-3349.0m) resultaba superior a lo aportado por el mismo, se propuso continuar su explotación conjunta -- mente con otro intervalo cuyas características son:

INTERVALO 2821.0-2827.0 m.

Este horizonte a pesar de no haber sido probado en -- ninguno de los pozos vecinos tiene bastantes posibilidades de resultar productor de aceite comercial, esto con base -- en que sus características de resistividad son favorables así como su porosidad y saturación de fluidos calculados.

Por lo anterior expuesto, se programó la reparación Mayor No.1. (7)

VI.3.1.- REPARACION MAYOR No. 1

- a) OBJETIVO DE LA REPARACION.- Acondicionar el pozo -- con aparejo de producción sencillo selectivo y vál -- vu -- lu -- las de BN explotando como Zona inferior el inter

valo actualmente en explotación (3332.0-3349.0m) y además abriendo como Zona superior el intervalo - (2821.0-2827.0 m).

b) ESTADO ACTUAL DEL POZO.

MECANICO:

- 1.- E.M.R. referida al cabezal de 9 5/8".- 3.70 m.
- 2.- T.R.

Diámetro (Pulg)	Peso (lb/pie)	de (m)	a (m)
6 5/8	N-24	0	186.38
	J-24	186.38	1598.69
	N-24	1598.69	2427.72
	N-28	2427.72	2800.96
4 1/2	N-15.1	2759.30	3321.2
	P-15.1	3321.2	3681.69

3.- Profundidad interior actual, 3364.0 m., tapón - de cemento.

4.- Intervalo en explotación, 3332.0-3349.0 m.

5.- Aparejo de producción sencillo con válvulas de BN.

- 6.- Empacador Baker 415-03, mod. "D" de 4 1/2" -
11-16.6 lb/pie, Tam: 22-0A-25 a 3310.0 m.
- 7.- Accesorios: Niple de Asiento 2" Mc Murry con
válvula de pie a 3301.0 m.
Camisa deslizante "C" cerrada a 3292.0 m.
5 válvulas para BN Cp-3
T.P. 2 3/8" N-80, 4.7 lb/pie.
Empacador DBL 4 1/2" a 3609.0 m.
Retenedor de cemento 4 1/2" mod. K. a 3432.0
m.
- 8.- Intervalos Disperados:
2746.0 - 2752.0 m. (obturado)
3411.0 - 3415.0 m. (aislado)
3632.0 - 3648.0 m. (aislado)
- 9.- Arbol de válvulas E.P.N. 9 5/8" x 6 5/8" x -
2 3/8, S-1500.

c) HORIZONTES CON POSIBILIDADES DE PRODUCCION.

F O R M A C I O N

Cima.- - - - - 2821.0 m.

Base.- - - - - 2828.0 m.

Sw.- - - - - 12 %

Ø .- - - - - 24 %

C O N T A C T O S

Agua-Acete. - - - - - No presenta.

Gas-Acete.- - - - - No presenta.

Reserva. - - - - - 23090.0 m3

Explotado en pozo

Gemelo.- - - - - NO

d) PRODUCCION.

Intervalos Abiertos. 3332.0-3349.0 m.

Producción Inicial.

Aceite.- - - - -	30.0 m3/día
Gas.- - - - -	7000.0 m3/día
RGA.- - - - -	233 m3/día
Agua.- - - - -	0.0 %
Salinidad.- - - - -	0.0 p.p.m.
Np.- - - - -	0.0 m3
Reserva.- - - - -	9265.0 m3

Producción Final.

Aceite.- - - - -	5.0 m3/día
Gas.- - - - -	1000.0 m3/día
RGA.- - - - -	200.0 m3/día
Agua.- - - - -	0.0 %
Salinidad.- - - - -	0.0 p.p.m.
Np.- - - - -	3517.0 m3
Reserva.- - - - -	5745.0 m3

e) OPERACION:

A continuación se presenta un resumen de las operaciones realizadas durante la intervención.

F E C H A	PUNTO	RESUMEN DE OPERACIONES.
12-16/III/75	1	Con equipo instalado 100%, se desmanteló aparejo de producción, recuperándolo 100%. Con unidad de alta presión Cepsa colocó tapón por circulación de 2853.0 a 2900.0 m., desalojando residuos de cemento, y se espera fraguado del mismo.
17/III/75	2	<p>Metió molino J.M. 3 1/2", 6 lastrebarrenas 3 1/8" con T.P. 2 3/8" 8 h, N-80, 4.7 lb/pie a 2853.0 m. probó efectividad de cemento, satisfactoriamente.</p> <p>Al sacar combinación 2 3/8", Piñón regular 2 3/8", caja 8 hilos y T.P., se quedó molino J.M. 3 1/2" y 6 - - Drill Collars de 3 1/8" con longitud de 54.82 m; quedando boca de - - pescado a 2798.18 m.</p> <p>Con caja 2 3/8" regular, piñón - - 2 3/8" regular y T.P. 2 3/8", 8 h, - N-80, 4.7 lb/pie a 2799.0 m., operó</p>

- tensionando con 29 toneladas, recuperando pescado 100%.
- 18-27/III/75 3 Efectuó disparos con unidad Schlumberger en el intervalo 2831.0 - - 2832.0 m., con pistola Super-Ion de 1 9/16"; efectuando cementación forzada en dicho intervalo con 5 toneladas cemento Apasco clase G, con las presiones siguientes:
- Presión de Inyección. = 140 Kg/cm2.
 Presión final = 245 Kg/cm2; circula exceso de cemento y espera fraguado.
- Al circular inverso se indujo el pozo, fluyendo aceite, gas y agua, - posteriormente aceite y gas con 30 Kg/cm2 por estrangulador de 1/4" -- quedando finalmente con 18 Kg/cm2 - por 1/4" con Aceite 32%, Agua 68% - de 70.000 ppm.
- 28/III/75 4 Con canasta, molino y escurridor bajó tapón de cemento y tomó Registro Radioactivo Gamma-Neutrón de -- 2840.0 a 2764.0 m.
- 9/IV/75
- 10/IV/75 5 Metió tapón EZ Drill SV 4 1/2", - - 13.15- 15 lb/pie a 2828.35 m., con T.P. 2 3/8" 8 h, N-80, 4.7 lb/pie -

- ancló y forzó cemento al intervalo 2831.0-2832.0 m. con presión de rug-
tura de 4000 lb/pg2, presión de in-
yección de 3000 lb/pg2 y presión fi-
nal de 360 lb/pg2.
- 11-15/IV/75 6 Metió Aparejo de producción sencill-
o en 8N y con pistola Scallop de
1 9/16", 4 c/m., abrió a producción
el intervalo 2821.0-2825.0 m.

Operó Inyección de gas con resulta-
dos negativos. Redisparó mismo in-
tervalo con Super Ion 1 9/16", 13 -
c/m y observó pozo sin fluir.
- 16-24/IV/75 7 Sondeó recuperando aceite y agua; -
operó inyección de gas desalojando
aceite y por falla del aparejo tomó
Registro de Presión de Fondo, resul-
tando esta de 296.0 Kg/cm2. Contro-
ló pozo con agua salada de 1.31 Kg/
cc., metió niple de aguja 2 3/8", -
T.P. 8h, N-80, 4.7 lb/pie y circuló
desalojando arena.
- 25-30/IV/75 8 Se procedió a armar cedazo H.S. y -
accesorios. Con tapón ciego 2 3/8"
a 2828.0 m; cedazo H.S. (2827.56- -
2818.14 m); cedazo corto 2 3/8" H.S.
(2753.52-2754.47 m) con 3 centrado-

res; junta soldadora Premesa - - -
(2 3/8") a 2743.17 m. Ajustó y an-
ció empacador con 3.5 toneladas de
peso.

El aparejo de producción quedó de
la forma siguiente:

Junta soldadora 2 3/8" Premesa 1-D
a 2743.17 m.; empacador Baker lock
Set 6 5/8" 24 lb/pie con conector
2 7/8" FL prod. 683-15 a 2733.0 m.,
camisa Camco "C" 2" abierta a - -
2724.07 m; 9 válvulas de BN Mc Mu-
rry de 2" a: 2586.6, 2368.6, 2155.9,
1931.0, 1696.0, 1434.6, 1155.9, --
831.6 y 469.7 m; calibradas a 655,
660, 670, 680, 690, 700, 710, 720
y 735 PSI respectivamente. T.P. --
2 3/8" 8h, N-80 4.7 lb/pie; bola -
colgadora E.P.N. 0508-1-A-HW7 x -
2 3/8".

Probó conexiones superficiales, sa-
tisfactoriamente. Desplazó agua sa-
lada por agua dulce; con línea de
acero Pemex calibró T.P. y con he-
rramienta OTIS cerró Camisa "C".

Operó inyección de gas, observó po-
zo a la atmósfera deslojando poco
flujo de agua sin presión con tra-
zas de aceite.

Desmantela el equipo quedando el pozo desalojando agua salada 100% con una Salinidad de 80 000 ppm.

VI.3.2.- REPARACION MAYOR No.2

Esta Reparación Mayor se efectuó por quedar operando el pozo con 100% de Agua salada después de la primera intervención mayor.

a) OBJETIVO: Aislar el intervalo actualmente abierto (3332.0-3349.0m) y abrir a explotación el intervalo (3064.0-3069.0 m), terminando el pozo con aparejo sencillo selectivo de B.N. Aislado entre empacadores los intervalos (2746.0-2752.0 m) semiobturado y 2821.0-2825.0 m. (abierto).

b) ESTADO DEL POZO:

MECANICO:

1.- E.M.R. al cabezal de 9 5/8". - - - - - 3.70m

2.- T.R.

Diámetro (Pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	De (m)	A (m)
6 5/8	N-80	24	0.00	186.38
6 5/8	J-55	24	186.38	1598.69
6 5/8	N-80	24	1598.69	2427.72
6 5/8	N-80	28	2427.72	2800.96
4 1/2	N-80	13.1	2759.20	3314.72
4 1/2	P-110	15.1	3314.72	3675.20

3.- Profundidad interior: 2828.0 m. tapón mecánico
EZ-Drill-SV de 4 1/2".

4.- Intervalo en explotación: 2821.0-2825.0 m.

5.- Aparejo de producción: Sencillo selectivo de
B.N.

6.- Empacador: Baker 415-01 modelo B de 4 1/2" --
tam. 22-DA-25 a: 2786.0 m. Camco -
Ih-2 de 6 5/8" 20-32 lb/pie a: --
2727.0 m.

7.- Accesorios: Camisa Premesa PA de 2 5/8" Cerrada
a: 2717.0 m.
6 válvulas Camco CP-3 para inyec-
ción de gas.
T.P. 2 3/8" 8h, W-80, 4.7 lb/pie.

8.- Instalaciones Superficiales: Arbol de válvulas
E.P.N. S-1500 T.S.

c) HORIZONTES CON POSIBILIDADES DE PRODUCCION.

Formación		Sw %	Ø %	Reserva m3
Cima	Base			
3064.0	3069.0 m	47	18	S/Determinar.

d) OPERACION:

F E C H A	PUNTO	SINTESIS DE LAS OPERACIONES
13-16/III/80	1	<p>Con equipo instalado 100%, depresio- nó pozo por T.R. y T.P., llena T.P. 2 3/8", 8h, N-8, 4.7 lb/pie con - agua. Calibra T.P. reconoce profun- didad interior 2828.0 m. Abrió cam- sa PA 2 5/8" a 2717.0 m.</p> <p>Desancló y sacó aparejo 100%, con ba- rrena 5 5/8", canasta 4 3/4", esca- riador 6 5/8" y T.P. 2 3/8" 8h, - W-80, 4.7 lb/pie, limpió de 2450.0 a 2745.0 m; verificó boca de Liner a 2759.0 m.</p> <p>Sacó barrena, canasta y esca- riador; mete Recementador 6 5/8", 24-28 y - T.P. 2 3/8", 8h, N-80, 4.7 lb/pie a 2732.0 m. donde ancló.</p>

- 17-20/III/80 2 Sacó Recementador y T.P.; Arma y me
te molino JM 3 1/2"; 12 DC-3 1/8" y
T.P. 2 3/8" 8h, N-80 combinada con
T.P. 2 7/8" 8h, 6.5 lb/pie, cali- -
brando con 2 1/4". Opera molino de
2786.0 a 2829.0 m. Sacó molino 100%
desgastado cambia molino y continúa
operación de moler hasta 3200.0 m;
saca molino.
- 23-24/III/80 3 Con T.P. combinada a 3180.0 m. colo
có tapón por circulación con unidad
de alta Dowell con 20 sacos de ce-
mento Cruz Azul al 0.3% de R-10, -
circulando inverso exceso de cemen-
to; sacó aparejo de cementación y -
espera fraguado.

Armó y metió molino 3 1/2", canasta
colectora 3 1/8", --escariador y 1/2"
y T.P. combinada 2 3/8" - 2 7/8" hag
ta 3100.0 m. donde tocó y probó ci-
ma de cemento con 5 toneladas de pe
so, satisfactoriamente.
- 25-26/III/80 4 Con molino JM 3 1/2", canasta 3 3/4",
escariador 4 1/2", T.P. 2 3/8" com-
binada con T.P. 2 7/8" y con unidad
de alta desplezó Lodo Bentonítico -
por agua salada de 1.16 gr/cc., lo-
gando circular con una presión de
4500 lb/pg2. Saca molino y acceso--

rios quebrando T.P. tramo a tramo.

27-30/III/80 5 Mete T.P. 2 3/8" franca por tramo, midiendo y calibrando hasta 2786.0m. Instaló árbol sobre rotaria. Con -- unidad de disparo, abrió el intervalo 3064.0-3069.0 m. con C.I. 1 - - 11/16", 13 c/m.

Circuló y acondicionó agua salada a 1.16 gr/cc. saliendo esta a 1.05 -- gr/cc por gasificación.

Aumentó densidad del agua y circuló estabilizando columna a 1.13 gr/cc.

31/III/80 6 Acondicionó y circuló lodo bentonítico de 1.22 gr/cc. por 55 segundos Marsh de Viscosidad observando flujo sin presión por la T.R.

9/IV/80

Circuló lodo de 1.30 gr/cc. por 45 segundos Marsh controlando pozo y - observandolo abierto sin manifestar.

Sacó T.P. 2 3/8" 8h, a 2650.0m donde suspendió por manifestación. Acondiciona lodo de 1.15 a 1.24 gr/cc. -- por 40 segundos Marsh.

Observó pozo abierto con poco flujo por T.P. y T.R.

Con lodo bentonítico de 1.32 gr/cc por 50 segundos Marsh continúa sacando T.P. hasta la superficie.

Con unidad de Geofísica bajó canasta calibradora de 3 5/8" sin poder pasar por boca de liner a 2759.0 m.

Mete molino 3 1/2" JM, canasta colectoras 3 3/4", escariador de 4 1/2", T.P. 2 3/8" 8h, combinada con T.P. 2 7/8", 8h, J-55 a 3025.0 m. - circula con Lodo Bentonítico de 1.30 gr/cc. por 50 segundos Marsh de viscosidad.

10/IV/80

7

Metió empacador permanente Baker 415-14 mod. DA tam. 22-DA-25 de 4 1/2", 11.6-16.6 lb/pie con soldador mecánico y T.P. 2 3/8", 8h a 2814.0 m. donde por resistencia sacó y metió molino, canasta y escariador hasta 3085.0 m. notando resistencia desde 2721.0 m. de hasta 8 toneladas.

19/IV/80

Sacó molino, canasta y escariador a la superficie. Metió y ancló empacador a 2995.0 m. con 8 toneladas de peso, 8 toneladas de tensión y 1500 PSI, de presión.

Mete aparejo sencillo selectivo de B.N., quedando sellos Multi-V 3 US a 2995.0 m; junta de Seguridad Camco 2 3/8" 8h a 2743.0 m; EMP. Baker M 8-1 6 5/8", 24-28 lb/pie con 4 toneladas a 2724.0 m; camisa Premesa PA abierta 2 3/8" a 2715.0 m. y 7 - válvulas de inyección de gas a: - - 2707.0, 2440.0, 2137.0, 1895.0, - - 1429.0, 1024.0 y 582.0 m; calibradas a 780, 770, 760, 750, 740, 725 y 710 PSI, respectivamente. T.P. -- 2 3/8", 8h, N-80.

Desmanteló preventor Cameron e instaló árbol de válvulas E.P.N. 2 3/8" T.S. S-1500 y con unidad de Línea - Pemex cerró camisa.

Observó pozo a la Bateria desalojando agua y aceite por B.N.

Comienza a desmantelar equipo, quedando pozo produciendo 30 m³/día., - de aceite, R.G.A. de 225 m³/m³ y 87% de Agua.

VI.3.3.- REPARACION MAYOR No.3

Debido a que el pozo se invadió de agua salada 100%; en Marzo de 1983 se cerró y como la producción acumulada (10095.0 m3) es menor a la reserva original (12773.0 m3) del intervalo 2746.0-2752.0 m., se determino intervenir el pozo con una tercera reparación mayor. La producción Acumy lativa del intervalo 3332.0-3349.0 m. fue de 61903 m3 de - aceite.

a) OBJETIVO: Obturar los intervalos 3064.0-3069.0 m. y 2821.0-2825.0 m., que se encuentran invadidos de agua salada y cementar el intervalo 2746.0-2752.0 m., para excluir el agua salada.

b) ESTADO MECANICO:

1.- E.M.R. referido al cabezal 9 5/8".	- - - 3.70 m
2.- Profundidad Total.	- - - - - 3765.0 m
3.- Profundidad Interior.	- - - - - 3100.0 m

4.- TUBERIAS DE REVESTIMIENTO:

Díámetro (Pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	De (m)	A (m)
6 5/8	N-80	24	0.00	186.38
6 5/8	J-55	24	186.38	1598.69
6 5/8	N-80	24	1598.69	2427.70
6 5/8	N-80	28	2427.70	2800.00
4 1/2	N-80	13.1	2759.00	3314.72
4 1/2	P-110	15.1	3314.70	3675.20

5.- Intervalo Productor: 3064.0-3069.0 m.

6.- Aparejo de producción:

7.- Empacador 415-01, 4 1/2" a: 2995.0 m.

8.- Válvula de Seguridad calibrada a 20000 lb a: -
2743.0 m.

9.- Empacador MR-1 6 5/8", 24-28 a: 2724.0 m.

10.- Camisa deslizable PA a: 2715.0 m.

11.- 7 válvulas de Inyección de Gas, distribuidos -
de la siguiente forma: 2707.0, 2440.0, 2137.0,
1895.0, 1429.0, 1024.0 y 582.0 m., respectiva-
mente.

12.- T.P. 2 3/8", N-80, 8h r.r.

13.- Arbol de válvulas E.P.N.-1500 T.S.

c) OPERACION.

F E C H A PUNTO SINTESIS DE LAS OPERACIONES

6-7/VII/83	1	<p>Con equipo instalado 100%, operó <u>lí</u> nea de acero:</p>
		<p>a) Bajando con muestrero de 1 3/4" a 2850.0 m. donde tocó resisten- cia (lodo).</p> <p>b) Tomó Registro de presión de fon- do estático de 0.00, 100.0, - - 200.0, 500.0, 1000.0, 1500.0, - 2000.0, 2500.0, 2665.0, 2725.0 y 2825.0 m., respectivamente.</p> <p>c) Abrió camisa PA a 2715.0 m.</p>
		<p>Con unidad de alta Dowell controló pozo con agua salada de 1.02 gr/cc, notando leve pérdida de fluido.</p> <p>Después de quitar medio árbol de -- válvulas E.P.N. S-1500 e instalar - preventor S-1500 tipo "U", desancló y recuperó aparejo sencillo selec- tivo de B.N. 80%, quedando de pesca do 93 m. de T.P. 2 3/8" y multi-V ; con Boca de Pescado a 2803.0 m.</p>
8-13/VII/83	2	<p>Probó cabezal y conexiones superfi- ciales con 210 Kg/cm². Metió T.P. - 2 3/8", 8h, N-80 canasta 4 3/4" y - escariador 6 5/8" a 2759.0 m. donde encuentra boca de Liner y circula -</p>

agua salada de 1.06 gr/cc.

Saca barreño, canasta y escariador a la superficie.

14-18/VII/83

3

Armó tapón Baker Mercury "K" - -
6 5/8", 17-22 lb/pie. Mete tapón K
anclandolo a 2756.0 m., detectando
boca de liner a 2759.0 m., sacando
soltador a la superficie.

Mete Recementador 6 5/8", T.P. - -
2 7/8", 28-32 lb/pie, anclandolo y
empacando a 2755.32 m. Tocó tapón -
K a 2756.25 m.; probó efectividad -
del mismo con 140 Kg/cm².

Sacó RM a la superficie y T.P. - -
2 7/8" tramo por tramo.

19/VII/83

4

Armó T.P. 2 3/8", 8h, en espera de
válvulas B.N.

Acondicionó aparejo sencillo de BN,
introduciendo, ajustando y anclando
lo; quedando:

Empacador KH-8 a: 2727.0 m. con 3 -
toneladas de peso.

Camisa C 2 3/8" cerrada a: 2717.0 m.

9 válvulas de BN IMPAMEX a: 2653.9,
2501.4, 2346.4, 2152.4, 1901.8, - -

1603.0, 1247.3, 901.0 y 498.7 m. Ca
libradas a: 740, 725, 715, 710, 700,

690, 680, 675 y 660 PSI, respectivamente.

T.P. 2 3/8", 8h, J-55 usada.

Quitó Bop. e instaló árbol de válvulas EPN-1500 T S 2 3/8" y con unidad propesa probó con 210 Kg/cm², - satisfactoriamente.

Instaló líneas a Batería y de inyección de gas; observa pozo a la batería por 8N desalojando agua salada con trazas de aceite de 1.03 gr/cc.

Con unidad de línea de acero tomó - Registro de gradiente de 0.00 a - - 2725.0 m.

Observa pozo desalojando poco gas.

Con Unidad de Geofísica redispara - el intervalo 2746.0-2752.0 m. con - pistola Scallop 1 9/16", 6 c/m.

Observa pozo a la batería desalojando agua y aceite.

Comienza a desmantelar equipo, quedando el pozo produciendo 13 m³/día de aceite, R G A de 352 m³/m³ y 0 % de Agua.

En la Fig. VI.3.3.1., se puede apreciar el estado mecánico actual del pozo.

ESTADO MECANICO ACTUAL DEL POZO EL GOLPE No.65

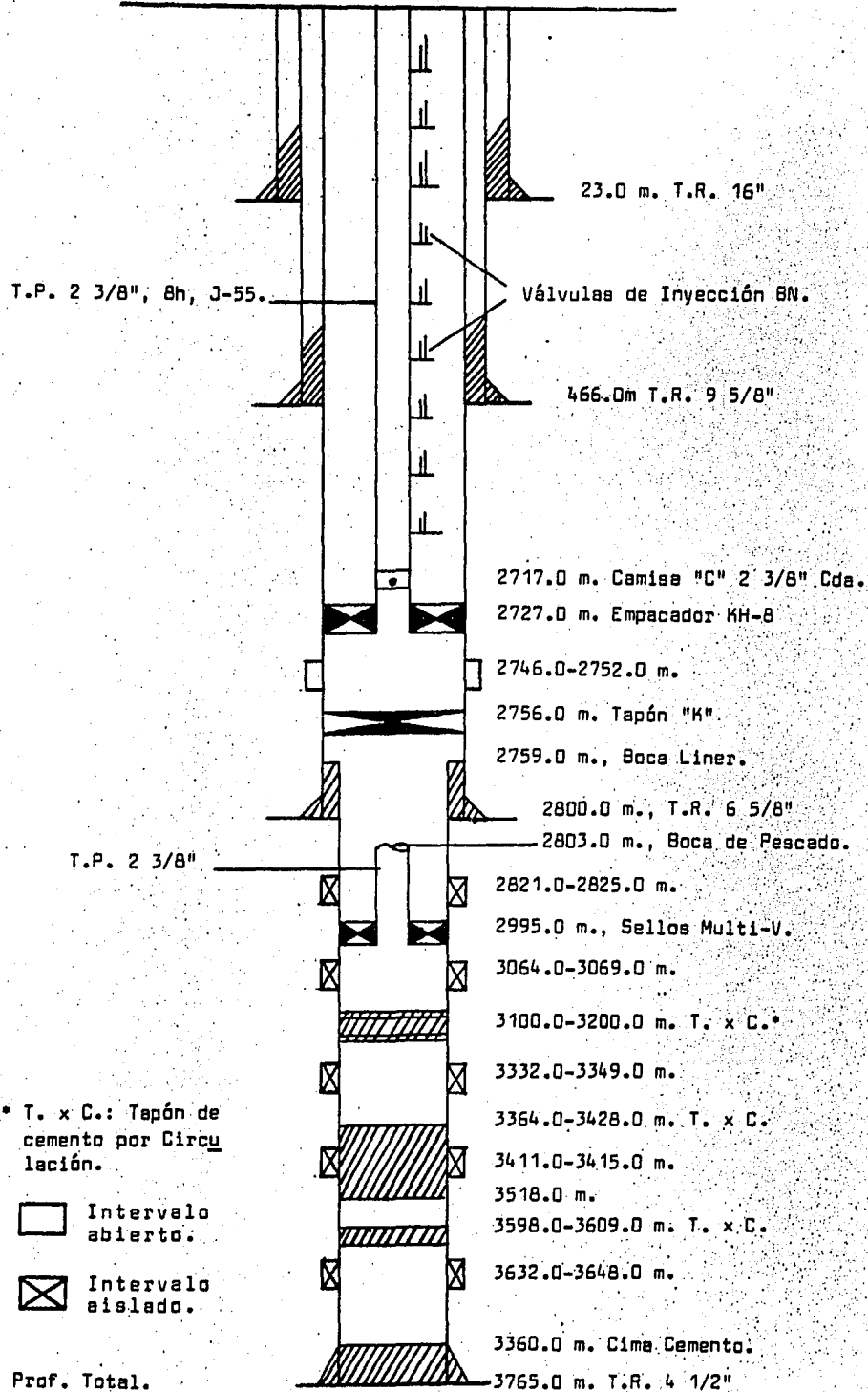


Fig. VI.3.3.1.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

- 1.- En la primera etapa del pozo, se cumplió con el programa establecido, alcanzandose los cuerpos arenosos del pozo No.51 pertenecientes a la formación Concepción Superior. No obstante ello, sólo uno resultó con impregnación de aceite y los restantes invadidos de agua salada.
- 2.- Dada la baja aportación de la arena abierta a producción (10095.0 m³ de Aceite), se decidió investigar las arenas productoras del pozo No. 62, profundizando para ello el pozo.
- 3.- Al igual que en la etapa anterior, en la siguiente se realizó el objetivo propuesto, además se determinaron otros horizontes susceptibles de explotación.
- 4.- En este pozo, así como en el campo, se encuentran arenas conteniendo aceite viscoso, que en determinado momento podrían ser explotadas con métodos artificiales de producción o mediante sistemas de recuperación térmica.

5.- Este campo se encuentra desarrollado totalmente, estando la mayoría de los yacimientos en una etapa muy avanzada de su vida por explotación primaria, con un valor de la presión de los mismos, inferior a la presión de saturación.

Por lo tanto, y con base en lo anterior, se ha programado la aplicación de energía externa para mejorar la recuperación del campo, mediante un Proyecto Integral de Inyección de Agua.

A N E X O S

- A.- REGISTROS GEOFISICOS
- B.- BARRENAS
- C.- FLUIDOS DE PERFORACION
- D.- ACCESORIOS SUPERFICIALES Y SUB-SUPERFICIALES
- E.- TUBERIAS EMPLEADAS EN LA PERFORACION, ACCESORIOS Y SUS FUNCIONES.
- F.- SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO
- G.- CEMENTACIONES Y ADITIVOS

A.- REGISTROS GEOFISICOS

Un registro Geofísico de pozo, es la representación gráfica o analógica de las propiedades físicas, del sistema roca-fluido, que se mide con respecto a la profundidad. Dichas propiedades son: la resistencia al paso de la corriente, radioactividad natural, transmisión de ondas - acústicas, respuesta de neutrones por efecto de contenido de hidrógeno y temperatura. Para detectarlas se utilizan instrumentos denominados sondas, las cuales son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy delicados.

A.1.- TIPOS DE REGISTROS GEOFISICOS.

Existe una gran variedad de Registros los cuales se pueden clasificar por el principio físico con que operan en: (3)

- 1.- Eléctricos
- 2.- Radioactivos
- 3.- Acústicos
- 4.- Térmicos
- 5.- Mecánicos

Ahora bien, por la propiedad física que detectan de una forma directa o indirecta, también se clasifican en:

- 1.- Resistivos
- 2.- Porosidad
- 3.- Mecánicos

Dentro de los Resistivos existe una variedad muy amplia que detectan resistividad a diferentes radios de investigación dividiéndose en:

a) Registros de Resistividad profunda.

- Eléctrico.
- Eléctrico enfocado.
- Doble eléctrico enfocado.
- Inducción.
- Doble de Inducción.

b) Registros de Resistividad Somera.

- Microeléctrico.
- Microenfocado.
- Proximidad.

Con respecto a los Registros de Porosidad se tiene los siguientes:

c) Registros de Porosidad.

- Sónico compensado.
- Radioactivo.
- Densidad compensado.
- Lateral neutrón.
- Neutrón compensado.

Así mismo, existen Registros dentro de los anteriores que pueden dar un indicio de la litología, aunque no la cuantifican, pero son de gran utilidad para detectar zonas de interés, estos son: El Registro de Potencial natural (SP) y el de Rayos Gamma Naturales.

Los Registros Mecánicos sirven para detectar anomalías en las capas o en las tuberías, uno de ellos es el Registro de Calibración.

Los factores que influyen en las respuesta de los Registros son:

- Litología.
- Porosidad.
- Contenido de fluidos.
- Diámetro del agujero.

A.2.- APLICACION DE LOS REGISTROS GEOFISICOS.

Hasta ahora los Registros Geofísicos de pozos tienen su mayor aplicación en el sector petrolero; son de utilidad también en Geohidrología, Minería y Geotécnia. La utilidad que tienen es:

- 1.- Correlación y límites entre capas.
- 2.- Diferenciación entre rocas duras y blandas.
- 3.- Localizar cuerpos permeables.
- 4.- Determinación de contactos agua-hidrocarburos.

- 5.- Determinación cuantitativa de porosidad e índice de saturación de fluidos.
- 6.- Determinación de la productividad del pozo.
- 7.- Pronóstico de fluidos a producir.
- 8.- Determinación de litología.
- 9.- Determinación de Porosidad secundaria.
- 10.- Delineamiento de características estructurales y sedimentarias.
- 11.- Determinación del volumen de arcilla.
- 12.- Pronóstico de la permeabilidad.
- 13.- Salinidad del agua de formación.
- 14.- Medida del diámetro del agujero.
- 15.- Determinación de la calidad de cementación.
- 16.- Determinación de daños a la tubería del pozo.
- 17.- Determinación de corrosión de tuberías.
- 18.- Localización de Coples.
- 19.- Medición de temperatura.
- 20.- Determinar el firme para cimentaciones.
- 21.- Localizar minerales metálicos y no metálicos.
- 22.- Localizar zonas con agua potable.
- 23.- Medición de gastos de fluidos.
- 24.- Simulación matemática de Yacimientos.

En general, estas son algunas de las aplicaciones de los Registros Geofísicos y dada la gran amplitud del tema, no profundizaremos más en ello.

B.- BARRENAS

La Barrena es una herramienta que se utiliza durante la perforación, para cortar las formaciones que se van --
 presentando, mediante un buen diseño de las mismas. ⁽⁵⁾

Las barrenas se clasifican en cuatro categorías:

- B.1.- Barrena de conos rodantes o barrena para roca.
- B.2.- Barrena de diamante.
- B.3.- Barrena de cola de pescado o de tipo de arrastre.
- B.4.- Otras barrenas misceláneas.

Los parámetros de diseño de una barrena son el ángulo de ataque del balero, excentricidad de los conos y el perfil del cono; los caules influyen en la acción de corte.

Existen ocho métodos independientes para seleccionar una barrena, estos son:

- 1.- Evaluación del desgaste de la barrena.
- 2.- Análisis de registros de barrenas.
- 3.- Análisis de registros de pozos.
- 4.- Cálculo de costos.
- 5.- Datos Sísmicos.
- 6.- Programas de computo.

- 7.- Propiedades del lodo.
- 8.- Tablas de tiempo geológico.

La Literatura Adicional Cuatro Más:

- a).- Catálogos general del producto.
- b).- Boletines de ventajas del producto.
- c).- Cartas o nomogramas de cooperación del producto.
- d).- Clasificación de la barrena según I A D C. (International Associates of Drilling Contractors).

B.1.- Barrenas de Conos Rodantes.

Fueron introducidas en los campos en 1909, para perforar formaciones duras. En 1930, la barrena de tres conos - fue diseñada con cortadores para varias formaciones en la variación de lo suave a lo duro, tipo abrasivo.

B.2.- Barrenas de Diamantes.

Es otro tipo de barrena con la diferencia de que puede ser tres ó cuatro veces más cara que las convencionales.

Se usan más ampliamente en la perforación profunda - en la que el costo de los viajes es máximo. En general -- las formaciones más duras se encuentran a mayores profundidades, de esto se derivan las ventajas de usar barrenas de diamantes. Las hay para tres grados de dureza en las - formaciones: suave, mediana y dura.

También este tipo de barrenas es usado para cortar - núcleos durante la perforación de los pozos que necesitan ser muestreados, sobretodo en los exploratorios.

B.3.- Barrena de Arrastre.

Fueron las primeras formas de barrenas desde cerca - del tiempo del eje Virador hasta los años 20's. Su uso es eficiente en formaciones no consolidadas superficiales y en la actualidad se usa para perforar el agujero donde se cementa la tubería conductora.

B.4.- Barrenas Misceláneas.

Entre éstas están la Simplex y la Diferencial, que - aunque no alcanzaron un auge grande, todavía se fabrican y se usan para propósitos especiales, tales como apertura de ratoneras en agujero de calibre completo, molienda de residuos en el agujero, etc.

C.- FLUIDOS DE PERFORACION

Existen varias clasificaciones de los fluidos de perforación; algunos de ellos toman como base la fase principal del sistema (agua o aceite) y otros los clasifican de acuerdo al material principal utilizado en su composición. A continuación se muestra una clasificación que toma en cuenta ambos criterios y además se adicionan el aire, el gas y las espumas, como fluidos de perforación. ⁽⁴⁾

C.1.- Lodos Naturales: No se necesita ningún acondicionamiento para su aplicación (bentonita y agua).

C.2.- Lodos Base Agua:

a) Lodos de Agua Dulce.

- Bajo PH.- de fosfatos (PH a 8.5).
- Quebracho-sosa.- (PH de 8.6 a 10.5).
- Cromolignosulfonatos.- (PH de 8.5 a 10.0)
- Alto PH.- (PH de 12.0 a 13.0).

b) Lodos Salados (monovalentes).

- Agua Salada no saturada.
- Agua de mar.
- Agua saturada de sal.

c) Lodos Cálcidos (polivalentes).

- Baja cal.
- Alta cal.
- De yeso.
- Cloruro de Calcio, acetato de calcio u. otros cationes polivalentes.

- d) Lodos de bajos sólidos.
- e) Lodos Emulsionados
- f) Lodos de silicato de Sodio.

C.3.- Lodos Base Aceite:

- a) Emulsiones inversas, 20 a 70% de agua en -
aceite.
- b) Lodos base aceite, hasta 5% de agua en - -
aceite.

C.4.- Aire o Gas:

Se usa en formaciones compactas que no presen-
ten altas presiones ni acuíferos.

C.5.- Espumas:

Es una mezcla de aire disperso en agua dulce
o salmuera que contiene una pequeña cantidad
de surfactante, se utiliza en pozos con baja
presión.

Cabe hacer notar que cada uno de estos tipos de flui-
do de control, está sujeto a clasificaciones mas especifi-
cas, de acuerdo a la propiedad característica del lodo o
su composición particular, así como su uso específico.

C.6.- Funciones de los Fluidos de Perforación.

Las funciones principales del lodo de perfora-
ción, son las siguientes:

- 1.- Arrastrar los recortes de la formación a la superficie.
- 2.- Controlar las presiones sub-superficiales.
- 3.- Enfriar y lubricar la Sarta de perforación.
- 4.- Limpiar el fondo del agujero.
- 5.- Ayudar a la evaluación de la formación.
- 6.- Proporcionar protección a la productividad de la formación.

C.7.- Propiedades Físico-Químicas de los Fluidos de Perforación.

Para que un lodo de perforación pueda cumplir con sus funciones, debe de tener ciertas propiedades, tales como:

- a) Densidad o peso Específico.
- b) Viscosidad.
- c) Filtración.
- d) PH.
- e) Resistividad.
- f) Estabilidad a la Temperatura.
- g) Poder de lubricación.
- h) Composición del lodo.

D.- ACCESORIOS SUPERFICIALES Y SUBSUPERFICIALES

La instalación del aparejo de producción y de sus -- componentes son parte de la terminación del pozo, siendo la función principal de este equipo el de poner en comunicación la formación productora con la superficie, en forma controlada.

Dentro del equipo superficial se encuentra El Arbol de Válvulas, que va conectado a la tubería de ademe en la parte superior, que al mismo tiempo que las sostiene, proporciona un sello entre las sartas y aunque no forma parte del aparejo de producción si proporciona un control sobre la producción. En la tabla siguiente D-1., se aprecian las normas que rigen en relación a la presión máxima de trabajo, prueba de presión hidrostática y serie correspondiente.

Table D-1.

Serie Correspondiente	Presión de trabajo (lb/pg ²)(Kg/cm ²)	Presión de Prueba (lb/pg ²) (Kg/cm ²)
300	720 50.70	1440 101.41
600	2000 140.85	4000 281.69
900	3000 211.27	6000 422.54
1500	5000 352.11	10000 704.23
2900	10000 704.23	15000 1056.34

Dentro de los equipos Subsuperficiales y que constituyen en sí el aparejo de producción, se encuentran:

- 1.- Tubería de Producción: Es el medio de conducción de los hidrocarburos; tiene los mismos parámetros de identificación que la tubería de Perforación. Se utilizan coples de rosca redonda de ocho hilos, teniendo estos las mismas características de los coples cortos rosca redonda de la tubería de perforación.

- 2.- Empacadores: Los empacadores proporcionan un cierre o aislamiento, entre la parte exterior de la T.P. y el interior de la T.R., para prevenir el movimiento de fluidos, debido a una presión diferencial en la parte superior o inferior del área de cierre o sellamiento. La constitución básica de un empacador es: Elementos sellantes, mandril de flujo o cuerpo, cono y las cuñas. Todos los tipos de empacadores están divididos en 3 grandes grupos:
 - a) Empacadores permanentes perforables.
 - b) Empacadores semipermanentes.
 - c) Empacadores recuperables.

- 3.- Niple de Asiento: Varían ampliamente en diseño y construcción, su función es la de alojar, asegurar y sellar dispositivos de control de flujo, tales como: Tapones y estranguladores de fondo,

válvulas de contrapresión, de Seguridad o de --
pie, que se instalan y recuperan por medio de --
línea de acero.

- 4.- Válvula de Seguridad: Están diseñadas para ce--
rrar un pozo, clasificandose en dos tipos: Auto
controladas y controladas desde la superficie.
- 5.- Estrangulador de Fondo: Se colocan con línea de
acero en la parte inferior del aparejo para es--
tabilizar la RGA producida, bajo ciertas condi--
ciones; controlar ritmos de producción, liberar
más gas en solución en el fondo del pozo, ha--
ciendo menos densa la columna de aceite e incremen
tando la velocidad de flujo.
- 6.- Válvula de Circulación: Permiten después de an--
clado el empacador, comunicar el interior de la
T.P. con el espacio anular de la T.R. la más --
usada es la camisa interior deslizable.
- 7.- Junta de Expansión: Su función es absorber las
contracciones y elongaciones de la T.P. debido
a tratamientos al pozo y a ritmos altos de pro--
ducción.
- 8.- Unidad de Sellos (Multi-V): Permite movimiento
de la T.P. en el momento que se tengan elonga--
ciones y contracciones; además forman un sello
entre la T.P. y el mandril de flujo del empaca--
dor.

- 9.- Junta de Seguridad: Se utiliza en terminaciones sencillas selectivas o bien en terminaciones dobles. Su función principal es la de desconectar la T.P. de los empacadores.
- 10.- Coples de Flujo: Su función es evitar erosión en la T.P. por turbulencia arriba del niple de asiento.
- 11.- Junta de Abrasión: Son Juntas protectoras que se colocan enfrente del intervalo productor, para oponer resistencia a la acción de chorro del flujo de la formación sobre el aparejo.
- 12.- Estrangulador Superficial: Se utilizan para el control de la producción en los pozos, regulando y manteniendo constante el gasto por un tiempo determinado, va colocado en el árbol de válvulas, en la línea de descarga.

E.- TUBERIAS EMPLEADAS EN LA PERFORACION, ACCESORIOS Y SUS FUNCIONES.

Inicialmente tenemos la tubería de Perforación, la cual -- conjuntamente con los lestrabarrenas, tiene la finalidad de -- transmitir peso y movimiento a la barrena así como conducir a -- través de su interior el fluido de control para mantener un cir- cuito cerrado del mismo durante la perforación de las diferen- tes formaciones.

Luego, tenemos las Tuberías de Revestimiento o Ademe, y -- que se clasifican como: (6)

TUBERIA CONDUCTORA.- La función de esta tubería es condu- cir o transportar el fluido de perforación a las presas de asen- tamiento y succión. Su longitud va desde 0.0 a 30.0 m., depen- diendo de las condiciones del terreno y se cimenta en toda su - longitud.

TUBERIA SUPERFICIAL.- Esta es la primera tubería que se in- troduce al agujero perforado, variando su profundidad desde -- 0.0 a 300.0 m., siendo sus funciones principales:

- a) Servir como base para las primeras conexiones de con- trol del pozo -preventores- y permitir continuar con - la perforación.
- b) Sostener -mediante cuñas- las siguientes tuberías de - ademe que se introduzcan al pozo.

- c) Aislar formaciones deleznableles y acuíferos superficiales. Se cementa en toda su longitud.

TUBERIA INTERMEDIA.- Es la segunda tubería de revestimiento que se introduce al pozo. Su profundidad varía desde 1500.0 a 4000.0 m., dependiendo de la profundidad del pozo; puede cementarse en toda su longitud. Sus funciones principales son:

- a) Aislar la formación perforada.
- b) Permitir elevar la densidad del fluido de control si es necesario, o en su caso disminuirla.
- c) Proteger la T.P. en caso de problemas.
- d) Anclar la siguiente tubería que se introduce al pozo.

TUBERIA DE EXPLOTACION.- Es la tercera tubería que se introduce al pozo, sus profundidades varían desde 3000.0 a 5000.0 m., dependiendo de los requerimientos del pozo o al área en particular; se cementa parcialmente y sus principales funciones son:

- a) Tener control del yacimiento por explotar.
- b) Explotar el pozo.
- c) Anclar herramientas.

TUBERIA CORTA O LINER.- Son diversos los motivos por los cuales se utiliza una tubería corta, cuyas funciones son:

- a) Evitar problemas en la perforación del pozo (pegadura de la tubería, pérdidas de lodo, etc.)

- b) Permitir incrementar la densidad del lodo en zonas geopresionadas o, en su defecto, disminuirla.
- c) Ademar agujeros que se perforan con menor diámetro, - por falta de capacidad del equipo o por la necesidad - de profundizar el pozo.

E.1.- ACCESORIOS Y SUS FUNCIONES:

Así mismo, junto con las tuberías de Revestimiento que se introducen al pozo es necesario que vayan acompañadas de los siguientes accesorios, para obtener una buena cementación.

- 1.- Zapata Guía: Es un dispositivo que tiene forma semiesférica para evitar que se atore durante su introducción, siendo su función principal la de guiar a la tubería dentro del pozo, Fig. E-1.
- 2.- Zapata Flotadora: Tiene la misma función que la zapata guía con la diferencia de que ésta previene el contraflujo del cemento, Fig. E-2.
- 3.- Cople Diferencial: Mediante este dispositivo se permite el llenado de la T.R., durante su introducción, - del fluido de control; de tal forma que el nivel dentro de la tubería es aproximadamente del 90% del espacio anular, Fig. E-3.
- 4.- Cople Flotador: Se emplea para retener los tapones de cementación, así mismo previene el contraflujo de cemento, Fig. E-4.
- 5.- Cople de Retención: Detiene los tapones de cementación, Fig. E-5.

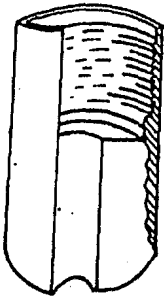


Fig. E-1 Zapata
Guía.

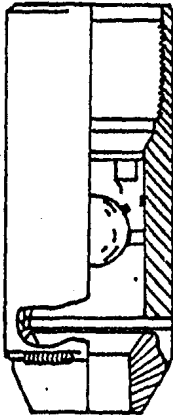


Fig. E-2
Zapata Flota
dora.

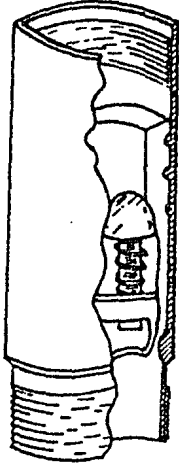


Fig. E-6 Cople
Diferencial.

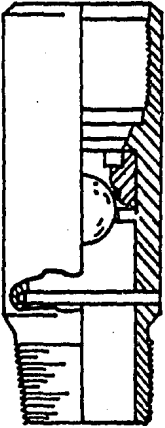


Fig. E-4 Cople
Flotador

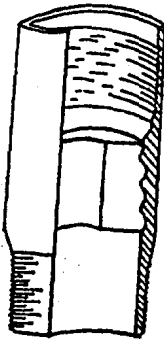


Fig. E-5 Cople
de Retención.

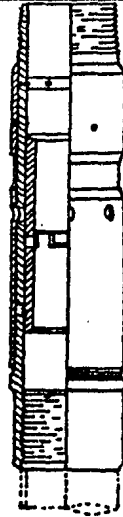


Fig. E-6 Cople
Multiple "DV" .

- 6.- Cople de Cementación Multiple-DV: Es una herramienta construida con alta presión diseñada para aplicarla en casi cualquier pozo. Su función es: las camisas - internas van alojadas dentro del cuerpo. La inferior o camisa de abertura cierra los orificios de la herramienta durante la circulación y el paso del cemento hacia la etapa inferior del trabajo. La camisa de cierre sella los orificios después de la terminación de la etapa superior. Fig. E-6.
- 7.- Centradores: Tienen como función centrar la tubería dentro del pozo, con la finalidad de obtener una mejor distribución del cemento.
- 8.- Raspadores: Tienen como objetivo limpiar (raspar) - las paredes del agujero para tener una mejor adherencia del cemento.
- 9.- Collarines: Tienen la función de impedir el desplazamiento vertical de los raspadores.

E.2.- FORMAS DE IDENTIFICAR LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCION.

Las características fundamentales para identificar y seleccionar tuberías de ademe o producción, cuando han perdido - las marcas o colores de fábrica, es mediante el troquel que cada tubo tiene en el extremo donde va la caja. El troquel o los colores indica las características siguientes:

- DIAMETRO.-** Exterior o Interior (el diámetro exterior no cambia aún cuando la tubería sea de diferentes pesos).
- GRADO.-** Especifica la composición del acero o el material con que está fabricado el tubo.
- RANGO.-** Es la longitud del tubo y hay tres tipos de rango. (0-7), (0-9), (0-11) m.
- PESO.-** Es el correspondiente a la unidad de longitud, ya sea en Kg/m o lb/pie.
- JUNTA.-** Es la unión o caja integral o con cople que tiene el tubo en uno de sus extremos.
Existen de dos tipos:
- a) Con Cople.
 - b) Sin Cople e Integral.
- DRIFT.-** Es lo que el fabricante recomienda como diámetro interior garantizado.
- ROSCA.-** Es el maquinado que se le hace a cada tubo en los extremos y los hay de varios tipos, tales como Redonda, Butress, Armco, Hydril y Mannesman; la diferencia de la rosca consiste en el ángulo.

E.3.- ESFUERZOS A LOS QUE ESTA SOMETIDA LA TUBERIA.

- 1.- TENSION: Este esfuerzo es ocasionado debido al peso del conjunto de tubos, encontrandose su máximo valor en la parte superior de la columna. Al diseñar una tubería se le asigna un factor de seguridad a la tensión que va de 1.5 a 1.8
- 2.- COLAPSO: Esfuerzo ocasionado por la presión que ejercen las formaciones sobre la tubería, hallandose su valor máximo en el fondo de la columna. El factor de seguridad usado en el diseño varía de 1.0 a 1.25.
- 3.- PRESION INTERNA: Presión que se ejerce en la pared interna de la tubería principalmente - cuando esta se somete al descontrol de un pozo, tratamiento de estimulación o durante la inyección de fluidos para la recuperación secundaria. Su factor de diseño esta dentro del rango de 1.1 a 1.125
- 4.- TORSION: Esfuerzo que se origina al tratar de recuperar una tubería atascada.
- 5.- FLEXION: Se tiene en pozos desviados, chuecos o no dirigidos.

F.- SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO.

F.1.- DESCRIPCION.

El sistema de Bombeo Neumático (BN) consiste en utilizar la energía contenida en el gas de inyección en forma de presión, que al penetrar en la tubería de producción eleva los fluidos producidos hasta la superficie. Lo anterior puede lograrse mediante dos formas diferentes, siendo estas:

F.2.- INYECCION DE GAS CONTINUA:

Consiste en inyectar gas a la columna de fluidos del pozo, para que ésta se haga menos densa y con una presión menor del yacimiento lleguen los fluidos a la superficie.

F.3.- INYECCION DE GAS INTERMITENTE:

Cuando se tienen pozos de baja presión de fondo fluyendo y poca aportación de hidrocarburos, se aplica éste método.

Para ello se permite que del yacimiento al pozo penetre determinada columna de fluido, luego por medio de un dispositivo (válvulas de Inyección) se permite que entre una gran cantidad de gas, la cual desplaza un bache de líquido hasta la superficie, esperándose de nuevo a que el pozo reponga su nivel original.

El sistema de Bombeo Neumático es aplicable a:

- 1.- Pozos que han declinado notablemente su producción.
- 2.- Pozos que tienen aún energía propia pero que se encuentran en periodos de transición y que al aerear - por un tiempo con gas la columna de fluido vuelven a normalizar su operación con buena producción.
- 3.- En pozos productores de gas, que en ocasiones presentan colgamiento de licuables, o condensados dando lugar a tapones que reducen considerablemente la producción de gas. Con BN intermitente se logra eliminar la anomalía anterior y restablecer las condiciones originales del pozo.

F.4.- VENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO.

- 1.- Flexibilidad en los rangos dentro de los que pueden operar con eficiencia como son: gasto líquido, pozos desviados con altas relaciones de gas líquido, materiales abrasivos, profundidad del pozo.
- 2.- Los gastos de operación son bajos y no se requiere de herramientas especiales para su operación.
- 3.- En nuestro país al manejar el gas una sola empresa -- (PEMEX), es factible la compresión y distribución de gas para un número grande de pozos, teniéndose un solo centro de compresión.

F.5.- DESVENTAJAS.

- 1.- Debido a que es necesario para este sistema contar con una fuente de gas a presión y además que el manejo de este sea en circuito cerrado con compresoras y ductos de transporte tanto de inyección como recolección de gas, resulta una desventaja que los pozos estén en una área alejada del suministro de gas, o que su número sea reducido.
- 2.- Se requieren altas presiones de gas y por lo tanto -- equipos de compresión y plantas de proceso y tratamiento de gas, por lo que para determinadas condiciones resulte incosteable su implantación.
- 3.- Las T.P., T.R. y transporte deben estar acorde a las presiones de operación necesarias para la operación de los pozos, lo cual puede no tenerse y ser un impedimento para la implantación del sistema en un área dada.
- 4.- Si no se puede tener un circuito cerrado de manejo del gas no se recomienda este sistema tanto por la pérdida de gas como de energía.

F.6.- TIEMPO DE OPERACION.

La práctica indica que un pozo convertido a BN puede operar continuamente sin fallas durante tres meses o dos años, dependiendo de circunstancias desfavorables como son la calidad del equipo subsuperficial (válvulas de inyección) y de la deposición de productos contenidos en los fluidos extraídos como son parafinas, carbonatos, etc.

G.- CEMENTACIONES Y ADITIVOS.

La cementación de un pozo, es la acción de fijar la tubería de revestimiento con las paredes del pozo; esto se logra mediante el mezclado de cemento con agua y algunos aditivos, formando una lechada que será desplazada a través de la T.R. y depositada en el espacio anular formado por la tubería y la pared del agujero.

Las funciones principales de una cementación primaria son:

- Proporcionar soporte a las tuberías por medio de la adherencia de éstas y el agujero.
- Controlar o nulificar el movimiento de fluidos; gas, aceite o agua, de tal forma que no ocasionen problemas durante la perforación y terminación del pozo.
- Evitar que las paredes del agujero se derrumben.
- Proteger la T.R. de la corrosión.
- Proporcionar una base firme para el soporte del equipo de seguridad en la superficie.
- Sellar o aislar zonas con pérdida de circulación.

G.1.- ANALISIS TIPICO DE UN CEMENTO (API) CLASE "G" O "H".

El porcentaje de cada componente que constituye un cemento de esta clase, se presenta a continuación:

Oxido de Calcio	CaO	64.77 %
Dioxido de Silicio	SiO ₂	22.33 %
Oxido de Hierro	Fe ₂ O ₃	4.10 %
Oxido de Aluminio	Al ₂ O ₃	4.76 %
Oxido de Magnesio	Mg O	1.14 %
Trioxido de Azufre	SO ₃	1.67 %
Oxido de Potasio	K ₂ O	0.54 %
Pérdida por ignición	--	0.54 %

G.2.- CLASIFICACION API DE LOS CEMENTOS UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

La industria petrolera emplea cementos con especificaciones marcadas por el Instituto Americano del Petróleo (API) según normas 10 A (API Standard 10 A). Dichas normas catalogan a los cementos de acuerdo a la siguiente designación:

CLASE A: Se emplea desde la superficie hasta profundidades de 1830.0 m. (6000.0 pies) (similar al Tipo I ASTM).

CLASE B: Se emplea desde la Superficie hasta profundidades de 1830.0 m. (6000.0 pies). Se requiere que sea resistente a la acción de los sulfatos en concentraciones moderadas y elevadas (similar al Tipo II ASTM).

CLASE C: Se emplea desde la Superficie hasta profundidades de 1830.0 m. (6000.0 pies); cuando las condiciones son requeridas para una --prematura resistencia y pueden ser normales o resistentes al ataque de los sulfatos.

CLASE D: Se emplea para profundidades de 1830.0 m. a 3050.0 m. (6000.0 - 10000.0 pies), a presión y Temperatura de medias a altas. Resistentes a la acción de los Sulfatos.

CLASE E: Se emplea para profundidades de 3050.0 m. a 4270.0 m. (10000.0 - 14000.0 pies), para alta presión y temperatura.

CLASE F: Se emplea para profundidades de 3050.0 m. a 4880.0 m. (10000.0 - 16000.0 pies), para presión y Temperatura extremas, deben ser para alta resistencia a la acción de los Sulfatos.

CLASE G: Se emplea para profundidades de 0.0 a - -
2440.0 m. básicamente, aunque con la adi--
ción de aceleradores o retardadores de fra-
gado, su uso se puede generalizar para -
cualquier tipo de presión y temperatura, -
así como para la acción de los sulfatos.

CLASE H: Su uso es Similar al de la Clase G. Pero -
su resistencia a la acción de los sulfatos
es moderada.

G.3.- APLICACIONES DE LOS CEMENTOS API.

Para una mejor aplicación de los diferentes tipos de los cementos API, se presenta la siguiente Tabla.

Clasificación API	Agua Requerida	Densidad de la Lechada. (gr/cm ³)	Prof. (m)	Temp. Estática. (°C)
A (portland)	23.36	1.87	0.0-1830.0	26.6-76.7
B (portland)	23.36	1.87	0.0-1830.0	26.6-76.7
C (resistencia prematura)	36.10	1.78	0.0-1830.0	26.6-76.7
D (retardado)	19.30	1.97	1830.0-3050.0	76.7-126.7
E (retardado)	19.30	1.97	3050.0-4270.0	76.7-143.3
F (retardado)	20.44	1.94	3050.0-4880.0	110.0-160.0
G (básico) *	23.36	1.87	0.0-2440.0	26.6-93.3
H (básico) *	19.30	1.97	0.0-2440.0	26.6-93.3

* Puede contener aceleradores o retardadores de fraguado.

G.4.- ADITIVOS PARA CEMENTO.

En la actualidad, los pozos en la industria petrolera cubren una variedad más amplia de profundidades y de condiciones de temperatura que en el pasado. Ello ha sido posible mediante el desarrollo de aditivos que modifican las características de los cementos utilizados.

Prácticamente, todos los aditivos de cementos que normalmente se usan son polvos que se han mezclado en seco con el cemento, antes de que éste sea transportado al pozo. No obstante, en caso necesario la mayoría de los aditivos pueden añadirse al agua para mezcla en el sitio de trabajo.

Dependiendo de la forma en que se seleccionan, los aditivos pueden afectar las características de los cementos en varias formas; tales como:

- 1.- La densidad puede variar de 1.20 gr/cc. a 3.0 gr/cc.
- 2.- La resistencia a la compresión puede variar de 200 lb/pg² a 20 000 lb/pg².
- 3.- El tiempo de fraguado puede acelerarse o retardarse, para producir un cemento que fragüe en poco tiempo o permanezca fluido hasta por 36 horas.

- 4.- La filtración del cemento puede disminuirse hasta 25 cc/30 minutos, cuando se mida con una criba de malla de 325 a una presión diferencial de 1000 lb/pg².
- 5.- Las propiedades de flujo pueden modificarse en una gran variedad.
- 6.- El cemento ya fraguado puede hacerse resistente a la corrosión (densificándolo o variando su composición química).
- 7.- Los reactivos para desarrollar fuerzas de gelatinosidad o materiales granulares, fibrosos o de escamas pueden añadirse para controlar las pérdidas de la lechada de cemento.
- 8.- La permeabilidad puede controlarse en pozos de bajas temperaturas por medio de la densificación.
- 9.- Pueden reducirse los costos, dependiendo de los requerimientos del pozo y de las características que se deseen obtener.
- 10.- El fraguado del cemento puede retardarse por medio del uso de yeso o de cloruro de sodio, o ambos.
- 11.- El calor de hidratación (calor liberado durante el proceso de fraguado) puede controlarse por medio del uso de arena, cenizas volátiles o bentonita en combinación con agua.

Los aditivos para cemento se clasifican de la forma siguiente:

- a) Catalizadores o aceleradores.
- b) Aditivos ligeros.
- c) Aditivos densificantes.
- d) Retardadores.
- e) Agentes de control en zonas de pérdida de circulación.
- f) Agentes de control de filtración.
- g) Reductores de fricción.
- h) Materiales especiales.

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

- 1.- Petróleos Mexicanos, Distrito Comcalcalco.
 - Departamento Ingría. Petrolera.
 - Departamento de Reparación y Terminación de Pozos.
 - Departamento Ingría. de Yacimientos.
- 2.- Geología de México, Tomo III. E. López Ramos.
- 3.- Análisis de Registros Convencionales, I M P
Ing. Alejandro Arrollo C.
- 4.- Tipos de Fluidos de Perforación y su control, I M P.
Ing. E. Peña O.
- 5.- Lecciones sobre perforación rotatoria unidad I, lec-
ción 2, Barrenas, I M P.
- 6.- Apuntes de Terminación de Pozos.
Ing. F. Garaicochea P., Ing. Miguel A. Benítez H.
- 7.- Apuntes del curso de Estimulación y Reparación de Po-
zos.
Ing. Oscar Arredola Roveló.