



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería  
Ciencias de la Tierra



HISTORIA DEL POZO CARDENAS 162  
CAMPO CARDENAS, DISTRITO  
COMALCALCO, ZONA SUR

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE;  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
LUIS ANTONIO VELAZQUEZ SANTIAGO



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## I N D I C E

CAPITULO		PAGINA
	I N T R O D U C C I O N	5
I	LOCALIZACION TOPOGRAFICA.	6
II	ANALISIS GEOLOGICO REGIONAL.	8
	1.- Cuenca Terciaria de Tabasco y Chiapas.	8
	2.- Geología del Sureste de México.	8
	3.- Repartición del Jurásico Superior.	9
III	ESTUDIO GEOLOGICO DEL CAMPO CARMENAS.	12
	1.- Columna estratigráfica y grado de alteración de las capas.	12
	2.- Interpretación Estructural y Significado geológico.	12
	3.- Recomendaciones.	13
	4.- Conclusiones.	14
IV	DATOS GEOLOGICOS Y COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO DEL POZO.	17
	1.- Columna Geológica.	17
	2.- Posición Estructural Geológica.	19
	3.- Localización.	19
	4.- Objetivo.	19
	5.- Tipo del Yacimiento.	20
	6.- Area del Yacimiento.	22
	7.- Tipo de Empuje existente en el yacimiento.	24
	8.- Análisis Cuantitativos de los Registros.	26
	9.- Resumen del análisis cuantitativo de los Registros.	28

## CAPITULO.

PAGINA.

	9.- Pruebas efectuadas en pozos vecinos.	30
	10.- Núcleos tomados en el pozo.	30
V	ANTECEDENTES GENERALES.	31
	a).- Nombre del Pozo.	32
	b).- Nombre del Campo.	32
	c).- Nombre del Distrito.	32
	d).- Ubicación del Pozo.	32
	e).- Coordenadas de referencia.	32
	f).- Localización.	32
	g).- Elevación del Terreno.	32
	h).- Fechas de Perforación.	32
	i).- Fechas de Terminación.	32
	j).- Equipo de Perforación usado.	32
	k).- Clasificación.	32
	l).- Intervención de Reparaciones.	32
VI	DATOS MECANICOS DEL POZO.	34
	a).- Profundidad máxima del pozo original.	34
	b).- Equipo de Perforación usado y características.	34
	c).- Registro de Barrenas y características de los lodos.	34
	c.1.- Lodo Bentonítico.	39
	c.2.- Lodo Lignosulfonato Emulsionado (L.S.E.)	40
	c.3.- Lodo de Emulsión Inversa.	40
	d).- Historia de Perforación del Pozo.	42
	e).- Resumen del material empleado en la distribución de la T.R.	48

CAPITULO.		PAGINA.
	e.1.- Para la T.R. 7 5/8" Corta y Complemento.	43
	e.2.- Para la T.R. 5" Corta y Stub.	48
	f).- Comentaciones realizadas.	50
	g).- Gráfica del avance de Perforación.	55
	h).- Historia de la Terminación del Pozo.	56
	i).- Historia de Producción.	58
	j).- Estado Mecánico del Pozo.	60
VII	PROGRAMA DE REPARACION MAYOR.	63
	1).- Objetivo	63
	2).- Estado actual del pozo.	63
	3).- Comentarios.	64
	4).- Conclusiones.	64
	5).- Programa operativo.	55
	6).- Producción que se obtuvo	65
	7).- Estado del pozo fluyendo con el estrangulados de 1/4".	66
	8).- Estado del pozo cerrado con el estrangulador de 1/4".	66
VIII	PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO.	67
	1).- Introducción	68
	2).- Recomendación del tratamiento.	70
	3).- Programa de fluidos.	71
	4).- Procedimiento de la operación.	73
XI	CONCLUSIONES.	
X	REFERENCIAS.	

CAPITULO.

PAGINA.

XI

A P E N D I C E

75

- 1.- Registros Geofísicos. 76
- 2.- Reporte de Núcleos tomados. 81
- 3.- Análisis de los lodos de perforación y  
barrenas. 84
- 4.- Accesorios y herramientas de uso común  
en las cementaciones de las T.R.
- 5.- Aditivos de ácidos utilizados. 92

## INTRODUCCION

Este trabajo fué hecho con el objeto de analizar y además de presentar todo el desarrollo que aquí se hizo, con el fin de extraer en forma correcta y racionalmente los hidrocarburos del Pozo Cárdenas #162, del Campo Cárdenas, Distrito de Comalcalco zona Sur, Estado de Tabasco.

La secuencia que se presentará para tal efecto es la siguiente:

- I.- Memoria descriptiva referente a la localización topográfica.
- II.- Estudio de la Geología Regional de provincia del Sureste - México.
- III.- Estudio Geológico del Campo Cárdenas.
- IV.- Datos Geológicos y comportamiento del yacimiento obtenidos a partir del avance de la perforación.
- V.- Antecedentes generales del pozo.
- VI.- Datos mecánicos del pozo, en su perforación y terminación así como su secuela de operación de cada uno y la obtención de los resultados en la producción de dicho pozo.
- VII.- La reparación mayor efectuada al pozo, programa operativo y los datos de producción obtenidos al término de la operación.
- VIII.- Fracturamiento realizado en el pozo.
- IX.- Conclusiones.
- X.- Referencias.
- XI.- Apéndice.

1).- LOCALIZACION TOPOGRAFICA:

Asignación:- El Pozo Cardenas #162 que se proyecta perforar com ---  
prende el predio denominado Tabasco #7 ubicado en les  
municipios de Cardenas y Huimanguillo del Estado de ---  
Tabasco y se delimita de la siguiente manera:

- Al norte con el predio Tabasco #6
- Al este con el predio Tabasco #10
- Al sureste queda limitado por el Rio Mezcalapa que sir  
ve de lindero con el Estado de Chiapas.
- Al oeste colinda y esta limitado con el predio Tabasco  
#4 y Tabasco #5.

La superficie aproximada de los terrenos de esta asigna-  
ción es de 60,000 hectareas.

Ubicación y Superficiado:

El Pozo Cardenas #162 quedo ubicado en terrenos del po-  
blado C-31 Plan Chontalpa, del Municipio de Huimanguillo Estado de  
Tabasco.

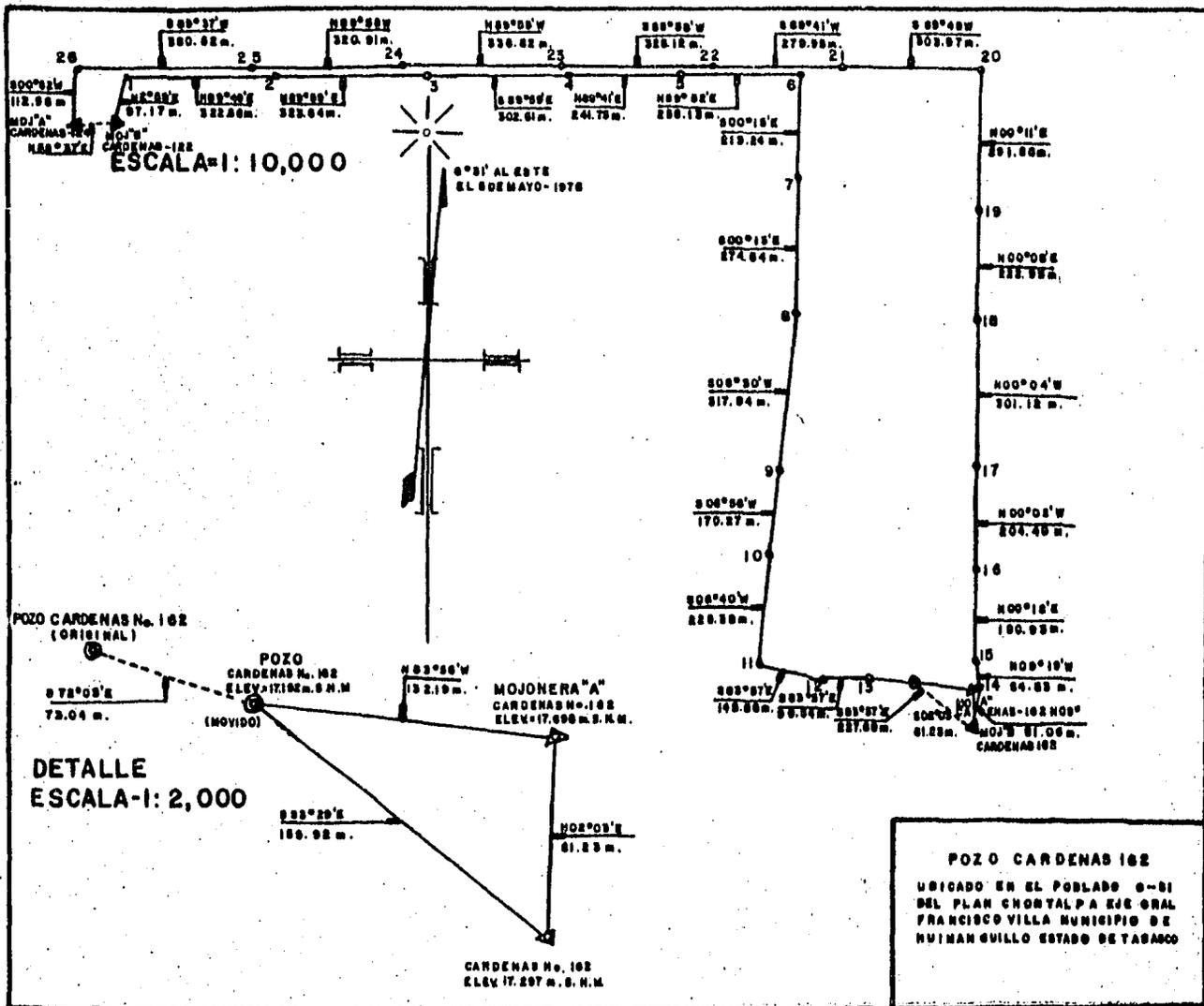
Localización:

El polígono abierto de localización del Pozo Cardenas ---  
#162, se apoyó en las mojoneras B y A testigos del Pozo #122 y sir-  
vió para ligar topográficamente las mojoneras A y B testigos del ---  
Pozo Cardenas #162 quedando este referido a las mismas como sigue:

A partir de la mojonera A se midieron 132.19 metros al N 83° 56' W para llegar a la estación del Pozo Cardenas #162 desde éste se midieron 159.92 metros al S 53° 29' E para llegar a la mojonera B viéndose por último al N 02° 03' E y midiéndose 81.23 metros para regresar a la mojonera A.

La declinación Magnética resultó ser 6° 31' al Este, la elevación del terreno en el lugar donde se localizó el pozo es de 17.19 metros sobre el nivel del mar, de la mojonera A de 17.69 metros y la mojonera B de 17.29 metros sobre el mismo horizonte.

No existe pozo localizado en perforación o productivo, ni instalaciones de especie alguna a distancia menor de 200 metros del pozo que se proyecta perforar.



## II.- ANALISIS GEOLOGICO REGIONAL

- 1.- CUENCA TERCIARIA DE TABASCO Y CHIAPAS.
- 2.- GEOLOGIA DEL SURESTE DE MEXICO.
- 3.- REPARTICION DE JURASICO SUPERIOR.

## II.- ANÁLISIS GEOLOGICO REGIONAL

### 1.- CUENCA TERCIARIA DE TABASCO Y CHIAPAS

Las edades de mayor producción de esta Cuenca obtenidas -- actualmente son: Jurásico Superior y del Cretácico Inferior, Medio y -- Superior.

En esta misma zona se presentan también, las relaciones estratigráficas, espesores de los sedimentos jurásicos, tanto de afloramientos jurásicos, como litofacies del Jurásico Superior; ( ver Fig.)

También se puede precisar el Anticlinal que existe en la -- parte de Reforma hacia el Norte de Depreciones Sinclinales de mucha consideración de las regiones de Comalcalco y Macuspana.

Existen zonas de fracturas y fallas desde Guatemala, Chiapas y el Sur de Tabasco que se encuentran detectadas segun mapas tectónicos hechos en esta area.

### 2.- GEOLOGIA DEL SURESTE DE MEXICO.

Esta provincia si no es la mejor, es una de las más importantes y de mayor interes del país, tanto desde el punto de vista económico, como Geológico es el centro de unión de diversos alineamientos tectónicos y para su estudio se dividió de la siguiente manera.

- Cuenca Terciaria del Sureste
- Tabasco e Istmo de Tehuantepec
- Sierra de Chiapas

Esta zona se encuentra geograficamente situada en una gran parte del SE de México, junto con la Plataforma de Yucatán-Campeche su colindancia es: Al Norte el Golfo de México, al Sur el Océano Pacífico, al Este la República de Guatemala y una linea aproximadamente Norte -

Sur al Oriente de Cd. del Carmen, Campeche; al Oeste las provincias de cuenca Sierra Madre del Sur, Antiplano de Oaxaca y Veracruz.

### 3.- REPARTICION DEL JURASICO SUPERIOR

En esta edad del Jurásico Superior en el Sureste de México se caracteriza mucho por la predominación de rocas clásticas (calizas arcillosas y margas) en la zona central, que esta incluida el area de Sitio Grande.

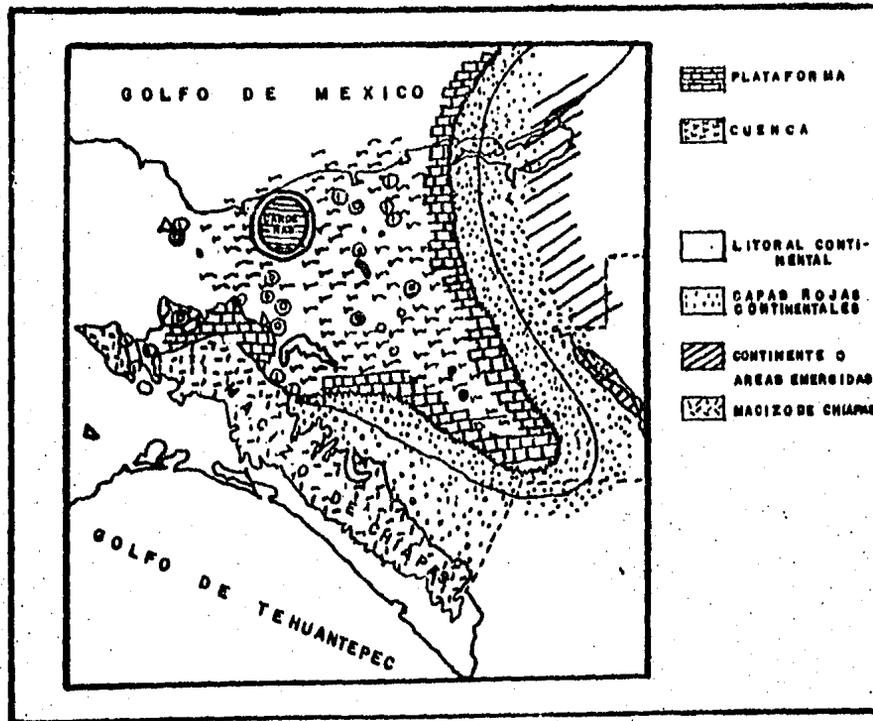
El Jurásico Superior (Tithoniano, Oxfordiano, Kimmeridgiano Calloviano). Esta se encuentra hecho de Mudstone de color café cremoso en lados fracturados finamente, que se juntan en ocasiones con mudstone de color cremoso y cuerpos de Packstone de color café claro y café con granos que varían de 1 a 3 mm, con manchas de aceite ligero.

Presenta 3 unidades bien definidas el plano estructural del Jurásico para Tabasco.

La primera unidad estructural es un gran sinclinal perteneciente a la región de Cárdenas - Comalcalco localizada hacia el Oeste en donde se encuentran rocas Jurásicas con una profundidad superior a los 6000 metros, la segunda zona estructural que también es un sinclinal corresponde a la Cuenca de Macuspana, donde pudo haberse desarrollado fallas de tiempo, estas dieron lugar a bloques subsidentes, principalmente en la Región de José Colomo y por lo consiguiente las profundidades que se deben encontrar las rocas Jurásicas son de aproximadamente 6000 metros. La tercera unidad estratigráfica es un Anticlinal, se extiende desde la región de Sabacuy al SW de Villahermosa hasta el norte del Alto Jalpa, Tabasco.

LITOFACIES DEL JURASICO SUPERIOR  
DEL SE. DE MEXICO  
TITONIANO-KIMM.

10



### III.- ESTUDIO GEOLOGICO DEL CAMPO CARDENAS.

- 1.- COLUMNA ESTRATIGRAFICA Y GRADO DE ALTERACION DE LAS CAPAS.
- 2.- INTERPRETACION ESTRUCTURAL Y SIGNIFICADO GEOLOGICO.
- 3.- RECOMENDACIONES.
- 4.- CONCLUSIONES.

### III.- ESTUDIO GEOLOGICO DEL CAMPO CARDENAS.

#### 1.- COLUMNA ESTRATIGRAFICA Y GRADO DE ALTERACION DE LAS CAPAS.

Con el análisis elaborado de núcleos de fondo de los pozos -- perforados, así como la descripción de muestras de canal y con la ayuda de los Registros Geofísicos Neutrón Compensado y de Densidad se hicieron estudios litológicos del JSK, JST, KI de la distribu -- ción existente de dolomías, partes poco dolomitizadas y de mudsto -- ne (caliza) con estas apreciaciones hechas se puede ver la predic -- ción del grado de dolomitización que se observa en el corte de los pozos en perforación y próximos a perforarse, así como la producci -- ón decaída que se tendrá en las partes dolomitizadas que son las -- que actualmente aportan hidrocarburos.

#### 2.- INTERPRETACION ESTRUCTURAL Y SIGNIFICADO GEOLOGICO.

Esta interpretación estructural fue hecha a partir del estudio sismológico estructural de la cima del Cretácico Inferior (KI) y siendo cambiados de acuerdo a la elaboración de las secciones -- estructurales y a la correlación existente entre los pozos; en donde se observó, la Cima del Jurásico Superior Kimmeridiano (JSK), -- Cima del Cretácico Inferior (KI), Cima del Jurásico Superior Titoniano (JST), con esto se deduce que el campo se encuentra sobre un anticlinal asimétrico de orientación NW, es afectado en el flanco -- SW por una falla inversa con Busamientos al NE, y algunas fallas -- normales con diferentes rumbos, que por lo consiguiente reparten la estructura en diversos bloques.

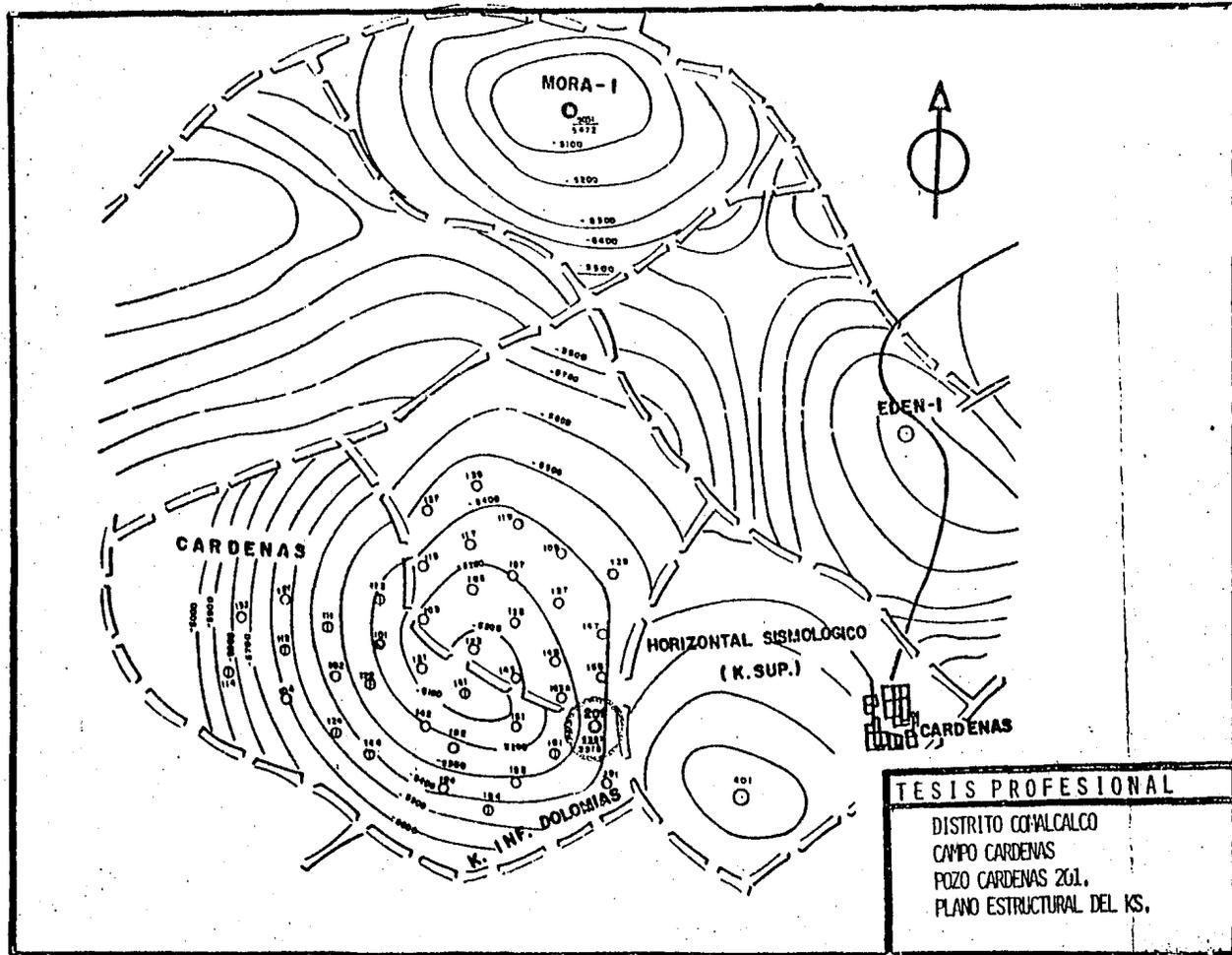
( ver plano estructural ).

### 3.- RECOMENDACIONES.

- a).- Las interpretaciones estratigráficas, litológicas y estructurales que aquí se presentan están hechas de la siguiente información:
- Producción acumulativa y actual de aceite, presión de fondo estática al plano de referencia (metros bajo la mesa rotaria).
  - Pruebas de producción y estimulación hechas.
  - Descripción litológica de núcleos
  - Cima de las formaciones en metros bajo la mesa rotaria (M. B.M.R.).
  - Espesor de las formaciones y su porcentaje de caliza y dolomitas.
- b).- Los aparejos de producción usaron tuberías de un diámetro mayor por lo que fue necesario un estudio que determinara el ritmo de extracción ó explotación así como la mínima distancia del intervalo disparado al contacto AGUA=ACEITE para evitar la conificación en el contacto.
- c).- La producción que se obtiene en este campo son formaciones con porosidad secundaria, también es determinante tomar registros de echados en todos los pozos, y obtener de estos los DCA, para determinar las zonas fracturadas.
- d).- En el campo Cardenas en los que se encuentran cambios de facies y la distribución de las formaciones productoras no siguen un sentido definido, el desarrollo deberá hacerse en forma estratégica antes que masiva.

#### 4.- CONCLUSIONES:

- e).- La actual producción del Campo Cárdenas se encuentran en rocas calizas dolomitizadas y en propias dolomías.
- f).- La formación JSK, en todos los casos se han encontrado dolomitizadas por lo que debiera alcanzarse en todos los pozos y con excepción de aquellos en los que por su posición estructural, dicha formación queden en zonas invadidas de agua.
- g).- En base a la información obtenidas de los registros de detección de anomalías de conductividad (DCA) se determinó que:
- No toda la zona Dolomitizada esta estructurada.
  - Las calizas presentan pocas posibilidades de tener porosidad secundaria.
- h).- La dirección del fracturamiento en los pozos analizados coinciden con los de las fallas cercanas a estos o con las del echado estructural.



IV.- DATOS GEOLOGICOS Y COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO DEL POZO CARDEÑAS #162.

- 1.- COLUMNA GEOLOGICA.
- 2.- POSICION ESTRUCTURAL GEOLOGICA.
- 3.- LOCALIZACION.
- 4.- OBJETIVO.
- 5.- TIPO DE YACIMIENTO.
- 6.- AREA DEL YACIMIENTO.
- 7.- TIPO DE EMPUJE EXISTENTE EN EL YACIMIENTO.
- 8.- ANALISIS CUANTITATIVO DE LOS REGISTROS GEOFISICOS TOMADOS DURANTE LA PERFORACION DEL POZO.
- 9.- PRUEBAS EFECTUADAS EN POZOS VECINOS.
- 10.- NUCLEOS TOMADOS EN EL POZO.

IV.- DATOS GEOLOGICOS Y COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO  
DEL POZO CARMENAS #162.

1.- COLUMNA GEOLOGICA:

FORMACION	CIMA (m.b.n.m.)
Paraje Solo	Aflora
Filisola	1300
Consepción Sup.	1730
Consepción Inf.	1810
Encanto	2000
Depósito	2050
Oligoceno	2900
Eoceno	3245
Paleoceno	4575
K.S. Mendez	4700
K.S. San Felipe	4900
K.S. Agua Nueva	5050
Cretásico Inf.	5085
Jurásico	5165
Profundidad Total	6000

- PARAJE SOLO (1120-1300).- Este intervalo muestreado consiste de granos de cuarzo blanco y verde, arena blanca de grano medio a --- grueso, con delgados horizontes de lutita gris claro, suave y frag--- mentos de moluscos.

**FILISOLA (1300-1730).**- En esta formación se encuentra representada con un desarrollo de arena, de color blanco y amarillo, grano medio a grueso y grava gris claro a verde, con intercalaciones delgadas de lutita gris verdosa laminar, arena y arenisca, gris claro, grano fino.

**CONSEPCION SUPERIOR (1730-1810).**- Aquí en esta formación consiste de lutita gris verdoso, pardusco y gris claro, suave a plástica, dura laminar; con intercalaciones de grava de cuarzo y arenisca, blanca y gris claro, de grano fino a medio, bien cementada.

**CONSEPCION INFERIOR (1810-2000).**- Se caracteriza por lutita gris claro a pardusco, suave a plástica y laminas; con intercalaciones de areniscas gris claro, de grano fino.

**ENCANTO (2000-2050).**- Esta constituida por lutita gris verdosa, dura, láminas, con pequeños horizontes de arena, gris claro de grano grueso.

**DEPOSITO (2050-3050).**- Este espesor es de lutita gris verdoso, suave a semidura, bentonítica; con capas delgadas de arenisca blanca, de grano fino, bien cementada; así como horizontes pequeños de bentonita, verde claro.

**OLIGOCENO (3050-3245).**- Compuesto por lutita gris clara, suave a semidura, calcárea, en partes bentonítica; con intercalaciones de arenisca gris claro, de grano medio compacto, ligeramente calcárea, así como delgados horizontes de bentonita verde claro.

**EOCENO (3245-4575).**- Es lutita gris claro a gris verdoso, láminas calcáreas y lutita café claro, suave, calcárea, se observan algunos cuerpos de brecha y bentonítica.

**PALEOCENO (4575-4700).**- Representado por lutita gris y café rojizo y suave a semidura. Aparecen hacia la base horizontal brechas, constituidas por mudstone blanco cremoso.

**K.S. MENDEZ (4700-4900).**- Aquí los sedimentos se observan ya calcáreos, predominando la marga café rojizo, con intercalaciones de mudstone crema.

K. S. SAN FELIPE (4900-5050):- Está formado por mudstone gris -- verdoso, compacto y mudstone crema, compacto, con porcentajes bajos de bentonita verde claro.

K. S. AGUA NUEVA (5050-5085):- Es un desarrollo de mudstone wackestone de bioclastos, crema a café cremoso, compacto, con microfrazuras selladas por calcita, asociándose pedernal blanco translúcido; así, como horizontes bentoníticos.

CRETASICO INFERIOR (5085-5165):- Compuesto por una secuencia de dolomías gris oscuro, gris claro y gris verdoso, microcristalina a -- cristalina, compacta, con fracturas selladas por calcita, con porcentajes bajos de mudstone dolomítico crema y bentonítica.

JURASICO (5165-6000):- Se caracteriza por dolomía gris oscuro, microcristalina o mesocristalina arcillosa, con fracturas selladas por dolonita con intercalaciones de pequeños cuerpos de mudstone crema, dolomítico, compacto, fracturado.

## 2.- POSICION ESTRUCTURAL GEOLOGICA:

Aproximadamente 100 metros más alto que el Pozo Cárdenas #101.

## 3.- LOCALIZACION:

Coordenadas Sistema Punta Gorda.

X = 79566.16

Y = -22220.65

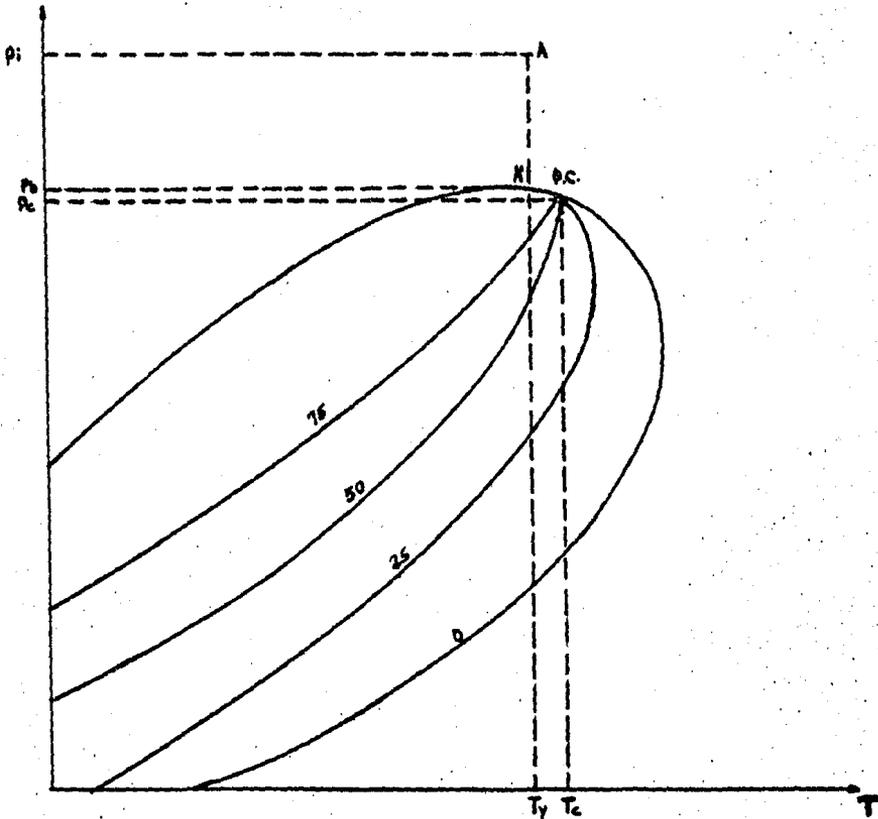
## 4.- OBJETIVO:

Encontrar producción comercial de hidrocarburos en las rocas carbonatadas del Cretácico, que son productoras de aceite en el Pozo Cárdenas #101 y las probables productoras del Jurásico.

### 5.- TIPO DEL YACIMIENTO:

El yacimiento en el cual se encuentra el Pozo Cárdenas #162 es de ACEITE VOLÁTIL, en la Fig. se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos conocidos como de aceite y gas disuelto de alto encogimiento o volátil. En él se observa que la temperatura de la formación-almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, que su punto crítico está cerca de la crincondensara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios. La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y que cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. Es obvio, que para este tipo de yacimientos la proporción de gases y líquidos en la producción se verá fuertemente influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación, así como por el número de etapas que se empleen, condiciones que se situarán siempre, en la región de 2 fases del diagrama. A manera de guía se puede decir que las relaciones gas-aceite que se obtienen de estos yacimientos están entre 200 y 1000  $m^3/m^3$ , y que los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente obscura, con una densidad entre 0.85 y 0.75  $gr/cm^3$  el contenido de licuables el el gas es fuertemente dependiente de las condiciones y etapas de separación y puede ser tan alto como 70 Bls/ $10^6$  p<sup>3</sup> o más. Como en el tipo anterior, puede tratarse de yacimientos bajo-saturados o saturados, dependiendo de si la presión en el yacimiento es mayor, igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos.

DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE ACEITE  
Y GAS DISUELTOS DEL ALTO ENCOGIMIENTO O VOLA-  
TIL.



Figura

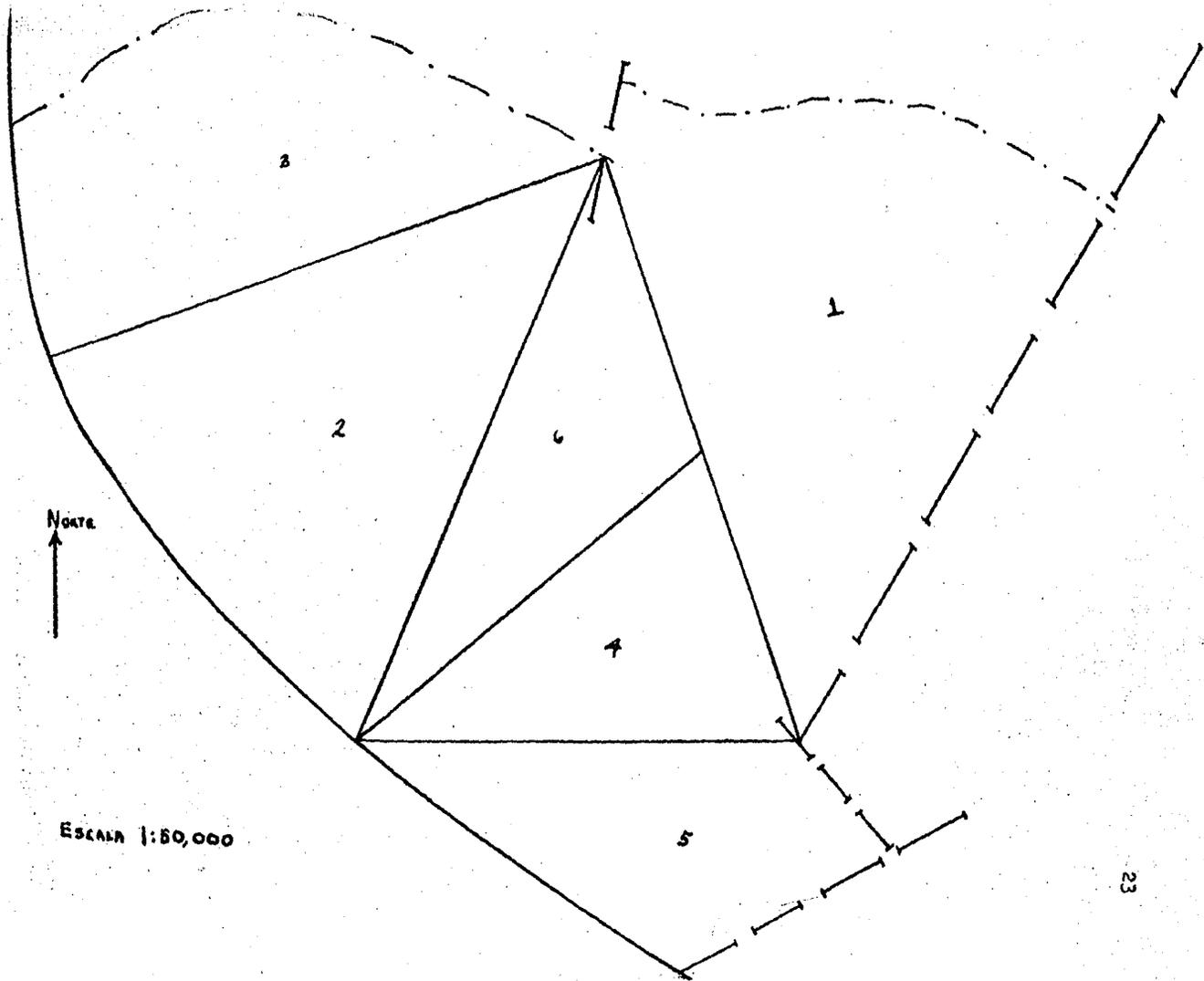
YACIMIENTO DE ACEITE VOLATIL:- Producen un líquido café obscuro -  
 con una densidad relativa entre 0.740 y 0.800 y con una relación gas -  
 aceite instantánea entre 200 y 1500  $\text{m}^3/\text{m}^3$ .

## 6.- AREA DEL YACIMIENTO:

El cálculo del area del Yacimiento Cárdenas se efectuó con la ayuda de un planímetro, por medio de un mapa estructural a escala 1:50,000 (Figura); el cual se dividió en partes para una correcta y exacta lectura que a continuación se describirá:

Lectura No. 1	=	8690	m <sup>2</sup>
"	No. 2	=	7950 "
"	No. 3	=	5920 "
"	No. 4	=	3550 "
"	No. 5	=	3120 "
"	No. 6	=	3070 "
			<hr/>
			32300 m <sup>2</sup>

Area Total del Yacimiento Cárdenas = 32300 m<sup>2</sup>.



## 7.- TIPO DE EMPUJE EXISTENTE EN EL YACIMIENTO .

### ES POR GAS DISUELTO LIBERADO:

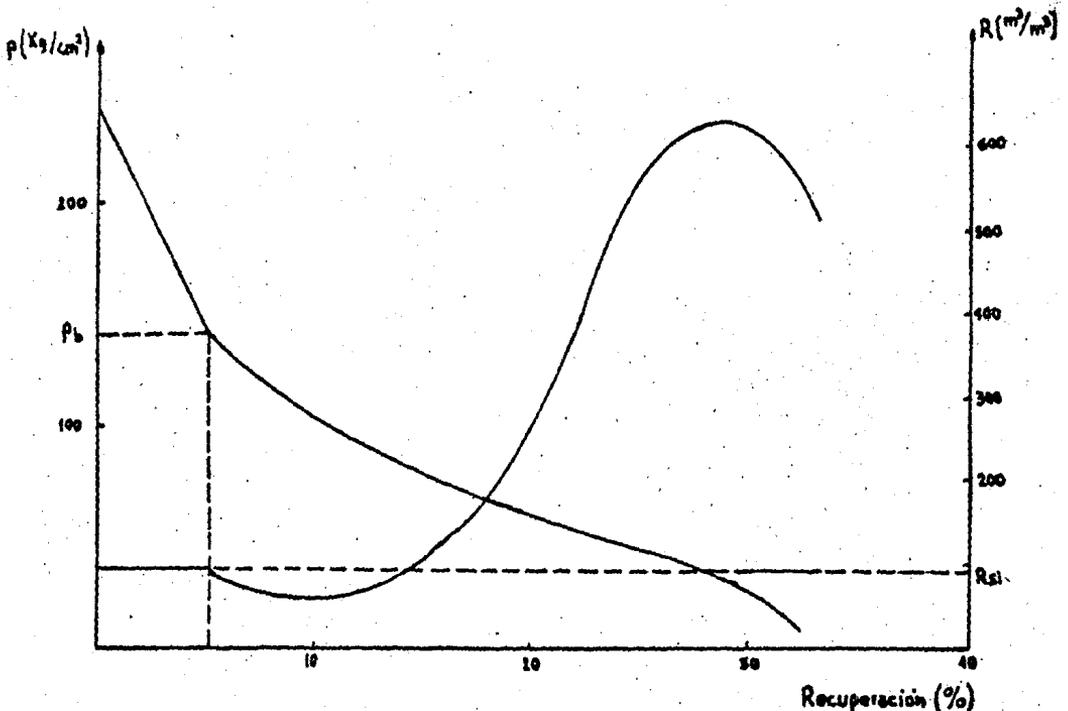
Este tipo de empuje se inicia en el yacimiento cuando el gas disuelto en el aceite alcanza la presión de saturación o burbujeo, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de GAS DISUELTO LIBERADO; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, si no que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos. La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica. Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta manera la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata.

Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Debido que éste mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por GAS DISUELTTO son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

En la figura ; se presenta gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite contra la recuperación o la producción acumulativa.

CURVAS DE VARIACION DE LA PRESION Y RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA PARA UN YACIMIENTO PRODUCTOR POR EXPANSION DEL SISTEMA Y POR EMPUJE DE GAS DISUELTTO LIBERADO.



**8.- ANALISIS CANTITATIVO DE LOS REGISTROS GEOFISICOS**  
**TOMADOS DURANTE LA PERFORACION DEL POZO.**

**8.1.- REGISTROS ANALIZADOS:**

Tipo	Símbolo	Fecha de Corrida	Intervalo (M.B.M.R.)
Inducción	I E S	17/XI/80	1003-3050
Desviación	D R	"	" - "
Calibración	Calib.	18/XI/80	1000-3050
Compresibilidad	C B L	1/XII/80	57-1200
"	"	11/XII/80	10-2010
Temperatura	Temp.	11/XII/80	50-2520
Inducción	I E S	21/I/81	3052-4792
Neutrón Comp.	C N L	22/I/81	3052-4790
Desviación	D R	22/I/81	3047-4791
Neutrón Comp.-Rayos Gama	C N L - G R	10/II/81	3050-5007
Inducción-MicroEsfer.	I E S - M S F L	10/II/81	3050-5007
Desviación-Sónico	D R - B G T	10/II/81	3050-5007
Inducción	I E S	19/IV/81	3048-4981
Neutrón Comp.	C N L	19/IV/81	3000-4980
Desviación	D R	20/IV/81	3048-4982
Sónico de Porosidad	B H C	20/IV/81	3048-4982
Compresibilidad	C B L	30/IV/81	2798-5007
"	"	5/V/81	50-2800
Temperatura	Temp.	6/V/81	50-2785
Rayos Gama Neutrón	R G N	7/V/81	1000-1709
Lito Dencidad-Neutrón Compesado-Rayos Gama	L D T-C N L-G R	13/VII/81	4980-5708
Doble Laterolog-Micro Esférico.	D L L-M S F L	13/VII/81	4980-5706

Tipo	Símbolo	Fecha de Corrida	Intervalo (M.B.M.R.)
Lito Densidad- Rayos Gama.	L D T-G R	13/VII/81	4834-5708
Microesférico- Rayos Gama.	M C F L-R G	13/VII/81	4980-5709
Sónico de Por.- Rayos Gama.	B H C- G R	13/VII/81	4981-5709
Desviación-Sónico	D R - B G T	13/VII/81	4980-5710
Doble Laterolog-Microesférico.	D L L - M S F	26/VII/81	5695-5908
Sónico de Por.-Rayos Gama.	B H C - G R	26/VII/81	5695-5910
Neutrón Compen.-Lito Densidad-Rayos Gama	C N L - L D T - R G	26/VII/81	4980-5910
Microesférico-Rayos Gama.	M S F L - R G	26/VII/81	5695-5908
Lito Densidad-Rayos Gama.	L D T - G R	26/VII/81	4980-5910
Desviación-Sónico.	D R - B G T	26/VII/81	5595-5911
Doble Laterolog-Microesférico.	D L L - M S F	26/VII/81	5695-5910

( Para mejor información ver apéndice ).

8.2.- RESUMEN DEL ANALISIS CUANTITATIVO DE LOS REGISTROS.

Formación	Intervalo (M.B.M.R.)	h (m)	$\beta$ (Frac.)	$S_w$ (Frac.)	$lh$ ( $m^3/m^2$ )	Predicción
J.S.Th.	5344-5367	9	0.01	0.17	0.07	Acete
"	5368-5373	2	0.01	0.12	0.02	Acete
"	5377-5380	1	0.02	0.13	0.02	Acete
"	5387-5388	1	0.02	0.09	0.02	Acete
"	5390-5391	1	0.01	0.31	0.01	Acete
"	5392-5393	1	0.03	0.07	0.03	Acete
"	5395-5404	5	0.02	0.09	0.09	Acete
"	5414-5420	4	0.02	0.15	0.07	Acete
J.S.Kim.	5426-5451	17	0.01	0.18	0.14	Acete
"	5458-5475	12	0.01	0.27	0.09	Acete
"	5475-5495	16	0.01	0.22	0.12	Acete
"	5495-5506	9	0.01	0.18	0.07	Acete
"	5515-5544	26	0.01	0.29	0.18	Acete
"	5548-5553	7	0.02	0.15	0.12	Acete
"	5553-5566	10	0.01	0.28	0.07	Acete
"	5566-5580	7	0.01	0.31	0.05	Acete
"	5580-5605	18	0.01	0.17	0.15	Acete
"	5606-5630	18	0.01	0.18	0.15	Acete
"	5630-5650	18	0.01	0.18	0.15	Acete
J.S.Kim.	5650-5665	14	0.02	0.15	0.24	Acete
"	5665-5680	6	0.01	0.23	0.05	Acete
"	5680-5686	6	0.02	0.20	0.10	Acete
"	5690-5700	7	0.01	0.18	0.06	Acete
"	5700-5703	2	0.02	0.08	0.04	Acete

Formación	Intervalo (M.B.M.R.)	h (m)	$\phi$ (Frac.)	Sr (Frac.)	lh (m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> )	Predicción
J.S.Kim.	5704-5705	1	0.01	0.15	0.01	Acete
"	5708-5734	20	0.01	0.15	0.17	Acete
"	5740-5743	2	0.01	0.15	0.02	Acete
"	5744-5746	2	0.02	0.08	0.04	Acete
"	5750-5751	1	0.01	0.15	0.01	Acete
"	5755-5758	2	0.01	0.15	0.02	Acete
"	5760-5761	1	0.03	0.06	0.03	Acete
"	5765-5767	2	0.01	0.21	0.02	Acete
"	5769-5805	23	0.01	0.15	0.20	Acete
"	5806-5825	12	0.01	0.15	0.10	Acete
"	5829-5834	4	0.01	0.21	0.03	Acete
"	5838-5844	3	0.01	0.19	0.02	Acete
"	5847-5858	6	0.01	0.24	0.05	Acete
"	5860-5865	3	0.01	0.15	0.03	Acete
"	5868-5874	3	0.01	0.15	0.03	Acete
"	5875-5876	1	0.01	0.15	0.01	Acete
"	5877-5880	1	0.01	0.15	0.01	Acete

9.- PRUEBAS EFECTUADAS EN POZOS VECINOS:

Pozo	E.M.R	Inter. Pro . (M.B.M.R.)	DATOS INICIALES			DATOS ACTUALES	
			Aceite (m <sup>3</sup> /día)	R.G.A. (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Agua (%)	Aceite (m <sup>3</sup> /día)	R.G.A. (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
182	26.18	5785-5745	131	310	0.0	630	310
142	26.47	5801-5816	583	212	0.0	380	310
		5727-5767					
		5635-5590					
144	29.89	5790-5815	315	294	0.0	490	310
141	26.33	5650-5605	430	319	0.0	400	310

10.- NUCLEOS TOMADOS EN EL POZO CárDENAS #162.

Núcleo #	Fecha	Formación	Intervalo	Recuperación	
1	5/VI/81	K.S.A.N.	5050-5059	2.3 mts.	25.6%
2	6/VI/81	K.S.A.N.	5059-5065	5.3 "	88.0%
3	14/VI/81	K.S.A.N.	5145-5147	1.5 "	75.0%
4	16/VI/81	Cretásico Inf.	5147-5154	7.0 "	100%
5	29/VI/81	J.S. Th.	5348-5353	5.0 "	100%

COMENTARIOS GENERALES:

Para el análisis cuantitativo se utilizó una salinidad de 105,-  
000 partes por millón tomadas del Pozo Cárdenas #133 Núcleo 1.

( Para mejor información ver apéndice ).

**V.- ANTECEDENTES GENERALES**

- a).- Nombre del Pozo
- b).- Nombre del Campo
- c).- Nombre del Distrito
- d).- Ubicación del Pozo
- e).- Coordenadas de Referencia
- f).- Localización
- g).- Elevación del Terreno en metros sobre-  
el nivel del mar.
- h).- Perforación
- i).- Terminación
- j).- Equipo de Perforación usado
- k).- Clasificación
- l).- Intervención de Reparaciones

- a).- Nombre del Pozo: Cárdenas #162
- b).- Nombre del Campo: Cárdenas
- c).- Nombre del Distrito: Comalcalco, Zona Sur.
- d).- Ubicación del Pozo: Terrestre
- e).- Coordenadas de Referencia:
  - Sistema Punta Gorda
  - X = 79566.16
  - Y = -22220.65
- f).- Localización: Aproximadamente 100 metros más alto que el --  
Pozo Cárdenas #101.
- g).- Elevación del Terreno en Metros sobre el Nivel del Mar:
  - Mesa Rotaria: 26.993 metros
  - Terreno: 17.192 metros
  - Profundidad Total: 5900 metros
- h).- Perforación:
  - Inicio, 10 de Octubre de 1980
  - Termino, 30 de Julio de 1981
- i).- Terminación:
  - Inicio, 17 de Diciembre de 1981
  - Termino, 18 de Enero de 1982
- j).- Equipo de Perforación Usado: Permargo #2
- k).- Clasificación: 5-5-1; Pozo productor de Aceite y Gas; Con  
producción inicial de: Aceite, 906 m<sup>3</sup>/día; RGA, 310 m<sup>3</sup>/día.
- l).- Intervención de Reparaciones:
  - Se efectuó una Reparación Mayor

**VI.- DATOS MECANICOS DEL POZO.**

- a).- PROFUNDIDAD MAXIMA DEL POZO ORIGINAL.
- b).- EQUIPO DE PERFORACION USADO Y CARACTERISTICAS.
- c).- REGISTRO DE BARRENAS Y CARACTERISTICAS DE LODOS USADOS.
- d).- HISTORIA DE PERFORACION DEL POZO.
- e).- RESUMEN DEL MATERIAL EMPLEADO EN LA DISTRIBUCION DE LA T.R.
- f).- CEMENTACIONES REALIZADAS.
- g).- GRAFICA DEL AVANCE DE LA PERFORACION.
- h).- HISTORIA DE LA TERMINACION DEL POZO.
- i).- GRAFICA DE LA PRODUCCION OBTENIDA DEL POZO.
- j).- ESTADO MECANICO DEL POZO.

**VI.- DATOS MECANICOS DEL POZO**

- a).- Profundidad máxima del pozo original: 5008 metros; pozo - único con agujero original desviado a 3964.0 metros, profundidad total desarrollada en el pozo desviado: 6000 mts.
- b).- Equipo de perforación usado y características:
- Permargo #2
  - Marca: Sky - Brewster
  - Mástil Marca: Sky - Brewster; altura, 43.31 metros.
- c).- Registro de barrenas y características de lodos usados:

Barrenas:- En vista de que las características de la — formación, se requiere de un tipo de barrena que combine distintos factores de diseño; el conocimiento de estos - factores de diseño y de su aplicación en los distintos - tipos de barrenas es importante para obtener una mejor - selección y evaluación de las barrenas; en la siguiente tabla se observa las barrenas utilizadas en la perforación, así como su tipo, metros perforados y horas de trabajo.

Barrena Número.	Diámetro de barrena (pg).	Tipo	Metros Perf.	Hrs. de Trabajo
1	30	ALAS	50	12
2	20	1-1-1	50	7
3	14 3/4"	"	367	16
4	"	"	716	34
5	"	"	950	50
6	22	111	300	15
7	"	"	650	20

Número de barrena.	Diámetro de barrena (pg).	Tipo	Metros Perf.	Hrs. de Trabajo
8	22"	111	679	24
9	"	"	56	2
10	"	"	217	16
11	"	"	270	26
12	"	"	6	2
13	14 3/4	1-1-1	311	16
14	"	"	497	25
15	"	"	113	6
16	"	"	302	25
17	"	"	160	8
18	"	"	461	24
19	"	"	511	28
20	"	"	49	5
21	"	"	199	20
22	"	"	56	7
23	"	121	168	27
24	"	"	179	28
25	"	"	55	5
26	"	"	169	28
27	"	"	165	21
28	"	"	41	9
29	"	"	68	16
30	"	"	82	20
31	"	"	64	11
32	"	"	120	18
33	9 1/2	121	38	6
34	"	"	645	34
35	"	"	296	17
36	"	"	118	7

Número de barrena.	Diámetro de barrena (ps).	Tipo	Metros Perf.	Hrs. de Trabajo.
37	9 1/2	121	406	27
38	"	"	77	13
39	"	"	110	25
40	"	"	79	22
41	"	"	37	13
42	"	"	50	19
43	"	"	30	15
44	"	"	33	18
45	"	"	40	20
46	9 7/16	183	91	42
47	"	"	133	63
48	"	"	159	81
49	"	"	180	93
50	"	"	197	105
51	"	"	179	85
52	9 1/2	211	29	16
53	9 7/16	183	3	3
54	9 1/2	211	24	17
55	"	"	34	25
56	"	"	22	16
57	"	"	13	21
58	"	"	2	4
59	"	131	7	15
60	"	211	5	11
61	"	"	8	20
62	9 7/16	VCB-2	17	18
63	"	"	40	41
64	"	"	62	60
65	"	"	87	82
66	"	"	104	100
67	"	"	134	134

Número de Barrena.	Diámetro de Barrena (pg).	Tipo	Metros Perforados.	Hrs. de Trabajo.
68	9 7/16	VCB-2	141	143
69	"	"	156	164
70	"	"	164	176
71	"	"	172	187
72	"	"	189	209
73	"	"	197	221
74	"	"	3	5
75	"	"	8	17
76	9 1/2	131	15	5
77	.."	121	56	8
78	"	"	148	20
79	"	131	202	29
80	"	121	151	23
81	"	131	54	20
82	"	"	63	24
83	"	211	15	15
84	"	"	22	24
85	"	"	20	16
86	"	"	23	20
87	"	"	21	16
88	9 7/16	LEN-748	9	9
89	"	211	36	30
90	"	"	59	50
91	"	"	83	70
92	"	"	105	91
93	"	"	118	103
94	"	"	143	123
95	"	"	162	143
96	"	"	186	165
97	"	"	204	183
98	"	"	36	32

Número de barrena.	Diámetro de barrena (pg).	Tipo	Metros Perforados.	Hrs. de Trabajo.
99	9 7/16	211	60	52
100	"	"	83	73
101	"	"	104	92
102	"	"	123	107
103	"	"	147	127
104	"	"	176	150
105	"	"	199	172
106	"	"	221	191
107	"	"	236	204
108	"	"	3	4
109	"	"	25	25
110	"	"	47	46
111	"	"	50	50
112	"	"	574	22
113	9 3/2	131	723	27
114	"	"	744	20
115	"	"	2	9
116	"	"	109	17
117	"	211	140	20
118	6 1/2	131	39	5
119	"	"	72	8
120	"	"	3	3
121	"	"	14	11
122	"	"	52	33
123	"	"	67	43
124	"	OBM-31	9	7
125	"	"	3	3
126	6 7/16	53	15	14
127	6 1/2	537	9	3
128	"	"	9	2
129	"	"	6	7

Número de Barrana.	Diámetro de barrana (PE).	Tipo	Metros Perforados.	Hrs. de Trabajo.
130	6 1/2	537	38	31
131	"	"	59	52
132	"	"	80	81
133	"	"	2	5
134	6 7/16	527	7	15
135	6 1/2	"	47	39
136	"	"	77	62
137	"	"	100	80
138	"	"	2	2
139	"	"	28	24
140	"	"	47	40
141	"	"	75	64
142	"	"	94	81
143	6 7/16	OMM-31	1	2
144	"	"	5	10
145	"	"	28	22

( Para mayor información ver apéndice )

CARACTERISTICAS DEL LODO:

1.- LODO BENTONITICO:- Son fluidos de agua dulce sin ningún contaminante, ideales para perforar a bajo costo muchos pozos se preparan mezclando Bentonita y agua, aproximadamente un saco de bentonita por metro cúbico de agua, aunque siempre depende de la calidad de arcilla, y es durante la perforación cuando las formaciones arcillosas incorporan cierto porcentaje aumentando el volumen de fluido. Las adiciones continuas de agua dispersan las partículas arcillosas manteniendo la viscosidad requerida, si no -- fuese por la necesidad de mayores densidades o un control más -- riguroso del filtrado.

Estos fluidos pueden usarse en profundidades mayores de los ---  
1,800 metros.

2.- LODO LIGNOSULFONATO EMULSIONADO ( L.S.E. ):- Este lodo es el resultado de la mezcla de agua, aceite y lignosulfonatos; el --- lignosulfonato actua como dispersante y agente de control de --- filtrado; éste fluido se aplicó de 645 - 3050 mts. Por ser una zona de lutitas ligeramente hidrófilas; la Degradación de éste lodo se inicia a los 190°C; la densidad de éste lodo varió de --- 1.18 a 1.80 gr/cc.

3.- LODOS DE EMULSION INVERSA:- Es un lodo en el cual el agua --- esta en forma de gótas finamente dispersas en el aceite formando la fase discontinua siendo el aceite la fase externa o c n--- tina; este lodo se aplicó de 2904 - 5900 mts. Lo cual es una --- zona de presiones anormales con lutitas altamente hidrófilas y su densidad varió de 1.38 a 2.00 gr/cc.

( Para mayor información de los fluidos ver apéndice ).

En la siguiente gráfica se muestra la densidad del lodo contra la profundidad.

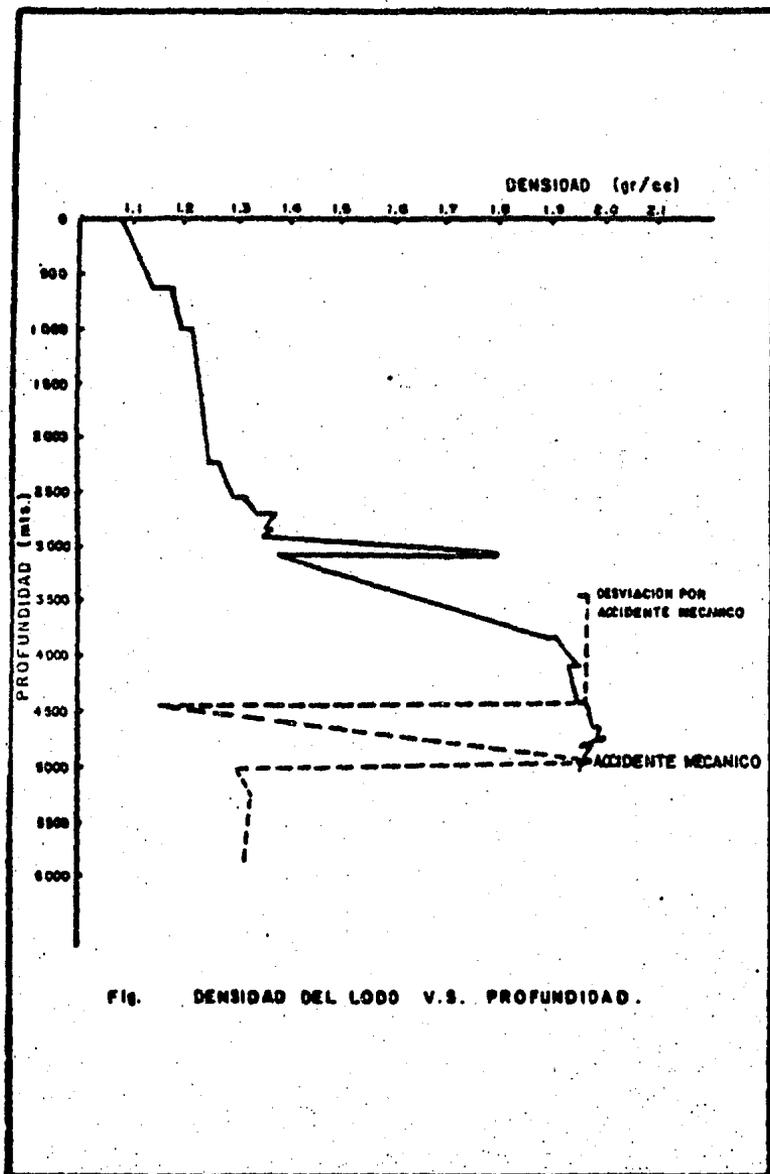


Fig. DENSIDAD DEL LODD V.S. PROFUNDIDAD.

d).- HISTORIA DE PERFORACION DEL POZO CARDENAS #162.

Esta historia de perforación se resume en cuatro etapas que son las siguientes:

PRIMERA ETAPA:

Con barrena 22" perforó a 50 metros. Amplió agujero de 22" a 30" a 50 metros. Sacó a superficie. Metió y cementó conductor de 24" a 50 metros, con 25 toneladas de cemento tipo II al 2% de A-6, densidad de la lechada = 1.85 gr/cc. Velocidad de desplazamiento = 80 bl/min. de agua, sin salir cemento a superficie. Presión final de desplazamiento ( P.F. ) = 14 kg/cm<sup>2</sup>. Lodo Bentonítico 1.08 gm/cc.

Agujero de 22" a 1006 metros. Lodo L.S.E. 1.08 a 1.20.

Con barrena 14 3/4" perforó a 1000 metros. Con barrena 22" - amplió agujero de 50 a 1000 m. y perforó a 1006 m. Metió T.R. 16" J-55, 84 lb/ft a 1003 m. y cementó con 60 toneladas de cemento tipo II al 1.5% de A-2, 0.3% de D-13 y 0.3% de D-6 y 40 ton. de cemento tipo II al 0.2% de H5-D. Presión de desplazamiento = 34 kg/cm<sup>2</sup>. no se alcanzó presión final. Descargó presión a 0 kg/cm<sup>2</sup>, checando equipo de flotación satisfactoriamente.

Colocó anillo de cemento entre T.R. 16" y conductor 24" con 20 toneladas de cemento.

SEGUNDA ETAPA:

Agujero de 14 3/4" de 1006 a 3050 metros.

Lodo: Lignosulfonato Emulsionado ( L.S.E. ) de 1.20 a 1.38

Con barrena 14 3/4" perforó a 2513 metros. Donde circuló por salir lodo gasificado bajando densidad a 1.30 - 1.12 gr/cc. durante 45 minutos, aumentó densidad de 1.30 a 1.32 gr/cc. Perforó a 2680 m. donde suspendió por pérdida parcial de 10 m<sup>3</sup> de lodo de 1.42 gr/cc. Sa-

có a 2132 m. Bajó densidad a 1.38 gr/cc. Llenó pozo con 8 m<sup>3</sup>. de lodo - de 1.38 gr/cc. abatiéndose el nivel. Sacó a 1000 m. (zapata 16"). Llenó pozo por espacio anular (E.A.), observando abatimiento de nivel (1 me--tro en 60 minutos). Circuló estabilizando columnas a 1.37 gr/cc. Sacó a superficie. Con barrena metió a 2050 m. rompiéndose circulación cada 5 lingadas, observando niveles con pérdida parcial de 8 m<sup>3</sup> de lodo de 1.37 gr/cc. Preparó 30 m<sup>3</sup>. de lodo 1.37 gr/cc. Con obturante granular medio (20 kg/m<sup>3</sup>) metió a 2826 m., resistencia. Bombeó 30 m<sup>3</sup>. de lodo con obtu--rante observando circulación franca durante el bombeo, suspendió mismo quedando el nivel estático. Sacó a 1003 m. (zapata), observó nivel en el pozo manteniéndose estático. Acondicionó 35 m<sup>3</sup> de lodo de 1.27 gr/cc. --- Metió a 2816 m. Circuló sin pérdida. Repasó resistencia hasta 2826 m. -- donde observó pérdida total de circulación con 35 m<sup>3</sup> de lodo. Llenó pozo por espacio anular abatiéndose lentamente ( D= 1.30 gr/cc ). Levantó a - 1000 metros. Preparó 40 m<sup>3</sup>. de lodo de 1.30 gr/cc. con 40 kg/m<sup>3</sup> de obtu--rante granular medio y 5 kg/m<sup>3</sup>. de obturante Sello Automático (S.A.). -- Metió barrena a 2816 m. (resistencia). Circuló, perdiendo 6 m<sup>3</sup>. de lodo Repasó circulación de 2816 a 2818 m. En repetidas ocasiones por notarse fricción, perforó a 3050 m. donde suspendió por notar quiebre en la ve--locidad de penetración. Tomó Registro de Inducción, Desviación de 3050 - a 1003 m. Metió T.R. 10 3/4" P-110, 60.7 y 55.5 Lb/ft a fondo, cementó--primera etapa con cemento tipo II<sup>1</sup>, densidad de 1.65 a 1.90 gr/cc. Pre--sión de Desplazamiento = 42 kg/cm<sup>2</sup>, Presión Final = 105 kg/cm<sup>2</sup>. Lanzó tor--pedo y abrió cople de cementación multiple tipo "G" a 1132.92 m. Con --- 105 kg/cm<sup>2</sup>. Circuló y observó flujo por espacio anular, el volumen en --presas se incrementó 10 m<sup>3</sup>, y bajó la densidad de 1.38 a 1.35 gr/cc. Ce--rró pozo y observó presión en la T.R. de 7 kg/cm<sup>2</sup> en 1 hora. Aumentó --- densidad al lodo a 1.44 gr/cc. Circuló a través del cople "G" emparejan--do a 1.38 gr/cc. Con pérdida parcial de 20 m<sup>3</sup> de lodo. Cementó T.R. --- 10 3/4", segunda etapa con 60 toneladas de cemento y densidad de 1.55 a 1.85 gr/cc., Observando pérdida parcial y Presión Final = 88 kg/cm<sup>2</sup>, ---

Checó cierre del cople "G" esperó fraguado y abrió preventor sin -- observar flujo. Instaló cabezal 10 3/4" y Conexiones Superficiales, probó con 350 kg/cm<sup>2</sup>, por 30 minutos satisfactoriamente. Probó T.R. a 1130 con 120 kg/cm<sup>2</sup>, por 30 minutos. Rebajó cople "G" y metió a 2993 m. probó T.R. con 100 kg/cm<sup>2</sup>, por 30 minutos, rebajó a 3041 m. y probó con 100 kg/cm<sup>2</sup> satisfactoriamente. Tomó Registro Sónico de Cementación de 1200 a 0 metros.

TERCERA ETAPA:

Agujero de 9 1/2" de 3050 a 4980 metros.

Lodo: Emulsión Inversa de 1.90 a 2.00 gr/cc.

Con barrena de 9 1/2" perforó normal a 3813 m. y tomó Registro -- Sónico de Cementación y de Temperatura, de 0 a 2500 m. Notó presión en -- la T.R. = 16 kg/cm<sup>2</sup>. Flujo por fuera del conductor de 24", 15 lts/mín. -- Colocó tapón por circulación a 3130 m. con 8 toneladas de cemento tipo -- II, Presión de Desplazamiento = 63 kg/cm<sup>2</sup>, Presión Final = 42 Kg/cm<sup>2</sup>. -- Q = 4.5 bls/mín., observó circulación normal. Sacó a superficie esperó -- fraguado, metió y tocó tapón a 3010 m. Rebaja cemento a 3040 y probó tapón con 65 kg/cm<sup>2</sup>, por minuto. Metió empacador recuperable (RTTS) a 3040 metros. Efectuó prueba de admisión sin éxito, por no admitir con 80 ---- kg/cm<sup>2</sup>. durante 30 minutos. Sacó empacador a superficie, rebajó cemento a 3075 m. Con empacador RTTS a 3040 m. efectuó prueba de admisión, bombeó 5 bls. con 80 kg/cm<sup>2</sup>. y observó 15 minutos. Descargó regresando mismo volumen. Sacó RTTS a superficie, metió barrena y perforó a 4610 m. -- donde observó torción y fricción en la sarta, quedando atrapada; con ---- circulación normal, trabajó con 40 toneladas sobre su peso quedando libre. ( se perforó con flujo de agua de 13 lts/mín. y P.T. R= 0 ), perforó a 4652 al sacar la sarta a 3 m. Observó fricción, quedando atrapada -- trabajó la sarta con 40 toneladas, con éxito; perforó a 4669 m. quedando nuevamente atrapada, ( P T.R. = 24 kg/cm<sup>2</sup>, Flujo = 15 lts/mín.) trabajó con 40 toneladas sobre su peso con éxito perforó a 4687 metros..

Al levantar para estabilizar, quedó atrapada, trabajó con 40 sobre su peso y 60 amperes de torsión. Logrando despegar, sacó a superficie - metió barrena 9 1/2", amplio agujero a 4987 m. y perforó a 4716 m. Arma barrena de diamantes de 9 7/16" y perforó a 4919 m. Sacó a superficie - por fuerte torsión, metió barrena 9 1/2" y perforó a 4775 m. sacó por - cambio de barrena, metió nuevamente y circuló, observando pérdida parcial de 20 m<sup>3</sup> de lodo y abatimiento lento del espejo. Circuló acondicionando lodo a 1.95 gr/cc y emparejó columnas sin observar pérdida, bajando densidad de 1.93 gr/cc. Aumentó densidad a 1.96 gr/cc y observó pozo sin pérdida. Perforó a 5008 m. tomó Registro de Inducción, Neutrón Compensado, Desviación y Calibrador de 5007 a 3050 mts. Metió T.R. 7 5/8" efectuó preparativos para cementar, al estar circulando observó pérdida de presión de 1000 a 700 psi y de peso de 152 a 130 ton. Bombeó 200 gal de diesel regresando 5 lts., a preventor cerrado probó circulación inversa con 21 kg/cm<sup>2</sup>, desalojando bache de diesel, sacó T.R. a superficie y al sacar el último tramo observó piñón mal maquinado, se recuperaron 1179.46 mts. de T.R. Metió barrena a 4026.80 donde tocó boca del pez circuló y sacó a superficie, metió corta-tubo 16 mts., dentro de la T.R. 7 5/8", metió pescante a 3997 mts. encontrando resistencia franca sacó a superficie quedando como segundo pez cuñas del pescante. Con T.R. franca a 4024 mts., colocó tapón por circulación con 10 ton. de cemento sacó a superficie, metió barrena a 3907 mts., donde checó cima de cemento del tapón, rebajó a 3963 mts. Armó dyna drill. (desviador) e inició a desviar y perforó a 3959 mts. tomó desviación 2° 15' metió barrena libre a fondo y perforó a 4930 con desviación de 2° 15', perforó a 4980 m. sacó a superficie y tomó Registro Sónico de porosidad, de Inducción, - Neutrón Compensado, desviación con calibrador de 4980 a 3000 mts. Metió liner 7 5/8" a 4980 m. y lo cementó con 100 ton. de cemento tipo II, densidad de la lechada de 1.98 gr/cc., Presión de Desplazamiento = 126 kg/cm<sup>2</sup>, no alcanzó presión final, sacó T.P. a superficie, metió barrena y rebajó cemento de 2031 mts. a 2805 mts. metió escareador a 2805 mts.

y sacó a superficie, tomó Registro Sónico de Cementación con detector - de cople y efectuó disparos a 1150 - 1151 mts., efectuó prueba de admisión con  $50 \text{ kg/cm}^2$ , sin admitir, colocó tapón por circulación con 7 ton. de cemento, metió barrena a 1514 donde checó cima de tapón, probó con - 10 ton. de peso y  $40 \text{ kg/cm}^2$ , sacó a superficie y metió empacador RTTS a 1125 mts., inyectó  $20 \text{ m}^3$  de lodo a través del intervalo disparado, --- gasto inicial,  $1 \text{ bl/min}$ ,  $P=70 \text{ kg/cm}^2$ , observó ligero escurrimiento por --- T.R.  $1\frac{1}{2}"$ , repitió operación inyectando  $25 \text{ m}^3$  de lodo con idénticos resultados, descargó 20 bls. de lodo, sacó empacador RTTS a superficie --- metió retenedor de cemento mercury a 1100 mts. y cementó con 60 ton. al llevar 30 bls., se observó abatimiento de presión de  $100 \text{ kg/cm}^2$ , sin incrementarse nuevamente, Presión Final =  $0 \text{ kg/cm}^2$ , efectuó 2 pruebas de admisión más con igual resultado. Metió barrena a 1095 y rebajó a 1100 tacando tapón de cemento mercury, perforó tapón y rebajó cemento hasta 1623 mts. y metió a 2805 mts., checando cima cemento del tapón, probó T.R.  $1\frac{3}{4}"$  con  $60 \text{ kg/cm}^2$ , durante 30 minutos. Metió rima  $7\frac{7}{8}"$  a --- 2835.96 mts., boca de liner, circuló y rimó camisa soltadora C-2 de --- 2835.96 a 2837.80 mts., sacó a superficie, metió T.R.  $7\frac{5}{8}"$  complemento y cementó con 90 ton. de cemento, densidad de la lechada de 1.69 a - 1.90 gr/cc. Presión Final =  $140 \text{ kg/cm}^2$ , instaló cabezal y conexiones superficiales, probó con  $490 \text{ kg/cm}^2$ , metió T.P.  $3\frac{1}{2}"$  a 2807 mts. donde - tocó tapón de desplazamiento, probó T.R.  $7\frac{5}{8}"$  con  $140 \text{ kg/cm}^2$  rebajó --- cemento a 2845 mts. y metió libre a 4925 mts., rebajó cemento a 4945 m. donde probó T.R.  $7\frac{5}{8}"$  con  $140 \text{ kg/cm}^2$  satisfactoriamente.

#### CUARTA ETAPA:

Agujero de  $6\frac{1}{2}"$  de 4980 a 5900 mts., con lodo L.S.E. de densidad de 1.30 a 1.37 gr/cc.

Con barrena de  $6\frac{1}{2}"$ , perforó de 4980 a 5058 mts., donde suspendió por cortar núcleos. Amplió intervalo nucleado, observando acuña- miento de sarta, quedando atrapada, trabajó sarta con 40 toneladas, so-

bre su peso en varias ocasiones hasta lograr despegar; sacó a superficie y cambia martillo EMTEC y revisó junta por junta. Metió, repasó y estabilizó agujero de 5040 a 5059 mts., en varias ocasiones por observar torsión y fricción en la sarta, perforó a 5147 mts. Sacó a superficie y metió corona para cortar núcleo #3 y #4 hasta 5154 mts., sacó a superficie y metió barrena, amplió la parte nucleada y perforó a 5348 m sacó a superficie y metió corona para cortar núcleo #5 al llevar 70 cm. suspendió por gasificación del lodo bajando densidad de 1.33 gr/cc. a 1.07 gr/cc., circuló y estabilizó columnas y cortó a 5353 mts., sacó a superficie y metió barrena y perforó a 5700 mts., tomó Registro Doble Laterolog, Microesférico y Rayos Gama, de 5700 a 4980 mts., metió barrena y perforó a 5825 mts., donde suspendió por observar pérdida de presión de 210 a 175 kg/cm<sup>2</sup>. Sacó a superficie revisando junta por junta, metió a fondo y circuló, perforó a 5900 mts., sacó a superficie y tomó Registro Sónico de Porosidad, Micro-esférico, Rayos Gama y Neutrón Compensado. Metió T.R. corta 5" (liner) a 5900 mts., donde cementó la misma con 15 ton. de cemento con densidad de la lechada de 1.62 gr/cc, no alcanzó presión final.

e).- RESUMEN DEL MATERIAL EMPLEADO EN LA DISTRIBUCION DE LA T.R.

1).- PARA LA T.R. 7 5/8" CORTA Y COMPLEMENTO.

4980.00 - 4979.44	mts.	Zapata flotadora tipo "V"
4979.44 - 4956.86	"	2 tramos V-150, 39 lbs/pie Cople Bu -- ttress Normal (BCN).
4956.86 - 4956.30	"	Cople flotador.
4956.30 - 4946.10	"	1 tramo V-150, 39 lbs/ft (BCN)
4946.10 - 4945.83	"	Cople de retención.
4945.83 - 2844.76	"	197 tramos V-150, 39 lbs/ft (BCN)
2844.76 - 2844.53	"	Combinación BCN X 8 hilos rosca redonda
2844.53 - 2843.67	"	Unión giratoria
2843.67 - 2840.07	"	Colgador Mecánico CMC 7 3/4" X 7 5/8"
2840.07 - 2837.81	"	Receptáculo pulido (PBR)
2837.81 - 2835.96	"	Camisa Soltadora (C-2)
2835.96 - 2837.96	"	Tie-Back
2837.96 - 2812.93	"	2 tramos P-110, 33.7 8 hilos rosca red.
2812.93 - 2812.65	"	Cople de orificio.
2812.65 - 1865.15	"	78 tramos P-110, 33.7 lbs/ft 8 h.r.r.
1865.15 - 532.46	"	119 tramos C-75, 33.7 lbs/ft 8 h.r.r.
532.46 - 0.00	"	48 tramos C-75, 39 lbs/pie 8 h.r.r.

2).- PARA LA T.R. 5" CORTA Y STUB.

5898.00 - 5897.50	mts.	Zapata flotadora tipo "V"
5897.50 - 5874.42	"	2 tramos P-110, 18 lbs/ft (BCE) Cople Buttress Especial.
5874.45 - 5873.07	"	Cople flotador
5873.07 - 5863.38	"	1 tramo P-110, 18 lbs/ft (BCE)
5863.38 - 5863.62	"	Cople de retención
5863.62 - 4747.09	"	100 tramos P-110, 18 lbs/ft (BCE)

4747.09 - 4746.89	mts.	Combinación BCE X 8 h.r.r.
4746.89 - 4746.20	mts.	Unión giratoria.
4746.20 - 4743.42	"	Colgador mecánico.
4743.42 - 4739.14	"	Receptáculo pulido (PBR).
4739.14 - 4737.28	"	Camisa soltadora ( C-2 ).
4744.00 - 4741.88	"	Unión de enlace ( Tie-Back )
4741.88 - 4741.48	"	Combinación 8 h X BCE.
4741.48 - 4720.74	"	2 tramos P-110, 18 Lbs/pie BCE.
4720.74 - 4720.17	"	Cople flotador.
4720.17 - 4710.77	"	1 tramo P-110, 18 Lbs/pie BCE.
4710.77 - 4710.19	"	Cople flotador.
4710.19 - 4698.14	"	1 tramo P-110, 18 lbs/pie BCE.
4698.14 - 4697.91	"	Cople de retención.
4697.91 - 4697.71	"	Combinación BCE X 8 h.
4697.71 - 3811.35	"	75 tramos P-110, 18 lbs/ft 8 h.
3811.35 - 3810.69	"	Unión giratoria.
3810.69 - 3807.92	"	Colgador mecánico CMC 7 5/8" X 5".
3807.92 - 3803.73	"	Receptáculo pulido (PBR)
3803.73 - 3801.87	"	Camisa soltadora ( C-2 )

- Pozo desviado por pescado a 3964.00 mts.
- Pescado: 91 tramos de T.R. 7 5/8" y cuñas del pescante BOWEN  
Longitud del Pez = 981.93 mts. Boca del Pez = 4026.17 mts.
- Tapón de cemento para desviar = 4024.00 - 3964.00 mts.
- Lodo L.S.E. 1.32 gr/cc.
- Arbol de valvulas: FIP 10 mts.
- Cabezal de tuberías: 16 X 10 3/4" (210 kg/cm<sup>2</sup>)  
10 3/4" X 7 5/8" (350 kg/cm<sup>2</sup>)
- Tuberías de Producción:
  - T.P. 2 3/8" N-80, 4.7 Lbs/ft 8 h.r.r. 2400 mts
  - T.P. 3 1/2" C-75, 9.3 Lbs/ft 8 h.r.r. 3600 mts.

f).- CEMENTACIONES REALIZADAS:

1).- PRIMERA OPERACION:

Diámetro del agujero 30" a 50 metros, cementó tubería conductora (T.C.) a 50 metros, con 25 toneladas de cemento tipo II al 2% de A-6 con densidad de la lechada de  $1.85 \text{ gr/cm}^2$ , desplazó con 80 barriles de agua sin salir cemento a superficie, metió T.P. 2 3/8" entre espacio anular checando cima del cemento a 18 metros, colocó anillo de cemento con 15 toneladas tipo II al 2% de  $\text{CaCl}_2$ , no salió cemento a superficie.

OBJETIVO DEL ADEME:- Aislar acuíferos superficiales y tener un medio de circulación para el fluido de perforación.

2).- SEGUNDA OPERACION:

Diámetro del agujero 22" a 950 metros.

T.R. 16", J-55, 84 lb/ft, Cople corto rosca redonda (STC) 8 hilos por pulgada de 0 a 950 metros.

Equipo de flotación: Zapata guía y cople flotador.

Lodo:  $1.18 \text{ gr/cc}$ .

Cemento: 60 toneladas para la T.R. y 15 toneladas para anillo entre T.R. 16" y T.C. 24".

Accesorios: 15 centradores.

PRESIONES DE PRUEBA

De las conexiones superficiales:  $140 \text{ kg/cm}^2$ , Cabezal:  $140 - \text{kg/cm}^2$  de la T.R. después de cementada:  $60 \text{ kg/cm}^2$ .

OBJETIVO DEL ADEME:

Aislar acuíferos superficiales y servir de base a las instalaciones de control.

Cementó T.R. 16" a 1003 mts. con 60 toneladas de cemento tipo II al 1.5% de A-2, 0.3% D-13, 0.3% D-6 y 40 ton. de cemento tipo II al 0.2% R-5-N con densidad de la lechada de 1.60 y  $1.85 \text{ gr/cm}^2$ , desplazó con 690 barriles de lodo  $1.20 \text{ gr/cm}^3$ , Presión de Desplazamiento =  $84 \text{ kg/cm}^2$ .

no alcanzó presión final, checó equipo de flotación satisfactoriamente no salió cemento a la superficie.

### 3).- TERCERA OPERACION:

Diámetro de agujero 14 3/4" a 2900 metros.

T.R. 10 3/4"; P-110, 60.7 lb/ft Cople corto rosca redonda 8 hilos por pulgada (STC) de 2900-1900 metros, P-110, 55.5 lb/ft (STC) de 1900-600 metros, P-110, 60.7 lb/ft STC de 600-0 metros.

Equipo de flotación: Zapata guía y cople diferencial

Lodo: 1.36 gr/cc; Cemento: 60 ton., para la primera etapa y 60 toneladas para la segunda etapa.

Accesorios: 40 centradores y cople de cementación múltiple.

#### PRESIONES DE PRUEBA:

De las conexiones superficiales: 210 kg/cm<sup>2</sup>; Cabezal 210 -- kg/cm<sup>2</sup> de la T.R. Después de cementada: 100 kg/cm<sup>2</sup>.

#### OBJETIVO DEL ADEME:

Aillar arenas de baja presión y poder aumentar la densidad del fluido de control para perforar la zona de alta presión.

Cementó T.R. 10 3/4" primera etapa a 3050 mts. con 20 ton. de cemento tipo H al 1.5%, A-2 0.5%, D-13, 0.3% D-6 con densidad de la lechada de 1.65 gr/cm<sup>3</sup>, 30 toneladas de cemento tipo H al 0.3% D-13, 0.3 D-6, con densidad de la lechada de 1.90 gr/cm<sup>3</sup>, 10 ton. cemento tipo H al 0.3% D-13, 0.3 D-6, 18% NACL 18 lbs D-47 con densidad de la lechada de 1.90 gr/cm<sup>3</sup>, previo bache de 15 barriles de agua, desplazó con bomba de equipo durante 61 minutos a 110 emboladas por minuto (EPM), 95% --- 143 m<sup>3</sup> lodo 1.36 gr/cm<sup>3</sup> con presión de desplazamiento de = 600 psi, --- Presión Final de = 1500 psi, equipo de flotación bien, circulación normal, dejó pozo cerrado con 0 de presión.

Segunda etapa cementó T.R. 10 3/4" a través del cople "G" a 1133 con 60 toneladas de cemento tipo II, al 1.5% A-2, 0.3% D-13, 0.3% D-6 con densidad de la lechada de 1.55 gr/cm<sup>3</sup>, 10 toneladas cemento tipo II al 0.15% D-13, 0.3% D-6 y 18% sal con densidad de 1.85 gr/cm<sup>3</sup>, previo bache espaciador de 3 m<sup>3</sup> de D-1000 se desplazó con 54.3 m<sup>3</sup> lodo 1.35 gr/cm<sup>3</sup>, observó pérdida total de circulación al llenar, desplazando 30.3 m<sup>3</sup> reanudándose circulación al llenar 46 m<sup>3</sup> desplazados, presión final de 88 kg/cm<sup>2</sup>, checó cierre de cople satisfactoriamente.

#### 4).- CUARTA OPERACION

Diámetro del agujero 9 1/2" a 4900 metros.

Cementó T.R. 7 5/8" corta a 4980 mts., con 100 toneladas de cemento tipo H más aditivos, previo bache de agua de 3 m<sup>3</sup> con densidad de 1.98 gr/cc, bombeó lechada con densidades de 1.98 gr/cc, 200 gr/cc, soltó tapón y desplazó con 459 bls, lodo de Emulsión Inversa con densidad de 1.97 gr/cc, presión de desplazamiento = 126 kg/cm<sup>2</sup> observó circulación normal.

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

Zapata flotadora tipo "V"	4980 - 4979.44 mts.	
2 tramos V-150 39 lb/ft BCN	4956.86	"
Cople flotador	4956.30	"
Tramo V-150 39 lb/ft BCN	4946.10	"
Cople de retención	4945.83	"
197 tramos V-150 39 lb/ft	2844.76	"
Combinación BCN por 8 h.r.r.	2844.53	"
Unión giratoria (Swivel)	2843.67	"
Golgador Mecánico GMC	2840.07	"
P. B. R.	2837.81	"
C-2	2835.96	"

Cementó T.R. 7 5/8" complemento a 2835.90 mts. con 50 toneladas de cemento Thix-set al 0.3%, HR-4 y 40 ton. de cemento Thix-set "H" al 0.3% HR-4 con densidades de 1.68 y 1.90 gr/cc, desplazó con 64.6 m<sup>3</sup> de lodo L.S.E. 1.70 gr/cc, Presión de desplazamiento = 77/105 kg/cm<sup>2</sup>, Presión Final = 140 kg/cm<sup>2</sup>, salió cemento a superficie, el equipo de flotación trabajó satisfactoriamente.

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

de	hasta	
2837.96	- 2835.96 mts.	Unión de enlace (Tie-back)
2835.96	- 2812.93 "	2 tramos de T.R. P-110, 33.7 lb/ft, 8 h. CL.
2812.93	- 2812.65 "	Cople de orificio
2812.65	- 1865.15 "	78 tramos, P-110, 33.7 lb/ft 8 h. CL.
1865.15	- 532.46 "	119 tramos C-75, 33.7 lb/ft, 8 h. CL.
532.46	- 0.0 "	48 tramos C-75, 39 lb/ft, 8 h. CL.

Accesorios:- Catcher-Sub, unión giratoria, colgador mecánico e hidráulico, receptáculo pulido, camisa soltadora, unión de enlace y 100 — centradores.

De las Conexiones Superficiales: 350 kg/cm<sup>2</sup>, Cabezal: 350 kg/cm<sup>2</sup>  
Después de cementada la T.R. 120 kg/cm<sup>2</sup>.

#### OBJETIVO DEL ADELE:

Aislar columnas de lutitas hidrófilas de presión anormal y tener un medio para poder bajar la densidad del lodo para continuar perforando.

#### 5).- QUINTA OPERACION:

Diámetro del agujero 6 1/2" a 6000 mts.

Cementó T.R. 5" a 5900 mts., y cementó la misma con 15 ton., de cemento tipo "H" más aditivos con densidad de la lechada de 1.62 gr/cc previo bache de 3 m<sup>3</sup> de D-1000 y desplazó con 26 m<sup>3</sup> de lodo, sin alcanzar presión final.

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

de	hasta	
5898.00	- 5897.50 mts.	Zapata flotadora tipo "y"
5897.50	- 5874.50 "	2 tramos P-110, 18 lb/ft B.C.N.
5874.50	- 5873.90 "	Cople flotador.
5873.90	- 5863.60 "	T-R-100, 18 lb/ft B.C.N.
5863.60	- 5863.40 "	Cople de retención tipo candado
5863.40	- 4747.00 "	100 tramos P-110 18 lb/ft B.C.N.
4747.00	- 4746.80 "	Combinación de piñón butress a -- caja 8 h.r.r.
4746.80	- 4746.20 "	Unión giratoria (Swivel)
4743.40	- 4743.40 "	Colgador mecánico 7 5/8" X 5"
4743.40	- 4739.10 "	Receptáculo pulido (PBR).
4739.10	- 4737.30 "	Camisa soltadora.

Equipo de flotación;- Zapata y cople flotador.

Lodo: 1.40 gr/cc., Cemento: 33 toneladas, con aditivos.

Accesorios:- Unión giratoria, colgador mecánico, receptáculo pulido, camisa soltadora y 60 centradores.

#### PRESIONES DE PRUEBA:

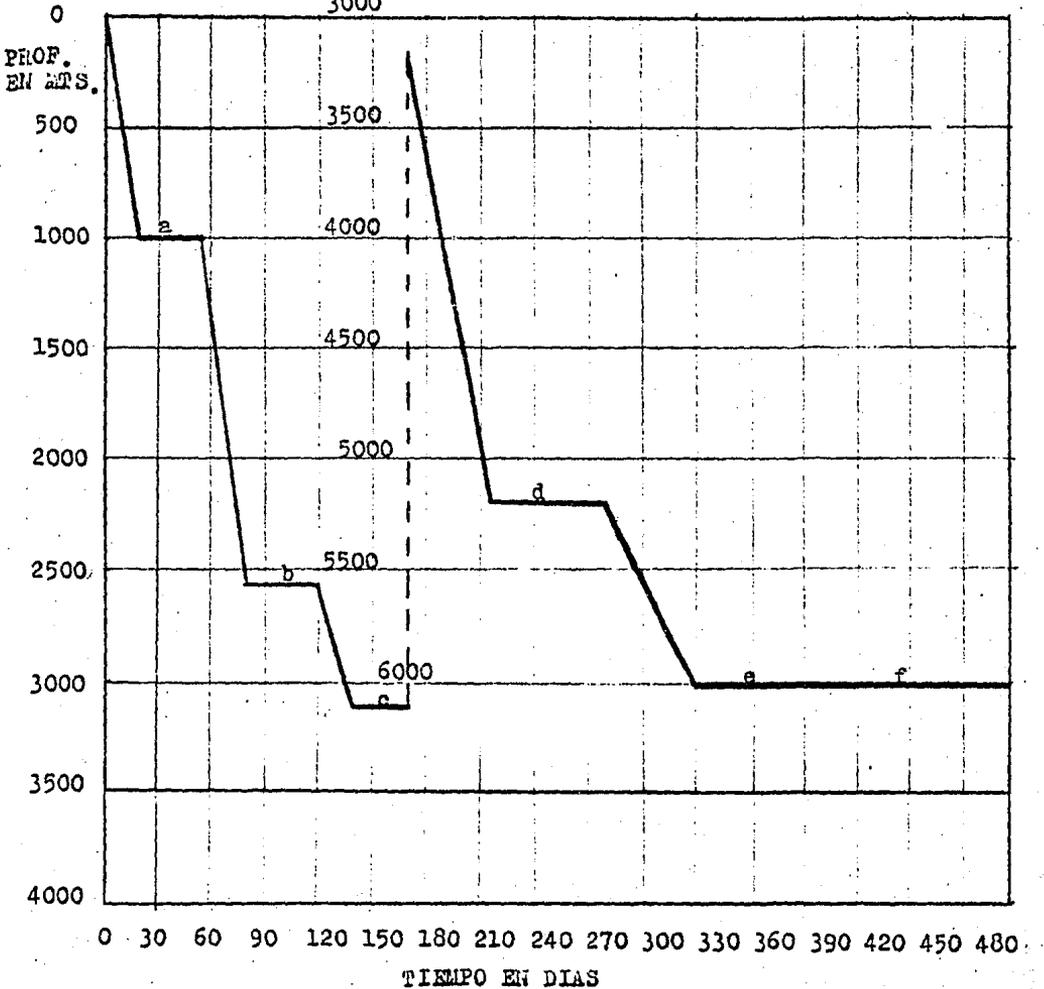
Después de cementada la boca de liner: 210 kg/cm<sup>2</sup>.

#### OBJETIVO DEL ADEME:

Aislar horizontes impregnados de hidrocarburos de los invadidos -- de agua salada y así permitir la explotación del yacimiento.

( Nota: El complemento de la tubería de 5" liner se encuentra en el inciso (e) ).

GRAFICA AVANCE DE LA PERFORACION.  
3000



POZO:- Cárdenas #162

a).- Cementó T.R. 16"

b).- Acondicionó lodo por flujo

c).- Tomó registros y cementó T.R. 10 3/4"

d).- Tomó registros y cementó T.R. 7 5/8"

e).- Registró, cementó T.R. de 5"

f).- Terminación.

h).- HISTORIA DE LA TERMINACION DEL POZO CARDENAS #162.

La terminación se hizo sencilla en el intervalo que de acuerdo con los registros geofísicos, presenten las mejores condiciones de explotación.

1).- OBJETIVO:

Obtener producción comercial de hidrocarburos a través del intervalo 5650 - 5685 mts., pertenecientes al Jurásico Superior.

2).- ANTECEDENTES:

2.1.- Profundidad total	-----	5900 metros.
2.2.- Profundidad interior	-----	5863.62 mts.
2.3.- Cima cemento	-----	5850.00 "
- T.R. Conductora 24"	-----	0 - 50 "
- T.R. Superficial 16"	-----	0 - 1003 "
- T.R. Intermedia 10 3/4"	-----	0 - 3050 "
- T.R. 2 <sup>a</sup> Intermedia 7 5/8" (corta)	-----	0 - 4980 "
- T.R. 2 <sup>a</sup> Intermedia 7 5/8" (Complemento)	-----	0 - 2835.90 "
- T.R. Corta o liner 5"	-----	0 - 5898 mts "
- T.R. Corta o liner 5" (Complemento)	-----	0 - 3801 "
- Espacador 7 5/8" 413-06	-----	3795.00 "
- Aparejo de producción extremo inferior	-----	3808.00 "
- Combinación D.C. 3 1/2" 8-10 HRR	-----	3798.87 "
- Multi "V" 80-44 16 V.S.	-----	3795.00 "
- Tope localizador	-----	3794.77 "
- Combinación de 3 1/2" a 2 7/8"	-----	3794.67 "
- T.P. 2 7/8" 8 HRR. N-80	-----	3788.06 "
- Camisa CAMCO "C" 2 7/8"	-----	3787.28 "
- 2 tramos de T.P. 2 7/8" N-80	-----	3767.71 "
- Combinación 2 7/8", 3 1/2"	-----	3767.61 "
- T.P. 3 1/2" N-80, 8 HRR	-----	582.25 "
- T.P. 3 1/2" 12.75	-----	0.00 "

PROGRAMA OPERATIVO:

Metió molino 6 1/2" a 3752 metros, donde tocó boca de liner y encontró resistencia, con lodo bentonítico de 1.27 metió molino 4 1/8" por etapas y bajó a 4781 mts., probó unión de enlace (Tie-back) 5" en seno con 230 kg/cm<sup>2</sup> satisfactoriamente; sacó molino 4 1/8" y metió escariador 7 5/8" a 5844 mts., y niple de aguja 2 3/8", lavó pozo y sacó a superficie.

Tomó Registro Rayos Gama-Neutrón de 5843-4950 mts., y Neutrón - Compensado de 5839-3750 mts, ancló empacador 7 5/8" a 3795 mts, metió - aparejo de producción a 3808.8 mts, efectuó ajuste y probó sellos con - 140 kg/cm<sup>2</sup>, instaló árbol de valvulas, con lodo bentonítico 1.27 gr/cc, probó árbol de valvulas con 560 kg/cm<sup>2</sup>, bajó sello de plomo de 2 1/4" a 3788 metros.

Con pistolas Scallop 2" 4 cargas por metro, disparó el intervalo 5685-5665 represionó pozo en T.P. a 63 kg/cm<sup>2</sup>, con el mismo lodo, --- con pistolas Scallop 2" 4 cargas por metro, disparó intervalos 5680 - 5650 metros ( cerró pozo con 154 kg/cm<sup>2</sup>). Efectuó prueba de admisión --- con 30 bls. de agua con una Presión de Admisión igual a 550 kg/cm<sup>2</sup>, --- Presión de Abatimiento = 350 kg/cm<sup>2</sup> en 10 minutos, T.R. = 245 kg/cm<sup>2</sup>.

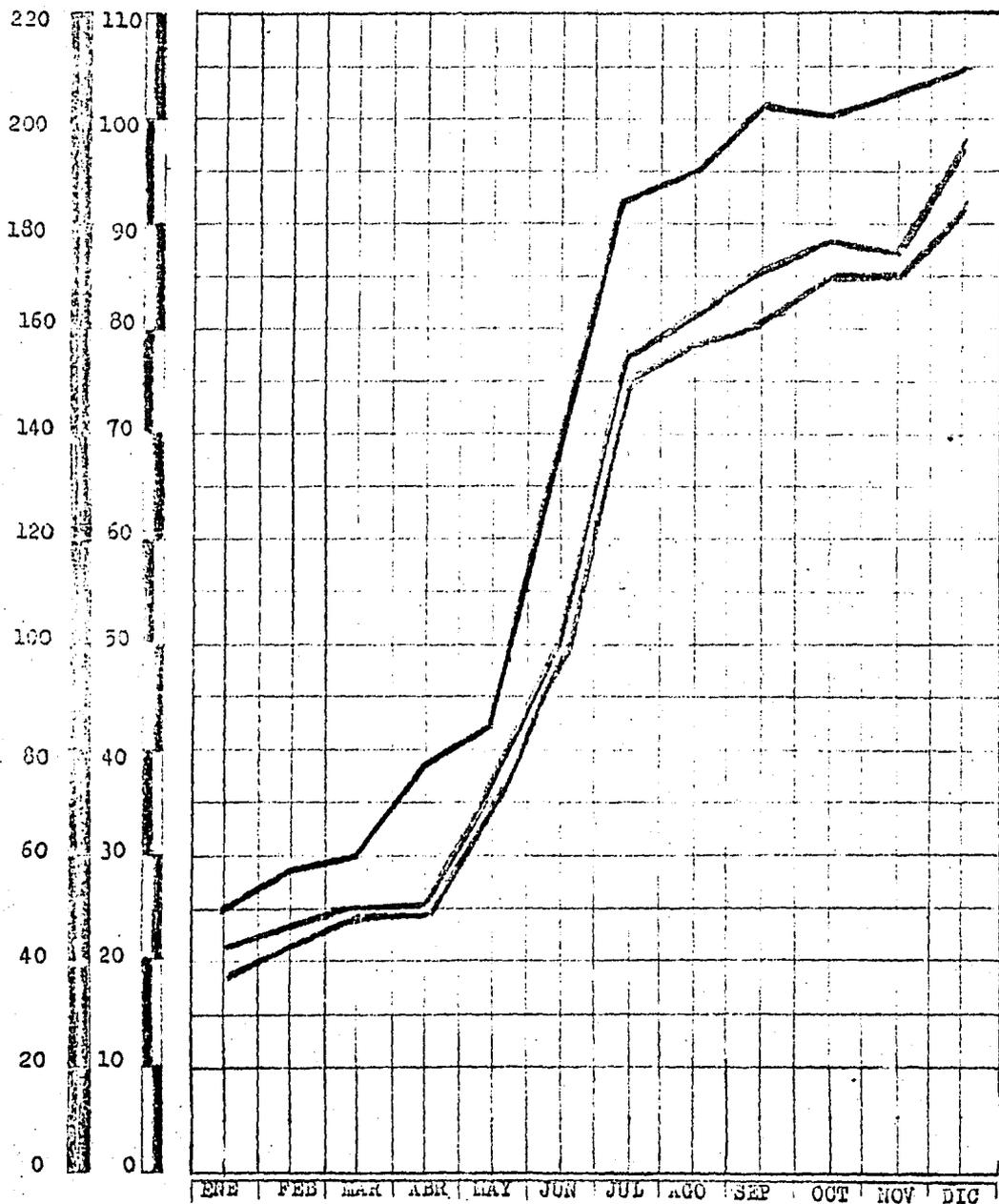
Se tomó registros de presión de fondo, y se dió por terminado - el pozo como productor de aceite y gas en el último intervalo 5685 --- a 5650 metros.

DATOS DE PRODUCCION OBTENIDOS:

Aceite: 906 m<sup>3</sup>/día

Relación Gas-Aceite (RGA): 310 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

1).- HISTORIA DE PRODUCCION MENSUAL DE ACEITE Y GAS  
DURANTE 1982 DEL POZO CARRERAS #162.



Aceite producido
  Gas producido
  Gas enviado a proc.

- CONDICIONES DE PRODUCCION:

CAMPO	ACEITE (MBPD)	LIQUIDOS (LBPD)	GAS (MMPCD)	POZOS (ABIERTOS)
Cárdenas	75640 BPD	—	133,000000 ft <sup>3</sup>	15

- CONDICIONES DE SEPARACION:

CONDICIONES DE SEPARACION EN %			GASTO DE PRODUCCION POR POZO	
ALTA	INTERMEDIA	BAJA	GAS (MMPCD)	CRUDO O LI- QUIDO (LBPD)
1300	1100	150	101600	2144 BPD

- CONDICIONES DE PRESION:

PRESIONES ( kg/cm <sup>2</sup> )			
INICIAL	ACTUAL	ROCIO	BURBUJEO
648.4	595	—	315.0

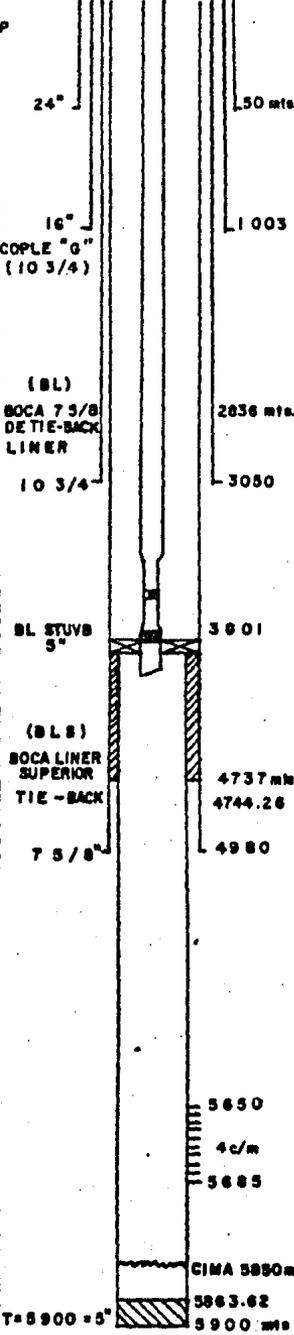
NOTA:- Las condiciones de separación pertenecen al Campo Pa--  
redón ya que en sí el Campo Cárdenas la separación de  
los hidrocarburos se depositan ahí.

- Operaciones en el pozo en la superficie: 32 kg/cm<sup>2</sup> T.P.  
27 kg/cm<sup>2</sup> en la línea de descarga.

ARBOL DE VALVULAS: FIP

EQUIPO: PERMARGO No. 2/5636 (ARTP)

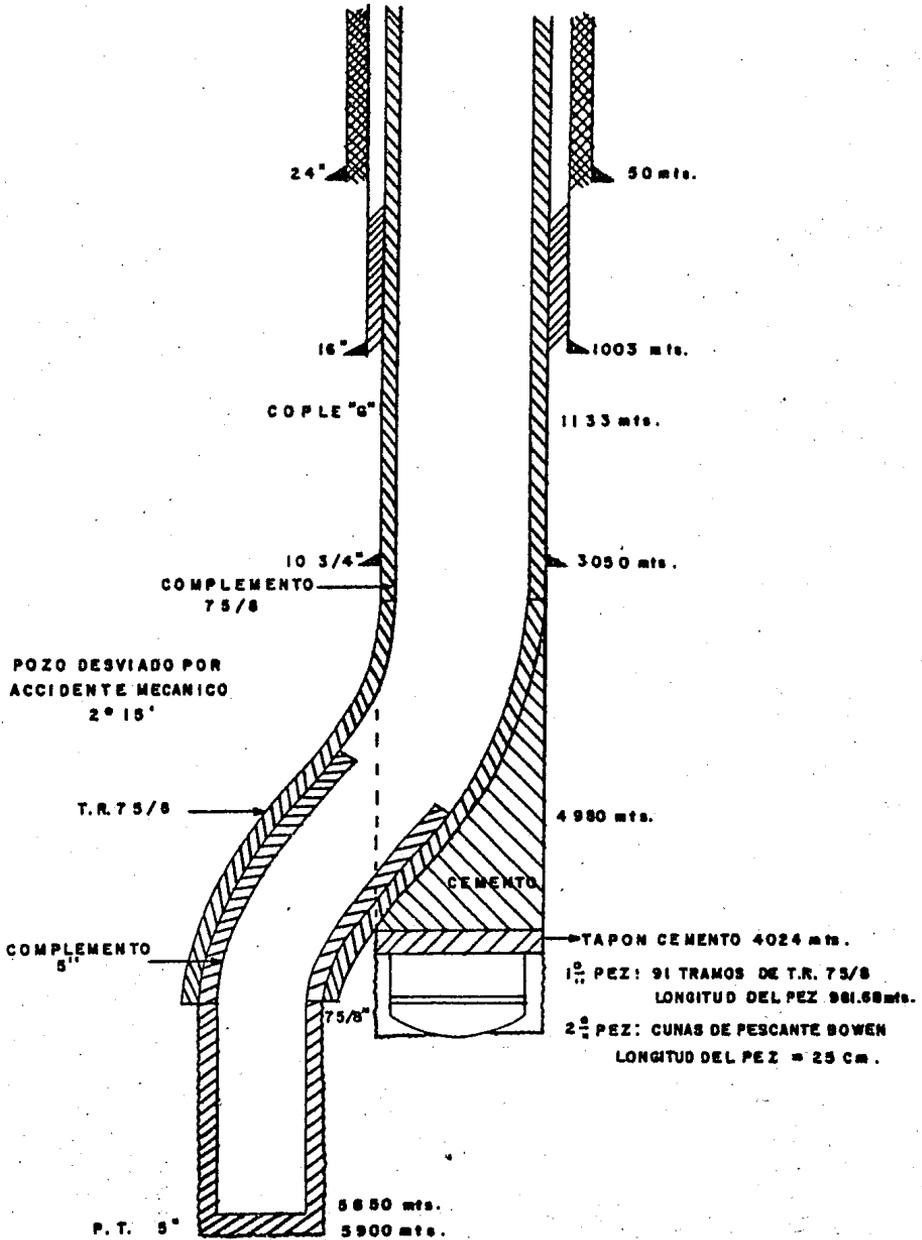
FORMACION	PROF.
PARAJE SOLO	(m) AFLORA
FILISOLO	1300
DEPOSITO	2050
OLIGOCENO	3080
EOCENO INFERIOR	4370
CRETACICO MENDEZ	4735
K. SUPERIOR INFERIOR	4755
K.S. MENDEZ	4778
K.S. FELIPE	4778
K. SUPERIOR	5020
DOLOMIAS	5250
J. SUPERIOR	5365
J.S.K.	5580



PERF.	PROF.
INICIO 10/OCT/1980 TERM. 30/JUL/1981	
INICIO 17/DIC/1981 TERM. 18/ENE/1982	
POZO DESVIADO POR PESCADO. T.R. 7 5/8 A 3963 mts.	
T.P. 981.68	
COMBINACION 2 7/8 - 3 1/2	3767.62m
CAMISA "C" 2 7/8	3787.3
EXT. INFERIOR T.P. 3 1/2	3808.8
EMPACADOR 413.08	3801
MULTI-V" 80-44 V. 8	3795
TOPE LOCALIZADOR	3794.7
COMBINACION 3 1/2 - 2 7/8 8h	3794.67
I.T.P. 2 7/8 8h N 80	3788.00
2 TRAMOS DE T.P. 2 7/8 N 80	3767.62
COMBINACION 2 7/8 - 3 1/2 BL	3767.62
T.P. 3 1/2 8h N 80 9.3 #	582
T.P. 3 1/2 8h 12.95	0
INTERVALO EXPUESTO A PRODUCCION.	
SC 2" 4 C / mts	

PT-5900-5" 5900 mts.

**ESTADO MECANICO DEL POZO**



VII.- PROGRAMA DE REPARACION MAYOR DEL POZO  
CARDENAS # 162.

- 1.- OBJETIVO DE LA REPARACION MAYOR.
- 2.- ESTADO ACTUAL DEL POZO.
- 3.- COMENTARIOS.
- 4.- CONCLUSIONES.
- 5.- PROGRAMA OPERATIVO.
- 6.- HISTORIA DE PRODUCCION.
- 7.- ESTADO DEL POZO FLUYENDO CON ESTRANGULADOR DE 1/4".
- 8.- ESTADO DEL POZO CERRADO CON ESTRANGULADOR DE 1/4".

VII.- PROGRAMA DE REPARACION MAYOR DEL POZO  
CARDENAS # 162.

- 1.- OBJETIVO:- Localizar posible rotura de TR 7 5/8" y corregirla, cementando prolongación de TR 5" de considerarse conveniente. Cambiar aparejo de 3 1/2" por 4 1/2" a fin de evitar la explotación por espacio anular T.P. 3 1/2" y T.R. 7 5/8".
- 2.- ESTADO ACTUAL DEL POZO:

DIAMETRO T.R. Pulg.	GRADO	PESO LB/pie	PROFUNDIDAD DE	INTRODUCCION
24	B	—	0.0	60.0
16	J-55	84	0.0	1003.0
10 3/4	P-110 8h r.r.	55.5 y 60.7	0.0	3050.0
	COPEL "G" DE 10 3/4 a			1132.9
7 5/8	C-75	39	0.0	532.4
7 5/8	C-75	33.7	532.4	1865.1
7 5/8	P-110	33.7	1865.1	2835.90
	TIE-BACK		2835.96	4980.46
7 5/8	V-150	39	2835.96	4980.0
5	STUB P-110	18	3801.0	4737.3
5	P-110	18	4737.3	5898.0

PROFUNDIDAD INTERIOR: 5900.00 m.

INTERVALOS EN EXPLOTACION: 5630.0 - 5685.0 m.

APAREJO DE PRODUCCION:

Extremo inferior tubo de producción a 3808.0 m.  
 Empacador 413-06 7 5/8" a 3795.0 m.  
 Multi "ny" con 16 unidades de sello (U.S.) 3795.0 m.

Tope localizador a 3794.7 metros.  
 Camisa "C" 2 7/8" cerrada a 3787.0 "  
 Arbol de Valvulas: FIP, Serie 2900.

### 3).- COMENTARIOS:

Dado de que éste pozo venía disminuyendo rápidamente en su producción diaria y tomando en consideración el daño existente, fué programado para efectuarle una estimulación matricial y para llevar a efecto esta, el 15 de Septiembre de 1982 fué cerrado, la camisa se abrió y el día 17 se intentó llenar el espacio anular entre TR de 7 5/8" y TP de 3 1/2" con 50 m<sup>3</sup> de agua, sin conseguirlo, motivo por el cual fué suspendida la estimulación.

### 4).- CONCLUSIONES:

De los antecedentes se concluye que la baja de producción observada, es probable que sea debido a una rotura en la T.R. de 7 5/8", siendo esta la causa de no haber logrado llenar el espacio anular.

En virtud de lo anterior, el objetivo de la presente intervención estará dirigido a localizar la probable rotura existente de T.R. 7 5/8", corregir el daño de la formación y cambiar su aparejo de producción de 3 1/2" por otro de 4 1/2" evitando con esto la explotación por espacio anular entre T.R. de 7 5/8" y T.P. de 3 1/2", objetivo que se alcanzará mediante el siguiente programa:

### 5).- PROGRAMA OPERATIVO:

<u>PUNTO</u>	<u>OPERACION</u>
1.0	Tomar registro de presión estática de fondo, abrir camisa CAMCO "C" de 2 7/8" localizada a 3787.3 m. controlar pozo con fluido adecuado y recuperar aparejo.

- 2.0 Escariar TR de 7 5/8" y 5" reconociendo profundidad interior ( 5863.0 m. )
- 3.0 Meter y anclar probador de 7 5/8" a 3800.0 m. y localizar posible rotura de 7 5/8" y de ser comprobada se decidirá si se obtura misma o se aísla mediante la prolongación de la TR. de 5"   
NOTA.- Las operaciones consecuentes se decidirán durante la intervención.
- 4.0 Tomar registro de inspección de tuberías en TR de 7 5/8" y 5".
- 5.0 Meter aparato de producción de 4 1/2", el cual dependerá de los resultados, inducir pozo y --- efectuar estimulación por fracturamiento.
- 6.0 Tomar registro de presión de fondo fluyendo, --- curva de incremento de presión y presión de fondo; desmantelar equipo.

6.- HISTORIA DE PRODUCCION:

FECHA	ACEITE (m <sup>3</sup> /dia)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	AGUA %	PRESIONES Kg/cm <sup>2</sup>		ORIFICIO (P <sub>g</sub> )	
				TP	TR	TP	TR
24-I-82	ABRIO POZO a BATERIA						
FEB/82.	906	310	--	75	--	1	--
MAYO/82.	630	310	0.1	38	--	1", 1/2"	--
JUL/82.	822	310	--	32	38	1	1", 1/2"
15-IX-82	CERRO CAMISA.						
DIC./82	341	344	--	32	--	1	--

7.- ESTADO DEL POZO FLUYENDO CON ESTRANGULADOR DE 1/4".

PROFUNDIDAD	PRESION (kg/cm <sup>2</sup> )	AP (kg/cm <sup>2</sup> )	GRADIENTE (kg/cm <sup>2</sup> /m)
0	270.8	—	—
1000	331.0	60.2	0.0602
2000	392.0	61.0	0.0610
3000	453.1	61.1	0.0611
4000	514.9	61.8	0.0613

8.- ESTADO DEL POZO CERRADO CON ESTRANGULADOR DE 1/4".

PROFUNDIDAD	PRESION (kg/cm <sup>2</sup> )	AP (kg/cm <sup>2</sup> )	GRADIENTE (kg/cm <sup>2</sup> /m)
0	296.6	—	—
100	304.2	7.6	0.0760
200	311.1	6.9	0.0690
500	329.2	18.1	0.0603
1000	361.8	32.6	0.0652
2000	424.6	62.8	0.0628
3000	484.8	60.2	0.0602
4000	544.7	59.4	0.0699
5000	602.6	57.9	0.0579
5458	627.7	25.1	0.0648
5558	635.2	6.9	0.0690
5658	641.5	6.9	0.0690
5668	642.1	6.9	0.0690

VIII.- PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO DEL POZO  
CARDENAS #162.

- 1).- INTRODUCCION.
- 2).- RECOMENDACION DEL TRATAMIENTO.
- 3).- PROGRAMA DE FLUIDOS.
- 4).- PROCEDIMIENTO DE LA OPERACION.

## 1).- INTRODUCCION:

Durante la terminación, reparación y vida productiva de un pozo, se efectúan operaciones de estimulación que tienen como objetivo -- restaurar e incrementar la permeabilidad y de este modo la productividad de la formación.

- a).- Tratamiento de Matriz
- b).- Tratamiento de acidificación a través de fracturas naturales y a baja presión.
- c).- Tratamiento de acidificación a través de fracturas creadas por alta presión y agentes viscosos. .

En tratamientos de Matriz el propósito es incrementar la permeabilidad de la formación uniformemente. El ácido penetra en la roca disolviendo las paredes de los poros y así agrandándolos. Este tratamiento se hace a gasto bajo y presión menor que la ruptura. En estas condiciones, se supone que el ácido entra a través de la permeabilidad natural de la formación.

Los tratamientos de la segunda categoría se realizan en formaciones que tienen fracturas o fisuras naturales.

El propósito de este tratamiento es remover la depositación -- secundaria de partículas sueltas en la fractura y disolver la roca de la cara de la fractura.

### ACIDIFICACION CON FRACTURAMIENTO

En este tratamiento se busca fracturar la formación por medio de alta presión y gastos grandes.

Se hace uso de fluidos de alta viscosidad para lograr una fractura más ancha y que nos sirve de puente para lograr una penetración -- del ácido en esta.

El tiempo de reacción de el ácido es muy importante, pues pue-

de extender la fractura hidráulicamente, más, si está gastado no logrará ningún beneficio.

Quando el ácido se inyecta a través de formaciones fracturadas o a presiones a las que excedan de fracturamiento, con objeto de crear fracturas que conecten canales de alta permeabilidad y aumenten el espesor de los existentes, la técnica se conoce como el nombre de Acidificaciones por Fracturamiento.

En esta técnica el ácido penetra en forma regular por las zonas de menor resistencia y fracturadas por lo tanto alcanza mayor radio de penetración. La permeabilidad queda aumentada una vez que se libera --- la Presión de Fracturamiento y que las fracturas inducidas tienden a --- cerrarse debido al "grabado" rugoso que queda en las paredes de la fractura por efecto de disolución de los materiales solubles y permanencia de los insolubles de la roca. A esta permeabilidad remanente por el motivo antes mencionado se le conoce con el nombre de Conductividad de la Fractura.

Si la superficie es uniformemente soluble entonces se requerirá el uso de agentes apuntaladores para mantener abierta la fractura. --- El empleo de las técnicas de acidificación por fracturamiento se re--- comiendan en formaciones de porosidad intergranular o fracturas en don--- de no existe el peligro de comunicación de zonas de agua o gas o bién--- daños a la cementación de las tuberías por altas presiones que se al--- canzan.

La efectividad de un tratamiento con ácido en ocasiones se encuentra limitada por la rapidez en que el ácido se gasta con las vecin--- dades del pozo.

Los factores que controlan la velocidad de reacción del ácido son los siguientes:

- a).- Area de contacto entre el ácido y la formación.
- b).- La temperatura de fondo del pozo.

( Para mayor información ver apéndice ).

## 2).- RECOMENDACION DEL TRATAMIENTO:

El intervalo a explotar es un yacimiento con un contenido aproximado de 80% dolomía y 20% calcita lo que hace recomendable el uso de Acido Clorhídrico ( HCL) para un fracturamiento con ácido. Este intervalo se encuentra ubicado de 5650 - 5685 metros.

La recomendación es un tratamiento MY-T-ACID, el cual se caracteriza por cuatro fases: Un Preflush Enfriador, Gelatina Fracturante, - Acido Grabador de Formación y Fluido de Sobre-desplazamiento.

Se hizo el uso combinado de las técnicas Alpha y DCA.

La técnica Alpha consiste en el uso de fases de fluido no ácido durante la fase ácida, para restablecer el control de pérdida de --- fluido ocasionado por la acción del ácido sobre la formación.

La técnica DCA es debido a la diferencia de gravedad específica entre la fase ácida y las demas lo que nos puede llevar a un sobre tratamiento de la parte inferior de la fractura dejando la superior sin -- tratar. Esto se evita densificando estas fases con NaCl hasta alcanzar el peso del ácido, uniformando así el tratamiento.

El rango de inyección recomendado esta entre 15 y 20 BPM, ( barriles por minuto ), pero estará sujeto a las condiciones de presión -- durante la ejecución del tratamiento.

Durante la operación se deberá represionar la T.R. con 210 Kgs. para proteger el aparejo de producción al evitar en lo posible la comunicación con la T.R.

Un requerimiento aproximado del caballaje necesario para la -- operación será dado por:

$$\text{HHP} = \frac{7,000 \text{ PSI} \times 20 \text{ BPM}}{40.81} = 3,431 \text{ HHP}$$

### 3).- PROGRAMA DE FLUIDOS:

#### ACIDO CLORHIDRICO (HCL) AL 25%:

Fase acida cuya finalidad es lograr una limpieza matricial mejorando las condiciones de permeabilidad de la formación.

#### PREFLUSH:

Fase acuosa que enfriará la formación permitiendo así una velocidad de reacción menor del ácido, que de este modo actuará a todo lo largo de la fractura. Este fluido empieza a formar la fractura.

ADITIVOS:- Agua + 3% en peso de KCL, 5 GLN/MGLN FRACFLO II, 0.1 GLN/MGLN BE-3, 10 #/MGLN WG-11, 80 #/MGLN WAC-11D.

#### VERSAGEL 1.600:

Fluido complejo de alta viscosidad que nos creará y ampliará la fractura y nos servirá de puente a través del cual se interdigitará al ácido.

ADITIVOS:- Agua + 16% en peso de NaCl, 0.1 GLN/MGLN BE-3, 5 GLN/MGLN FRACFLO II, 5 #/MGLN HYG-3, 2.5 #/MGLN K-34, 60 #/MGLN WG-11, 0.6 GLN/MGLN CL-11, 0.7 #/MGLN AT-BREAKER, 80 #/MGLN WAC-11D.

#### MOD 303:

Acido retardado cuya finalidad es grabar la formación creando así los canales de flujo que permitan conducir el ácido una vez que la fractura cierre. Este ácido tiene una alta capacidad para mantener en solución el Fe, evitando daños a la formación por depositación del mismo. También previene la depositación de arcillas al mantener un bajo pH por largos períodos de tiempo después que el ácido ha reaccionado. Otro beneficio del MOD es que provee un mejor grabado en muchas formaciones calcáreas.

CONTROL DE PERDIDA DE FLUIDO:

Fluido acuoso que va en la fase acida que lleva como finalidad el recuperar el control de pérdida de fluido ocasionado por la acción del ácido.

ADITIVOS:- Agua + 16% en peso NaCl, 0.1 GLN/MGLN BE-3, 5 GLN/MGLN FRACFLO II, 50 #/MGLN WG-11, 0.25 GLN/MG AL CL-11, 5 GLN/MGLN HT-BREAKER, 125 #/MGLN MATRISSEAL I, 200 #/MGLN OSR 100, 5#/MGAL HYG-3, 2.5 #/MGAL K-34.

OVERFLUSH:

Fase acuosa de sobredesplazamiento, que conduce el ácido hacia el interior de la fractura, logrando así una mayor penetración.

ADITIVOS:- Agua + 3% en peso KCL, 0.1 GLN/MGLN BE-3, 10 GLN/LN FRACFLO II.

DESPLAZAMIENTO

Se recomienda desplazar con agua nitrogenada o diesel, para así mantener una carga hidrostática mínima que permita un rápido desalojo de productos de reacción, que redundará en una mejor limpieza del pozo.

Tomando como base los excelentes resultados tanto en pruebas de compatibilidad como en precipitación de asfaltenos, y habiendo tenido un rompimiento de aproximadamente 5 minutos, recomendamos los siguientes sistemas ácidos, los cuales fueron probados con muestra del pozo -- Cárdenas #142:

ACIDO DE LIMPIA:

HCL al 25% + 2.0% HAI-75, 1.0% HC-2, 1.5% AS-6, 2.0% MORFLO II 80 #/MGAL MATRISSEAL I, 125 #/MGAL OSR-100.

MOD 303:

HCL al 25% + 10% Fe-1A, 2.0% HAI-75 1.0% HC-2, 1.5% AS-6, 2.0% MORFLO II 100 #/MGAL MATRISSEAL I, 150 #/MGAL OSR-100.

( Para mejor información sobre aditivos de lodos ver apéndice ).

4).- PROCEDIMIENTO DE LA OPERACION:

Con extremo de aparejo de producción 3 1/2" a 3808.88 metros - y camisa 2 7/8" CALICO "C" cerrada a 3783.06 metros, observó pozo cerrado: T.P. = 308 kg/cm<sup>2</sup>, T.R. = cero, abrió T.P. X 1/4" abatiéndose a 130 kg/cm<sup>2</sup>, en 30 minutos, quemando aceite y gas.

Efectuó fracturamiento por T.P. en 2 etapas, al intervalo disparado 5685 - 5650 metros de la siguiente forma:

PRIMERA ETAPA:

- 1).- 37.85 m<sup>3</sup> ( 10, 000 gal ) de HCL al 25%
- 2).- " " ( " " ) de PREFLUSH
- 3).- " " ( " " ) de GELATINA VERSAGEL-1600
- 4).- " " ( " " ) de ACIDO MOD-303
- 5).- 18.925" ( 5, 000 gal ) de CONTROL DE PERDIDA DE FLUIDO
- 6).- " " ( " " ) de ACIDO MOD-303
- 7).- " " ( " " ) de OVERFLUSH

Lanzó 80 bolas selladoras de neopreno de 7/8"; (ver apéndice)

SEGUNDA ETAPA:

- 1).- 37.85 m<sup>3</sup> ( 10, 000 gal ) de PREFLUSH
- 2).- " " ( " " ) de GELATINA VERSAGEL-1600
- 3).- " " ( " " ) de ACIDO MOD-303
- 4).- 18.925" ( 5, 000 gal ) de CONTROL DE PERDIDA DE FLUIDO
- 5).- " " ( " " ) de ACIDO MOD-303
- 6).- " " ( " " ) de OVERFLUSH
- 7).- Desplazó con 35.0 m<sup>3</sup> de agua.

Observando las siguientes presiones y gastos:

PRIMERA ETAPA:

Presión Máxima = 630 kg/cm<sup>2</sup>

Presión de Fracturamiento = No se alcanzó.

Presión de Inyección = 575 kg/cm<sup>2</sup>

Gasto Máximo = 16.5 Bls/min.

Gasto de Inyección = 10.5 Bls/min.

SEGUNDA ETAPA:

Presión Máxima = 625 kg/cm<sup>2</sup>

Presión de Inyección = 583 kg/cm<sup>2</sup>

Presión Final de Inyección = 470 kg/cm<sup>2</sup>

Gasto Máximo = 14.5 Bls/min.

Gasto de Inyección = 8.0 Bls/min.

Se represionó el Espacio Anular con 245 kg/cm<sup>2</sup>, al final descargó a cero, abrió T.P. con 260 kg/cm<sup>2</sup> x 1/2" fluyendo con 140 kg/cm<sup>2</sup> desalojando productos de reacción.

## IX - CONCLUSIONES.

- 1).- Se cumplió totalmente con el objetivo, explorando las rocas carbonatadas del Cretácico y gran espesor de Jurásico Superior, resultando productor comercial, en estas últimas a nivel Kimmeridgiano.
- 2).- La secuencia de la columna geológica que se perforó comprendió desde el Paraje Solo a Jurásico.
- 3).- Este pozo se encuentra localizado en el flanco SE de la estructura y en posición estructural más baja que el pozo Cárdenas 101, refiriéndose a la cima del yacimiento.
- 4).- Con este nuevo hallazgo la estructura del Cárdenas, descubierta con el pozo Cárdenas #101, productor en dolomías del Cretácico Inferior, se extiende y se amplía a profundidad, considerándose que a 6000.0 metros no se conoce el nivel agua-aceite.
- 5).- Actualmente este campo se encuentra en pleno desarrollo, tomando en cuenta que la profundidad no es obstáculo para buscar la acumulación comercial de hidrocarburos, ya que la producción inicial de Pozo Cárdenas #162 se obtuvo del intervalo 5,650 - 5,685 metros, siendo éste intervalo productor de aceite y gas.

X.- REFERENCIAS:

- 1).- Geología de México, Tomo II y III, E. López Ramos.
- 2).- Petróleos Mexicanos:
  - 2.a).- Estudio de la Subdirección de Explotación, para la evaluación Geológica del Campo Cárdenas.
  - 2.b).- Superintendencia General de Explotación Distrito Sur; informe Geológico final del Cárdenas #162.
  - 2.c).- Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Registros actualizados, resumen del análisis cuantitativo de los mismos, sección laboratorio, la determinación del contenido de fluidos de los núcleos cortados.
  - 2.d).- Departamento de Ingeniería Petrolera, Perforación, Terminación y Reparación Mayor.
- 3).- Apuntes del curso de Comportamiento Primario de los Yacimientos; Ing. Francisco Garaicochea Petridena.
- 4).- Comprendió de fluidos de Perforación; Subdirección de Capacitación; Instituto Mexicano del Petróleo.
- 5).- Registros de Pozos, Parte I, ( Teoría e Interpretación ). Orlando Gómez Rivero.
- 6).- Apuntes del curso de Estimulación y Reparación de Pozos; - Ing. Oscar Arreola Roveló.

## XI.- A P E N D I C E

- 1.- REGISTROS GEOFISICOS DE EXPLOACION DE HIDRO-CARBUIROS.
- 2.- REPORTE DE NUCLEOS DE FONDO TOMADOS EN EL POZO.
- 3.- ANALISIS DE LOS LODOS DE PERFORACION Y BARRENAS.
- 4.- ACCESORIOS Y HERRAMIENTAS DE USO COMUN EN LA CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.
- 5.- ADITIVOS DE ACIDO UTILIZADOS.

## 1. REGISTROS GEOFISICOS.

Los registros geofísicos de los pozos pueden detectar e identificar muchas de las propiedades físicas de las rocas que perfora la barrera, una de estas propiedades de importancia es la resistividad, la cual puede definirse como la capacidad que una sustancia tiene de "resistir" o impedir el flujo de una corriente eléctrica; las mediciones de resistividad en conjunción con la porosidad y resistividad del agua se usan en los cálculos de saturación de agua y en consecuencia en la saturación de hidrocarburos.

Los registros geofísicos de pozos tienen dos aplicaciones principales de manera general.

- a).- Evaluación de la litología y de los fluidos de la formación.
- b).- Correlación y estudios estratigráficos.

El principio básico de los registros utilizados se definen a continuación:

### Registro Sónico de Porosidad:

Ya corrido el registro y conocida la litología nos da como resultado cualitativa y cuantitativamente el porcentaje de porosidad en un registro de profundidad contra el tiempo de tránsito ( $A_t$ ).

### Registro doble laterolog:

Con este registro podemos medir la resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ).

### Registro Neutrón Compensado:

Estos registros son utilizados principalmente para ubicar -- formaciones porosas y determinar su porosidad, este registro puede -- ser usado en pozos llenos de líquidos con o sin tubería de revestimiento, pero no en pozos que se encuentran llenos de gas, ya que el gas y la lutita afectan los valores que se obtienen de porosidad.

### Registro de Inducción:

Con este registro se obtienen las mediciones de resistividad existentes en la formación, para esto se hace pasar una corriente alterna constante por un bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno generado de la bobina induce una corriente alterna en la formación, la cual se obtiene de un campo magnético secundario, este a -- su vez induce una corriente en la bobina receptora; esta corriente es proporcional a la conductividad o resistividad de la formación, sin -- embargo estos valores obtenidos de resistividad deben hacerse correcciones para los cuales existen gráficas tales como estratos delgados, de diámetros de pozos muy grandes, invasión extensa.

### Registro de Rayos Gamma:

En las formaciones sedimentarias generalmente refleja el contenido de lutitas de las formaciones debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas.

### Registro de Densidad:

Se usa principalmente como perfil de porosidad, la medición de la densidad de la formación, se aplica también en el reconocimiento -- de minerales en depósito de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos.

### Registro Microesférico:

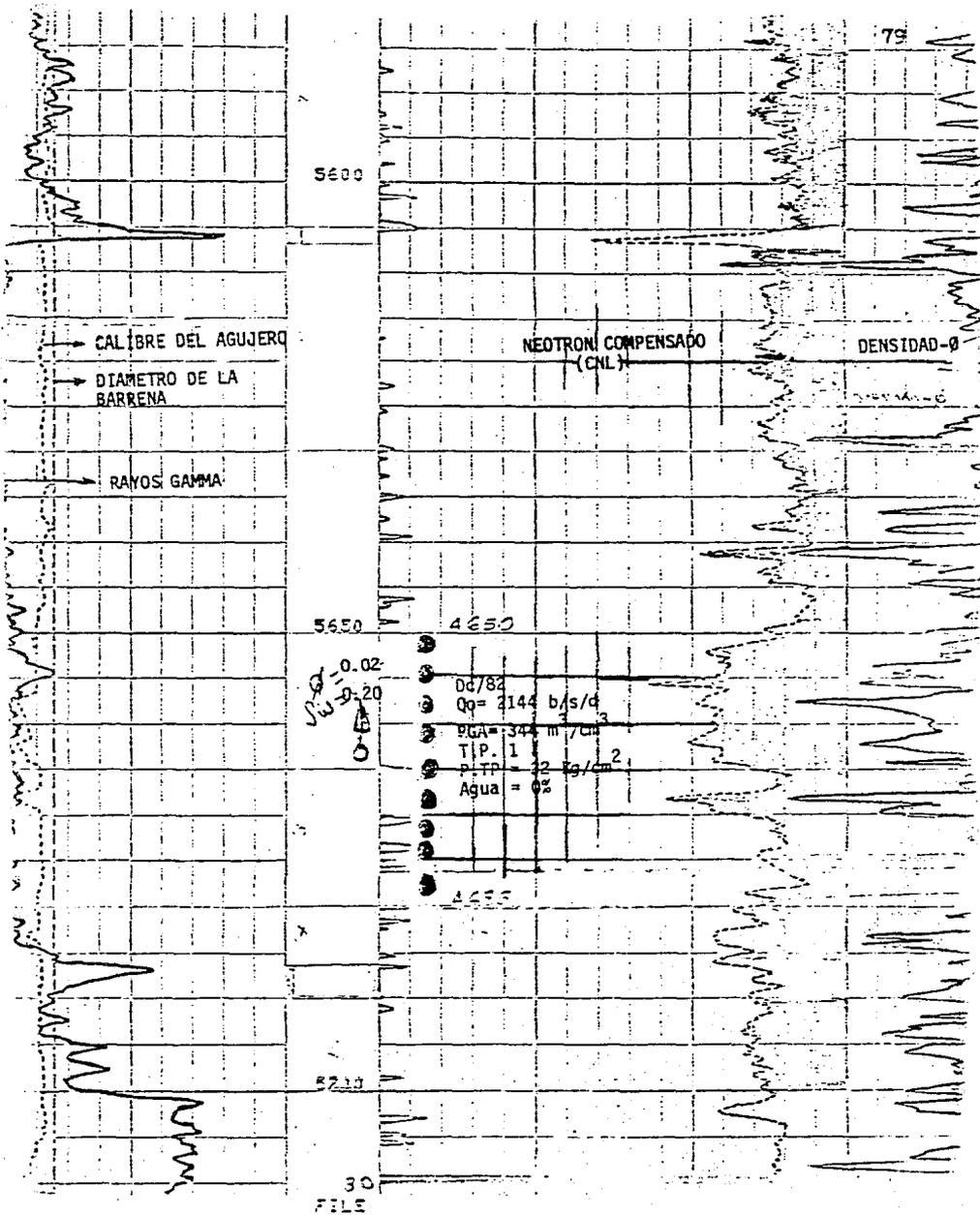
Este registro sirve para definir la resistividad en la zona lavada ( Rxo ) y las capas permeables mediante la detección del enjarre del lodo.

### Registro de Echados:

Estos registros determinan sobre la línea ( pozo ) los echados y los rumbos de los estratos atravesados para utilizarlos como herramientas en la construcción de las secciones geológicas y en las correlaciones con los demás registros.

### Registro de Calibración:

Sirve para medir los cambios en el diámetro del agujero; en forma indirecta, puede utilizarse para determinar las zonas porosas y permeables.



CALIBRE DEL AGUJERO

DIAMETRO DE LA BARRENA

RAYOS GAMMA

NEUTRON COMPENSADO (CNL)

DENSIDAD-ρ

5600

5650

4650

0.02  
0.20

06/82

Qq = 2144 b/s/d

PGA = 344 m/cm<sup>2</sup>

TIP. 1

P.TP = 32 kg/cm<sup>2</sup>

Agua = 0%

4650

5700

30 FILE

5500

5350

5200

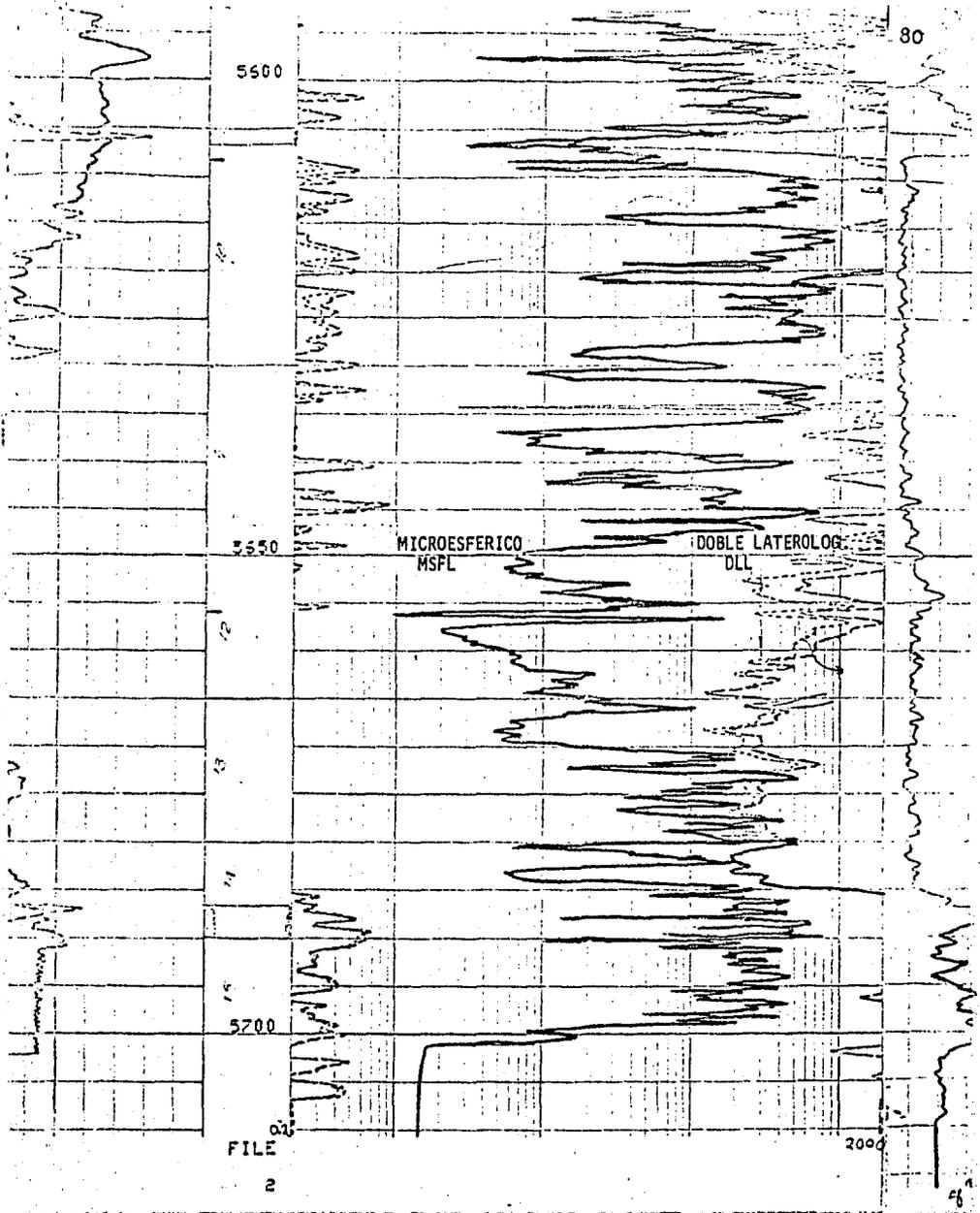
MICROESFERICO  
MSFL

DOBLE LATEROLOG  
DLL

FILE

2

2000



## 2.- REPORTE DE NUCLEOS DE FONDO TOMADOS EN EL POZO.

### a).- Núcleo #1.

Intervalo: 5050 - 5059 mts.

Recuperación: 2.30 mts., 25.56%

Estado de la Muestra: Pobre a mala.

Porosidad: Mala.

Tipo de Porosidad: Secundaria en fracturas.

Impregnación: Pobre a mala.

Fluorecencia: Sin fluorecencia.

Fauna: Microscópica.

Edad: K.S. Agua Nueva.

Descripción Litológica: Mudstone café cremoso, compacto, fracturado amarilloso.

### OBSERVACIONES:

- No tiene sabor salado.
- Microlaminaciones rellenas de arcilla.
- Incipiente dolomítico.
- Desprende olor a hidrocarburos.

### b).- Núcleo #2.

Intervalo: 5050 - 5065 metros.

Recuperación: 5.30 mts., 88.3%

Estado de la Muestra: Buena.

Porosidad: Mala.

Tipo de Porosidad: Secundaria con fracturas.

Impregnación: Pobre.

Fluorecencia: Huellas en fracturas.

Fauna: Microscópica.

Formación: K. Agua Nueva.

Edad: Cretácico Inferior.

Descripción Litológica: Mudstone a wackstone gris claro a crema, compacto, con escasas fracturas selladas por cálcita y aceite -- ligero, con intercalaciones de 20 cm., de mudstone negro compacto, arcilloso y microlaminaciones.

OBSERVACIONES:

- No tiene sabor salado.
- Se observa dolomitizaciones.
- Líneas estilolitas selladores arcilla.
- Se observa ligero olor a hidrocarburos al romper la muestra.
- Se observa nodulos de pedernal.

c).- Núcleo #3.

Intervalo: 5059 - 5145 metros.

Recuperación: 1.50 metros., ( 75% ).

Estado de la Muestra: Regular

Porosidad: Mala.

Tipo de Porosidad: Secundaria en fracturas.

Impregnación: Pobre.

Fluorecencia: No se observó.

Fauna: Microscópica.

Edad: Cretácico Superior.

Descripción Litológica: Wackstone crema a café claro compacto, escasas fracturas arcillosas, con incipiente dolomitización y pirita diseminada con intercalaciones de mudstone-wackstone café oscuro a claro, compacto.

OBSERVACIONES:

- No tiene sabor salado.
- Las laminaciones y líneas estilotíticas, estan selladas por arcilla.
- No se percibe olor a hidrocarburos al romper núcleo.

d).- Núcleo #4.

Intervalo: 5147 - 5154

Recuperación: 7 mts., 100%

Estado de la Muestra: Buena.

Porosidad: Mala.

Tipo de Porosidad: Secundaria en fracturas.

Impregnación: Pobre a regular.

Fluorecencia: Sin fluorecencia.

Fauna: Microscópica.

Edad: Cretácico Inferior.

Descripción Litológica: Mudstone a wackstone café claro a obscuro, arcilloso y compacto.

O B S E R V A C I O N E S:

- No tiene sabor salado.
- Al romper desprende ligero olor a hidrocarburos.
- Intercalaciones de 30 centímetros de mudstone compacto.
- Microlaminación en todo el núcleo.
- Desprende olor a hidrocarburos.

### 3).- ANÁLISIS DE LOS Lodos DE PERFORACION Y BARRENAS.

#### a).- Fluidos de Perforación:

Un fluido de perforación se define como: El fluido de circulación empleado en las operaciones de perforación rotatoria, para cumplir una o todas las funciones requeridas durante esta operación.

En un principio la función de los fluidos de perforación era remover los recortes. Inicialmente era un fluido simple y con el tiempo se ha sofisticado al grado de tener actualmente complejas mezclas de líquido, sólidos y materiales químicos. La mayoría de los fluidos que se utilizan en la actualidad cumplen al menos nueve funciones, las cuales son necesarias para perforar exitosamente un pozo. Los pozos que se perforan pueden ser en tierra, costafuera, en ríos, lagunas etc., verticales o direccionales.

#### Funciones de los fluidos de perforación:

El objetivo principal de todos los fluidos es auxiliar en la perforación de pozos en forma segura y económica para finalmente explotar los yacimientos petrolíferos; los fluidos de perforación deben de cumplir cuando menos las siguientes funciones:

- Limpiar el fondo del pozo y acarrear los recortes a la superficie.
- Mantener los recortes y al material densificante en suspensión.
- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Transmitir el impacto hidráulico a la formación.
- Mantener controladas las presiones subsuperficiales.
- Sustentar parcialmente a la sarta y la tubería de revestimiento por efecto de flotación.
- Permitir la adquisición de información de la zona perforada (análisis de recortes e interpretación de registros eléctricos.)

- Formar un enjarre para consolidar las paredes del agujero.
- Evitar daños a la formación productora.

Características que debe reunir el lodo:

- Densidad.
- Viscosidad.
- Gelatinosidad.
- p.H.
- Tixotropía.
- Contenido de sólidos.
- Filtrado y enjarre.

Programa de lodos usados en la perforación:

Lodo	Densidad (gr/cc)	Profundidad (mts.)
Bentonita	1.18	0 - 950
L.S.E.	1.40	950 - 2900
Emulsión Inversa	2.04	2900 - 4900
L.S.E.	1.40	4900 - 6000

b).- BARRENAS:

Existe un código estándar, para la buena selección de barras convencionales y de insertos. Es un sistema de 3 dígitos que nos indica las características esenciales de una barrena que son:

b.1.- El primer dígito indica el tipo de formación correspondiente: 1 (suave), 2 (mediana), 3 (dura), 5 (suave), 6 (mediana), -- 7 (medio dura), 8 (dura)

b.2.- Corresponde a una subclasificación de las características de cada tipo de formación siendo: 1 (muy suave), 2 (suave), 3 (mediana), 4 (dura).

c.3.- Está en función de las características mecánicas de la barrena correspondiendo:

- 1.- Baleros estandar con protección en el calibre.
- 2.- Baleros estandar con dientes "T" en el calibre.
- 3.- Baleros estandar con insertos en el calibre.
- 4.- Balero sellado sin protección en el calibre.
- 5.- Cojinete sellado con protección en el calibre.
- 6.- Cojinete de fricción sellado.
- 7.- Cojinete de fricción sellado con protección en el calibre.
- 8.- Perforación Direccional.
- 9.- Para otros.

A medida que aumentan las profundidades, los viajes llevan más tiempo y por lo tanto aumentan considerablemente los costos de perforación, para economizar esta debe de tratar de tener más metros perforados. Para esto se recomienda la barrena de insertos de carburo de tungsteno que debido a sus características se alarga la vida útil de ésta y mantiene altos rangos de penetración.

#### 4).- ACCESORIOS Y HERRAMIENTAS DE USO COMUN EN LA CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

La cementación de la tubería de revestimiento es esencial para la buena terminación de un pozo, la reparación de una mala cementación consume tiempo y es costoso; el éxito de la cementación primaria depende de la buena calidad de sus materiales, herramientas y accesorios -- utilizados.

##### ZAPATA GUIA.

Va colocada en la parte inferior de la tubería de revestimiento, para facilitar el paso de ésta a través de lugares irregulares del agujero; tiene la ventaja de que es perforable y permite que la tubería se vaya llevando por si sola.

##### ZAPATA FLOTADORA:

Este tipo de zapata impide que el fluido de perforación entre a la tubería conforme se introduce, de tal forma que la tubería va -- flotando, liberando así al equipo de perforación en la superficie del peso de la tubería.

##### ZAPATA FLOTADORA TIPO V:

Son diseñadas con una válvula de contrapresión, se usa principalmente para trabajos donde exista asentamiento de formación o la tubería se apoye en el fondo, ya que el cemento pasa a través de los orificios laterales y del fondo.

##### COPEL FLOTADOR:

Al igual que la zapata flotadora tiene una válvula de contrapresión que permite el paso en una sola dirección, se coloca uno o dos tramos arriba de la zapata lo cual permite que el cemento quede abajo del cople, su función no es únicamente la de tipo flotador, si no que actúa como asiento del tapón de desplazamiento indicando así que la --

operación de cementación ha terminado.

COPELE DIFERENCIAL:

Este dispositivo contiene una válvula de camisa que abre o cierra contra un asiento de la misma, está constituida de tal manera que el área de su sección transversal en el fondo es el 90% del área en la sección transversal superior, esta diferencia permite que al introducir la T.R. se limita a la acción de llenado de la misma, de tal manera que el nivel interior de la tubería es aproximadamente el 90% del nivel en el espacio anular.

COPELE DE RETENCION:

Su función es detener el o los tapones de hule con los que se desplaza el cemento, generalmente se coloca entre el primer o segundo tramo arriba de la zapata.

COPELE FLOTADOR DE ORIFICIO:

Consiste en un disco metálico perforable acoplado a un elemento de hule; cuando se va bajando la tubería, el orificio permite que se cierre completamente el hule, reduciendo únicamente la entrada del fluido a la tubería.

COPELE DE CEMENTACION MULTIPLE:

Quando se tiene secciones de tuberías de gran longitud, yacimientos productores múltiples o el volumen de la lechada es demaciado, se utilizan coples de cementación múltiples. Este dispositivo está diseñado para conectarse a cualquier profundidad, ya que su resistencia a la tensión y al colapso es semejante a las tuberías de revestimiento empleadas; consta de dos camisas deslizables, la inferior permanece cerrada durante el desplazamiento de la primera etapa de cementación y la camisa superior cierra los orificios de circulación. Terminada la operación de la primera etapa se abren los orificios por medio de un tapón conocido como torpedo. La primera etapa concluye cuando el tapón

de desplazamiento llega al cople de retención, colocado un tramo arriba de la zapata.

Posteriormente el envío del tapón torpedo, que abrirá los orificios del cople, se efectúa la segunda etapa de cementación, el tapón de desplazamiento en esta etapa opera sobre la segunda camisa que cierra el cople de cementación múltiple.

#### COLGADOR MECANICO:

Esta herramienta es de uso común en las T.R. cortas (Liners) y está constituida con las mismas especificaciones de diámetro, pesos y grados de la tuberías de revestimiento que se introducen al pozo.

La característica principal del colgador mecánico es que las cuñas se desplazan a su cono al accionar un mecanismo de candado "J" alojado en el cople inferior de los flejes de las cuñas que aseguran a un perno instalado en el cuerpo del mandril principal.

El mecanismo "J" es construido para soltarlo con vueltas a la izquierda levantando a la tubería y volviéndola a bajar para anclar las cuñas a la tubería de revestimiento.

#### RECEPTACULO PULIDO:

Este es el dispositivo donde hacen contacto los sellos de la herramienta soltadora e impiden que la lechada de cemento se de vuelta y de esta forma la circulación es hasta el fondo, a través de la zapata para salir al espacio anular.

#### UNION GIRATORIA:

Es instalada abajo del colgador, para permitir el asentamiento de éste, siempre que la tubería corta debajo del colgador se encuentre en tensión, permite la rotación para realizar el anclaje.

#### CENTRADORES:

Con el objeto de que el tramo por cementar de una columna de tubería de ademe, esté centrado con las paredes del pozo, de modo que

la lechada de cemento sea de un espesor uniforme en el espacio anular -- es necesario instalar sobre la tubería de revestimiento unos acceso-- rios llamados centradores, los que consisten en una serie de muelles -- o flejes metálicos, que se apoyan contra la pared del pozo, actuando -- como patines y facilitando el descenso de la T.R. en el pozo.

#### RASPADORES:

Si se tiene un enjarre de lodo grueso y compacto, sera necesari-- o recurrir a métodos mecánicos para desprenderlo, los raspadores de este tipo recíprocamente están diseñados para este trabajo de limpieza la doble hilera de escobillas fabricadas de acero al alto carbón tem-- plados en aceite, tiene la forma y flexibilidad necesaria para lograr una perfecta adherencia del cemento.

#### TAPONES DE CEMENTACION:

En la industria petrolera se utilizan 2 tipos de tapones de -- cementación, uno inferior o de diafragma que se envía por delante de -- la lechada y el tapón superior que se utiliza para desplazar la lecha-- da; el tapón de diafragma se coloca en la parte inferior de la cabeza de cementación y su objetivo principal es la de limpiar las paredes de la T.R., está construido de hule moldeado, sobre una estructura de alu-- minio, el diafragma se rompe con una mínima presión diferencial lo cu-- al permite otra vez la circulación a través del mismo.

El tapón limpiador para tubería corta va colocado en la parte -- inferior de la herramienta soltadora, mediante un perno de bronce y el tapón de desplazamiento es completamente sólido, como un candado en la parte inferior, una vez bombeada la lechada de cemento, se suelta este tapón y se ancla el tapón inferior por medio del candado de bronce, -- formando un solo cuerpo al romperse el perno, esta forma continúa des-- plazando el cemento a través de la T.R. corta, al llegar al cople de -- retención se produce un cierre hermético por el asiento especial que -- tiene el cople, evitando así el regreso del cemento hacia el interior de la T.R.

## " EQUIPO TIE-BACK "

Cuando después de un tiempo de tener cementada un tubería corta, se desea prolongar ésta hasta la superficie ya sea por rotura de la tubería de revestimiento de producción durante los trabajos de terminación, o bien por altas presiones en la zona de la tubería corta, o algún otro motivo especial, se puede hacer usando una herramienta "TIE-BACK", esto es posible si previamente se instaló un cople soldador con extensión para la misma.

Antes que sea metida la tubería de revestimiento con la herramienta "TIE-BACK", es recomendable bajar un molino "TIE-BACK" para repasar y limpiar principalmente de residuos de cemento el interior del cople soldador en donde va alojada la herramienta definitiva.

### TIPOS DE HERRAMIENTA "TIE-BACK"

#### "TIE-BACK" NORMAL.

Se usa esta herramienta cuando la tubería de revestimiento va a ser cementada, esta prevista de una serie de anillos "O"

#### "TIE-BACK" EMPACADOR TIPO "AT" No. 2

Cuando la tubería no va a ser cementada es recomendable usar este tipo de herramienta que está provista además de los Anillos "O" de un cuerpo de sello de hule que se comprime con peso de la tubería de revestimiento después que rompe un perno de seguridad.

#### "TIE-BACK" EMPACADOR TIPO No. 1:

Se usa también cuando la tubería no va hacer cementada y lleva tres juegos de anillos "O" que empaican el cuerpo del "TIE-BACK" y la parte interior del cople soldador y un juego de 2 sellos de hule que se expanden con peso al bajar la T.R. empaicando la parte superior del cuerpo del "TIE-BACK" a la tubería de revestimiento de producción.

### 5).- ADITIVOS DE ACIDO UTILIZADOS:

#### HAI-75

El uso de un inhibidor de corrosión es con el fin de proteger nuestro equipo y al mismo tiempo las tuberías del pozo que puedan entrar en contacto con el ácido.

Hay distintos factores que afectan el grado de corrosión entre los cuales están:

El tiempo de contacto, Temperatura, tipo de acero, Razón entre Volumen de Acido y Area Expuesta. Otros factores más difíciles de evaluar son: El efecto de la velocidad de flujo o turbulencia, Celdas Eléctricas formadas por diferencias en aleaciones; Corrientes.

Hay distintos criterios en lo que se debe ser un límite aceptable de corrosividad, sea tomado un valor arbitrario de 0.05 lbs/ft<sup>2</sup> de área expuesta. Esto es equivalente a la pérdida de 0.001 pulgadas de grosor.

HAI-75 es el más nuevo y efectivo entre los inhibidores hasta la fecha. Es compatibles con emulsionantes y no afecta sus propiedades.

#### HC-2

El fin principal de éste aditivo es el de suspender en solución los finos insolubles en ácido que son liberados durante la reacción con la formación. Es a la vez un espumante que ayudará a la dispersión de los finos y a una rápida limpieza de productos de reacción.

#### MORFLO II

Agente preventor de emulsiones que pudieran formarse al entrar en contacto aceite de la formación y el ácido los cuales son inmiscibles.

Un desemulsificante es una molécula que tiene dos grupos, los cuales pueden tener carga o no, uno soluble en agua y otro soluble en aceite.

Al mezclarse ambos fluidos el desemulsificante se ubicará en la interfase de los dos fluidos, reduciendo la tensión superficial existente en el agua y reduciendola y al mismo tiempo reduciendo la tensión -- interfásial lo que permite la separación de los dos fluidos e impide -- la formación de emulsiones.

#### AS-5

Existen crudos con altos porcentajes de asfaltenos en solución. Estos asfaltenos no son solubles en ácido por lo que al contacto con -- éste ácido con el aceite, precipitados insolubles suelen presentarse en la interfase. Dado que los precipitados son solo ligeramente solubles -- en aceite, una vez que se forman no son facilmente redissueltos, por lo -- que se pueden acumular en la formación y obstruir el flujo de aceite y en ocasiones detenerlo totalmente.

Para prevenir la precipitación de asfaltenos se usan aditivos -- como el AS-5, AS-6, los cuales son surfactantes dispersables en aceite los que proporcionan una capa protectora en la interfase, impidiendo -- la formación de los precipitados.

#### CRA-78

Existen varias maneras de retardar un ácido las primeras prácticas eran las de viscosificar el ácido, impidiendo así que alcanzara -- turbulencia y de esa manera, restringiendo su contacto con la formación.

El CRA-78 es un producto químico, que retarda el ácido mediante -- la absorción del aditivo a las paredes de la formación, volviendola -- afín al aceite.

Esta afinidad por aceite impide el contacto del ácido con la -- formación retardando así su acción grabadora.

#### Fe-1A

Acido acético, el cual es un ácido orgánico y de largo tiempo -- de reacción.

Este aditivo retarda la acción del ácido clorhídrico sobre la --

roca e imparte al mismo propiedades especiales.

Un ácido MOD 303 contiene las propiedades reactivas correspondientes a un HCL al 29.1% pero con una corrosividad mucho menor. Mantiene el Fe en solución evitando que se deposite en la formación y cause daño.

#### ADITIVOS PARA PERDIDA DE FLUIDO.

Un aditivo para pérdida de fluido es un material inerte (al menos temporalmente) que taponará los poros de la formación a través de los cuales se está perdiendo el fluido acarreador.

Estos aditivos son necesarios para lograr una eficiencia de fluidos de fractura limitando y controlando la cantidad de fluido filtrado en las paredes de la fractura. De este modo se logra alcanzar la máxima penetración con el mínimo de fluido. Un aditivo de pérdida de fluido en un fracturamiento no elimina el filtrado, si no que lo limita a un nivel aceptable.

Los aditivos recomendados para nuestro tratamiento son los siguientes:

#### WAC-11D

Es un excelente aditivo y puede ser usado tanto en zonas de baja como de alta permeabilidad. Se usa principalmente para fluidos base agua o ácidos débiles.

#### MATRISEAL I

Es un aditivo similar al WAC-11D que tiene un rango de partículas entre 0.03 y 0.005 cm. Es una mezcla de una resina soluble en aceite y un polímero natural que se hidrata en agua ó ácido. La cantidad recomendada para fracturas fluctúa entre 100 # y 200 #/MGLW de ácido. Este aditivo fué diseñado para ácidos especialmente, y puede actuar como agente desviador.

OSR-100

Este aditivo es una resina soluble en aceite. Se considera un tamaño de partícula de Malla # 100, aún cuando tiene un rango que fluctúa de Malla # 240. Durante un tratamiento, a medida que el fluido crea una fractura, el OSR-100 fluye en secciones que aceptan grandes cantidades de líquido como fracturas naturales, cavernas y secciones de alta permeabilidad. El OSR-100 taponas estas secciones para mantener el fluido en la fractura e incrementar su eficiencia. Un puente de OSR-100 tiene una permeabilidad de aproximadamente 0.55 Darcys mientras que el formado por Arena Malla 100 tiene cerca de 9 Darcys.

Ambos materiales puentearan fracturas naturales. Sin embargo un aditivo de pérdida de fluido deberá ser usado para disminuir la permeabilidad y controlar el flujo a través de los puentes.

ADITIVOS DEL VERSAGEL 1600NaCl

La sal es un agente estabilizador de arcillas, el cual impide que estas se hinchen al contacto con agua. En este caso se usa también como densificador para que la gelatina alcance la densidad del ácido, que es de 1.10 gr/cc.

FRACFLO II

Es un surfactante que tiene como fin el prevenir emulsiones durante el tratamiento.

BE-3

Agente que eliminará las bacterias. Estas podrían afectar la viscosidad de la gelatina en cuestión de horas. Bacteria reductora de sulfato nos causa problemas de producción de sulfuro de hidrogeno llamado ácido sulfhídrico; lo cual debe ser evitado al máximo.

K-34, HYG-3

Son dos productos cuya única finalidad es afinar el pH de el agua que será gelatinizada.