



24/21
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**HISTORIA DEL POZO "CARDENAS 201"
DISTRITO COMALCALCO**

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
CIRILO LICONA ISLAS

CIUDAD UNIVERSITARIA

1984



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE GENERAL

HISTORIA DEL POZO CARDENAS 201

	Págs.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
GENERALIDADES	
1) Geología regional	4
2) Ubicación del pozo	9
a) Fecha de iniciación y terminación	9
CAPITULO II	
DATOS GEOLOGICOS	
1) Plano sismológico	11
2) Plano estructural	12
3) Interpretación estratigráfica y estructural	13, 14
4) Columna geológica	15
5) Litología	16
6) Clasificación de rocas de acuerdo con la textura de depósito.	20
7) Trampa geológica	21
8) Correlación con pozos vecinos	22
9) Descripción del horizonte productor	28
10) Características del yacimiento	29

CAPITULO III

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION

1) Equipo de perforación y características	31
2) Programa de barreras	36
3) Gráfica de avance de penetración	42
4) Fluidos de perforación	43
5) Registros geofísicos tomados durante la perforación	44
6) Analisis cuantitativo de los registros	45
7) Historia de la perforación del pozo	46
8) Nucleos tomados durante la perforación	54
a) Contenido de fluido de los nucleos.	57

CAPITULO IV

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIONES

1) Tuberías de revestimiento y accesorios	59
2) Distribución del aparejo de revestimiento dentro del agujero.	61
3) Cementaciones efectuadas	63
4) Presiones de prueba efectuadas	66
5) Conexiones superficiales	67

CAPITULO V

TERMINACION DEL POZO

1) Programa operativo en la terminación del pozo	69
2) Analisis de muestras	74

	Págs.
3) Tipo de terminación , (caract. de la terminación)	75
4) Estado mecánico del pozo	76
5) Estimulaciones y fracturamientos efectuados	77

CAPITULO VI

REPARACION MAYOR

1) Programa operativo de la reparación mayor	79, 80, 81
2) Estado actual del pozo	80
CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES	92

APENDICE

A) Barrenas	94
B) Fluidos de perforación	96
C) Sarta de Perforación	99
D) Tuberías de revestimiento	100
E) Accesorios que acompañan a la tubería	102
F) Tipos de cementaciones	110
G) Características generales de cementos y aditivos usados...	114
H) Registros geofísicos	116
I) Técnicas de estimulación de pozos	122
BIBLIOGRAFIA	128

INTRODUCCION

La historia de un pozo es un documento que reúne la información e interpretación completa del mismo, culminando con el establecimiento de conclusiones mismas que dan una serie de recomendaciones a considerar, tanto para aplicar al pozo mismo, como a pozos a perforar vecinos a él.

El beneficio económico obtenido por el aprovechamiento racional de las conclusiones y el consecuente acatamiento de las recomendaciones es de gran trascendencia, por lo que se debe reconocer la importancia que tiene la historia de cada pozo.

En ese trabajo se presenta una secuencia ordenada de toda la información emanada de la perforación y terminación del pozo prolongándose esta mediante una reparación aplicada al pozo así como los problemas y soluciones obtenidas.

El campo Cárdenas, descubierto el 8 de marzo de 1979 tiene una producción actual de 147 500 bls / día, distribuida en 27 pozos que actualmente tiene en producción. El campo cuenta también con 17 pozos en terminación, 9 pozos en perforación, 10 pozos taponados por accidente mecánico, 4 pozos taponados inproductivos y 2 pozos cerrados por otras causas.

Finalmente, el pozo Cárdenas 201, que aportó $538 \text{ m}^3 / \text{día}$ en el intervalo 5900.0 -5960.0, se encuentra cerrado ya que al re-disparar el intervalo 5795.0 -5835.0, no fluyó teniendo una alta aportación de agua.

CAPITULO I
GENERALIDADES

G E O L O G I A R E G I O N A L

La localización geográfica de la provincia geológica del sureste, está situada en una gran porción del S.E. de México, conjuntamente con la provincia plataforma Yucatán-Campeche, sus límites al Norte lo constituye el Golfo de México, al Sur la Sierra de Chiapas, al Este la República de Guatemala y una línea aproximadamente Norte-Sur al Oriente de Ciudad del Carmen, Campeche, al Oeste las provincias de Cuenca de Veracruz, Sierra Madre del Sur, Altiplano de Oaxaca y la pequeña provincia del Macizo de San Andrés Tuxtla. Fig. 2.

Dada la importancia de ésta, para su estudio se ha dividido en las siguientes subprovincias tales como, Cuenca terciaria del Sureste - Tabasco, Sierra de Chiapas, Macizo de Chiapas, y Planicie Costera de Chiapas.

La provincia está constituida por cuencas terciarias, cretácicas y jurásicas. La primera por sedimentos terrígenos y ocasionalmente por rocas carbonatadas de edad oligocénica y miocénica. Las cuencas cretácicas y jurásicas están formadas por rocas carbonatadas.

Los principales alineamientos estructurales son paralelos a la Sierra Madre Oriental, excepto, en buena parte de las cuencas del sureste en donde las formaciones estructurales están influenciadas por la continuación del empuje de la Sierra de Chiapas y el movimiento de los núcleos salinos que subyacen a los movimientos terciarios.

La producción en la provincia del sureste es obtenida principalmente, del oligoceno, mioceno medio y superior, actualmente se incorporan reservas de edades jurásico superior, cretácico inferior medio y superior.

En la figura 3, se presenta las relaciones estatigráficas y espesores de los sedimentos jurásicos, tanto de afloramientos como de los pozos perforados.

El plano estructural del jurásico presenta tres unidades estructurales bien definidas, la primera, un gran sinclinorio que es la región de Cárdenas, Comalcalco, situada hacia el oeste en donde las profundidades de las rocas jurásicas debieron ser superiores a los 6000.00 mts. La otra zona del sinclinorio corresponde a la cuenca de Macuspana donde deben haberse desarrollado fallas que dieron lugar a bloques, especialmente en la región José Colomo, y por lo mismo la profundidad que se deben encontrar las rocas jurásicas es muy superior a los 6000 mts. de profundidad.

La tercera unidad que aparece en el plano como anticlinorio se extiende desde la región de Subancuy al SW de Villahermosa, hasta el norte del alto de Jalpa, Tabasco. (Fig. 4)

PROVINCIAS GEOLOGICAS

PROVINCIA GEOLOGICA DEL SURESTE DE MEXICO

SUB-PROVINCIAS

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

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

SUB-PROVINCIA

5.-PORCION SUR
DEL ISTMO
DE
TEHUAN-
TEPEC

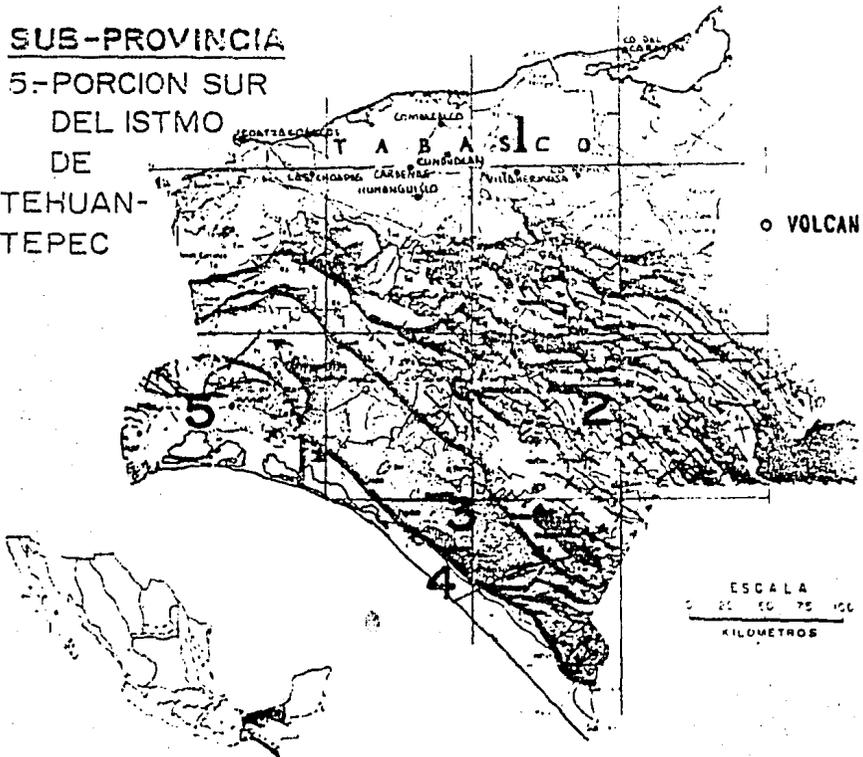


FIG 2

MAPA TECTÓNICO GENERALIZADO Y EMPLAZAMIENTO DE DOMOS Y MASAS SALINAS JURÁSICAS

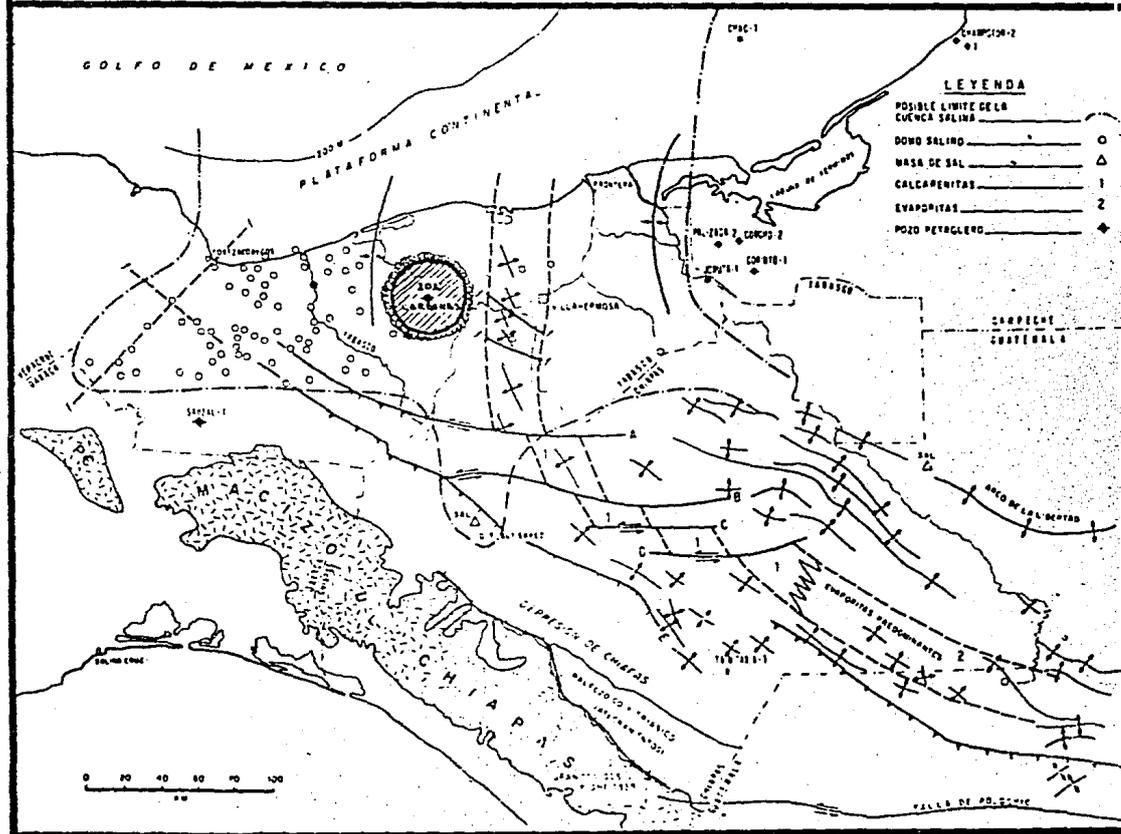


FIG. 3.

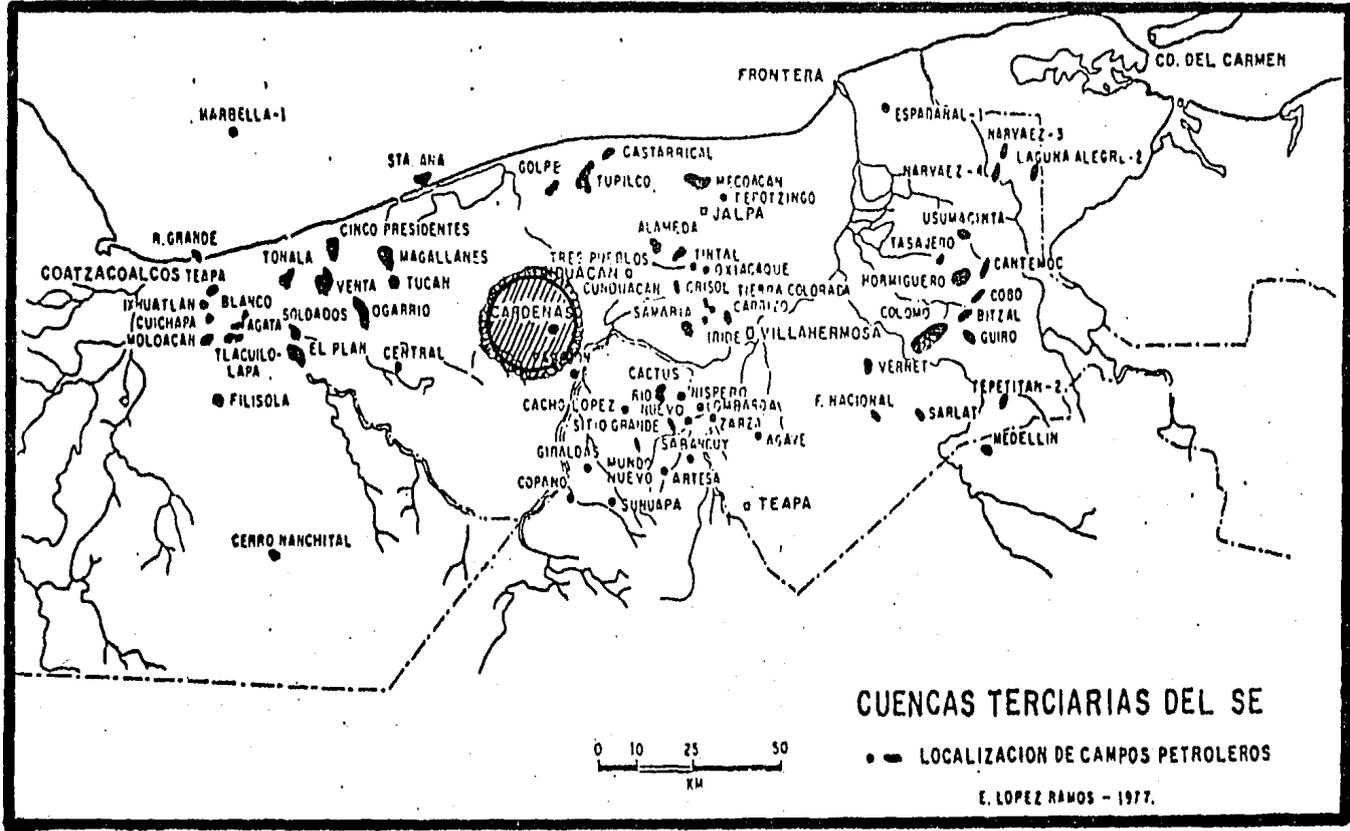
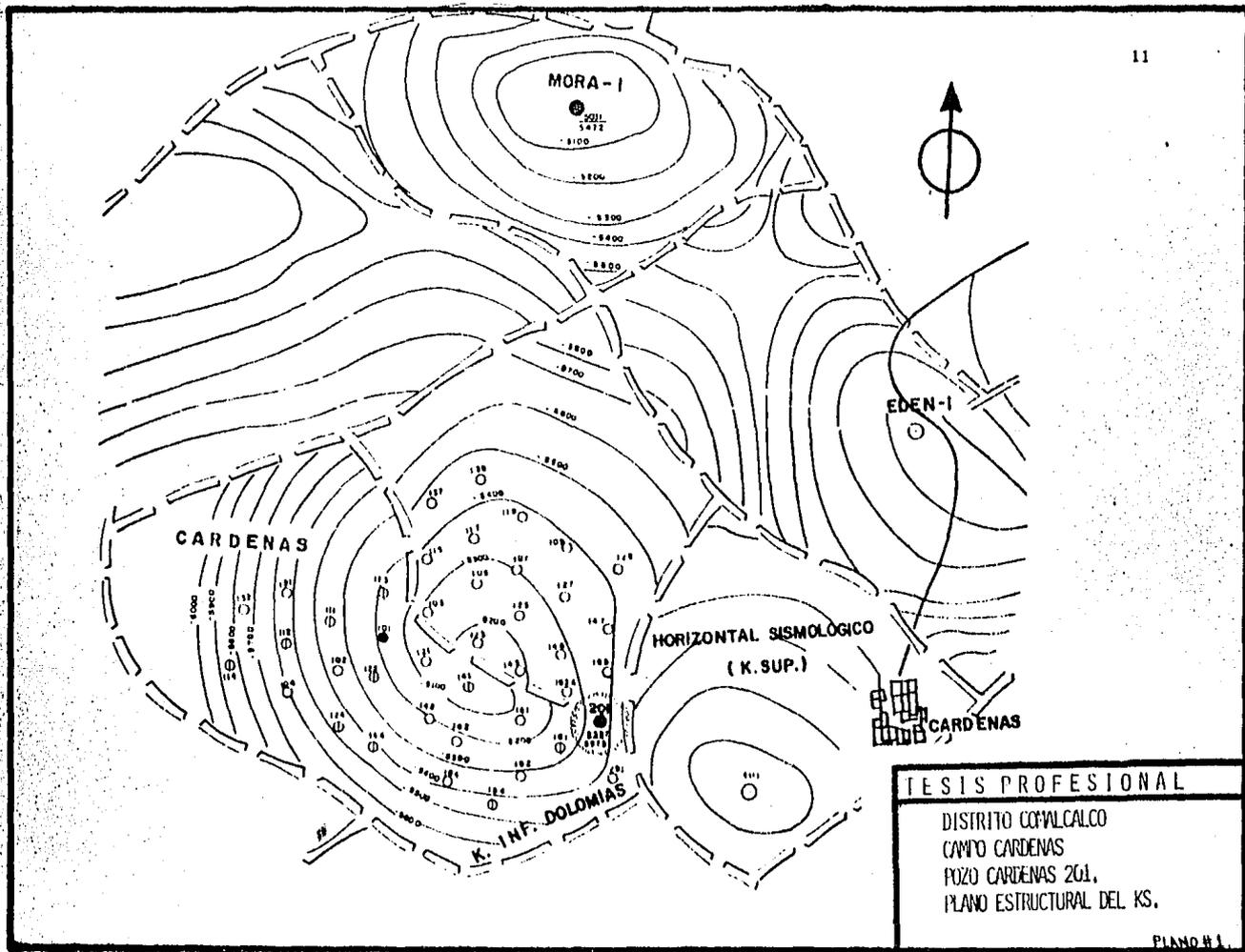


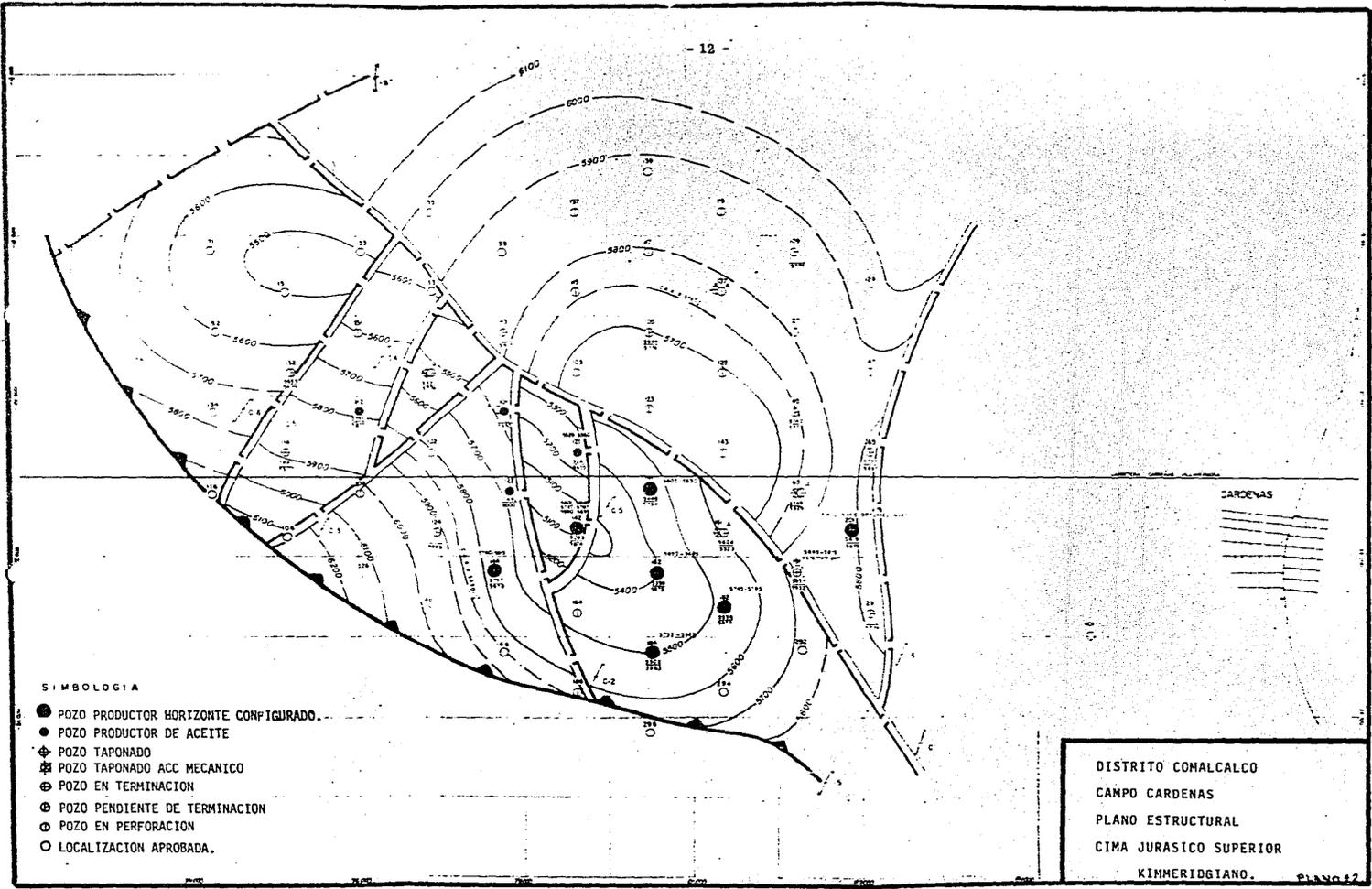
FIG 4.

UBICACION DEL POZO

Nombre del pozoCárdenas 201
Nombre del campo.....Cárdenas
Distrito.....Comalcalco
Ubicación del Pozo.....Terrestre
Coordenadas de referencia.....Sistema Punta Gorda
X 81,863.67
Y -21,669.69
Localización del Pozo.....A 2500 m. al S86°E
del Pozo Cárdenas # 1
Elevación sobre el nivel del mar.....Mesa rotatoria 24.95
Terreno 15.73
Fecha de iniciación de la perforación.....24 de agosto de 1979
Fecha de terminación de la perforación.....26 de Noviembre de 1980
Fecha de iniciación de la terminación.....27 de Noviembre de 1980
Fecha en que concluyó la terminación.....1 de Marzo de 1981
Equipo usado en la perforación.....PEMEX 125
Clasificación.....Pozo productor de aceite
volátil con producción de
gas.
Producción original.....Aceite: 583 m³/día
RGA : 254 m³/m
Fecha de iniciación de la reparación mayor. 10 de agosto de 1981
Fecha de terminación de la reparación mayor 27 de Diciembre de 1981.

CAPITULO II
DATOS GEOLOGICOS





SIMBOLOGIA

- POZO PRODUCTOR HORIZONTE CONFIGURADO.
- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊕ POZO TAPONADO
- ⊞ POZO TAPONADO ACC MECANICO
- ⊗ POZO EN TERMINACION
- ⊙ POZO PENDIENTE DE TERMINACION
- ⊚ POZO EN PERFORACION
- LOCALIZACION APROBADA.

DISTRITO CONALCALCO
CAMPO CARDENAS
PLANO ESTRUCTURAL
CIMA JURASICO SUPERIOR
KIMMERIDGIANO. PLANO #2

INTERPRETACION ESTRATIGRAFICA

Con base en el análisis de los registros geofísicos, neutrón - compensado y de litodensidad así como la descripción de muestras de canal y núcleos de fondo de los pozos perforados se elaboraron los planos litológicos del Cretácico Inferior; Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Superior Kimmeridgiano en los cuales podemos apreciar la distribución de las dolomías, las zonas poco dolomitizadas y de Mudstone (1) - (calizas), con estos planos se está en la posibilidad de predecir el grado de dolomitización que presentará la columna que cortarán los pozos en perforación y los próximos a perforarse así como las perspectivas de producción en virtud de que las zonas dolomitizadas son las que actualmente aportan los hidrocarburos.

(1) Para Mayor información ver pág. 20

INTERPRETACION ESTRUCTURAL

Los planos estructurales fueron elaborados a partir de la interpretación sísmológica estructural de la cima del Cretácico Inferior, siendo esta modificada de acuerdo a las secciones estructurales elaboradas y a la correlación establecida entre los pozos.

Se configuraron tres planos: cima del Cretácico Inferior (entrada del yacimiento); cima del Jurásico Superior Tithoniano y cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano, en ellos se observa que el campo "Cárdenas" está emplazado en un anticlinal asimétrico de orientación NW - es afectado en el flanco S-W, por una falla inversa con buzamiento al N-E y fallas normales con rumbos distintos, las cuales dividen la estructura en varios bloques.

DATOS GEOLÓGICOS
COLUMNA GEOLÓGICA

Formación	Cima (m.)	Espesor aparente (m.)
M.P. SOLO	AFLORA	-
M. FILISOLA	1370	423
M. C. SUPERIOR	1793	150
M. C. INFERIOR	1943	177
M. ENCANTO	2120	40
M. INFERIOR	2160	903
OLIGOCENO	3005	522
EOCENO	3585	1150
PALEOCENO	4735	293
K. MENDEZ	5028	103
K. SAN FELIPE	5133	100
K. AGUA NUEVA	5233	73
K. MEDIO	5305	75
K. INFERIOR	5380	185
J.S.T.	5555	295
J.S.K.	5860	140

OBJETIVO: Encontrar acumulación de hidrocarburos en las rocas carbonatadas del cretácico medio e inferior productoras en parredón.

LITOLÓGIA: La litología del horizonte productor son generalmente, dolomías café claro a café oscuro, arcillosas y fracturadas.

LITOLÓGIA

- Estratigrafía.- La columna estratigráfica atravesada por el pozo en estudio, presenta sedimentos que varían en edad del Mioceno Superior (F. Paraje Solo) a Jurásico Superior.

- M.P. Solo (aflora).- Se presenta como una alternativa irregular de lutita gris verdosa y arena gris claro de grano fino a grueso, en la base se observan delgadas capas de lignita y de arenisca gris claro de grano fino mal cementada.

- M. Filisola (1370-1793).- Consistió principalmente en lutita gris claro, con intercalaciones delgadas de arena gris claro de grano fino a medio.

- M.C. Superior (1793-1943).- Desarrollado fundamentalmente por lutita gris verdosa, parduzco y gris claro, suave y plástica, dura y laminar; tiene intercalaciones de grava de cuarzo y arenisca, blanco y gris claro, de grano fino a medio bien cementada.

- M.C. Inferior (1943-2120).- Formación que se encuentra constituida por lutita gris claro a parduzco, suave a plástica presentando ocasionalmente laminaciones e intercalaciones de arenisca gris claro, grano fino.

- M. Encanto (2120-2160).- Serie que está representada por lutita de gris claro a gris verdosa, suave a semidura, en partes ligeramente arenosa, gris oscura.

- M. Inferior (2160-3005).- Espesor que se caracteriza por tener lutita gris verdosa, de suave a semidura, bentonítica, con capas

delgadas de arenisca blanca de grano fino bien cementada, así como - intercalaciones de bentonita verde claro.

-OLIGOCENO (3005-3585).- Formación que se caracteriza por un desarrollo ocasional de lutita bentonítica gris claro a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente calcárea; se presentan también intercalaciones de arenisca gris claro, de grano medio y compacta, ligeramente calcárea, así como también ligeros horizontes de bentonita verde claro.

- EOCENO (3575-4735).- Esta serie está representada por potentes cuerpos de lutita, bentonítica calcárea gris claro, gris verdoso y gris oscuro, semidura, con intercalaciones de brecha de mudstone (1) crema.

- PALEOCENO (4735-5028).- Caracterizado por presentar lutita gris y café rojizo de suave a semidura; apareciendo hacia la base un paquete de Mudstone (1) blanco cremoso, así como horizontes de brechas.

- K. Mendez (5028-5133).- Consiste en una formación de lutita café rojizo, presentándose marga con las mismas características, con intercalaciones de mudstone (1) crema, se observan también sedimentos calcáreos, de semiduro a duros.

- K. Sn. Felipe (5133-5233).- Marga café rojizo a café oscuro de semidura a dura. Mudstone (1) bentonítico en bajo porcentaje, así como mudstone (1) crema compacto.

(1), para mayor información ver pág. 20

- K. Agua Nueva (5233-5305).- Desarrollo fundamental de mudstone Wackestone (2) de bioclastos, crema o café cremoso, compacto, con micro fracturas selladas por calcita, asociándose huellas de pedernal blanco - traslúcido, y horizontes bentoníticos.

- K. Medio (5305-5380).- Espesor que nos muestra características de mudstone a Wackestone (2) café a crema, así como gris claro y gris - oscuro compacto, presentando microfracturas selladas por calcita; con - escaso pedernal negro y blanco.

- K. Inferior (5380-5555).- representada fundamentalmente por - una secuencia de dolomía gris oscuro, gris claro y gris verdoso, micro- cristalina a cristalina, compacta, con fracturas selladas por calcita, y porcentajes bajos de mudstone (1) dolomítico crema y bentonita gris ver- doso.

- J.S.T. (5565-5860).- Presentada por dolomía gris oscuro micro cristalina a mesocristalina arcillosa, ligeramente fracturada y con - fracturas selladas por dolomita, con intercalaciones de pequeños cuerpos de mudstone (1) crema, dolomítico y compacto.

- J.S.K. (5860-6000).- Dolomía café claro a gris oscuro debido a impregnación de aceites, en ocasiones café cristalina y en otras micro cristalina, ligeramente arcillosa, con fracturas selladas por dolomias, mudstone (1) blanco traslúcido a blanco lechoso compacto.

(2) (1) para mayor información ver pág. 20

El pozo Cárdenas 201 queda localizado estructuralmente en el flanco SE de Cárdenas, resultando 170 m. más bajo que el horizonte del cretácico inferior del pozo Cárdenas 101.

CLASIFICACION DE ROCAS DE ACUERDO CON LA TEXTURA DE DEPOSITO

TEXTURA DE DEPOSITO RECONOCIBLE				TEXTURA DE DEPOSITO NO RECONOCIBLE
COMPONENTES ORIGINALES NO LIGADOS JUNTAMENTE DURANTE EL DEPOSITO				
CONTIENE LODO (Partículas de Arcilla y Limo Fino)			Ausencia de lodo y su armazón granular	
FORMADO DE LODO		Armazón granular		
Menos que 10% de granos.	Más que 10% de granos.			
Mudstone (Lodolita)	Wackstone (Wackstonita)	Packstone (Packstonita)	Grainstone (Grainstonita)	CARBONATO CRISTALINO (Se subdivide de acuerdo con clasificaciones designadas para mostrar la textura física ó diagénesis).
			Bounstone (Boundstonita)	

Dunham, 1962.

Nota: Los nombres entre paréntesis son Informales.

TRAMPA GEOLOGICA.

La trampa geológica que presenta el pozo Cárdenas 201 es un anticlinal asimétrico cuyo eje mayor presenta una orientación SE/SW 10 Km. de largo aproximadamente; el eje menor tiene una orientación NE/SW, senciblemente perpendicular al eje mayor.

El anticlinal asimétrico está limitado en la porción SW por una falla inversa (estructura Tepayil), y al Este limitado por otra falla inversa.

La trampa geológica se forma cuando en presencia de agua - que dan aprisionados aceite y gas por una zona de permeabilidad reducida, que impide su migración ascendente. Esta situación se puede desarrollar, por ejemplo, a lo largo de las antiguas líneas de - costa ó barras de arena donde exista un cambio de facies horizontal de arena a arcilla. El camino ascendente del petróleo y el gas a - través de una roca permeable puede quedar interrumpido por una capa impermeable en una discordancia ó a lo largo de una falla.

Dentro del campo Cárdenas existe una distribución herrática de dolomías, la producción viene de cuerpos dolomitizados siempre y cuando estos estén fracturados.

CORRELACION DE POZOS VECINOS

Se presenta a continuación una correlación del pozo en estudio "Cárdenas 201" con dos pozos de importancia como son en Mora # 1 y el Tecominoacan 101-A:

Para ubicar su posición estructural, en esta correlación se indican las columnas geológicas de los pozos antes mencionados, así como la ubicación de los mismos.

Se presentan además, las cimas de las formaciones en 8 pozos que conjuntan al campo Cárdenas, todos ellos de igual importancia, así como el espesor de las formaciones y el (%) en promedio de caliza dolomitizada.

Mencionando también, la descripción litológica de los núcleos, comparando por supuesto, el pozo Cárdenas con dos pozos vecinos a él.

En el siguiente plano se presenta una correlación estatigráfica del pozo en estudio Cárdenas 201 con los pozos Mora # 1 y Tecominoacan 101-A, pertenecientes al campo Mora y Tecominoacan respectivamente, campos vecinos al Cárdenas.

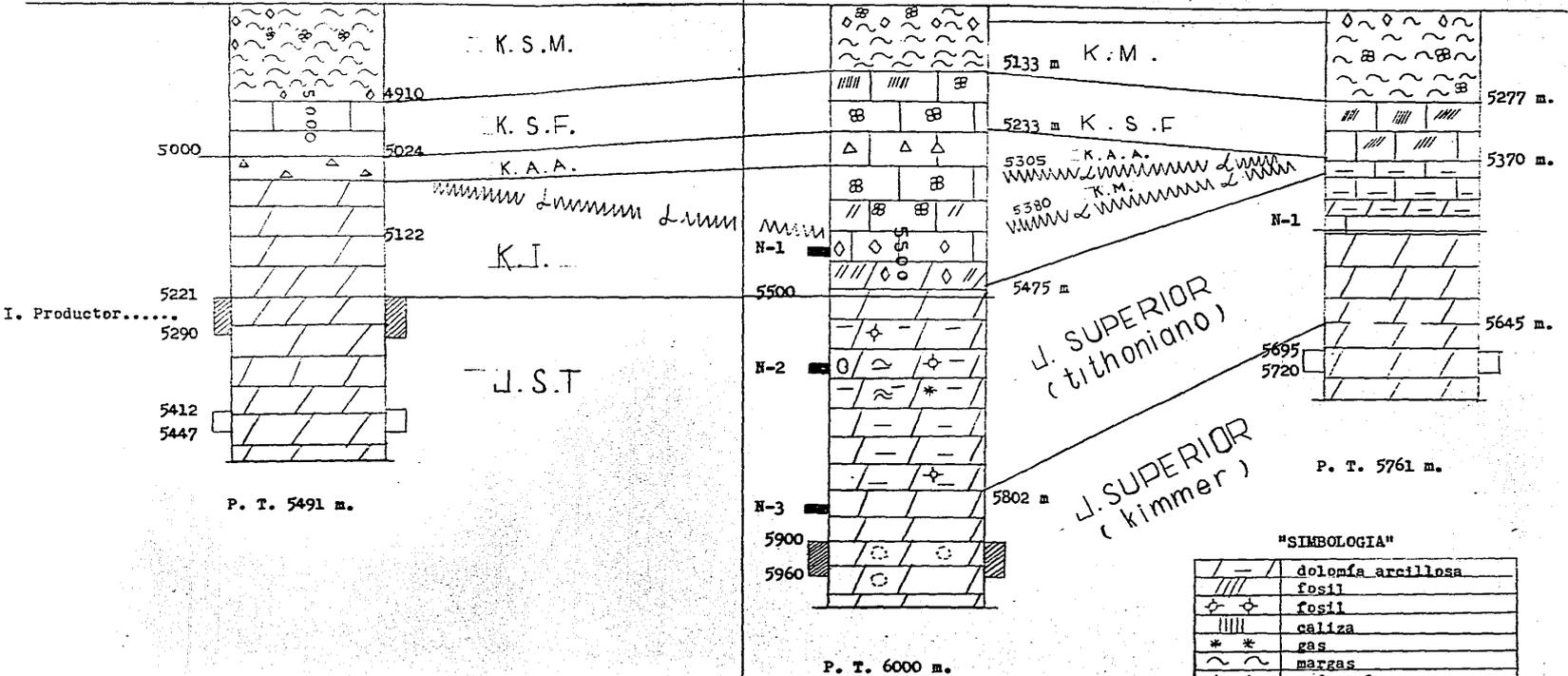
CORRELACION ESTATIGRAFICA DEL POZO CARDENAS 201 CON

RELACION A LOS POZOS MORA # 1 Y TECOMINOACAN # 101 - A

"MORA-1"
(Productor)

"CARDENAS 201"....
(Productor)

"TECOMINOACAN 101-A"
(Taponado por acc.
mecánico)



"SIMBOLOGIA"

—	dolomia arcillosa
////	fosil
⊕ ⊕	fosil
	caliza
* *	gas
~ ~	margas
△ △	pedernal
◇ ◇	brecha
⊞ ⊞	foraminifero platonico
www	discordancia
///	dolomia gris

CORRELACION DE POZOS

M O R A # 1

Inicio..... 2 de Dic. de 1980
Perforación

Terminó..... 26 de Sep. de 1981
Perforación

Coordenadas del sistema..... X = 460 549.395
Y = 1996 785.467

Elevaciones..... Terrenos: 7.352
M. R. : 19.972

Localización..... 7540 m. al N 57° 00'W

Tuberías cementadas.

Pulg.	Profundidad
24	60
16	996
10 3/4	3400
7 5/8	4946
5	5491

Columna geológica:

Formación	Prof. (M.)
Paraje Solo	aflora
Filisola	2097
Concepción Sup.	2290
Concepción Inf.	2400
Encanto	2690
Depósito	3500
Uligoceno Medio	3720
Eoceno Superior	3970
K.S. Méndez	4770
K.S. Sn. Felipe	4900
K.S. Agua Nueva	5030
K. Inferior	5050
J.S.T.	5130
J.S.K.	5221
Profundidad total	5491

CORRELACION DE POZOS

TECOMINOACAN No. 101-A

Inicio..... 3 de Sep. de 1978
Perforación

Terminó
Perforación

Coordenadas del sistema..... X = 68197.98
Y = -30186.15

Elevaciones..... Terreno: 21.955
M. R. : 31.495

Localización..... a 3050 m. al S32°15'W

Tuberías cementadas.

Pulg.	Profundidad (m.)
24	30
16	801.30
10 3/4	3400
7 5/8	2752-5364
5	5761

Columna geológica

Formación	Prof. (m.)
Paraje Solo	aflora
Filisola	1665
Concepción Sup.	2000
Concepción Inf.	2130
Encanto	2460
Depósito	3190
Oligoceno Sup.	—
Oligoceno Medio	4200
Oligoceno Inf.	4300
Eoceno Sup.	4375
Paleoceno	5035
K.S. Méndez	5123
K.S. Sn. Felipe	5279
K.S. Agua Nueva	5358
K.I. (Dolomias)	5400
J. Superior	5476
Profundidad total	5761

CORRELACION DE POZOS

Cima de las form. en metros bajo la mesa rotaria (M.B.M.R.)

POZO	PALEOCENO	K.S.	K.I.	JST	JSK	PROF. T.
101	4656	4845	5210	5290	-	5355
105	4838	5011	5269	5222	5725	5800
121	4561	4754	4983	5030	5263	5628
122	4614	4850	5300	5415	5764"	6000
132	4749	4950	5381	5525	5676	5900
141	4604	4823	5070	5227	5472	5780
184	4606	4851	5122	5296	5529	5890
<u>201</u>	4735	5028	5305	5509	5845	6000

Espesor de las formaciones y su % de caliza dolomitizada.

POZO	K.I.		JST		JSK	
	espesor m.	% Dolom.	Espesor m.	% Dolom.	Espesor m.	% Dolom.
101	80	100	65	100	-	-
105	153	21	303	100	75	100
121	47	0	234	87	364	93
122	127	91	349	76	236	100"
132	150	90	151	100	224	100
141	187	21	215	45	308	80
184	174	100	233	100	361	100
<u>201</u>	213	0	157	0	-	-

" Anhidrita a partir de 5816 m.

CORRELACION DE POZOS

DESCRIPCION LITOLOGICA DE NUCLEOS.

POZO	Nucleo # Intervalo M.B.M.R.	DESCRIPCION
101	N-1, 4859-4867	Brecha de clastos de granstone (3) y marga, impregnación nula.
	N-2, 5141-5148	Marga que gradua a mudstone (1) ben tonifico, impregnación nula.
	N-3, 5264-5264.45	Dolomia gris Microcristalina compacta, impregnación pobre.
	N-4, 5384-5385	Dolomia gris arcillosa microcristalina compacta impregnación reg.
201	N-1, 5424-5430	Brecha Dolomítica y dolomia café - compacta arcillosa muy fracturada, impregnación buena de aceite regular.
	N-2, 5605-5614	Dolomia gris microcristalina compacta, ligeramente arcillosa y fracturada, impregnación pobre.
	N-3, 5835-5845	Dolomia gris oscuro a café por impregnación de aceite, cristalina de grano medio a fino, porosa, arcillosa compacta y fracturada impregnación buena de aceite ligero.
121	N-1, 5060-5068	Dolomia gris compacta arcillosa - fracturada, impregnación regular de aceite ligero.
	N-2, 5099-5108	Dolomia gris negra compacta, impregnación aceite ligero.
	N-3, 5200-5209	Dolomia gris compacta fracturada impregnación pobre de aceite ligero.
	N-4, 5209-5218	Dolomia gris microcristalina arcillosa, impregnación regular de aceite residual.

(1), (3), para mayor información ver pág. 20.

DESCRIPCION DEL HORIZONTE PRODUCTOR

El pozo Cárdenas 201 que alcanzó la profundidad de 6000.0 quedó como productor en el tramo 5900.0- 5960.0, mts. pertenecientes a la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Se observó que a partir de 5400 mts. hubo porcentajes hasta del 20 % de fluorescencia amarilla claro y lecturas máximas de G - 460-400; GC - 62-52.

El espesor del yacimiento se encontró de 273.0 mts., la producción inicial obtenida en el tramo 5910.0-5900.0 mts. fué de 583 m³/día con una RGA de 254 m³/m³ y un factor de volumen del aceite de 1.9736., No se efectuaron pruebas de formación de otros horizontes, únicamente en el tramo de interés.

C A R A C T E R I S T I C A S D E L Y A C I M I E N T O

Saturación de agua ($\overline{S_w}$)	0.17
Saturación de aceite ($\overline{S_o}$).....	0.83
Porosidad (\emptyset)	0.03
Permeabilidad (K)	9.92 m.d.
Presión del yacimiento (Py)	631 Kg/cm ²
Temperatura de yac. (Ty)	143°C
Densidad (ρ)	0.8364 gr/cm ³ medida a cond. estandar
Viscosidad (μ)	2.4 c. p. medida a condiciones estándar.
Viscosidad (μ)	0.39 c. p. medida a condiciones de yac.
Densidad (ρ)	37.6° API medida a cond. de yacimiento.
Tipo de Hc.	ACEITE VOLATIL.

CAPITULO III
DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION

Profundidad total 6000 mts.
Equipo de perforación PEMEX - 125

Componentes del equipo usado:

Malacate:

Marca..... " EMSCO "
Modelo..... CE - 3000
Tipo..... DE - CD
Cable..... 11 1/2
Capacidad nominal..... HP 3000
Mt. 7600
Cant. 3
Malacate de sondeo..... " EMSCO - ECR "

Mastil:

Marca..... " EMSCO "
Modelo..... CEH-142
Capacidad..... 1 000 000 Lb.

Bombas:

Bomba #1 marca..... "EMSCO"
Modelo..... D 1650
Bomba # 2 marca..... "EMSCO"
Modelo..... D 1350
Capacidad Nominal..... HP 20, RPM 1755, VOLTS
220/440, Ampers 5225.

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION.....

Relación de tableros de control:

Control general de C. A. Hutchison
Consola de perforación..... General Eléctric
Control de potencia. General Eléctric
a) Modelo..... 17 ck 189452
Control Remoto..... Kooney
a) Modelo..... ARC - S

Generadores de corriente alterna:

Planta de luz # 1 Columbia
a) Modelo 350 TH
b) Capacidad..... 350 Kw.
Motor de C. I. "Cartepillar"
a) Modelo..... D-398
Planta de luz # 2 Cartepillar
a) Modelo..... 350 TH
b) Capacidad..... 350 Kw.
Motor de C. I. "Cartepillar"
a) Modelo..... D-379

Unidades principales:

Motor de C.I. Diesel..... Cartepillar
a) Modelo..... D-398
b) Capacidad nominal..... HP 780
RPM 1200
Cant. 6
Generador de corriente directa..... General Eléctric
a) Modelo..... 5GE-752-A
b) Capacidad nominal..... Kw. 800, RPM 1200,

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION.....

Relación de motores C. D.

DWA.....General Eléctric
Modelo.....SGE-752-BIA
DWB.....SGE-752-BIA
DWC.....SGE-752-BIA
MPIA, MPIB.....SGE-752-BIA
MP2A.....SGE-752-BIA
MP2BSGE-752-BIA
RT.....General Electric
Modelo.....SGE-752-U2A

Relación de generadores C.D.

1G1..... General Eléctric
a) Modelo..... SGE-752-TIA
b) Capacidad nominal..... H.P. 1000, VOLTS 850
2G2..... H.P. 1000, VOLTS 850
3G3..... H.P. 1000, VOLTS 850
4G4..... H.P. 1000, VOLTS 850
5G5..... H.P. 1000, VOLTS 850
6G6..... H.P. 1000, VOLTS 850

Excitadores:

Excitador # 1 General Eléctric
Modelo..... 50C40-4G1-38A,Kw 40
Excitador # 2 50C40-4G1-38A,kw 40

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION....

Motores eléctricos de C.A. y trifásicos:

Desarenador.....	Enclosed motor.
Modelo.....	10-42-00-167
Capacidad nominal.....	HP 60, RPM 1770, VOLTS 220/440, AMPERS 148/74
Desarcillador.....	HP 60, RPM 1770, VOLTS 220/440, AMPERS 148/74
Agitador de lodos # 1,2,3 y 4	Enclosed motor.
Modelo.....	9-1236-00-167
Capacidad nominal.....	HP 5, RPM 1735, VOLTS 220/240, AMPERES 14/7
Desgasificador.....	Enclosed motor.
Modelo.....	KZCX
Capacidad nominal.....	HP 8, RPM 1800, VOLTS 220/240, AMPERES 14/7
Vibrador # 1 y 2	Fairbanks morse
Modelo.....	KZCX
Capacidad nominal.....	HP 3, RPM 1800, VOLTS 220/240 AMPERES - X2128524-X2425765 res pectivamente.
Compresor # 1 y 2	Enclosed motor.
Modelo.....	9-1641-00-167
Capacidad nominal.....	RPM 1745, HP 15, VOLTS 220/240, AMPERES 40/20
Centrifuga de lodos.....	Enclosed motor.
Modelo.....	E
Capacidad nominal.....	HP 75, RPM 1770, VOLTS 220/240, AMPERES 184/92
Cantidad 2.	

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION....

Otros datos de interés:

Equipo de iluminación..... HUTCHISON 220-110,
2 reflectores,
39 lámparas.

El equipo PEMEX-126 Modelo CE-3000, Marca " EMSCO ", trabaja en costo
a razón de \$ 20 563 / hora.

CONDUCCION. 24" - 45 m.

TR 16" pg. A 993 M.

TR 103/4" pg. A 3110 M.

DEPARTAMENTO DE PERFORACION
SECC. TECNOLOGIA
VILLAHERMOZA, TAB.

REGISTRO DE BARENAS

TR 7 5/8" pg. A 5220 M.

TR 5" pg. A 6000 M.

TB a 2960

BL a 5050.52

POZO. CARDENAS 201 EQ. PENEX-125 BOMBA I BOMBA 2

# DE BNA.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ø DE BNA.	30"	22"	18 1/2	18 1/2	18 1/2	17 1/2	17 1/2	Amplia 22"	14 3/4	14 3/4
TIPO	Piloto	111	121	121	121	121	121	111	111	111
TOBERAS	-----	Convenc.	3-16	3-16	3-16	3-16	3-16	convenc.	3-16	3-16
PROF. FINAL (m)	45	104	343	650	900	983	1000	1000	1191	1346
MYS. PERF.	45	59	239	307	250	83	17	960	191	157
HRS.	11	6	11.30	25.30	32	17	2.0	26	19	21
PROM. / M.	4.1	9.83	20.78	12.03	7.81	4.88	8.5	36.92	10.05	7.46
HRS. ACUMUL.	11	17	28.30	54	86	103	105	-----	124	145
DENSIDAD	1.09	1.10	1.12	1.10	1.16	1.16	1.16	1.18	1.18	1.23
VISCOSIDAD	45	60	60	70	60	60	60	75	68	65
PPM CL ⁻ SAL									800	900
% SOLIDOS									14	16
% DIESEL									3	4
PUNTO DE CED.									40/34/12	38/28/20
P. S. B (TON.)	5	12	12	8	10	10	10	4	15	15
R. P. M.	80	150	150	150	150	150	150	120	150	150
P. B. (kg/cm ²)		50	100	100	120	130	130	70	140	160
GASTO (gal/min.)	390	815	284	604	604	693	682	633	584	565
T. B. D		Planch.	4-2-0	3-4-0	5-4-1/8	7-4-0	0-0-0		4-4-0	6-6-0 8/8

COMIENCIO: 24" - 45m.
16" 993

TR 10 3/4" PG. A 3110 M

DEPARTAMENTO DE PERFORACION
SECC. TECNOLOGIA
VILLAHERMOSA, TAB.

REGISTRO DE BARRENAS

TR 7 5/8" PG. A 5220 M
TR 5" PG. A 6000 M

TD a 2960
BL a 5050.52

POZO: CARDENAS 201 EQ. PEMEX-125 BOMBA 1 BOMBA 2

# DE BNA.	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
# DE BNA.	14 3/4	14 3/4	14 3/4	14 3/4	14 3/4	14 3/4	14 3/4	14 3/4	14 3/4	14 3/4
TIPO	111	111	131	111	111	111	111	131	121	121
TOBERAS	3-16	3-16	3-16	3-15	3-15	3-15	3-15	3-15	3-15	3-15
PROF. FINAL (m)	1562	1678	1808	1960	2148	2339	2558	2713	2808	2886
MTS. PERF.	214	116	130	152	188	191	219	155	95	78
HRB.	24	18	25	25	34	28	28.15	29.30	11	16
PROM. M.	8.92	6.44	5.20	6.08	5.53	6.82	7.75	5.25	8.63	4.88
HRB. ACUMUL.	169	187	212	237	271	299	327.15	356.45	367.45	383.45
DENSIDAD	1.18	1.25	1.22	1.20	1.20	1.20	1.20	1.35	1.35	1.50
VISCOSIDAD	52	60	60	60	60	60	60	58	54	60
PPM CL ⁻ SAL.	1400	1400	1400	1400	1400	600	500	2400	2500	2000
% SOLIDOS	12	14	14	15	16	10	10	16	16	16
% DIESEL	6	4	4	3	6	6	8	8	8	8
PUNTO DE CEG.	34/30/8	38/32/12	38/32/12	45/40/10	38/32/12	45/40/10	45/39/12	38/32/12	39/30/18	45/40/10
P.S.B (TON.)	15	15	17	18	18	18	18	18	18	18
R. P. M.	150	140	150	150	150	150	150	140	150	150
P.B. (kg/cm ²)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
GASTO (gal/min.)	506	487	584	584	565	565	584	545	545	584
T. D. D	5-4-0	5-3-0	6-2-0	2-3-0	4-4-0	4-4-0	7-8-0	4-3-0	0-0-0	7-7-0

CONDUCCION. 24" - 45m.

TR 16 pg. A 993 M.
 TR 10 3/4 pg. A 3110 M.

DEPARTAMENTO DE PERFORACION
 SECC. TECNOLOGIA
 VILLAHERMOSA, TAB.

TR 7 5/8 pg. A 5220 M.
 TR 5 pg. A 6000 M.

DV a 1095.87

REGISTRO DE BARENAS

TB a 2960
 BI a 5050.52

POZO. CARDENAS 201 EQ. PEMEX - 125 BOMBA 1 BOMBA 2

# DE BNA.	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Ø DE BNA.	9 1/2	9 1/2	9 1/2	9 1/2	9 1/2	9 1/2	9 1/2	9 1/2	9 1/2	9 1/2
TIPO	131	211	131	211	211	211	211	211	Acc Trigg	527
TOBERAS	3-15	3-15	3-15	S.T.	3-16	3-16	3-16	3-16	21 V. A.	S.T.
PROF. FINAL (m)	4785	4841	4860	4886	4936	4960	4969	4977	5220	5247
MTS. PERF.	64	56	19	26	50	24	9	8	243	27
HRB.	25	25	5	17	30	20	10.45	12	380	20
PROM. / M.	2.56	2.24	3.80	1.53	1.67	1.2	0.83	.66	0.64	1.35
HRS. ACUMUL.	649.15	674.15	679.15	696.15	726.15	746.15	757	769	1149	1169
DENSIDAD	1.90	1.90	1.90	2.04	2.02	2.03	2.03	2.03	2.04	1.35
VISCOSIDAD	88	88	95	120	120	190	170	120	90	65
PPM CL ⁻ SAL	172 000	190 000	189 000		243 000	230 000	230 000	220 000	247 000	700
% SOLIDOS	32	38	32	40	40	39	39	39	38	18
% DIESEL	50	44	53	46	46	47	47	50	52	4
PUNTO DE CED.	98/88/20	120/107/11	129/112/11	112/94/36	112/94/36	130/112/11	130/123/101	111/94/102	96/84/24	50/42/16
P.B.B (TON.)	16	18	19	18	16	16	18	18	18	12-14
R.P.M.	120	120	100	120	110	80	80	80	120	60
P.B. (kg/cm ²)	150	150	180	160	150	160	160	150	150	150
GASTO (gal/min.)	312	292	331	350	292	292	292	292	292	
T.B.D	6-5-0	4-6-0		2-6-0	2-4-0	4-6-0		4-2-0	70% desg. gral.	6

CONDUCCION. 24" = 45m.

TR 16 pg. A 993 M.

TR 10 3/4 pg. A 3110 M.

Cople DV a 1095.87

DEPARTAMENTO DE PERFORACION
SECC. TECNOLOGIA
VILLAHERMOSA, TAB.

REGISTRO DE BARRENAS

TR 7 5/8 pg. A 5220 M.

TR 5 pg. A 6000 M.

TB a 2960

B1 a 5050.52

POZO. CARDENAS 201 EQ. PEMEX - 125 BOMBA 1 BOMBA 2

# DE BNA.	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
Ø DE BNA.	6 1/2	6 1/2	6 1/2	6 1/2	6 1/2	6 7/16	6 1/2	6 1/2	6 1/2	6 7/8
TIPO	527	527	527	527	527	C. y M. P. nucleo	527	527	527	C. y M. P. nucleo
TOBERAS	S. T.	S. T.	S. T.	S. T.	S. T.	S. T.	S. T.	S. T.	S. T.	21 V.
PROF. FINAL (m)	5383	5424	5487	5545	5605	5615	5687	5788	5836	5845
MTS. PERF.	86	91	63	58	60	10	72	101	48	9
HRB.	53	50	56	56	40	9	60	65	45	7
PROM./M.	1.62	1.82	1.125	1.04	1.50	1.11	1.20	1.55	1.07	1.29
HRB. ACUMUL.	1222	1272	1328	1384	1424	1433	1493	1558	1603	1610
DENSIDAD	1.35	1.35	1.37	1.35	1.37	1.37	1.41	1.41	1.40	1.40
VISCOSIDAD	58	60	62	65	60	60	56	65	60	60
PPM CL ⁻ SAL	1650	1300	2000	2000	2000	2000	1900	2200	1300	3000
% SOLIDOS	20	14	26	12	14	12	12	18	20	20
% DIESEL	4	4	6	8	9	8	9	10	8	10
PUNTO DE CED.	48/40/16	44/38/12	38/34/8	42/34/16	75/60/30	50/45/10	42/37/10	50/40/20	40/38/16	46/38/6
P.S.B (TON.)	12	12	12	12	12	8	12	12	12	8
R. P. M.	45	50	50	50	50	75	60	50	50	70
P.B. (kg/cm ²)	150	150	150	150	150	100	150	150	150	140
GASTO (gal/min.)	185	192	192	123	192	158	199	192	206	137
T. B. D	2-4-0	6-4-0	0-3-1/8	4-2-1	2-2-1		2-2-1	6-8-1	2-3-1	

CONDUCCION. 24" - 45

TR 16 Pg. A. 993 M.
TR 10 3/4 Pg. A. 3110 M

DEPARTAMENTO DE PERFORACION
SECC. TECNOLOGIA
VILLAHERMOSA, TAB.

TR 7 5/8 Pg. A. 5220 M.
TR 5 Pg. A. 6000 M.

Cople DV a 1095.87

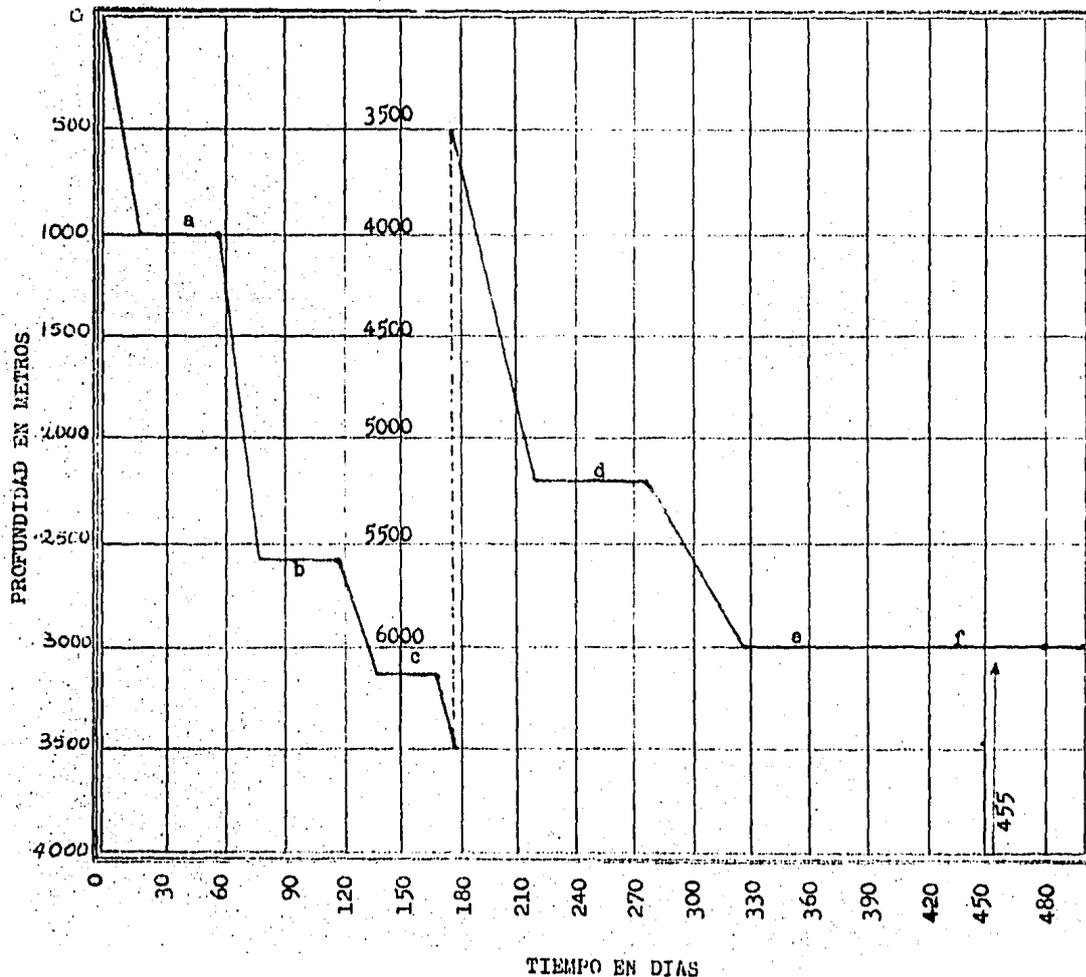
REGISTRO DE BARRENAS

TB a 2960
BL a 5050.52

POZO. CARDENAS 201 EQ. PENEX - 125 BOMBA 1 BOMBA 2

# DE BNA.	51												
Ø DE BNA.	6 1/2												
TIPO	527												
TOBERAS	S.T.												
PROF. FINAL (m)	6000												
MTS. PERF.	155.0												
HRS.	62.0												
PROM. / M.	2.5												
HRS. ACUMUL.	1672												
DENSIDAD	1.40												
VISCOSIDAD	65												
PPM CL ⁻ SAL	2400												
% SOLIDOS	20												
% DIESEL	9												
PUNTO DE CED.	52/45/14												
P. S. B (TON.)	12												
R. P. M.	50												
P. S. (kg/cm ²)	150												
GASTO (gal/min.)	261												
T. B. D													

AVANCE DE PERFORACION



CARDENAS 2o1

- a) T.R. 16".....
(cementación)
- 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) Tomó registros y cementó T.R. 5".
- f) Terminación.

ESCALA:

HOR. 1 : 2500

VER. 1 : 25000

FLUIDOS DE PERFORACION (1)

En el pozo Cárdenas 201 se utilizó lodo bentónico con una densidad de 1.15 para atravesar las formaciones M.P. Solo, M. Filisola, M.C. Superior, M.C. Inferior, M. Encanto, M. Inferior; Lodo Lignosulfac tante emulsionado (L.S.E), con densidad de 1.40 hasta 3110 Mts. para atravesar la formación oligoceno; Lodo de emulsión inversa (E.I.) hasta 5220 Mts. con una densidad de 1.90 para atravesar las formaciones del K. San Felipe; Y hasta la profundidad total se utilizó un Lodo L.S.E. con densidad de 1.35 para atravesar las formaciones del Jurásico.

(1) Para mayor información ver apéndice "B"

REGISTROS GEOFISICOS TOMADOS DURANTE LA PERFORACION

Tipo	Fecha de Corrida	Intervalo (M.B.M.A)
Inducción	13/sep. a 22/oct./79	45-1008
Calibración	13/sep. a 22/oct./79	45-1008
Inducción	30/nov. a 01/dic./79	993-2810
Calibración	30/nov. a 01/dic./79	994-2813
Inducción	07/dic./79	2450-3031
Inducción	11/dic./79	1250-3110
Inducción	05/marz./80	3118-4967
Inducción	07/abr. al 04/jun./80	4850-5226
Neutron compensado	" "	3000-5210
Sonico de porosidad	" "	3102-5210
Desviación	" "	3102-5210
Calibración	" "	3102-5210
Inducción	20 al 23 jun./80	5218-5491
Neutron compensado	" "	5222-5487
Doble laterolog	" "	5216-5781
Microesférico	14 al 15/jul./80	5216-5781
Lito densidad	" "	5216-5781
Rayos gama	" "	5216-5781
Neutron Compensado	" "	5216-5781
Doble laterolog, Microesférico, rayos gama, - Lito densidad/neutron compensado, desviación - medición de echados, sónico porosidad/sonido - compresional.....	30 al 31/jul./80	5600-6000
Calibración, rayos gama, neutron compensado - coples/sonico cementación..	09 al 10 Oct./80	0 -2500

ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LOS REGISTROS.

Formación	Intervalo	H(m)	Porosidad fracc.	Sw Fracc.	predicción
KS	5247-5257	7	0.04	0.22	Aceite
KS	5265-5273	5	0.05	0.19	Aceite
KM	5310-5314	2	0.04	0.16	Aceite
KM	5336-5344	4	0.04	0.25	Aceite
KM	5344-5349	3	0.05	0.28	Aceite
KM	5355-5367	8	0.04	0.25	Aceite
KM	5367-5373	3	0.01	0.25	Aceite
KM	5376-5380	3	0.05	0.22	Aceite
KM	5380-5390	8	0.04	0.25	Aceite
KI	5434-5442	6	0.04	0.25	Aceite
KI	5464-5474	6	0.02	0.22	Aceite
KI	5474-5485	6	0.04	0.16	Aceite
KI	5485-5509	12	0.02	0.22	Aceite
JS	5790-5817	4	0.03	0.15	Aceite
JS	5863-5873	4	0.02	0.22	Aceite
JS	5887-5906	12	0.02	0.22	Aceite
JS	5906-5911	3	0.02	0.10	Aceite
JS	5911-5920	6	0.07	0.09	Aceite
JS	5920-5932	2	0.02	0.10	Aceite
JS	5932-5937	4	0.02	0.10	Aceite
JS	5937-5950	9	0.03	0.20	Aceite
JS	5950-5955	4	0.04	0.15	Aceite
JS	5955-5961	4	0.03	0.15	Aceite
JS	5961-5967	3	0.02	0.11	Aceite

HISTORIA DE LA PERFORACION DEL POZO CARDENAS 201

FECHA	PUNTO	OPERACION
25-ago-79	1	Se inició perforación con barrena - de 30" a 45 metros.
27-ago-79	2	Se metió conductor a 45 m. y cementó con 20 tons. de cemento, saliendo es- te hasta la superficie se acondiciona ron conexiones superficiales y se me tió bna. de 22".
06-sep-79	3	Se perforó con bna. de 18 1/2" hasta 1000 mts. Se tomó registro de induc- ción, se cambió lodo bentonítico por LSE. Se cementó T. R. 16" a 993 mts. con 60 tons. de cemento alcanzando - una presión final de 85 Kg/cm ² . Se observó circulación normal, no salien do cemento a la superficie. Con T. P. 23/8" a 82 m. se complementó colum- na de cemento hasta la superficie con 15 tons. de cemento en dos etapas. - Colocó cabezal 16" FIP 5-900, se ista la carrete adaptador 16", 5-900 y pre ventor T.U. 5-9000 se probaron con - 210 Kg/cm ² satisfactoriamente. Con bna. de 10 3/4" se rebajó cemento y tapón hasta 912 mts.

FECHA	PUNTO	OPERACION
13-sep-79 24-nov-79	4.....	Se perfora a 2808 mts. Se sacó bna a superficie, se acondicionó equipo, se metió bna 14 3/4" a 2780 mts. Se circula acondicionando lodo, saca bna a superficie, se tomó registro de inducción y calibración, se metió bna 14 3/4" a fondo circuló y perforó.
25-nov-79 01-dic-80	5.....	Se perforó hasta 3110 mts. Se tomó registro de desviación a diferentes profundidades (1º 30') y registro de inducción de 3110 a 2450 m. Se efectuó viaje de reconocimiento a fondo con bna 14 3/4" y se sacó a superficie. Se cementó T.R. 10 3/4" 1a. etapa a 3110 mts. con 20 tons. de cemento con una presión final de 115 Kg/cm ² , se verificó equipo de flotación, se abrió cople D.V. con 55 Kg/cm ² y se cementó T.R. 10 3/4" 2a. etapa a través del cople D.V. a 1095m. con 55 tons. de cemento y con una presión final de 70 Kg/cm ² circulación normal, salió cemento a la superficie, instaló conexiones superficiales y preventores probándolos a 350 Kg/cm ² . Se rebajó tapón y torpedo, se bajó a 2000 m. quedando cople diferencial a 3095 mts. sacó a

FECHA	PUNTO	OPERACION
	5.....	superficie, se metió bna. 9 1/2" a - 3095 m. acondicionó lodo y perforó.
02-ene-80 28-ene-80	6.....	Se perforó a 4860 mts. circuló y sacó bna a superficie, se metió bna a 3110 mts. acondiciona lodo y bomba y perfo ró.
29-ene-80 06-mar-80	7.....	Se perforó a 4969 mts., se sacó ba- rrena a superficie, se tomó registro de inducción, se metió barrena a fon- dó, acondiciona lodo y perforó.
07-mar-80 22-mar-80	8.....	Se perforó a 5220 mts, se tomó regis- tro de inducción, Neutrón Compensado, Registro Sícnico de Porosidad, Regis- tro de Desviación, Registro de Cali- bración, se metió bna 9 7/16" a fondo circuló y sacó a superficie. Cementó T.R. 7 5/8" a 5220-2960 mts. con - presión final de 140 Kg/cm ² circulan- do satisfactoriamente. Se metió bna. de 9 1/2 a 2960 mts. (B.L.) de 7 5/8" y se probó con 50 Kg/cm ² , y con bna 6 1/2" rebajó cemento y cople a 5184 mts. verificó cople de retención pro- bó T.R. con 50 Kg/cm ² , rebajando ce- mento a 5211m. Se probó T.R. con 80 - Kg/cm ² abatiéndose la presión a 40 -

FECHA

PUNTO

OPERACION

8.....Kg/cm², se sacó barrena a superficie, se metió escariador 10 3/4 a 2960 mts. (B.L.), circuló, operó escariador, sacó, metió RTTS 10 3/4" a 1700 mts. Con empacador mecánico 10 3/4" RTTS anclado a 2950 mts. (10 mts. más arriba de la B.L. 7 5/8") se efectuó prueba de admisión por boca de T.R. corta con los siguientes resultados:

Prueba de admisión:.....56 Kg/cm²
Q de 1 Bl/min, Vol. inyectado 10 Bls. al descargar T. P. regresó 8 Bls. Se metió escariador 7 5/8" a 5211.0 mts. Circuló y sacó a superficie empacó RTTS 7 5/8" a 2960 mts. probó T.R. 7 5/8" y T.R. 10 3/4" con 60 Kg/cm².

Abatiéndose inmediatamente a 30 Kg/cm², se levantó RTTS a superficie, se metió Retenedor cem. Mercury 10 3/4" a 2947.41 mts. Se probó por espacio anular con 60 Kg/cm², se efectuó prueba de admisión con los siguientes resultados: Presión de inyección 70 Kg/cm², Q de 1 Bl/min., se levantó un metro y bombeó diez toneladas de cemento tipo G con 0.7 % CFR - 2 y 0.3 % HR-5 con densidad de 1.98 gr/cc, previos ba

FECHA

PUNTO

OPERACION

8.....ches de 6 bls. de diesel y 2 botes de agua. utilizando una P de inyección de 70 Kg/cm^2 , Padm. de 35 Kg/cm^2 , PF de 80 Kg/cm^2 , y Q de 1 Bl/min.

Se dejó un tapón de cemento de aproximadamente de 15 mts. Con bna. a 2947.41 de 9 1/2", Se metió re-- ten 10 3/4" a 2958.85, se sacó barrera a superficie, Con bna. 6 1/2" verificó cima de cemento a 5211 mts. probó T.R. con 60 Kg/cm^2 , sacó bna. a superficie. con RTTS 10 3/4" a 2940 mts. Se instaló unidad de alta y efectuó prueba de álijo de 1.92 a 1.35, satisfactoriamente probó empaques con 49 Kg/cm^2 , y por T.P. con 100 Kg/cm^2 satisfactoriamente. Sacó RTTS y metió bna 6 1/2" a 5211 mts. circuló; acondicionó lodo e instaló unidad de alta, rebaja cemento a 5218 mts., y zapata a 5220 mts. perforó.

23-mar-80
24-jul-80

9..... Se perforó a 5836 mts., probó cabezal 10 3/4" conjunto de preventivo-- res con 5000 Lb/pul^2 , con bna en su superficie, corona 6 7/16" y muestrero 4 3/4" por 2 5/8" bajó a 5424,

FECHA

PUNTO

OPERACION

9.....circuló y lanzó carica, se cortó - núcleo número 1 de 5424 a 5430 mts. Se tomaron registros Doble Laterolog, Inducción CNL, Microlaterolog, Densidad, Neutrón Compensado, se cortó núcleo número 2 de 5605-5614 mts. y núcleo núm. 3 de 5836-5845 mts., se amplió agujero de 6 7/16 a 6 1/2", continuó perforando.

25-jul-80 10.....Se perforó a 6000 mts. levantó bna. 26-nov-80 a 2760 mts. sacó bna a superficie. Se tomaron registros Doble Laterolog Microesférico, Rayos Gama, Densidad, Neutron compensado, Desviación y Sónico de porosidad. Se cementó T.R. - 5" de 5050.52 a 6000 mts. Con bna. - 6 1/2" verificó cima de cemento a 4712 mts. probó con 5 tons. de cemento y 70 Kg/cm². Con rima Brown - 7 5/8" se acondicionó hasta 2960, - Se cementó T.R. 7 5/8" (complemento) hasta la superficie, con 45 tons. de cemento, con una presión final de 140 Kg/cm², Instaló conjunto de preventores, conexiones superficiales, cabezal con 7000 Lb/ pulg² y empaques con 380 kg/cm² con bna. hasta -

FECHA	PUNTO	OPERACION
10.....	2912	mts. de 6 1/2", Se probó T.R. 7 5/8" con 80 Kg/cm ² a 30 min., rebajó cemento a 2959 y 5050.52, verificó B.L. 5", sacó bna. a superficie. Se tomarón registros de Calibración, Rayos Gama, Neutrón Compensado, Coples y Sónico de Cementación, con bna. 6 1/2" y escariador 7 5/8" se metió a 1200 mts. circuló y sacó a superficie, se metió RTTS a 1200 mts. ancló y empacó, probó por espacio anular con 70 Kg/cm ² así como T.R. 7 5/8" con 210 Kg/cm ² T.P. con 130 Kg/cm ² , sacó RTTS a superficie, se metió molino cónico 3 3/8" y escariador Baker 5" a 5050.52 mts. (B.L. 5"), intentó pasar sin éxito, sacó a superficie, se metió molino plano 4 1/8" repasó a 5960 mts. y sacó a sup. Se metió rima Brown 5 3/16" a 5050. 52 m. acondicionó camina C-2 a 5053.60 m. circuló y sacó a sup. Con T.P. 3 1/2" se metió T.R. 5" Prolongación de 3857.17- 5050.52 mts. y cementó. Con bna. de 6 1/2" a 3300 mts, verificó cima de cemento, probó efectividad con 10 toneladas, rebajó cemento hasta 3587 mts. probó efectividad con 140

FECHA

PUNTO

OPERACION

10.....Kg/cm², rebajó cemento a 5063 mts.
probó T.R. 5" con 60 Kg/cm² sacó
molino a superficie, que previa-
mente haya metido a 4946m.
Se metió T.P. Franca a 5960 m. y
desplazó lodo por agua.

NUCLEOS TOMADOS DURANTE LA PERFORACION

Número de núcleo (1) (5424-5430)

Descripción del Núcleo:

Estado de la muestra..... Bueno
Impregnación..... Buena con aceite ligero
en fracturas.
Flourescencia..... 10 a 20 % amarillo claro
Porosidad..... De regular a buena.
Tipo de porosidad..... Secundaria intercrystalina.
Estructura..... Masiva brechoide echado
Fauna..... No se observa.
Edad..... Cretácico superior.

Descripción Litológica:

Brecha dolomítica, constituida por clastos de mudstone (1) - dolomítico, café claro compacto y fracturado, con una matriz de dolomía gris oscuro, microcristalina compacta y fracturada.

Observaciones:

- a) No tiene sabor salado, y al romper la muestra presenta fuerte olor a hidrocarburos.
- b) Fracturas llenas por calcita y aceite presentando burbujeo de gas.
- c) Se observan líneas estiliolíticas y piritita diseminada.
- d) Los clastos de muestras dolomíticas presentan microlaminaciones.

(1), para mayor información ver pág.

NUCLEOS TOMADOS DURANTE LA PERFORACION....

Número de núcleo (2) (5605-5614).

Descripción del Núcleo:

Estado de la muestra.....Bueno
Porosidad.....Buena
Tipo de porosidad.....Secundaria intercris-
talina, y en fractu-
ras cavidades de di-
solución.
Impregnación.....Pobre
Flourescencia.....Trazas amarillo cla-
ro.
Estructura.....Laminar y masivo
Echado.....10 a 20°
Fauna.....Microscópica
Edad.....Jurásico superior.

Descripción Litológica.

Dolomía gris obscura microcristalina a parte mesocristalina -
compacta ligeramente arcillosa y fracturada.

OBSERVACIONES:

- a) No tiene sabor salado y al romper la muestra presenta fuerte olor a hidrocarburos.
- b) Se observan laminaciones y fracturas selladas por dolomías.
- c) Se observan líneas estilolíticas y pirita diseminada.
- d) Se observa burbujeo de gas.

NUCLEOS TOMADOS DURANTE LA PERFORACION....

Número de núcleo (3) (5836-5845)

Descripción del núcleo:

Estado de la muestra.....Bueno
Impregnación.....Buena de aceite ligero
Flourescencia.....30-40 % amarillo claro
Porosidad.....Buena
Tipo de porosidad.....Secundaria intercrystalina, fracturada y con pequeñas cavidades.
Estructura.....Masiva
Echado.....No se observa
Fauna.....Microscópica (radiolarios Piritizados).
Edad.....Jurásico Superior.

Descripción litológica:

Dolomia gris oscuro a café debido a impregnación de aceite, Cristalina de grano medio a fino, porosa, arcillosa, y en partes fracturada.

OBSERVACIONES:

- a) NO presenta sabor salado y al romper desprende fuerte olor a hidrocarburos.
- b) Se observan pequeñas laminaciones y relieves planchados.
- c) Se observa pirita diseminada.
- d) Se observa burbujeo de Gas.

CONTENIDO DE FLUIDOS DE LOS NUCLEOS...

Muestra # 1

Rotenco	Gas	Solubilidad	Salinidad (ppm).
Parte sup.	10-8	60 %	1100
Parte med.	10-8	60 %	1500
Parte Inf.	6-4	60 %	1500

Muestra # 2

Profundidad	Sat. de aceite	Sat. de agua	Observaciones
5605	92	8	Impermeable
5606	37	63	Permeable
5607	54	46	Permeable
5608	53	47	Permeable
5609	68	32	Permeable
5610	42	58	Impermeable
5611	50	50	Impermeable
5612	67	33	Impermeable
5613	73	27	Impermeable
5614	56	44	Impermeable

Rotenco	Gas	Solubilidad	Salinidad (ppm).
Parte sup.	50-44	57 %	1000
Parte Inf.	18-20	38 %	1000
Parte med.	20-12	37 %	1000

Muestra # 3

Rotenco	Gas	Solubilidad	Salinidad (ppm).
Parte sup.	140-110	49 %	2000
Parte med.	100-90	60 %	4000
Parte inf.	—	59 %	1200

Profundidad	Sat. de aceite	Sat. de agua	Observaciones
5836	56	19	Permeable
5838	68	14	Permeable
5840	66	17	Permeable

CAPITULO IV

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIONES

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS.

CONDUCTORA:

Diámetro de agujero..... 30"
T.R.C. 24"
Grado..... "B"
Profundidad de la cementación..... 45 m.

SUPERFICIAL :

Diámetro de agujero..... 22"
T.R. 16"
Grado..... J-55
Peso..... 84 Lb/pie 8 h.r.r.
Profundidad de la cementación..... 993 m.
Equipo de flotación y accesorios..... Zapata guía y cople
flotador, 10 centra
dores.

INTERMEDIA: (1a. etapa)

Diámetro de agujero..... 14 3/4"
T.R. 10 3/4"
Grado..... P-110
Peso..... 60.7 Lb/pie 8 h.r.r.
Profundidad de la cementación..... 3110 m.

INTERMEDIA (2a. etapa)

Diámetro de agujero..... 14 3/4"
T.R. 10 3/4"
Grado P-110
Peso..... 51.0 Lb/pie 8 h.r.r.

Profundidad de la cementación.....Por cople D.V. a 1095 m.
Equipo de flotación y accesorios.....Zapata guía y cople diferencial, 40 centradores y cople de cementación múltiple.

INTERMEDIA (T.R. corta):

Diámetro de agujero.....9 1/2"
T.R.7 5/8"
Grado.....V-150
Peso.....39 lb/pie BCE
Profundidad de la cementación.....2960-5220 m.
Equipo de flotación y accesorios.....Zapata flotadora tipo "V", cople flotador y de retención; 40 centradores.

Nota: se cementó complemento de 0.0 a 2960 mts.

EXPLORACION (T.R. corta):

Diámetro de agujero.....6 1/2"
T.R.5"
Grado.....P-110
Peso.....18 Lb/pie 8 h.r.r.
Profundidad de la cementación.....5000 m.
Equipo de flotación y accesorios.....Zapata flotadora tipo "v" y cople de retención, 30 centradores.

Nota: se cementó STUB de 5050.52 a ± 3600 m.

BCN.....Butres cople normal
BCE.....Butres cople especial
tTramos
8 h.r.r.8 hilos rosca redonda.

DISTRIBUCION DEL APAREJO DE REVESTIMIENTO DENTRO DEL AGUJERO

T.R. 10 3/4"

3110.00-3109.50	Zapata gufa
3109.50-3090.42	2t., P-110, 60.7 lb/pie, 8 h.r.r.
3090.42-3089.90	Cople diferencial.
3089.90-2523.26	49t., P-110, 60.7 lb/pie, 8 h.r.r.
2523.26-1982.25	49t., P-110, 55.5 lb/pie, 8 h.r.r.
1982.25-1095.87	78t., P-110, 51.0 lb/pie, 8 h.r.r.
1095.87-1094.95	Cople D.V.
1094.95-483.89	58t., P-110, 51.0 lb/pie, 8 h.r.r.
483.89- 0.00	44t., P-110, 55.0 lb/pie, 8 h.r.r.

T.R. 7 5/8"

5220.00-5219.45	Zapata flotadora tipo "V"
5219.45-5198.23	2t., V-150, 39 lb/ pie BCE
5198.23-5197.68	Cople flotador 7 5/8"
5197.68-5186.24	1t., V-150, 39 lb/pie, BCE
5186.24-5185.98	Catcher Sub.
5185.98-5176.00	1t., V-150, 39 lb/pie, BCE
5176.00-5175.75	Cople de retención.
5175.75-3336.61	178t., V-150, 39 lb/ pie, BCE
3336.61-2966.43	35t., V-150, 39 lb/pie, BCN
2966.43-2962.53	Colgador hidráulico "M" 10 3/4" x 7 5/8".
2962.53-2961.68	Swivel.
2961.68-2958.64	Colgador mecánico "CMC" 10 3/4" x 7 5/8"
2958.64-2957.38	Receptaculo pulido P.B.R.
2957.38-2955.77	Camisa soldadora C-2

T.R. 5"

6000.00-5991.58 Zapata flotadora tipo "V"
5991.58-5979.41 2t., P-110, 18 lb/pie, BCE
5979.41-5978.83 Cople flotador.
5978.83-5968.95 1t., P-110, 18 lb/pie, BCE
5968.95-5968.75 Cople de relación.
5968.75-5217.55 68t., P-110, 18 lb/pie, BCE
5217.55-5217.35 Combinación BCE a caja 8 h.r.r.
5217.35-5059.46 14t., P-110, 18 lb/pie, 8 h.r.r.
5059.46-5056.49 Swivel y CMC.
5056.49-5052.08 P.B.A.
5052.08-5052.22 C-2

2a. parte de T.R.

5053.86-5051.83 Tie-Back 5"
5051.83-5051.66 Combinación (8) E.L. X caja BCN
5051.66-5029.14 2t., P-110, 18 lb/pie, BCN
5029.14-5028.56 Cople flotador.
5028.56-5017.30 1t., P-110, 18 lb/pie, BCN
5017.30-4992.33 2t., P-110, 18 lb/pie, BCN, Cople de
retención y combinación BCN a caja 8
h.r.r.
4992.33-3597.07 125., P-110, 18 lb/pie, 8 h.r.r.
3597.07-3596.26 Swivel
3596.26-3587.17 Colgador mecánico CMC 5 X 7 5/8",
PBA y C-2.

CEMENTACIONES EFECTUADAS

PROFUNDIDAD (M)	OPERACION
45	En agujero de 30", se metió tubería conductora y se cementó con 20 tons. tipo "H" al 2% de cloruro de calcio.
993	En agujero de 22", cementó T.R. de 16" con 60 tons. de tipo H solo, con una presión final de 85 Kg/cm ² , se observó circulación normal no salió cemento a la superficie. Se colocó anillo con 15 tons. de cemento a 82 m. de tipo "H" con 2% de acelerador, no salió cemento a la superficie.
3110	En agujero de 14 3/4" se cementó T.R. 10 3/4" (1a. etapa) con 20 tons. de cemento Tipo THICK-SET al 0.3% HR-4 y 40 tons. de cemento tipo "H" al 0.25% RC-301, una presión final de 115 KG/cm ² . Se cementó T.R. 10 3/4" (2a. etapa) a través de cople D.V. a 1095 mts. con 55 tons. de cemento tipo "H" al 1.5% A-2 y 0.1% RC-301 y una presión final de 70 Kg/cm ² , se verificó cierre de cople, salió cemento a la superficie.

PROFUNDIDAD (M)

OPERACION

5220

En agujero 9 1/2", se cementó -
T.R. 7 5/8" (1a. etapa), con -
75 ton. de cemento tipo "H" más
el 35% SSA-1, 20% hr-DENSE, 1%
CFR-2 y 0.3% NFP, con densidad
promedio de lechada 2.2 gr/cc,
trabajó con una presión final -
de 140 Kg/cm², verificando aco-
plamiento de tapones, y se ob-
servó circulación normal, ade-
más se verificó el equipo de -
flotación el cual trabajó sa-
tisfactoriamente. Se cementó -
T.R. complemento a 2960 mts. -
con 45 tons. de cemento TIX-SET
al 4% de NP4 con densidad de le-
chada de 1.62 gr/cc y una pre-
sión final de 140 Kg/cm², circu-
lación normal salió cemento a -
la superficie.

6000

En agujero 6 1/2", se cementó -
T. R. corta a 5050.52. (1a. eta-
pa) con 15 ton. de cemento HTLD
con densidad de 1.62 gr/cc. al
3% SSA-1, 3% SSA-2, 0.6% halad
22A 0.75%

PROFUNDIDAD (M)	OPERACION
6000	CFR-2, 1.7% HR-2, 0.6% T.B. 41, y una presión final de 175 Kg/cm ² , se verificó equipo de flotación trabajó parcialmente, circuló normal. Se cementó T.R. (stub), 5050.52-3587.17 con 18 tons. de cemento tipo "H" al 0.75% CF-2, 1.2% HR-12, 35% SSA-1, con densidad de lechada de 1.85 gr/cc. y una presión final de 238 Kg/cm ² , se verificó equipo de flotación, circuló normal.

RESUMEN DE LAS CEMENTACIONES

T.R. (PULG.)	PROFUNDIDAD (M)
24"	45
16"	993
10 3/4" (1a. y 2a. etapa)	3110
7 5/8" (corta)	5220-2960
7 5/8" (complemento)	2960-0.00
5" (corta)	6000-5050.52
5" (stub)	5050.52-3587.17

Para mayor información sobre las caract. de los cementos ver apéndice "F".

PRESIONES DE PRUEBA EFECTUADAS

- T.R. 16"De las conexiones y cabezal
con 210 Kg/cm².
Después de cementada con 60.
Kg/cm².
- T.R. 10 3/4"De conexiones y cabezal con
210 Kg./cm².
Después de cementada con 80
Kg./cm²,
- T.R. 7 5/8"De conexiones con presión -
de 350 Kg/cm².
Después de cementada con -
140 Kg/cm².
- T.R. 5".....De las conexiones y cabezal-
con 210 Kg/cm².
Después de cementada con 200
Kg/cm².
- Cementaciones forzadas..... No hubo
- Tapones por circulación..... No hubo.

CONEXIONES SUPERFICIALES

Dentro de las conexiones superficiales que se emplearon en el pozo analizado son:

Cabezal de tubería:

16" s-10000 lbs/pg²

16" X 10 3/4" s-10000 Lbs/pg²

10 3/4" X 7 5/8" s-10000 lbs/pg²

Árbol de válvulas:

16 (3M) 10 3/4 (5M) 7 5/8 X 3 1/2 (10 M).

El cabezal de tubería se selecciona de acuerdo a la última T.R. que se haya introducido en el pozo, la serie está en función a la presión de la formación y ésta a su vez a la profundidad y al tipo de hidrocarburos existentes. El cabezal nos sirve para colocar sobre el, preventor y demás conexiones superficiales.

La serie en el árbol de válvulas, se selecciona de acuerdo a la presión del yacimiento, y tiene como función ayudar al control de flujo de hidrocarburos en la superficie.

Los cabezales y árbol de válvulas, se seleccionan y se identificán, además de lo antes mencionado, por medio del diámetro y la serie (s), donde ésta última nos indica la presión con la que se puede trabajar (según el fabricante).

CAPITULO V
TERMINACION DEL POZO

TERMINACION DEL POZO

OBJETIVO:

Obtener producción comercial de hidrocarburos a través del intervalo 5900-5960 mts. perteneciente al jurásico superior.

Antecedentes:

Profundidad total 6000.0m
Profundidad interior (C. de ret.) 5968.17

Tuberías cementadas:

Diámetro (pg)	Profundidad (m)
24	45.0-0.00
16	993.0-0.00
14 3/4	3110.0-0.00
7 5/8 (Corta)	5220.0-2960.0
7 5/8 (Complemento)	2960.0-0.00
5 (Corta)	6000.0-5050.52
5 (Prolongación)	5050.52-3587.17

PROGRAMA OPERATIVO

Fecha	Punto	Operación
27/nov/80	1	Se metió T.P. franca a 5960.0 mts y saca T.P. a superficie, con molino plano 4 1/8" reconoció P.I. a 5968.75 mts. y sacó molino a superficie. Con unidad de geofísica se calibró T.R. 5" hasta

Fecha	Punto	Operación
	1	<p>5960.0 mts. y se ancló empacador permanente 415-01 a 5071 mts. Se metió aparejo de producción como se indica: Multi "V" 2 3/8" - 16 U.S.; tope localizador 4 15/16; camisa Otis "XA" 2 3/8" cerrada a 750.84 mts.; Combinación - 2 3/8"-3 1/2" a 3000.0 mts.; 2t. T.P. 3 1/2", C-75, 9.3 lb/pie, - 8 h.r.r. camisa Otis XA cerrada. Se probó T.P con 5000 lb. y espacio anular con 8 Kg/cm² sin éxito por circulación franca, se calibró con unidad de línea 1 1/4" se metió sello de plomo 2 3/4" a 5061.0 mts., probó por espacio anular 8 Kg/cm², se observó circulación normal, se tomó registro de coples 5500-4500 y 5200-4500, circuló y levantó aparejo a superficie.</p>
9/feb/81	2	<p>Se instaló y probó conexiones superficiales con 535 Kg/cm², se metió molino cónico 4 1/8" a 5054.0 mts. y T.P. 2 3/8", N-80, 47 Lb/pie 8 h.r.r. Operó molino, se verificó empacador 5" a 5958.0</p>

Fecha	Punto	Operación
9/feb/81	2	mts. sacó molino a superficie. - Se metió barrena 6 1/2" y esca- riador 7 5/8" a 3587.0 mts. y sa- co bna. y escariador a superfi- cie.; Se metió T.P. franca - 2 7/8 - 3 1/2" a 5958.0, despla- zó lodo por agua y sacó T. P. a superficie.
18/feb/81	3	Ancló empacador 7 5/8" 413-06 a 3580.0 mts. se armó aparejo de - producción y se metió a 3593.31 mts. cargó con dos toneladas y - se probó efectividad de sellos - del Multi "V" por espacio anular con 100 Kg/cm ² efectuandose - ajuste quedando distribuido como sigue: 3583.31-3583.66 tubo guía 3 1/2", N-80, 9.3 Lb/pie, 8 h.r.r. 3583.66-3583.39 combinación doble caja 3 1/2", 8 h.r.r. a 10 h.r.r. 3583.39-3580.00 Multi "V" 4.4 con 14 U.S. 3580.00-3579.78 Tope localizador 4 15/16. 3579.78-3561.43 2t. T.P. 3 1/2" N-80 9.3 Lb/pie, 8 h.r.r.

Fecha	Punto	Operación
	3	3561.43-3560.23 Camisa 3 1/2" - Otis "XA" cerrada. 3560.23-1049.62 T.P. 3 1/2" N-80, 9.3 Lb/pie, 8 h.r.r. 1049.62-7.25 T.P. 3 1/2" P-105, 9.3 Lb/pie, 8 h.r.r. 7.25-0.00 Elevación rotaria del cabezal 7 5/8".
19/feb/81	4	Se desmantelaron preventores y - se instaló medio árbol de válvu- las, Cámeron 3 1/2" (10 000 Psi).
23/feb/81	5	Se probó árbol de válvulas con - 700 Kg/cm ² , se desconectó T.P. 3 1/2". 8 h.r.r.; Con unidad de geofísica se disparó el interva- lo 5960-5960, 5950-5920 con mani- festación nula, 5920-5900, se notó un incremento de presión en T.P. 77 kg/cm ² , T.R. de 0.0 - Kg/cm ² . 5910-5900, con T.P. de 77 Kg/cm ² se abrió T.P. abatién- dose inmediatamente a cero, ob- servándose ligero flujo de gas - al quemador. Con el pozo estran- gulado 5/8 flujó gas y aceite - con una presión de 30 Kg/cm ² . Con

Fecha	Punto	Operación
	5	<p>estrangulador de 1/4 fluyó aceite y gas con 50 Kg/cm². Se tomó registro de presión de fondo fluyendo y registro de presión de fondo cerrado: T.P. de 305 Kg/cm² y T.R. de 0.0 Kg/cm² con éstas condiciones se efectuó estimulación de limpieza al intervalo 5910-5900 con 15 m³ de HCl al 15% inyectó con agua con una presión de admisión de 581 Kg/cm², Presión máxima de 602 Kg/cm², presión de inyección de 315 Kg/cm², Presión final de 119 Kg/cm² y un gasto de 0.5 Bls/min. Se represionó el espacio anular con 230 Kg/cm² comportándose satisfactoriamente descargó a 35 Kg/cm², se abrió T.P. con 119 Kg/cm². Incrementándose la presión de 20 a 60 Kg/cm², fluyendo productos de reacción. Se estranguló a 3/8 y se observó quemar aceite y gas con 180 Kg/cm² y por T.P. a la batería (3/4) con 79 Kg/cm² un gasto de 538 m³/día. Finalmente se tomó registro de presión de fondo de 599.4 Kg/cm² a 5000.0 mts.</p>

Fecha	Punto	Operación
01/mar/81	6	Pozo terminado como productor - de aceite y gas. Con termina- ción sencilla.

Análisis de Muestras:

Densidad (Gr/cm ³)	Agua (%)	Emulsión (%)	Sedtos. (%)	Sal. (ppm)
0.820	3.1	0.5	0.4	500
0.836	2.8	4.0	0.3	500
0.836	1.1	0.6	0.3	500

CARACTERISTICAS DE UNA TERMINACION SENCILLA

El yacimiento puede tener contactos gas-aceite, aceite-agua, ya que la cementación de la T.R. permite seleccionar el intervalo para la terminación. Este tipo de terminación puede efectuarse con empacador permanente o recuperable, y su elección dependerá de las presiones del yacimiento y de los hidrocarburos existentes.

VENTAJAS

Es una terminación en la cual la presión del yacimiento, así como la presencia de fluidos corrosivos, no afectan a la tubería de adme, debido a que se encuentran aislados mediante un empacador.

Se puede efectuar cualquier tipo de estimulación o fracturamiento no importando las presiones que se requieran.

En caso de requerirse un gasto considerable, se puede explotar el yacimiento por el espacio anular, simultáneamente.

DESVENTAJAS

Se utiliza mayor tiempo en la terminación debido a diversos viajes que se realizan con diferentes herramientas.

Se requiere de mayor costo debido a los accesorios.

Se hace más difícil la explotación con aceites viscosos.

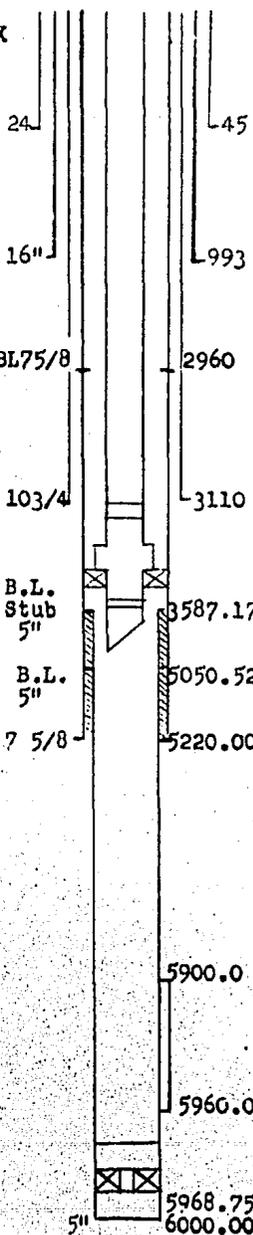
ESTADO MECANICO DEL POZO

E.N.R. 24.95 m.
Arbol de V. Cameron
16(3M)103/4(5M)75/8 X
31/2(10M)

"CARDENAS 201"

EQUIPO PH-125

Formación	Prof.
P. Solo	Aflo.
Oligoceno M.	3063.0
K.S.M.	4970.0
K.S. (S.F.)	5160.0
K.S. (A.N.)	5234.0
K.M.	5304.0
K.I.	5412.0
J.S.	5565.0
P.T.	6000.0



INIC. 29/07/79	PROF.
PERF. TERM. 26/11/80	
INIC. 27/11/80	
TERM. 01/03/81	
TP 31/2, P-105, 1b/pie 9.3	1049.6
8 h.r.r. de 7.25 a	
TP 31/2, N-80, 1b/pie 9.3	
CAM. OTIS, 31/2, XA, CDA	3560.2
TP 31/2, N-80, 9.3lb/p	3561.3
TOPE LOCALIZADOR 4 15/16	3579.7
EMPACADOR BACKER 75/8, 413-06	3580.0
COMB. DOBLE CAJA 31/2, 8hX10h.	3583.6
MULTI "V" 4,400 14US	3583.3
T.Guia 31/2, N-80, 9.3 1b/pie, 8h.r.r.	3593.3
INTERVALO EXPUESTO A PRODUCCION	
EMPACADOR 5", 415-01	5973.0
PROF. INTERIOR	5968.7

ESTIMULACIONES EFECTUADAS

FECHA	INTERVALO	OBSERVACIONES
Feb/26/81	5900-5960	T.P. 1/4" 50 Kg/cm ² , aceite y gas; se estimuló con 15 m ³ HCL 15%, con una presión de inyección 315 Kg/cm ² y un gasto de 0.5 BPM T.P. 3/4" 79 Kg/cm ² , aportando un gasto de 538 m ³ /d. ACEITE Y GAS, POR BAJA A PORTACION Y 27% AGUA SE REPARO POZO, CIMA DE CEMENTO A 5860 mts.
Nov/05/81	5795-5835 1 9/16" 8 c/m	NO FLUYO, se estimuló con 30 m ³ HCL 15%, fluyó sin presión, - FRACTURO con 95 m ³ DS25X, con una presión de inyección de 584 Kg/cm ² . Un gasto de 18 BPM, - T.P.L. con 35 Kg/cm ² ACEITE Y GAS.
Dic/13/81	REDISPARADO 5795-5835 1 9/16" 13 c/m	Se estimuló con 150 m ³ HCL 25 % con una presión de iny. de 630 Kg/cm ² y un gasto de 18 BPM, - T.P. 1/2" 45 Kg/cm ² .
Dic/23/81	5525-5550 1 9/16" 4 c/m	T.P. 1/4" 127 m ³ /d, 200 Kg/cm ² .

CAPITULO VI
REPARACION MAYOR

REPARACION MAYOR

Objetivo: Obturar con cemento el intervalo 5900-5960, para obtener producción comercial de hidrocarburos en un nuevo intervalo comprendido entre el Jurásico Superior Tithoniano y la base del K. - Inferior.

Int. Disp.	Etapa Orif.	Acgite (m ³ /d)	RGA (m ³ /m ³)	Agua (%)	P fe (Kg/cm ²)	Dens. (gr/cm ³)	
5900-							
5960	Inic.	4	583	254	0.0	599.4	0.836
	Final	4	19	387	27.0	263.4	0.812

Arbol de Válvulas 3 1/2" Cameron, 10 000 Psi.

REPARACION MAYOR

Inicio.....10-Agosto-1981
 Terminación.....28-Dic. -1981
 Profundidad Total6000.0 mts.
 Profundidad Interior.....5968.7 mts.

REGISTRO DE TUBERIAS DE ADEME:

Diámetro	24"	16"	10 3/4"	7 5/8"	5"	B.L. 5"
Prof. m.	45.0	993.0	3110.0	5220.0	6000.0	3587.3

Intervalos disparados.....5900-5960 mts. Scallop
 1 9/16", 4 cm.

APAREJO DE PRODUCCION:
 (Estado mecánico actual).

Empacador Baker 413-06 para T.R. de 7 5/8"3580.00m.
Tubo guía 3 1/2", N-80, 9.3 lb/pie, 8 h.r.r. ..	3593.31-3558.66m.
Combinación doble caja 3 1/2", de 8 h.r.r. a 10.-	3587.66-3583.39m.
Multi "V" 4.4 con 14 U.S.	3583.39-3580.00m.
Tope localizador 4 15/16"	3580.00-3579.78m.
2t. T.P. 3 1/2" N-80, 9.3 lb/pie, 8 h.r.r.....	3579.78-3561.34m.
Camisa deslizable Otis "XA" cerrada	3561.34-3560.23m.
T.P. 3 1/2"m N-80, 9.3 Lb/pie, 8 h.r.r.	3560.23-1049.62m.
T.P. 3 1/2", P-105, 9.3 lb/pie, 8 h.r.r.	1049.62- 00.00m.
Empacador Baker 415-01 de 6" a	5958.00m.

FECHA	PUNTO	OPERACION
11/jul/81 09/ago/81	1	Se trasportó y se instaló equipo 100% al pozo "Cárdenas 201".
10/ago/81 15/ago/81	2	Se bombearon 10 m ³ de salmuera por T. R. con 270 Kg/cm ² , se abrió pozo por T.P. y T.R. 1/8" abatiéndose la presión hasta 7 Kg/cm ² , Se bombeó 40 m ³ de agua salada de 1.4 gr/cm ³ y se observó pozo con leve flujo de gas sin presión, se inyectan 20 m ³ más de salmuera con 175 Kg/cm ² abatiéndose la presión a 0 Kg/cm ² y se observa el pozo sin manifestar.
16/ago/81	3	Se quitó medio árbol de válvulas y se instaló preventor.
17/ago/81 24/ago/81	4	Se bombearon 85 m ³ de agua salada de 1.4 X 45 hasta estabilizar columnas - se quitó el preventor de 6" y se instaló preventor de 10"-5000.
25/ago/81 15/sep/81	5	Se sacó aparejo a superficie y se probó cabezal con 350 Kg/cm ² satisfactoriamente. Se metió riple de aguja a 3682m. y se sacó T.P. franca, metiendo molino 3 1/2" 9 D. C. y T.P. 2 3/8" para operar a 3801 m. Se operó el molino 3 1/2 con circulación y peso a 5956 mts. Se sacó el molino, y con U. Mc. Collough operó a -

FECHA	PUNTO	OPERACION
	5	tomar registro de calibración de - T.R. 5" detectando P.I. a 5990 mts. sin éxito por quedarse sonda como pescado a 5420 mts.
16/sep/81	6	Se metió pescante sin recuperar y mete T.P. franca a 2462 repara ma- lacate 100%.
21/oct/81		
22/oct/81	7	Se metió T.P. Franca a 5977 mts. - para emparejar columnas de 1.36 - gr/cc., se sacó T.P. a 1000 mts. y con UDG se tomó registro giroscó - pico de 3560 mts. a la superficie.
25/oct/81		
26/oct/81	8	Con T.P. Franca a 5954 mts. la uni- dad Halliburton colocó TXC con - tres toneladas de cemento tipo "H" y aditivos con una Piny. de 210 - Kg/cm ² con base a 5973 y cima a - 5860 saca T.P. franca a 4000m y se espera fraguado.
31/oct/81		
01/nov/81	9	Se sacó T.P. franca I.F., y se me- tió aparejo de producción a 3576 - mts. efectuando ajuste quedando de la siguiente manera: Extremo inf. Multi "V" a ...3594m.
03/nov/81		

FECHA	PUNTO	OPERACION
	9	Multi "V" U.S. a3580m. Tope localizador a3580m. Camisa Camco "C" 3 1/2" Cda.3560m. T.P. 3 1/2" 8 h, C-75 9.3 # Empacador 413-06 a.....3580m. Se probó sellos con 70 Kg/cm ² sa- tisfactoriamente se calibró con - 2 1/2" venciendo resistencia a - 3587 mts. reconoció P.I. a 5860 mts. y calibró con 2 5/8" a 3687 - quitó preventor.
04/nov/81 05/nov/81	10	Se instaló 1/2 árbol de válvulas Cameron 10 000 Psi y probó con 560 Kg/cm ² satisfactoriamente. Con - aparejo de producción a 3576 mts. se disparó el intervalo 5795-5835, con Scallop 1 9/16" 4 c/m y se - efectuó prueba de admisión con 350 Kg/cm ² sin éxito, observándose - pozo sin manifestar.
05/nov/81 08/nov/81	11	Mete pistola Scallop 1 9/16 a 5720m. donde encontró resistencia, instaló unidad de línea de acero. Con cubeta 1 3/4" intentó vencer - resistencia a 5720 m. sin éxito, re- cuperó muestra de agua dulce con re- siduos de arcilla y cemento, operó

FECHA	PUNTO	OPERACION
	11	<p>con pistolas Scallop 1 9/16 a 5720 m sin vencer resistencia, calibró con sello de plomo 2 3/4" a 3585m.</p> <p>Abrió camisa camco "C" 3 1/2" a 3576 satisfactoriamente, desplazó fluidos por T.P. con 3700 m3 de N2 con:</p> <p>Piny = 3400 psi y verificó cierre de camisa con 500 m3 de N2 y 3800 psi.</p> <p>Descargo N2 a la batería abatiéndose acero en 30 min.</p> <p>Observó pozo abierto a la atmosfera sin manifestar, calibró con sello de plomo 2 1/4" checando resistencia a 5724 m.</p>
09/nov/81 17/nov/81	12	<p>Con aparejo de producción a 3576 m. se circuló desplazando fluido de T.P. por A.S. de 1.26 X 35, se desmanteló 1/2 árbol de válvulas e instala preventor, se sacó aparejo 3 1/2" y se metió molino 3 1/2" 6 D. C. a 2826m. quedando como pescado 1/2 piñón de la parte del cuerpo del tubo Hydril de 2 7/8" y el molino 3 1/2", B.P. a 3032 mts. se sacó T.P. franca y se metió pescante B.O.S. 6 1/8 con cuña 3 1/2" y T.P. 3 1/2" F.G.D.S. a 2700</p>

FECHA	PUNTO	OPERACION
	12	recuperando pescado 100% y con unidad de línea calibró con sello de plomo - 2 5/8" a 5859 mts. con ligera resistencia a 3636 mts.
18/nov/81	13	Se metió aparejo a 3594 mts. y se efectuó ajuste del mismo quedando extremo de T.P. a 3594 mts., Multi "V" 14 U.S. a 3580 mts., 2 T.P. 3 1/2" 8h y camisa "C" cda. a 3560 mts., 1 T.P. 3 1/2" 8h, a 2960 mts., T.P. - 3 1/2" FGOS y 584 mts. 3 1/2" C-75, - 9.3 #, se probó sellos con 140 Kg/cm2 satisfactoriamente y se quitó preventor. Se instaló 1/2" árbol de válvulas Cameron, se calibró T.P. con 2 5/8", se metió sello de plomo 2 1/4" a 5860 mts.
21/nov/81 25/nov/81	14	Con el aparejo de producción a 3594 se redispuso el intervalo 5735-5795m. con Scallop 1 9/16" 4 c/m y se efectuó prueba de admisión con 56 Kg/cm2 y un gasto de 4.8 BPM, observándose pozo con ligero flujo de gas.
26/nov/81 30/nov/81	15	Con aparejo de producción a 3594 m. se efectuó estimulación con 30 m3 de HCL.

FECHA	PUNTO	OPERACION
	15	<p>15%, con una presión máxima de 392 Kg/cm² y un gasto de 3.5 EPM se observó comunicación entre T.P. y T.R. se abrió pozo por 1/2" con 390 Kg/cm² abatiéndose ésta a cero después de 1.5 hrs. desalojando productos de reacción gas y aceite sin presión.</p> <p>Se cerró el pozo y con unidad de línea calibre con sello de plomo 1 3/4" tomando registro de gradientes a 3455 mts.</p> <p>Se circuló directo con agua dulce - capacidad total, se cerro el pozo - represionándose a 3000 Psi, y se abrió por T.P. abatiéndose la presión a cero, se observó pozo con ligero flujo sin presión, se cerro pozo con 800 Psi por T.P. y 600 Psi por T.R.</p>
01/dic/81 06/dic/81	16	<p>Se cerró T.P. y se inyectó contra la formación 22 m³ de A.S. con una presión de 210 Kg/cm², y alojó agua salada 1.18 g/cc. sin presión, circuló hasta estabilizar columnas 1.26 g/cc.</p>

FECHA

PUNTO

OPERACION

16

Se desmanteló árbol de válvulas e instaló preventor, se sacó aparejo eliminando 18 tramos de T.P., se metió mismo a 3594 mts. y se efectuó ajuste quedando extremo inferior Multi "V" 14 U.S. a 3581 mts., camisa camco "C" 3 1/2" cda. a 3572 mts. y T.P. 3 1/2" 9.3 # 8h y FGDS., se desmanteló preventor y se instaló medio árbol de válvulas probando mismo con 560 Kg/cm², se abrió camisa "C" 3 1/2" a 3558, se desplazó agua salada por agua dulce, verificó cierre de camisa con 4500 m³ de N₂ y P de 210 Kg/cm². Se metió muestreador 1 3/4" a 5200 mts., Se quedó como pescado mismo con 5200 mts. de línea, operó a pescar con arpón 2 1/2", recuperándose éste 100%, se tomó muestra a 5820-2910, 70 m agua con manchas de aceite y tomó registro de gradientes. Se observó al pozo desalojando gas y aceite sin presión.

07/dic/81
11/dic/81

17

Se efectuó estimulación al intervalo 5835-5795 m. con 80 m³ de ácido DS 25x, 15 m³ DS 20x, 80 m³ de gelatina WF-40 y 100 m³ de YF-4G, con una

FECHA	PUNTO	OPERACION
	17	Pmax de 609 Kg/cm ² y un gasto de - 18 BPM. se observó pozo desalojando aceite y gas y productos de estimu- lación a cabezadas sin presión.
12/dic/81 15/dic/81	18	Se disparó el intervalo 5809-5796m. con Sc 1 9/16 4/cm, y se observó - pozo desalojando aceite y gas sin - presión, se cerró pozo con 700 y - 250 Psi por T.P. y T.R. respecti- vamente. Se calibró con sello de - plomo 1 13/16" a 5820 m. y se - efectuó registro cerrado con amera da de 0.0 hasta 5820 mts.
16/dic/81 23/dic/81	19	Se efectuó fracturamiento hidráulico con 15 m ³ de ácido al 10%, 150 - m ³ de ácido al 25% con las siguien- tes presiones: Piny de 630 Kg/cm ² , Prup de 616 Kg/cm ² , Pci de 476 - Kg/cm ² , Pt de 658 Kg/cm ² , Pcf de - 588 Kg/cm ² , un gasto promedio 18 - bls/min., se abrió pozo por T.P. - 3/4" con 539 Kg/cm ² abatiéndose - ésta a cero franco sin presión desa- lojando productos de la estimula- ción. Se calibró con 1 27/32" a - 5860 y se tomó registro de presio-

FECHA	PUNTO	OPERACION
	19	nes en 12 estaciones de 5725 a 0.0 - mts. con una presión en la T.P. de - 150 Kg/cm ² . Con pistolas Sc 1 9/16" 4 c/m se disparó el intervalo 5525- 5550m. rompiéndose el cable y quedan- do como pescado contra pesos de - 1 9/16", pistolas 1 9/16" 9m. detec- tor de coples y 3970 de cable.
24/dic/81 27/dic/81	20	Con unidad de Geofísica se recuperó - cable quedando 9m. de pistolas, detec- tor de coples y cabeza, se abrió pozo franco con 17.5 Kg/cm ² desalojando- agua aceite y gas por T.P. y con 42 Kg/cm ² por T.R.; Observándose el po- zo con flujo sin presión. ULTIMO RE- PORTE.
28/dic/81 03/ene/82	21	Se desmanteló el equipo 100%

ESTADO ACTUAL DEL POZO.

PROFUNDIDAD TOTAL 6000.00 m.

PROFUNDIDAD INTERIOR (TAPON DE CEMENTO) 5860.00 m.

INTERVALOS DISPARADOS:

5525-5550 mts. Scallop 1 9/16, 4 c/m

5795-5835 mts. Scallop 1 9/16, 4 c/m

ESTADO MECANICO.

Extremo inferior de T.P. a	3594.00 m.
Multi "V" 80-44, 14 U.S. a	3580.00 m.
Camisa camco "C" CDA. a	3560.00 m.
T.P. 3 1/2" combinada C-75, 9.3 lb/pie, 8h y FOS	
Empacador 413,01 5", a	3580.00 m.

CONCLUSIONES

1) El desarrollo de operaciones que envolvió la perforación así como las desiciones y planeación del mismo, se desarrollaron satisfactoriamente cumpliéndose con el objetivo, en cuanto a encontrar acumulación de hidrocarburos en el Jurásico superior).

2) Las localizaciones aprobadas quedan supeditadas a resultados de pozos vecinos.

3) De acuerdo con los registros computarizados de detección de anomalías de conductividad (DCA) se determinó que:

a) Las calizas presentan pocas posibilidades de tener porosidad secundaria.

b) No toda la zona dolomitizada está fracturada.

4) La producción del campo proviene principalmente de dolomías o calizas dolomitizadas.

5) La formación Jurásico Superior Kimmeridgiano en todos los casos se ha encontrado dolomitizada, por lo que deberá alcanzarse en todos los pozos, con excepción de aquellos en los que por su posición estructural, dicha formación queden en zona invadida por agua.

6) El grado de certidumbre alcanzado en el presente trabajo es función de la gran cantidad y buena calidad de la información de que se dispuso.

RECOMENDACIONES

1) Con base en que la producción de este campo se obtiene de formaciones con porosidad secundaria, es necesario tomar registros de echados en todos los pozos y obtener de estos, los registros computarizados de detección de anomalías de conductividad (DCA) para determinar las zonas fracturadas.

2) Efectuar registros de presiones de fondo y pruebas de interferencia en los diferentes bloques del campo para definir la continuidad del yacimiento.

3) Los nuevos aparejos de producción utilizarán tuberías de mayor diámetro, por lo que será necesario efectuar un estudio que determine: los ritmos óptimos de explotación y la distancia mínima del intervalo disparado al contacto agua-aceite, para evitar la conificación de dicho contacto.

4) En campos como "Cárdenas" en los que se presenten cambios de facies, y por ende la distribución de las formaciones productoras no siguen un patrón definido, el desarrollo deberá hacerse en forma estratégica.

5) Se considera conveniente que se revise el cálculo de reservas con base en que solo las dolomías y calizas dolomitizadas son productoras de hidrocarburos.

NOTA: Tanto conclusiones y recomendaciones fueron sugeridas por Jefes de Sección del Area Sur.

APENDICE

"A"

B A R R E N A S

Para minimizar el costo en la perforación, es necesario entre otras cosas, la elección y control de las barrenas a utilizar, dependiendo siempre de parámetros tales como: tipo de formación y litología; para poder escoger el tipo óptimo de la barrena se ha establecido un código estandar (IAOC) para la selección tanto de barrenas convencionales (dientes maquinados), como para barrenas de insertos, estableciendo un sistema de 3 dígitos que nos indican sus características esenciales de ésta:

Barrenas convencionales (dientes maquinados):

El primer dígito nos indica la barrena a utilizar dependiendo del tipo de formación a atravesar:

1), blanda; 2), mediana; 3) dura

Barrenas de insertos:

5), blanda; 6), media blanda; 7), media dura; 8), dura

El segundo dígito corresponde a una subclasificación del tipo de barrena:

1), blanda; 2), media blanda; 3), media dura; 4), dura

El tercer y último dígito está en función directa de las características mecánicas de la barrena:

1), Barrena STD, de dientes maquinados, (balero no sellado)

3), Barrena de balero no sellado con protección en la hilera de calibre.

- 4), Barrena de balero sellado sin protección en la hilera de calibre.
- 5), Barrena de balero sellado con protección en la hilera de calibre.
- 6), Barrena de balero sellado de tipo "chumacera".
- 7), Barrena de balero sellado de tipo "chumacera" con protección en la hilera de calibre.
- 5), Barrena de insertos con sistema de baleros (absoluta)

Para el manejo de estos dígitos, como ejemplo podemos citar:

Una barrena tipo 1-1-1, nos indica que es una barrena de dientes maquinados para formaciones suaves y que posee baleros no sellados sin protección en la hilera de calibre (STD).

El parámetro más importante para evaluar la eficiencia de una barrena es mediante la determinación del costo por metro, realizándose mediante la siguiente ecuación:

$$C = B + (T + t) R / H$$

Donde:

C es el costo por metro

B es el costo de la barrena

T es el tiempo perforado

t es el tiempo de viaje

R es el costo por hora del equipo

H es la longitud en metros perforada por la barrena.

"g"

FLUIDOS DE PERFORACION.

Uno de los elementos primordiales en la perforación es el fluido que se emplea para tal efecto, debido a que éste cubre varias funciones para lograr nuestro objetivo.

En la mayoría de los pozos petroleros se ha utilizado el fluido de perforación base agua, debido a su distribución universal y su bajo costo, El fluido más utilizado en dichas perforaciones es el de agua dulce, que está formado por agua-arcilla conteniendo un porcentaje menor del 1% (0-10 000 ppm).

Dada la importancia del fluido de perforación, éste debe reunir ciertas funciones y características tales como:

- a) Levantar los recortes y llevarlos a superficie.
- b) Enfriamiento y lubricación de la barrena.
- c) Forma un enjarre protegiendo la formación de daños.
- d) Control de presiones anormales durante la perforación.
- e) Mantener en suspensión los recortes y material denso cuando se interrumpe la perforación.
- f) Transmitir energía mediante las toberas, para un mejor avance en la perforación.
- g) Es un medio de información cuando se atraviesan las formaciones.
- h) Poner en libertad los cortes que llegan a superficie.

Dentro de las características que debe reunir un fluido de perforación se encuentran: viscosidad, densidad, gelatinosidad, tixotropia, filtrado y enjarre, P.H. y contenido de sólidos.

PARTES COMPONENTES DE UN FLUIDO DE PERFORACION.

1) Fase líquida:

- a) Agua.
- b) aceite.

2) Fase sólida:

- a) Sólidos inertes, (arenas, sílice, caliza, cuarzo, etc.)
- b) Diversos, (dispersantes, obturadores, agentes reductores de filtrado, surfactantes y otros reactivos).

Lodo bentonítico: Son fluidos de agua dulce sin ningún contaminante y de baja densidad, de bajo costo, durante la perforación en las formaciones arcillosas cierto porcentaje se incorpora aumentando el volumen de fluido. Las adiciones continuas de agua dispersan las partículas arcillosas manteniendo la viscosidad requerida.

Lodo lignosulfactante emulsionado (L.S.E.): fluido del resultado de la mezcla agua aceite y lignosulfanatos.

Se usa éste tipo de fluidos debido a que existen problemas al atravesar formaciones salinas, altas temperaturas, etc.

Los lignosulfanatos son superiores tanto como dispersantes como agentes de control de filtración y controlan además el desarrollo de la fuerza de gelatinosidad con un rango medio de P.H. (8-10), en general su degradación se inicia aproximadamente a 190 °C por lo tanto, por si solos, no son muy estables a la temperatura.

Fluidos de emulsión inversa. - son el resultado de la mezcla de dos fases separadas (aceite y agua) más un agente emulsificante que tiene la propiedad de cambiar la tensión de la interface aceite agua. En és

te tipo de fluidos, el agua en forma de gotas finalmente dispersas está emulsionada en el aceite formando la fase interna ó discontinua, siendo el aceite la fase externa ó continua.

Normalmente éste tipo de fluido se utiliza en el control de adecuado para la terminación y reparación de pozos petroleros, en virtud de que el filtrado de éste tipo de fluido es aceite, y puede utilizarse también, en la perforación de formaciones tales como lutitas ó arcillas hidratables y en formaciones productoras con fracciones arcillosas y debido a su estabilidad en altas temperaturas, utilizándose también en pozos profundos en donde otro tipo de fluidos tienden a solidificarse.

SARTA DE PERFORACION

Se considera como el conjunto de tuberías y herramientas, estabilizadores y lastrabarrenas, que se utilizan para comunicar el movimiento y el peso necesario en la barrena durante la perforación del pozo.

Al igual que la tubería de revestimiento, la tubería de perforación se debe de diseñar de acuerdo a factores como: Profundidad, diámetro de agujero, densidad de lodo, etc.; considerando como parámetros más importantes para su diseño: grado, clase, peso, diámetro, tipo de juntas.

Tomando en cuenta los diferentes tipos de esfuerzos a que está sometida la tubería de perforación, cabe mencionar los siguientes:

Torsión - Carga a la resistencia a punto cedente.

Tensión - Carga a la resistencia mínima a punto cedente.

Presión interna - resistencia a la presión interna a punto cedente.

Colapso - Resistencia a la presión externa mínima.

Los estabilizadores son herramientas que se utilizan para conservar la verticalidad del agujero.

Los tubos lastrabarrenas se diseñan en función del diámetro del agujero y del peso que se aplicará a la barrena. El número y tipo de lastrabarrenas están en función de los siguientes parámetros: a) Peso de los lastrabarrenas, b) Longitud, c) Peso que requiere la barrena empleada.

"0"

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento tienen como función principal el de proteger el pozo durante la perforación, facilitando la terminación y explotación del mismo.

Las T. Rs. en su conjunto tienen las siguientes funciones:

- Evitar derrumbes en el agujero.
- Facilita la instalación del equipo subsuperficial.
- Sella la pérdida de circulación de zonas ladronas.
- Sirven como medio de control de presiones anormales.
- Protege las áreas de agua dulce con las de agua salada.
- Separa las formaciones productoras de las de agua.

Las funciones para cada una de ellas se indican como sigue:

CONDUCTORA - Ayuda a confinar la circulación del fluido de perforación, detiene las formaciones no consolidadas, previene pérdidas de circulación, establece circulación hacia las presas y - la boca del pozo. Esta deberá cementarse en toda su longitud.

SUPERFICIAL - Protege las áreas de agua dulce y permite las primeras instalaciones superficiales de control, previene contaminaciones de acuíferos, sirve como base de las tuberías subsecuentes.

INTERMEDIA - Previene el "suaveo" y engrosamiento del agujero en pozos profundos, son medio de control de presiones anormales, - así como zonas problema. Debido a sus funciones deberá cementarse en toda su longitud.

EXPLOTACION - Protege la formación productora, controla las presiones anormales, permiten la terminación del pozo, previene - la migración de fluidos.

Las características básicas para la identificación y selección de tuberías de ademe son:

- Diámetro exterior e interior.
- Peso por unidad de longitud.
- Grado del acero, (propiedades del acero).
- Rango, (longitud del tubo).

Esfuerzos a la que está sometida una tubería de ademe:

TENSION - Fuerza que es producto del peso del conjunto de tubos., su máximo valor se localiza en la parte superior de la columna, teniendo un factor de seguridad de 1.5 a 1.8

COLAPSO - Presión que es producto del peso de columna de fluido en el exterior de la tubería, encontrándose su valor máximo en el fondo de la columna, donde el factor al colapso utilizado - en su diseño varía entre 1.0 a 1.5, (recomendándose un factor de diseño de 1.25).

P. INTERNA-Presión que se ejerce en la pared interna de la tubería - principalmente cuando ésta se somete al descontrol de un pozo, tratamientos de inyección de fluidos o cuando se realiza una estimulación. Su factor de diseño fluctúa entre 1.1 a 1.125.

TORSION - Se efectúa cuando existe atoramiento de la tubería al tratar de recuperarla.

FLEXION - En pozos chuecos, no dirigidos ó desviados.

"E"

ACCESORIOS QUE ACOMPAÑAN A LA TUBERIA:

ZAPATA GUIA - Su función principal se basa en guiar a la tubería dentro del pozo, con forma semi-esférica evita que la tubería se atore durante la introducción.

ZAPATA FLOTADORA - Además de guiar, previene el contraflujo de cemento.

COPELE DIFERENCIAL - Al introducirse la T. R. interviene en la acción de llenado de la misma por el lodo, de tal modo, que el nivel del interior de la tubería es aproximadamente el 90 % del correspondiente al espacio anular.

COPELE FLOTADOR - Previene el contraflujo de cemento y detiene los tapones de cemento.

COPELE DE RETENCION - Detiene los tapones de cementación.

COPELE DE CEMENTACION MULTIPLE - Herramienta con alta presión, diseñada de aplicación a cualquier pozo, cierra el fluido mediante una camisa o cilindro de "abrir ó cerrar", su funcionamiento es como sigue: las camisas internas van alojadas dentro del cuerpo, la camisa de abertura cierra los orificios de la herramienta durante la circulación y el paso del cemento hacia la etapa inferior del trabajo. La camisa de cierre sella los orificios después de la terminación de la etapa superior.

CENTRADORES - Tienen como función principal centrar a la tubería dentro del pozo, con la finalidad de distribuir mejor el cemento.

RASPADORES - Limpian las paredes del agujero, para la mejor adherencia del cemento.

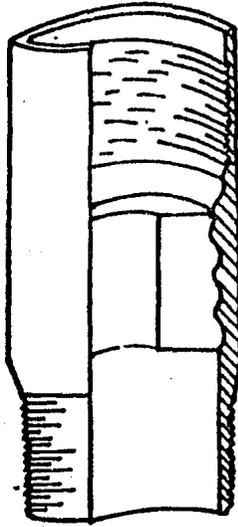
COLLARINES - Impiden el desplazamiento vertical de los raspadores y centradores.

CAMISA DESLIZABLE O VALVULA DE CIRCULACION - Nos permite después de anclado el empacador, poder comunicar el interior de la tubería de producción con el espacio anular de la tubería de revestimiento.

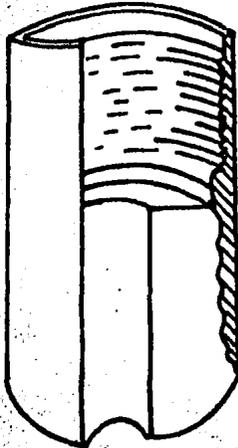
EMPACADOR BACKER 415-01 - Produce un sello entre la formación productora y el espacio anular confinando el flujo por la tubería de producción aislando presiones y fluidos de la tubería de revestimiento. Empacador de tipo mecánico y se ancla con la tubería de producción.

EMPACADOR 413-06, Empacador recuperable, estos producen un sello entre el intervalo productor y el espacio anular de la tubería de revestimiento con la tubería de producción.

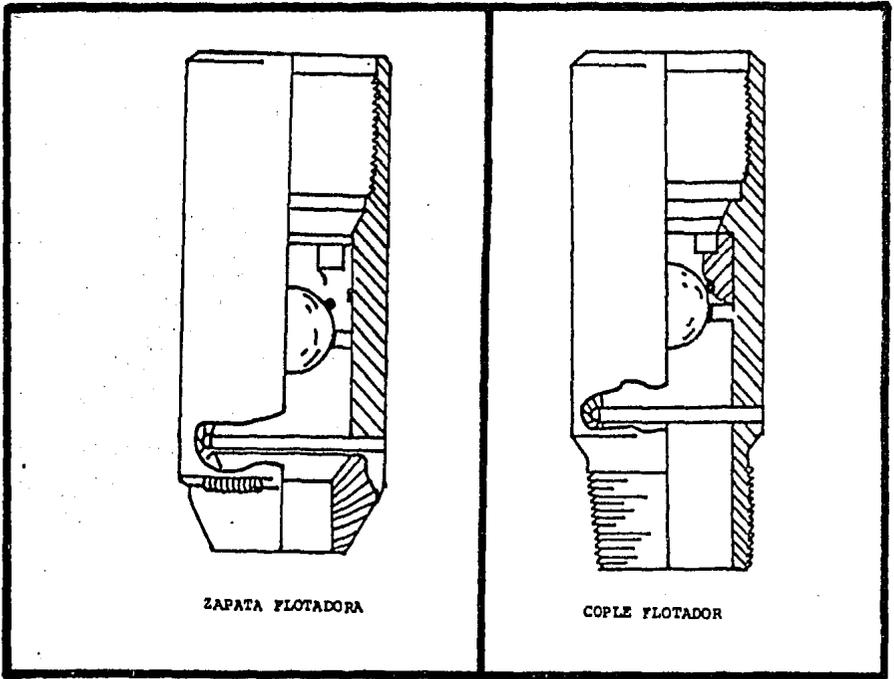
TUBERIA DE PRODUCCION - Es el medio de conducción de los hidrocarburos, conteniendo los mismos parámetros de identificación que la tubería de perforación.

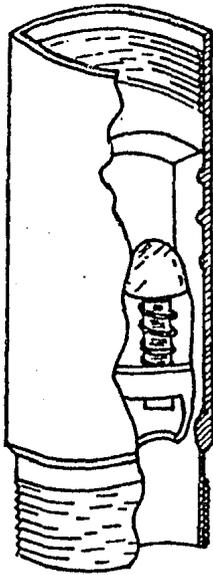


COPLE DE RETENCION

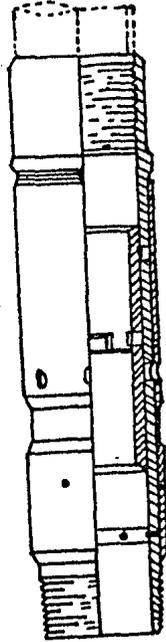


LAPATA GUIA





COPIE DIFERENCIAL

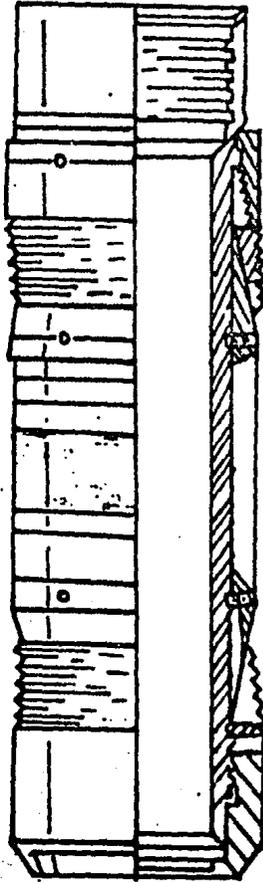


COPIE MULTIPLE "DV"

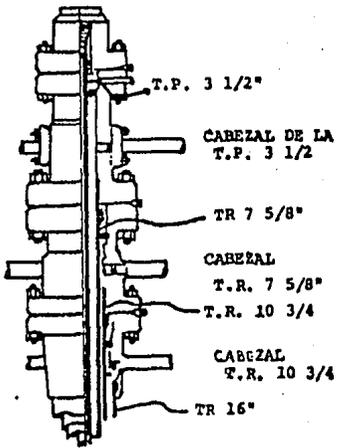
EMPACADOR "BAKER"
415-01



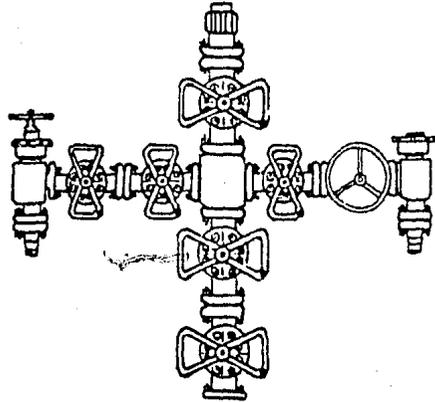
EMPACADOR "BAKER"
413-06



CONEXIONES SUPERFICIALES



CABEZAL "CAMERON"



ARBOL DE VALVULAS "CAMERON"

"F"

CEMENTACIONES

Las cementaciones de las tuberías de revestimiento en los pozos, es casi una práctica universal y se hace por muchas razones; dependiendo de la clase de tubería que se esté cementando.

Una tubería conductora debe cementarse para evitar que el fluido de perforación circule fuera de ella y origine la erosión de la superficie que la tubería de revestimiento diseñada, debe evitar.

La tubería de revestimiento superficial debe de proteger y sellar las formaciones de agua, suministrar un ancla para el equipo preventivo y dar apoyo en la superficie para las columnas de tubería de revestimiento más profundas.

La tubería de revestimiento intermedias se cementan para sellar formaciones con presiones anormales, aislar desprendimientos causados por zonas no consolidadas, a menos que se sostengan con tuberías de revestimiento y cemento y tapar zonas de pérdidas de circulación para permitir que la perforación siga adelante.

Las tuberías de revestimiento, de explotación se cementan para evitar la comunicación de fluidos a otras zonas y formaciones, con lo que reducirían la producción del pozo.

El cemento sirve para proteger eficientemente a la tubería de revestimiento de la corrosión; principalmente de fluidos corrosivos que existen en las formaciones.

El cemento portland es el constituyente principal de la mayoría de los materiales de cementación, es el cemento ordinario que ha sido, por muchos años, para aplicación de la cementación de tuberías de revestimiento en los pozos petroleros, debido a la necesidad de bombeabilidad a más altas temperaturas y presiones, variándole por supuesto, las especificaciones y propiedades a base de aditivos.

-La lechada de cemento debe ser capaz de colocarse en la posición deseada, por medio de equipo de bombeo, desde la superficie.

-Después de colocado, debe adquirir suficiente fuerza en un tiempo razonablemente corto, para que el tiempo de "espera de fraguado" pueda reducirse al mínimo.

-El cemento debe hacer un sello positivo entre la tubería de revestimiento y la formación.

-Debe tener fuerza suficiente para evitar fallas mecánicas.

-Debe ser químicamente inerte a cualquier formación ó fluido con el que se pueda poner en contacto.

-Debe de ser suficientemente estable para no deteriorarse, descomponerse o de alguna otra forma de perder sus cualidades.

-Debe ser suficientemente impermeable para que los fluidos no se filtren a través de él cuando ha fraguado.

La composición química del cemento varía, pero en general está compuesto de diferentes porcentajes de materiales como el silicato tricálcico, aluminato tricálcico, silicato dicálcico, ferroaluminato tetracálcico, yeso y magnesio.

El objetivo básico de la cementación de una tubería de revestimiento, es la colocación de una lechada de cemento no contaminada, en la posición debida, en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y el agujero, de tal manera que se logre un sello efectivo e impermeable entre la formación y la tubería.

La cementación forzada es el nombre que se le dá a la operación de cementación en la que se usan presiones relativamente altas para colocar el cemento en intervalos escogidos. Es considerada una operación de reparación y en realidad es forzar la lechada de cemento a la formación. Teniendo también aplicación en el cierre y sello de zonas de pérdidas de circulación.

Tapón de cemento por circulación es el nombre que se le da a la operación de cementación, en la que se coloca un determinado volumen de lechada a cierta profundidad escogida y desplazada por medio de fluidos, ya sea lodo de perforación, agua o del líquido con que éste lleno el pozo, a través de la tubería de producción o de perforación que se esté utilizando para dicha operación, una vez fraguado el cemento sirve para aislar zonas inferiores, tuberías de abandono ó recuperación de tuberías de revestimiento, abandono temporal de un pozo productor, o bien apoyo para efectuar operaciones de desviaciones de un pozo etc.

Cementación de tuberías de revestimiento por etapas, en algunos pozos es necesario colocar grandes columnas de cemento en el espacio anular. Las presiones excesivas que se requieren para colocar estos grandes volúmenes de lechada, pueden originar la pérdida de fluido en las zonas no consolidadas, o la contaminación de la lechada de ce-

mento en su recorrido. Para eliminar estas posibilidades, se ha diseñado equipo especial para la cementación por etapas a diferentes profundidades.

En ésta operación se colocan uno o varios coples especiales para efectuar la cementación por etapas, independientemente del equipo para cementación de T.R., zapata y cople convencionales, se efectúa la primera etapa en forma usual, utilizando un tapón de hule desplazador especial, que pasa a través del ó de los coples especiales sin accionar el mecanismo de éstos, al mismo tiempo que se efectúa el desplazamiento del tapón mencionado y a determinado volumen se suelta otro tapón de hule con asiento especial con la finalidad de accionar el mecanismo del cople especial destinado para la segunda etapa, dejando abierto los puertos de éste, listos para circular a través de ellos para efectuar la segunda etapa, y así sucesivamente se puede efectuar varias etapas, colocando los coples mencionados a las profundidades programadas.

"G"

CARACTERISTICAS PRINC. DE LOS CEMENTOS UTILIZADOS.

Cemento tipo H, se utiliza generalmente como cemento básico - para profundidades que fluctúan entre 0 a 8000 Ft. (2439.0m). Utilizándose también con aceleradores y retardadores en un amplio margen de - profundidades y temperaturas.

Durante la manufactura del cemento de clase H no se hacen - otras adiciones aparte del sulfato de calcio, del agua ó de ambos, intermolidas, ni otras mezclas con las escoria del cemento. Puede obtenerse únicamente en el tipo de resistencia moderna a los sulfatos. Los cementos C y H básicos, son similares a los de la clase B con la única diferencia que son manufacturados bajo especificaciones físicas y químicas rigurosas, dando como resultado un producto más uniforme.

El cemento clase H tiene una densidad de 17.0 lbs/saco, 1.94 - gr/ml. y su temperatura de trabajo varía de 27 a 94 °C.

Cemento THIX-SET, es un cemento tixotrópico, se puede utilizar para cementaciones primarias, así como para cementaciones forzadas, - usándose también con:

- Aditivos para cementaciones en áreas secas.
- Con cementos hidratables.
- El cemento es compatible con aditivos tales como: gilsonita, sal, - SSA-1 y SSA-2

HTLD, cemento que resiste altas temperaturas con un rango de peso específico de 12.9 a 13.5 lb/gal. con un rango de prof. de 8000 a 12000 pies y una temperatura máxima de 320 °F.

Entre los aditivos utilizados encontramos:

- Cloruro de potasio (KCl), utilizado como sustituto del cloruro de sodio con la ventaja de ser más efectivo a concentraciones menores del que manifiesta el NaCl, los beneficios que se obtienen con este aditivo son:

- a) Se comporta como acelerador de fraguado en bajas concentraciones y como retardador en altas.
- b) La lechada se expande más que los cementos con agua dulce.
- c) Incrementa la densidad de la lechada.

- HR4, Retarda el tiempo de fraguado, reduce la viscosidad mejorando las propiedades de flujo.

- HRS, Es un retardador de cemento mejorado para usarse hasta temperaturas de 206 °F.

- HR-12, Retardador de fraguado para trabajar con temperaturas hasta de 500 °F y es compatible con los siguientes cementos: D, G, E y H de la clasificación API.

- CFR-2, Es un reductor de fricción para facilitar el flujo turbulento en las cementaciones, la temperatura en que puede trabajar se varía de 60 a 300 °F, y es compatible con varios tipos de cemento y retardadores de fraguado.

- HALAD-22-A : es un retardador de filtrado, que se usa generalmente en formaciones permeables.

"H"

REGISTROS GEOFISICOS

De manera general los registros geofísicos tienen dos aplicaciones generales:

- Evaluación de formaciones .
- Correlación de estudios estatigráficos.

La selección de intervalos en los cuales se deben efectuar pruebas de producción en los pozos exploratorios y desarrollo dependen de varios factores, los cuales evalúan para tomar esta decisión; entre los datos que se toman en consideración para tal selección se encuentran:

- Manifestaciones de Hc. durante la perforación.
- Datos de análisis petrofísicos en núcleos cortados.
- Antecedentes de producción en intervalos atravesados por otros pozos.
- Evaluación de datos geológicos (sedimentarios, estatigráficos estructurales) aportados por el pozo.
- Análisis cualitativo y cuantitativo de registro.

Siendo este último inciso el único recurso para efectuar una evaluación sobre las posibilidades de producción de Hc. en la sección atravesada por un pozo de exploración o desarrollo.

Por lo antes expuesto, la acertada evaluación de un intervalo, por medio de registros dependerá:

- Contar con un programa apropiado de registros de acuerdo a la característica litológica de la formación.

- Con el conjunto de registros obtenidos reúna las características esenciales de calidad, para que sea confiable la información de ellos contenida.
- Selección de un método adecuado de análisis con el objeto de obtener el mayor número de datos posibles.

Análisis sobre las características principales de los registros, -
ventajas y limitaciones:

Los registros que obtienen información sobre el parámetro -
Rt. (resistividad verdadera de la formación) son los sig:

- Eléctrico Convencional (ES)
- Eléctrico Enfocado (LL).
- Doble Eléctrico enfocado (DLL)
- Inducción (I-ES).
- Doble de inducción (DIL)

Cabe señalar que el primero de estos ya no se fabrica por la
Compañía Schlumberger, por tal motivo se emplea cada vez más el re-
gistro de inducción, y solamente se cuenta con sondas de registro -
eléctrico en algunos centros de operación de la Zona Sur y la Zona -
Norte.

El registro eléctrico convencional presenta la ventaja apa-
rente de poder obtener lecturas de resistividad muy altas, sin embar-
go la poca penetración de investigación así como la influencia de ca-
pas adyacentes en los dispositivos que lo constituyen, han hecho con-
cluir que difícilmente los valores obtenidos sean fielmente represen-

tativos de Rt. observándose además el requerimiento de su operación debe utilizarse en todos conductores ya que en todos base aceite este registro no funciona.

El registro de inducción, es conveniente asentar que es una magnífica herramienta para la determinación de Rt. en formaciones de media a baja resistividad (0.2-150-Ohm-m), el cual puede operarse tanto en todos conductores como en resistivos, y a valores mayores de 200 Ohm-m no se obtiene respuesta ("saturación de registro").

El registro doble de inducción trabaja con las mismas limitaciones ya descritas, con la diferencia que en este se obtienen dos curvas una denominada de inducción somera y otra de inducción profunda, las cuales acompañadas de una curva de eléctrico enfocado de poca investigación (LL-8) constituye en sí una herramienta magnífica para la determinación de Rt, R_{xo} y diámetro de invasión en formaciones de media y baja resistividad.

En lo que se refiere al registro enfocado (laterolog) LL y el doble eléctrico enfocado, se puede decir que son dos herramientas que obtienen resistividad de tipo enfocado provocada por el efecto de dos ó más electrodos con señales de igual polaridad, sin embargo el primero ya no se fabrica dado que el segundo es una herramienta superior con lo cual se puede determinar Rt. aún en capas muy delgadas.

Los registros que tienen como objetivo obtener la resistividad R_{xo} son los siguientes:

- El microeléctrico (llamado microregistro) M.
- El microenfocado (MLL)
- El micro proximidad (MPL)
- Micro enfocado Esférico (MSFL)

El primero de ellos ha sido de gran utilidad por su facilidad de interpretación, su resolución es magnífica por la agudeza de su investigación y cuenta además con la curva de calibración, sin embargo los cálculos cuantitativos de Rxo no son tan reales sobre todo cuando la porosidad es menor de 20%.

En cambio el registro Microproximidad supera al registro microenfocado ya que el segundo deberá corregirse los valores de su curva Rxo cuando los espesores de enjarre son mayores de 1/4" en cambio el primero no hay necesidad de tal corrección o esta es mínima aún con espesores de enjarre de 1/2".

Para la selección del uso de los registros microenfocado y microproximidad se recomienda tomar en cuenta las experiencias de interpretación y condiciones del agujero por áreas, tomadas en común acuerdo en el personal de Exploración y de Explotación.

El registro microenfocado esférico (MSFL), su investigación es intermedio en la investigación del microenfocado y del microproximidad, cubre todas las condiciones de operación de ambos registros, sus correcciones son mínimas y es adaptable a las sondas de los registros de inducción y doble eléctrico enfocado, lo que permite el empleo de éstos en forma simultánea y hacer interpretaciones de registros sobrepuestos, su aparente desventaja es que no obtiene las cur-

vas del micro eléctrico, pero puede obtenerse un registro microeléctrico sintetizado de la información recuperada en el microenfocado esférico.

El registro radioactivo convencional (ó Rayos gama neutron) - NGR, es una herramienta de correlación, para la interpretación cualitativa ó cuantitativa de arcillosidad con la curva de rayos gama, para la interpretación aproximada de la porosidad con la curva neutrón. Además de ser un auxiliar en la selección de intervalos de disparos. Registro que se puede operar en agujero descubierto o adorado, requiriendo su información de muchas correcciones, por tal razón no es muy confiable para trabajos cuantitativos.

El registro neutrón lateral de porosidad, su información es representativa de la porosidad con menor influencia de efecto de la litología comparada con la de neutrón compensado de porosidad (CNL) el cual se ve más influenciado por el efecto de la litología, registro que además cuenta con la curva de rayos gama y puede utilizarse tanto en agujero adorado como descubierto, obteniéndose en ambos casos valores de porosidad bastante confiables.

El registro de Densidad de Formación Compensado (FDC), es un dispositivo para obtener porosidad de las rocas, pero a diferencia del registro neutrón lateral de porosidad, está más influenciado por el efecto de la litología, razón por la que la combinación de registros de densidad y neutrón compensado constituye la herramienta más idónea para la determinación de la litología de algunos minerales y de arcillosidad. Pudiéndose obtener simultáneamente mediante el registro (CNL).

El registro Sónico de Porosidad Compensado, (BHC) es un magnífico auxiliar en el complemento de información sísmológica con su curva integrada y puede ser obtenido con una curva de porosidad compatible con los registros FDC, CNL y SNP. Con la misma sonda del BOC - pueden obtenerse los registros de Amplitud (compresional) y el de - Densidad Variable (VDL), recordándose que la interpretación de la información de estos registros es cualitativa en la identificación de - fracturas.

FACTORES QUE AFECTAN LAS CONDICIONES DE OPERACION EN POZOS:

- Temperatura del agujero a lo largo del pozo.
- Presión hidrostática.
- Velocidad de la sonda durante el registro.
- Tipo de lodo.
- Diámetro y condición del agujero y en menor cuantía la verticalidad del agujero.

DATOS COMPLEMENTARIOS PARA EL ANALISIS DE REGISTROS:

- Resistividad de lodo de fondo.
- Temperatura en el fondo.
- Precisar las escalas con que fueron obtenidas las curvas, - de los registros.
- Identificar adecuadamente las curvas de los registros.

"I"

TECNICAS DE ESTIMULACION DE POZOS.

El objetivo de la estimulación de pozos, es el de restituir la permeabilidad dañada ó bien incrementar el área de flujo en las vecindades del pozo, por lo cual se logra una menor caída de presión por efectos de la fricción con lo que se puede traducir en mayor apertura en la superficie del pozo con incrementos substanciales de producción.

Donde las causas de reducción de permeabilidad son debidos a efectos del lodo de perforación, cemento u otros materiales, aumento de volumen que experimentan las arcillas presentes en algunas formaciones. Otras causas reductoras de permeabilidad en las vecindades del pozo puede ser el bloqueamiento que origina:

-El agua de filtrado por retención capilar al mojar la superficie de los poros.

- El de emulsiones de agua de invasión y el aceite de la formación que forman mezclas con viscosidades altas con resistencia al flujo.

- El de la precipitación de sólidos por la acción química entre el agua y los minerales componentes de las rocas, o bien por partículas de arcilla, cemento, sales insolubles, asfalto, parafinas, etc.

ESTIMULACIONES CON ACIDO

Los ácidos usados en la estimulación de pozos petroleros deben de reunir ciertos requisitos:

- Deben de reaccionar con los materiales de la formación dando productos solubles.
- Deben poderse inhibir para evitar la reacción con los metales de las tuberías del pozo.
- Debe ser de bajo costo y de fácil adquisición.

Dentro de los ácidos que se utilizan en la industria petrolera encontramos:

- Acido clorhídrico
- Acido Fluorhídrico
- Acido Acético
- Acido Sulfámico ó sulfónico.

Acido clorhídrico, conocido también como ácido muriático, es una solución acuosa de cloruro de hidrógeno, gas incoloro de olor picante, y se obtiene tratando por electrólisis la sal común con ácido sulfúrico bajo la acción del calor. El cloruro de hidrógeno es muy soluble en agua, en un litro de agua a presión normal, se pueden disolver alrededor de 430 gr. de HCl.

El HCl es surtido a una concentración de 31.45% de gas y 68.34% de agua y tiene una densidad de 1.17 (a 20° volume).-

El HCl que se usa en los tratamientos de pozos petroleros es de una concentración de 2 a 28%, generalmente se usa al 15%, las cuales se logra agregándole agua al ácido concentrado.

MECANISMO DE SU INYECCION

El ácido es desplazado hasta quedar frente a las formaciones a tratar; dependiendo del tipo de terminación del pozo, este desplazamiento se efectúa por circulación o contra la formación.

En el primer caso se cierra la válvula del espacio anular para impedir que continúe el flujo hacia arriba, e incrementando la presión, se trata de inyectar el ácido; a partir de ese momento, se conoce como presión de ruptura, o sea la presión necesaria para vencer la resistencia de la formación a la entrada normal del ácido, esta resistencia que opone la formación, es la resultante de la presión de la roca o presión de formación, la resistencia que ofrece el filtrado de lodo, que durante la perforación quedó cubriendo las paredes de la formación y la resistencia que presenta el aceite al ser desplazada en los espacios porosos a través de los canales de permeabilidad que presenta la roca.

Cuando menor sea la permeabilidad de la roca, mayor será la resistencia que oponga a la inyección del ácido. En cuanto las primeras moléculas de ácido vencen la resistencia inicial del filtrado de lodo, logran penetrar a la roca y ponerse en contacto con el cemento calcareo; comienzan a reaccionar y permiten el paso de mayor volumen de ácido, esto se manifiesta en la superficie por una disminución rápida de la presión de bombeo. Si el ácido es bombeado rápidamente, aumentará la velocidad de flujo al abrir mayor camino, debido a la disolución de los cementantes y partículas calcáreas que forma la roca. Esta tendencia a la disminución de la presión, se le denomina presión de inyección, la cual baja tan rápidamente como reacciona el ácido en el contacto con la roca.

Finalmente, cuando el volumen de ácido total programado ha sido inyectado a la formación y en el momento de suspender el bombeo se tiene una presión denominada, presión final, la cual en la mayoría de los casos es un índice que permite predecir el comportamiento del pozo; por ejemplo, si la presión final en una caliza de porosidad primaria, con alta permeabilidad es muy cercana a cero, indica que el horizonte tratado tiene una alta intercomunicación entre sus poros y por lo tanto al terminar la reacción del ácido, se tendrán flujos inmediatos; por lo contrario si la presión final es superior a los 150 Kg/cm^2 , es casi seguro que el pozo no va a fluir, sino después de largo tiempo de sondeo, hasta que se logre abatir la presión hidrostática de la columna del fluido desplazante, lo que permitirá una diferencia entre la presión de formación y la hidrostática del pozo, suficiente para provocar el fluido en el sentido directo.

El HCl ataca a los carbonatos, por lo que su uso es recomendable para estimular pozos productores de formaciones calcáreas (también para pozos inyectoros y de servicio), como son las calizas y dolomitas o bien arenas y arenizas que contengan material calcáreo como cementante.

Dependiendo de la forma en que se introduce el ácido a la formación, los tratamientos con ácido pueden quedar clasificados como sigue:

- De limpieza o lavado.
- Acidificaciones intersticiales o la matriz
- Por fracturamiento con ácido.

El tratamiento de limpieza consiste en eliminar el daño a la formación por los sólidos originado, así como los fluidos de control o cementaciones durante la perforación, terminación ó reparación - del pozo. El volumen de ácido para este primer tratamiento, depende del espesor expuesto, de la formación a tratar y del radio de invasión de los fluidos de perforación y terminación, y por lo regular - son seleccionados en cada área en forma experimental, variando por - lo general entre 200 a 800 lts. por metro expuesto a producción.

Las acidificaciones intersticiales o a la matriz, es una técnica que asume el efecto del ácido al aumentar la porosidad y la permeabilidad de manera uniforme en toda la vecindad del pozo por disolución de parte de la roca, para esto el ácido debe de penetrar radial y uniforme y ser inyectado a una presión menor que la de fracturamiento.

Los tratamientos tipo matriz se emplean en formaciones de porosidad intergranular y homogénea donde se desee evitar el peligro de comunicar zonas de aceite de gas ó agua por medio de fracturamientos inducidos.

Las acidificaciones por fracturamiento, se llevan a cabo - cuando el ácido se inyecta a través de formaciones fracturadas ó a presiones que exceden las de fracturamiento con el objeto de crear - fracturas que conecten canales de alta permeabilidad y aumentar el - espesor de los existentes.

El empleo de las técnicas de acidificación por fracturamiento, se recomienda en formaciones con porosidad intergranular heterogénea o fracturadas y donde no existe el peligro de comunicación con

zonas de gas ó agua ó bién daños a la cementación de las tuberías por las altas presiones que se alcanzan.

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

- La temperatura del fondo del pozo.
- La presión de inyección.
- Area de contacto entre el ácido y la formación.
- La concentración del ácido.
- El tipo de ácido.
- Las propiedades físicas y químicas de la roca.
- La velocidad de inyección del ácido.

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

- A) Apuntes de Estimulación y Reparación de Pozos, Oscar Arreola Roveló.
- B) Reporte semanal de operaciones del pozo Cárdenas 201.
- C) Folletos y revistas sobre fluidos de perforación, DRIL DE MEXICO.
- D) Compendio de fluidos de perforación,
IMP.
- E) Operación y mantenimiento para cementaciones, acidificaciones -
y mantenimiento de pozos,
IMP.
- F) Geología de México, Tomo II,
E. López Ramos.
- G) Evaluación de formaciones en pozos petroleros exploratorios me-
diante registros geofísicos,
B. Martell A.
- H) Apuntes de Geología del petróleo,
UNAM.