

2011-44
Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA



HISTORIA DEL POZO RABASA N.º 1 (EXPLORATORIO)

DEL DISTRITO DE AGUA DULCE, VER.

TESIS PROFESIONAL

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

ANGEL TORRES BARRIOS

MEXICO, D. F.

1963



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INTRODUCCION

I)	ANTECEDENTES GENERALES -----	1
	a) Nombre del pozo -----	4
	b) Nombre del campo -----	4
	c) Nombre del distrito -----	4
	d) Situación del pozo -----	4
	e) Coordenadas de referencia -----	4
	f) Localización -----	4
II)	RESUMEN Y CONCLUSIONES -----	5
III)	DATOS GEOLOGICOS -----	6
	a) Provincia o cuenca sedimentaria -----	6
	b) Plano de localización regional -----	6
	c) Plano estructural del campo -----	6
	d) Tipo de trampa geológica y descripción -----	6
	e) Geología estratigráfica y estructural -----	13
	f) Descripción, edad y litología de cada una de las forma- ciones perforadas -----	15
	g) Acumulación de fluidos -----	17
	h) Núcleos y determinación petrofísica -----	19
	i) Muestreo -----	26
IV)	CLASIFICACION DEL YACIMIENTO -----	27
	a) Presión media del yacimiento -----	27
	b) Temperatura media del yacimiento -----	27
	c) Saturación media de agua -----	27
	d) Saturación de aceite -----	27
	e) Porosidad -----	27
	f) Tipo de hidrocarburo -----	27
	g) Densidad -----	27
	h) Espesor neto -----	27
	i) Índice de hidrocarburo -----	27

	PAG.
j) Cálculo de la recuperación unitaria de aceite (método volumétrico) -----	27
V) DATOS MECANICOS DEL POZO -----	28
a) Profundidad máxima del pozo original -----	28
b) Pozo único o gemelo -----	28
c) Tuberías cementadas -----	28
d) Fecha de inicio y terminación de la perforación -----	28
e) Equipo de perforación (características) -----	28
f) Elevación del terreno y mesa rotatoria -----	30
g) Barrenas empleadas -----	30
h) Cementaciones realizadas -----	30
i) Avance de la perforación y problemas que se presenta-- ron -----	32
VI) FLUIDOS DE PERFORACION -----	37
a) Tipos de lodos usados -----	37
b) Tabla de balance general -----	37
c) Costo total del lodo -----	37
d) Costo por metro perforado -----	37
e) Equipo auxiliar disponible -----	37
f) Material disponible para emergencia -----	37
g) Condiciones del lodo durante la perforación -----	37
h) Variación de la densidad del lodo de perforación con - respecto a la profundidad -----	37
VII) REGISTROS GEOFISICOS TOMADOS -----	39
a) Registros geofísicos tomados y explicación de cada uno de ellos -----	39
b) Análisis de los registros geofísicos (cualitativo y - cuantitativo) tomados -----	40
c) Registro de incremento y decremento de presión -----	41
d) Registro de verticalidad del agujero -----	44
e) Corrección de los registros geofísicos -----	44

	PAG.
VIII) TERMINACION -----	45
a) Fecha de inicio y final de la terminación -----	45
b) Equipo de terminación (características) -----	45
c) Distribución del aparejo de producción -----	46
d) Tipo de terminación -----	46
e) Conexiones superficiales -----	46
f) Intervalos perforados -----	46
g) Cementaciones realizadas -----	47
h) Avance de la terminación y problemas que se presen- taron -----	48
IX) DATOS DE PRODUCCION -----	54
a) Primera prueba de producción -----	54
b) Segunda Prueba de producción -----	54
X) ESTIMULACION -----	56
APENDICE "A" Características del tipo de barrenas -----	57
APENDICE "B" Características de tuberías de perforación, re- vestimiento y producción -----	60
APENDICE "C" Características del tipo de cemento y de los adi- tivos empleados en las cementaciones del pozo --	62
APENDICE "D" Procedimiento para la localización y uso de cen- tradores, raspadores y collarines -----	66
APENDICE "E" Características de la terminación sencilla en a- gujero ademado, con tubería de producción y acce- sorios -----	69
APENDICE "F" Principales funciones de las herramientas emplea- das en el aparejo de producción y característi- cas del empacador 415-D -----	72
APENDICE "G" Lodo bentonítico, emulsión inversa, cromoligno-- sulfonato y aditivos que lo componen -----	75
APENDICE "H" Cálculo de la recuperación unitaria de aceite -- (método volumétrico) -----	82
APENDICE "I" Eplicación de los registros geofísicos tomados -	86
BIBLIOGRAFIA -----	92

INTRUDUCCION

Para satisfacer la demanda de hidrocarburos, la industria petrolera nacional requiere de nuevos campos petroleros, de los cuales se --
presentan dos conceptos fundamentales:

- 1.- Obtener hidrocarburos a través de pozos de desarrollo, cuyas --
áreas se conocen.
- 2.- Buscar nuevos volúmenes de hidrocarburos por medio de pozos ex-
ploratorios, cuyas áreas no se conocen, por lo que constituyen_
mayores riesgos en su desarrollo.

El presente trabajo corresponde un estudio del pozo exploratorio --
Rebasa No. 1, con objetivo de buscar nuevos yacimientos de hidrocar-
buros, en consecuencia aumentar las reservas disponibles de aceite.

El estudio comprende desde el inicio de la perforación del pozo --
hasta su terminación, incluyendo todos los problemas inherentes a es-
te y la recopilación de datos de cuyo análisis, se contemplan en es-
te trabajo.

ANTECEDENTES

La superficie que actualmente ocupa el Distrito Petrolero de Agua Dulce, Ver., se encuentra cubierta por trabajos exploratorios realizados por Petróleos Mexicanos, como los de siemología de reflexión. Actualmente el área Rabasa-Gurumal ha alcanzado relevante importancia desde el punto de vista de la exploración en busca de hidrocarburos abajo de la capa de sal, debido a los valiosos datos aportados por los pozos Gurumal 2 y Rabasa 1, recientemente perforados. Con el objetivo de investigar el origen de los reflejos siemológicos profundos que se suponía correspondían al Cretácico, por sus altos valores y su posición discordante y a la vez, evaluar las posibilidades petrolíferas del área, se inició la perforación del pozo Rabasa 1 a 2820 m. al S 12° W del pozo Gurumal 2, obteniéndose los siguientes resultados:

- 1.- Se atravesó un espesor de 1217 m. de sal.
 - 2.- Se comprobó la existencia de rocas sedimentarias por debajo de la capa de sal, de las cuales se investigaron 2140 m. de espesor.
 - 3.- La secuencia sedimentaria que se atravesó, comprobó, la existencia de la estructura que se extiende en un área de considerable magnitud.
 - 4.- Correspondiente a la formación Depósito, se encontraron los siguientes cuerpos de arenisca almacenadoras de hidrocarburos:
- | | | |
|--------------|----------|--------------------------|
| 3705-3721 m. | Depósito | Abaajo de la capa de sal |
| 3891-3900 m. | Depósito | Abaajo de la capa de sal |
| 3945-3954 m. | Depósito | Abaajo de la capa de sal |

3960-3970 M.	Depósito	Abaajo de la capa de sal.
4051-4061 M.	Depósito	Abaajo de la capa de sal.
4176-4188 M.	Depósito	Abaajo de la capa de sal.
4886-4895 M.	Depósito	Abaajo de la capa de sal.
4956-4962 M.	Depósito	Abaajo de la capa de sal.
5060-5070 M.	Depósito	Abaajo de la capa de sal.

De los cuales se probaron el 5060-5070 M. sin fluir y el 4886-4895 M. el cual se abrió en múltiples ocasiones (mínimo 50 veces); en todas -- fluyó a la atmósfera aceite y gas, con presiones iniciales de 150 a -- 210 Kgs/cm² abatiéndose a 10 Kgs/cm² en un tiempo promedio de 30 minutos debido a los problemas mecánicos en el aparejo de producción, consistentes en el mal funcionamiento del empacador, que comunicaba la -- presión de la T.P. a la T.R., por lo que no se logró definir la capaci-
dad productiva del yacimiento.

Como descubridor de nueva acumulación de aceite y gas en horizontes -- por debajo de la capa de sal, el pozo Rabasa # 1, hace que el área adquiera gran interés para continuar con la exploración en busca de hi-- drocarburos en cantidades comerciales abajo de la capa salina; por lo_ que se integraron todos estos datos a la interpretación geológica del_ área y se configuró un horizonte dentro del Depósito abajo de la capa de sal y muy cerca del intervalo probado con éxito en el pozo Rabasa # 1 (Plano D.T. 564) apoyado desde luego con las secciones sísmológi-- cas 5,7,8,9,10,11,12 y 14 G/C (figs. I.1, I.2, I.3).

Los resultados más sobresalientes de esta reinterpretación fueron:

1.- La subida en forma considerable de los datos observados en las --

líneas sísmológicas 5,7,9 y 11 G/C hacia la estructura Tonalé-Burro, como puede observarse principalmente en la línea 7 G/C. en donde se cuenta con eventos abundantes y bien claros, condición que nos permite interpretar una gran área con características estructurales bastante favorables para la acumulación de hidrocarburos abajo de la capa de sal, a profundidades mucho más someras que las atravesadas en los pozos Rabasa 1 y Guru--mal 2, también puede observarse, en las mismas líneas sísmológicas, que la capa de sal atravesada en los pozos antes mencionados, a la altura del crucero con la línea 14 G/C se adelgaza - casi a la mitad de su espesor, lo que también favorece considerablemente para bajar el costo de las futuras perforaciones en esta área.

2.-En la línea sísmológica 14 G/C, tirada sobre el flanco occidental de la estructura Tonalé-El Burro, podemos observar un gran arco estructural, y abundantes datos abajo de la sal, que seguramente deben corresponder a respuestas de una columna sedimentaria que comparada con la conocida en el pozo Rabasa 1 se encuentra estructuralmente más alta, lo que nos da oportunidad de investigar una columna de mayor espesor y en mejores condiciones para la acumulación de hidrocarburos.

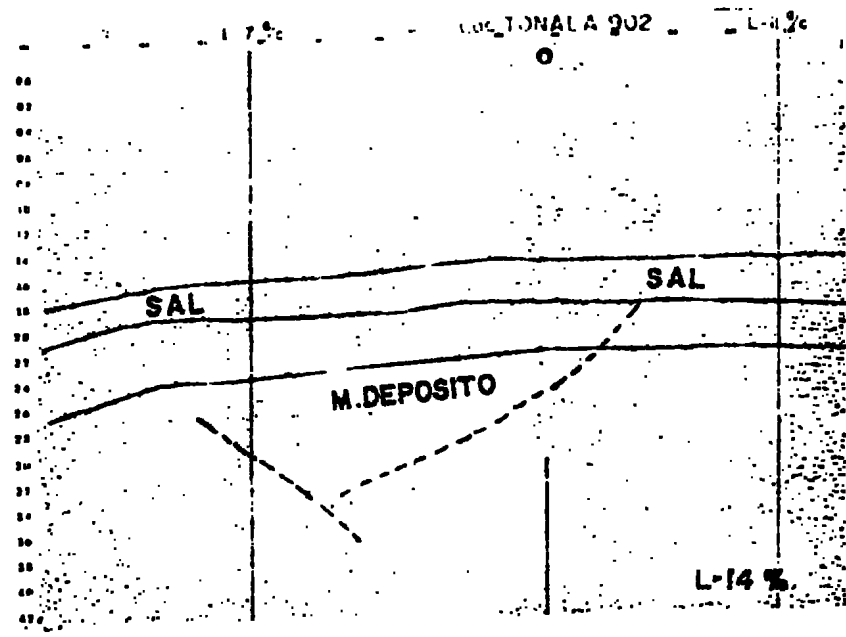
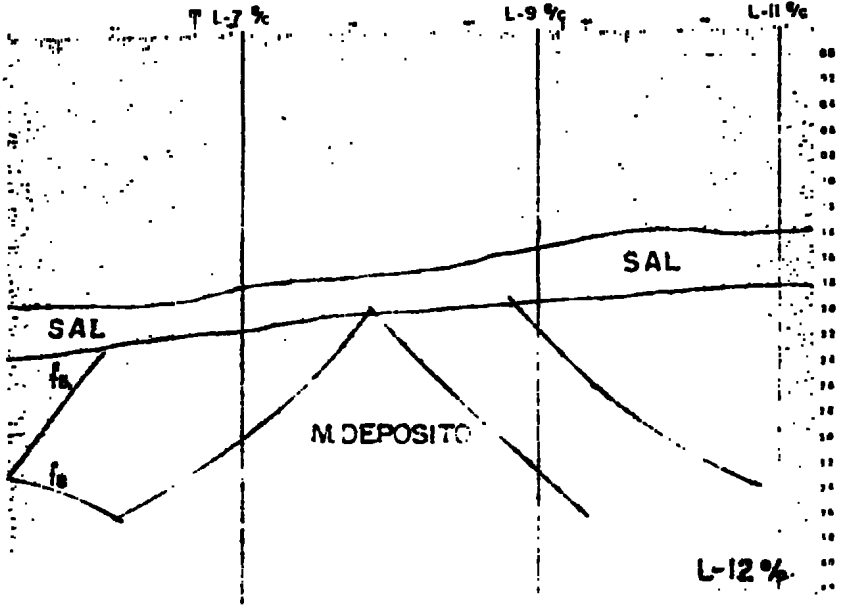


FIG. 1

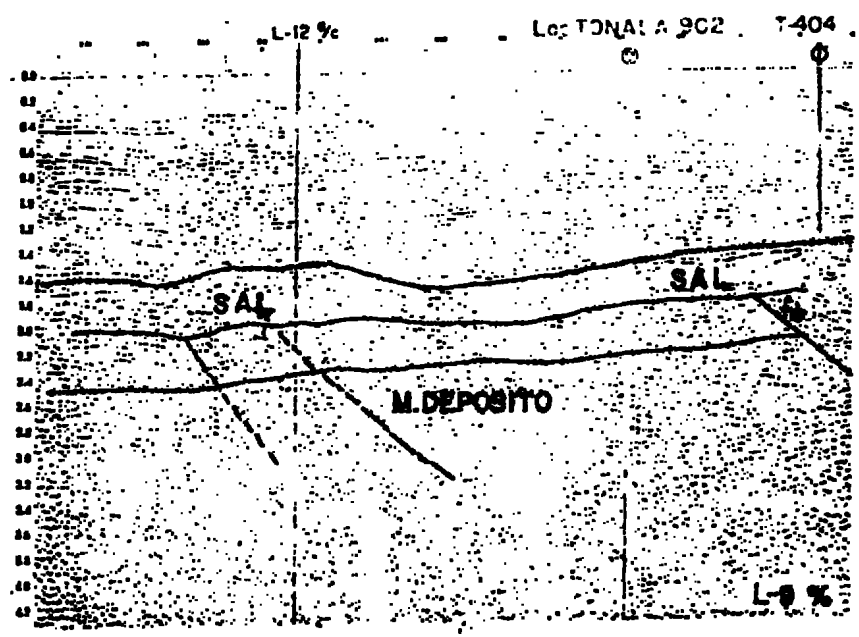
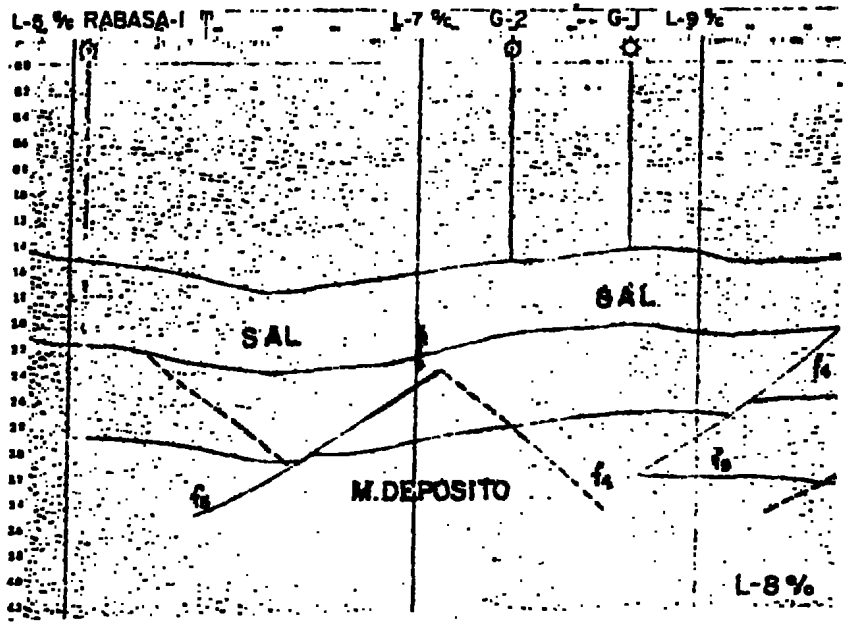


FIG. 2

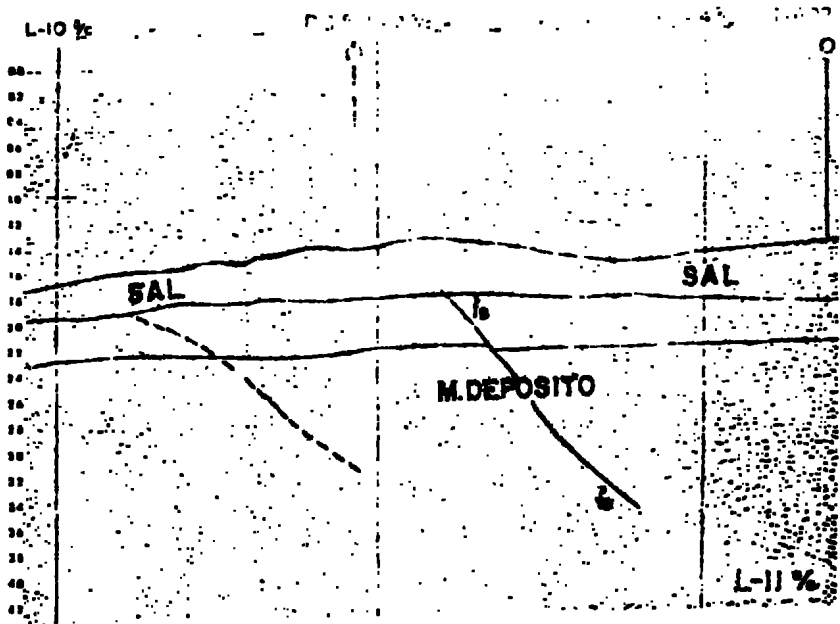
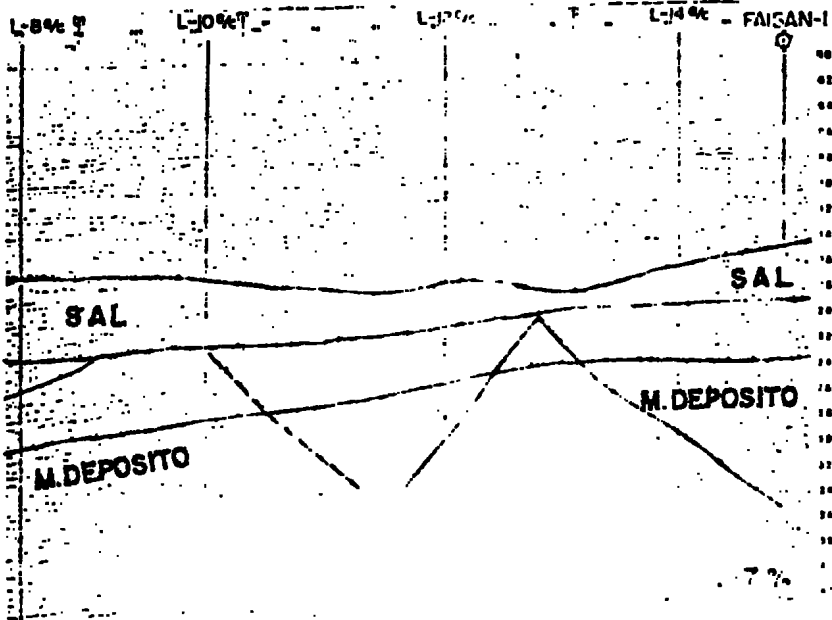


FIG. 1.3

a) NOMBRE DEL POZO	RABACA No. 1
b) NOMBRE DEL CAMPO	RABASA
c) NOMBRE DEL DISTRITO	AGUA CALCE, VER.
d) SITUACION DEL POZO	TERRESTRE
e) COORDENADAS DE REFERENCIA	SISTEMA: PUNTA GORDA

X = - 3973

Y = - 5295.76

f) LOCALIZACION	A 100 M. AL S 12° W DEL POZO TURUMAL 2.
-----------------	--

II RESUMEN Y CONCLUSIONES

Con base en el estudio Geológico del pozo y del resultado obtenido, se llegó a las siguientes conclusiones:

- 1.- Se atravesó un espesor total de 1217 m. de Anhidrita-Sal.
- 2.- Se comprobó la existencia de rocas sedimentarias por debajo de la capa salina, de las cuales se investigaron 2140 m. de espesor
- 3.- Los reflejos sísmológicos profundos que se suponía podían corresponder al Cretácico, coincidieron con cuerpos de conglomerados, dentro de la Formación Depósito.
- 4.- La secuencia sedimentaria que se atravesó, comprobó la existencia de la estructura, que se extiende en un área de considerable magnitud.
- 5.- Se cumplió satisfactoriamente con el objetivo primordial del pozo, tanto en el aspecto de información estratigráfico, como en el de haber encontrado hidrocarburos en yacimientos profundos, distintos a los de campos vecinos.
- 6.- Para conocer las características de las formaciones atravezadas durante la perforación del pozo, se tomaron registros geofísicos, los cuales fueron suficientes, permitiendo un análisis cuantitativo de los yacimientos.
- 7.- Se probaron los intervalos 5060 - 5070 m. y 4886 - 4895 m.; el primer intervalo no fluyó durante la prueba de producción, resultando este no convincente; el segundo intervalo durante la prueba se presentaron problemas en el aparejo de producción (empacador), por lo que no quedó definida la capacidad productiva del yacimiento.
- 8.- Por razones mecánicas los demás intervalos analizados que manifesten presencia de hidrocarburos no fueron probados.

Como descubridor de nueva acumulación de hidrocarburos en horizontes por debajo de la capa de salina, este pozo hace que el área adquiera gran interés para continuar con la exploración en general, y en particular para desarrollar o delimitar su extensión.

III DATOS GEOLOGICOS

a) Provincia o Cuenca Sedimentaria.- El campo se encuentra localizado en la cuenca salina del sureste de la planicie del Golfo de México. Ocupa la parte sur del Estado de Veracruz así como la Noroccidental del estado de Tabasco; es decir, cubre la porción Norte del Istmo de Tehuantepec entre los paralelos $17^{\circ} 00'$ y $18^{\circ} 30'$ Latitud Norte. Aunque los límites de esta cuenca salina no han sido delineados con precisión por falta de mayor acopio de datos.

FISIOGRAFIA.- La expresión topográfica de esta provincia es de lomeros de poco relieve, terrenos bajos y pantanosos. Estas características fisiográficas, así como los rasgos estructurales, son determinantes en la diferenciación de esta provincia con las circundantes que son tierras, altas y unidades tectónicas que le rodean (Sierra Madre del Sur, y los Macizos de San Andres Tuxtla y Jalapa).

HISTORIA GEOLOGICA.- Los acontecimientos Geológicos del Pre-Mesozoico en la Cuenca Salina del Istmo son hasta nuestros días poco conocidos. Imlay (1943, p.1523) ha señalado que las aguas marinas penetraron en la región de Veracruz a principios del Jurásico Temprano, continuando durante el Jurásico Medio. En el Jurásico Tardío una primera gran Transgresión cubre, probablemente por primera vez, un extenso Territorio que incluye la Cuenca Salina; durante el Divesiano, en opinión de Imlay, se efectuó esta primera gran Transgresión del Jurásico Tardío y fue en ella cuando se depositaron grandes espesores de Evaporitas más tarde, durante el Cretácico Temprano, el Mar avanzó hacia el sur hasta alcanzar la margen Norte del actual Macizo de Chiapas y durante el Cretácico Medio -

el Mar llegó a cubrir dicho Macizo(Benevides, 1956, p. 501). Existen evidencias que durante el Cretácico Medio, el área que actualmente ocupa la Cuenca Salina estuvo emergida (Alvarez. 1950; Benevides, 1956); prueba evidente de ello, es la discordancia que aparece en las inmediaciones de cerro pelón, Veracruz, donde superponiéndose a la Caliza Chinameca del Jurásico Superior-Cretácico Inferior, se encuentran las lutitas de la formación mandaz del Cretácico Superior (esta discordancia está marcada claramente por una brecha calcárea basal). En relación con los eventos posteriores al Cretácico Medio en la Cuenca Salina, Contreras (1957, P. 6-8) dice: Al comenzar el Cretácico Superior hubo un hundimiento general de toda la región; se comenzaron a depositar lutitas y areniscas y la Cuenca se hundió por recibir estos depósitos. Las tierras hacia el sur debieron haberse rejuvenecido para permitir el acarreo de abundantes materiales clásticos. Al finalizar el Cretácico Superior, se había establecido una Cuenca bien definida en la zona salina y un Geosinclinal en todo el frente de la sierra, por lo que hoy es la parte media de la llanura costera de Veracruz, la parte sur del Estado de Tabasco y toda la parte media de Chiapas, extendiéndose hacia Guatemala y Belice. A pesar del hundimiento de la Cuenca, las tierras hacia el sur sufrieron al comienzo del Eoceno un hundimiento que permitió que el Eoceno descansara discordantemente sobre calizas del Cretácico Medio y lutitas del Cretácico Superior en la parte media del Eoceno debe haberse presentado un levantamiento general del Macizo de Chiapas y se depositaron en la Cuenca Salina así como en el Geosinclinal, clásticos en espesores considerables, pero que se escurrieron rápidamente hacia el Norte. En la parte media y norte de la ---

Cuenca solo lutitas y areniscas Eocénicas deben haberse depositado. Los plegamientos de la Revolución Lamaride que plegaron el Cretácico Medio y Superior, deben haber afectado relativamente poco a la Cuenca Salina y lo probable, es que los Domos de sal debido al peso de los sedimentos del Cretácico Superior y Eoceno ya hubieran crecido lo suficiente como para proseguir levantándose durante las épocas posteriores, del Cenozoico. Durante todo el Oligoceno la Cuenca se hundió constantemente y por lo tanto los Domos siguieron creciendo. Al finalizar el Oligoceno hubo Transgresiones hacia la parte sur de la Cuenca, que dejaron sedimentos Miocénicos Inferiores en discordancia sobre el Oligoceno. Durante el Mioceno, la Cuenca aún recibió más sedimentos hasta la parte inferior del Mioceno Inferior. A partir de esta época, la cuenca se comenzó a levantar y se depositaron las formaciones Filisola (arenas de poca profundidad) y Paraje Solo (depósito de Lagunas y Albuferas). En la parte superior del Mioceno, se depositaron materiales clásticos casi continentales, del Central, con una pequeña Transgresión que actualmente forma el aqueguexquite. Desde el Oligoceno hasta nuestros tiempos, toda la Cuenca se inclinó hacia el mar, haciendo que los depósitos Miocénicos formen una gran cuña que es más marina hacia el norte, de manera análoga a los depósitos semejantes de la costa del Golfo de México, Texas y Louisiana. La Revolución Cascadiana, prácticamente no afectó a la Cuenca Salina aunque sí permitió que todos los depósitos desde el Jurásico posiblemente haya existido a la altura de Villahermosa, haya sido causa de nuevos plegamientos en esta región y actualmente sirve como barrera entre la cuenca salina del istmo y la del macuspana-Campeche.

ESTRUCTURA REGIONAL.- Los estudios, especialmente los sísmológicos - de Refracción, han contribuido en forma eficaz al conocimiento de las estructuras en la cuenca salina y sus relaciones con las rocas adyacentes. las perforaciones en busca de hidrocarburos o azufre llevadas a cabo han aportado datos de gran interés para el mejor conocimiento de la Geología de la Región. Como resultado de estos trabajos, actualmente se conocen 100 domos que cubren el 30 % de la superficie total de la cuenca, seis de los cuales son productores de azufre en cantidades comerciales. Se han elaborado planos de configuración de la sal empleando datos sísmológicos de refracción; tales trabajos revelan que los altos estructurales coinciden con los domos salinos, - en tanto que las depresiones quedan situadas en zonas en las cuales la sal se encuentra a profundidades considerables, la mayoría de los domos y anticlinales están orientados perpendicularmente a los pliegues de la Sierra Madre, es decir, de Suroeste-Noroeste (Contreras_ 1958, p. 208-209). Por otra parte también se considera que las estructuras de la cuenca salina tienden a estar orientadas paralelamente a la sierra madre, aunque algunas de ellas tienen una orientación intermedia (Salas 1957, p.90).

SINTESIS HISTORICA.- las condiciones que prevalecieron durante el - Jurásico en la actual cuenca salina permitieron el desarrollo de una cuenca evaporítica donde se depositaron volúmenes importantes de sal. El hecho de haberse encontrado sedimentos calcareos en el domo tonalita, al SE. de Coatzacoalcos, de edad Jurásico Superior Portlandiano - Kimeridgiense (datos de Pemex.) ha hecho pensar a algunos Geólogos en una edad Prejurásica Superior, probablemente Post-Caloviano y Pre-Oxfordiano para dicha sal. El encontrar sedimentos del Cretácico Inferior Medio y Superior en posición normal al sur de la --

cuenca salina hacia las estribaciones de la sierra de Chiapas y la ausencia de sedimentos de esas edades, así como de la parte inferior del Terciario en este campo, están señalando la presencia de una discordancia regional probablemente como resultado del levantamiento de esta porción de la cuenca. Este levantamiento quizás se haya originado a consecuencia de Movimientos Tectónicos más que por diferencias de densidades entre la Masa de Sal y los sedimentos que la sobreyacen, ya que en parte coincide con la edad de la deformación Lamaride o huesteca, por lo que dicho levantamiento puede ser el resultado de esta deformación a principios del Eoceno. El área de estudio sufre una transgresión y se depositan sedimentos pelíticos con fauna marina característica. Esta depositación es mayor hacia los flancos de un probable alto Pre-Terciario alrededor del cual los sedimentos se acumulan hacia las zonas elevadas. Estas condiciones de depositación marina se mantiene durante el Oligoceno hasta la base del Mioceno Inferior. A partir de esta edad se tiene la depositación de cuerpos arenosos y arcillosos dentro de un ambiente deltaico originado por mar regresivo, en el que se alteran zonas de frente deltaico con zonas de planicie costera interdeltico. Durante la depositación del Mioceno Inferior la presencia de gran número de fallas, que afectan cuando más hasta la cima de la formación encanto (Mioceno Inferior), indican que los movimientos ascendentes de la sal, ahora sí probablemente por el peso de los sedimentos que la sobreyacen, afectan a dichos sedimentos originando combamientos, rompimientos y en algunos casos como en la porción sureste del campo, levantamientos y erosión de estratos durante el Mioceno Inferior. Algunos de los fallamientos originados por el ascenso de la sal fueron sincrónicos en alguna etapa

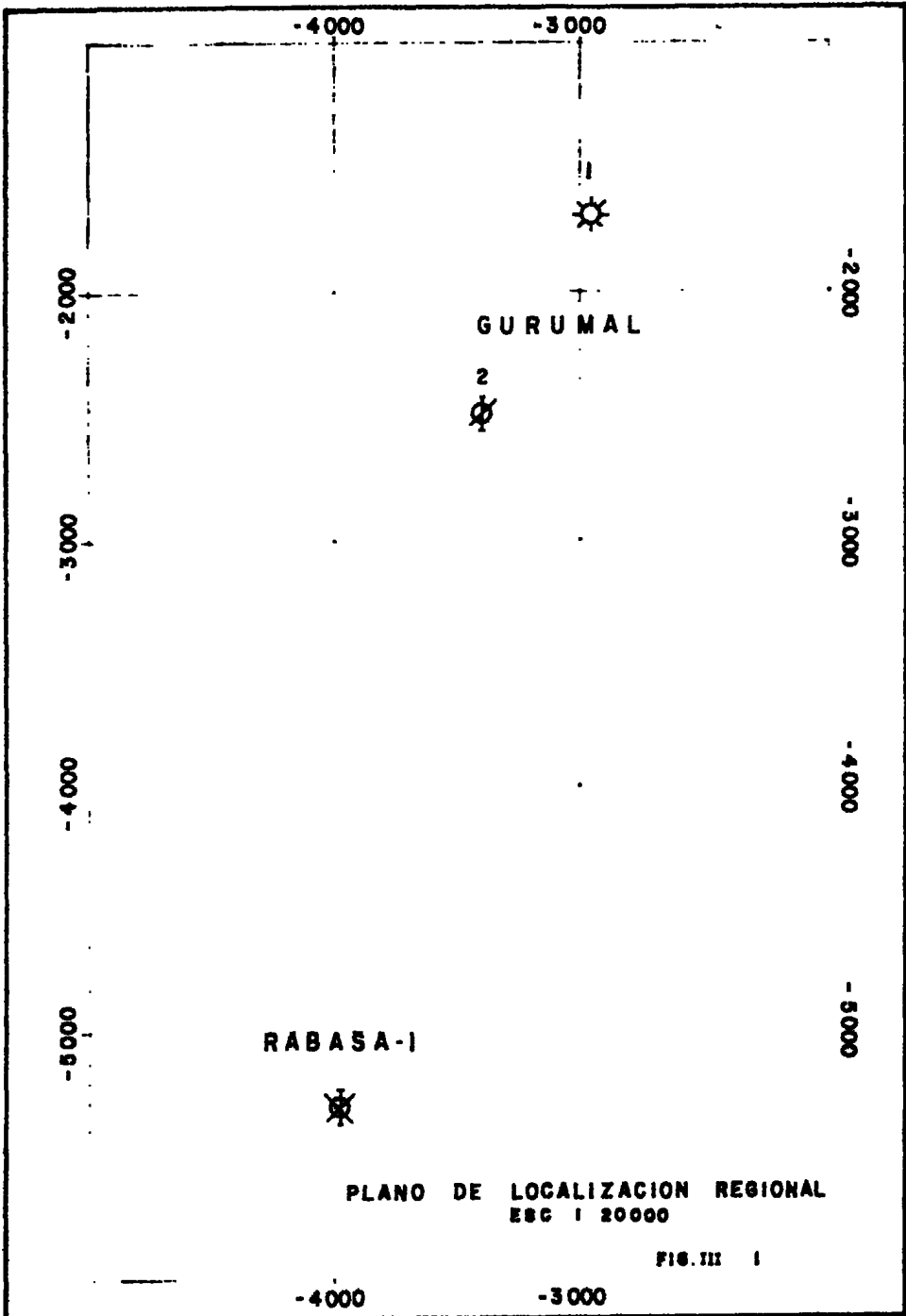
pa el depósito, como lo muestran las variaciones de espesor a uno y otro de los platos de falla. Esa evidencia del movimiento de la sal para conformar el domo continuo por lo menos hasta el Mioceno Medio con el Depósito de la formación Filisola. El levantamiento de la sal durante el Mioceno Inferior parece ser que siguió el patron de los altos Pre-terciarios, de ahí que los sedimentos en las zonas Paleotopográficamente más altas presenten adelgazamientos y acúñamientos -- que se interpretan como un posible resultado de la topografía preexistente, aunque también hay ausencias de sedimentos que podrían indicar arrastre de los mismos por el ascenso de la sal, posterior a la depositación. Sin embargo, la topografía preexistente no siempre controla totalmente el medio de depositación . Durante la parte media del Mioceno Inferior las condiciones de depositación en el area cambian a un ambiente de frente de delta o de barras marinas. En este ambiente se deposita la formación Concepción Inferior. Durante el lapso en que se deposita la formación Concepción Superior, parte alta del Mioceno Inferior, las condiciones regresivas se han acentuado lo que produce en la región un medio de facies frontales que pueden corresponder a arenas de barras costeras apiladas dentro de un sistema deltaico altamente destructivo, el cual se continua durante el Mioceno Medio, donde se depositan las formaciones Filisola y Paraje Solo, aunque en esta última formación es más notable el ambiente de lagunas marginales por las huellas de material orgánico observado en los sedimentos . Al final del Mioceno Medio un levantamiento en el sureste del area origina la inclinación de los estratos hacia el noroeste y se produce, además, una superficie de erosión sobre la cima de la formación Paraje Solo en toda la porción central del campo, re

existiendo una discordancia erosional. Durante el Mioceno Superior las condiciones en las que se desarrolla la depositación de sedimentos - que corresponden a las de un ambiente lagunar en la cual se depósita la Formación Cedral. El Plioceno al Reciente la región en general -- iniciada en el Mioceno Inferior, con algunos períodos Transgresivos, continua quedando la zona como un Área Continental en la que un relleno de arenas de dunas, gruvilla y limos han conformado la topografía actual.

b) Plano de Localización Regional (ver figs. III.1 y III.1.A)

c) Plano Estructural del Campo (ver figs. III.3, III.4 y plano D.T. 564). Según la configuración del horizonte dentro del Depósito - abajo de la Sal, en el flanco de una Terreza Estructural, en un bloque limitado por las fallas f-22, f-21 y f-13 .

d) Tipo de Trampa y su Descripción.- Trampa Estructural por Cierre - de Falla, debido al movimiento ascendente de la masa de Sal el -- cual se considera que fueron Penecontemporaneo, en algunas etapas con el depósito de sedimentos.



RABASA-I

GURUMAL

PLANO DE LOCALIZACION REGIONAL
ESC 1 20000

FIG. III 1

-4000

-3000

2000

3000

4000

5000

2000

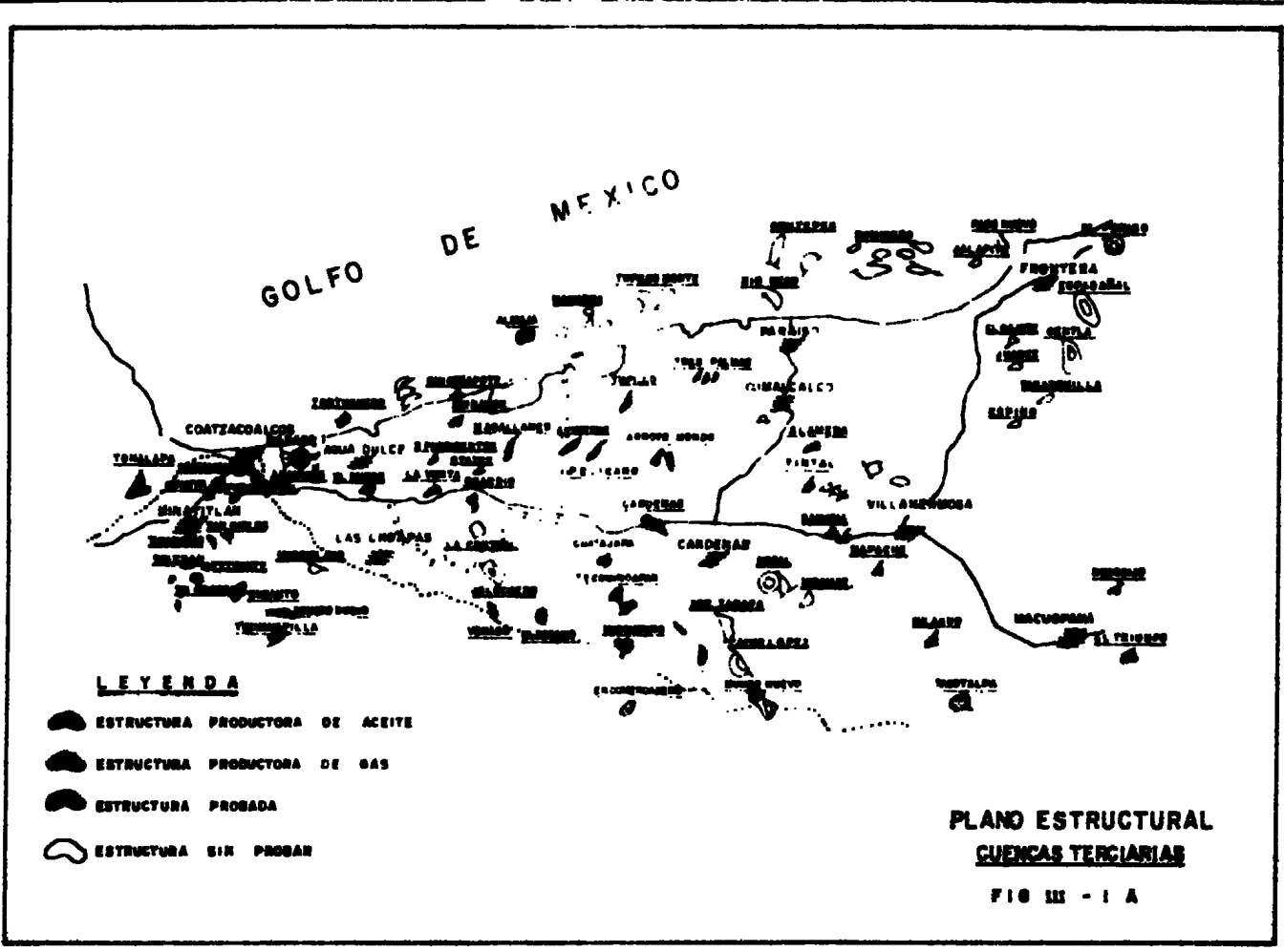
3000

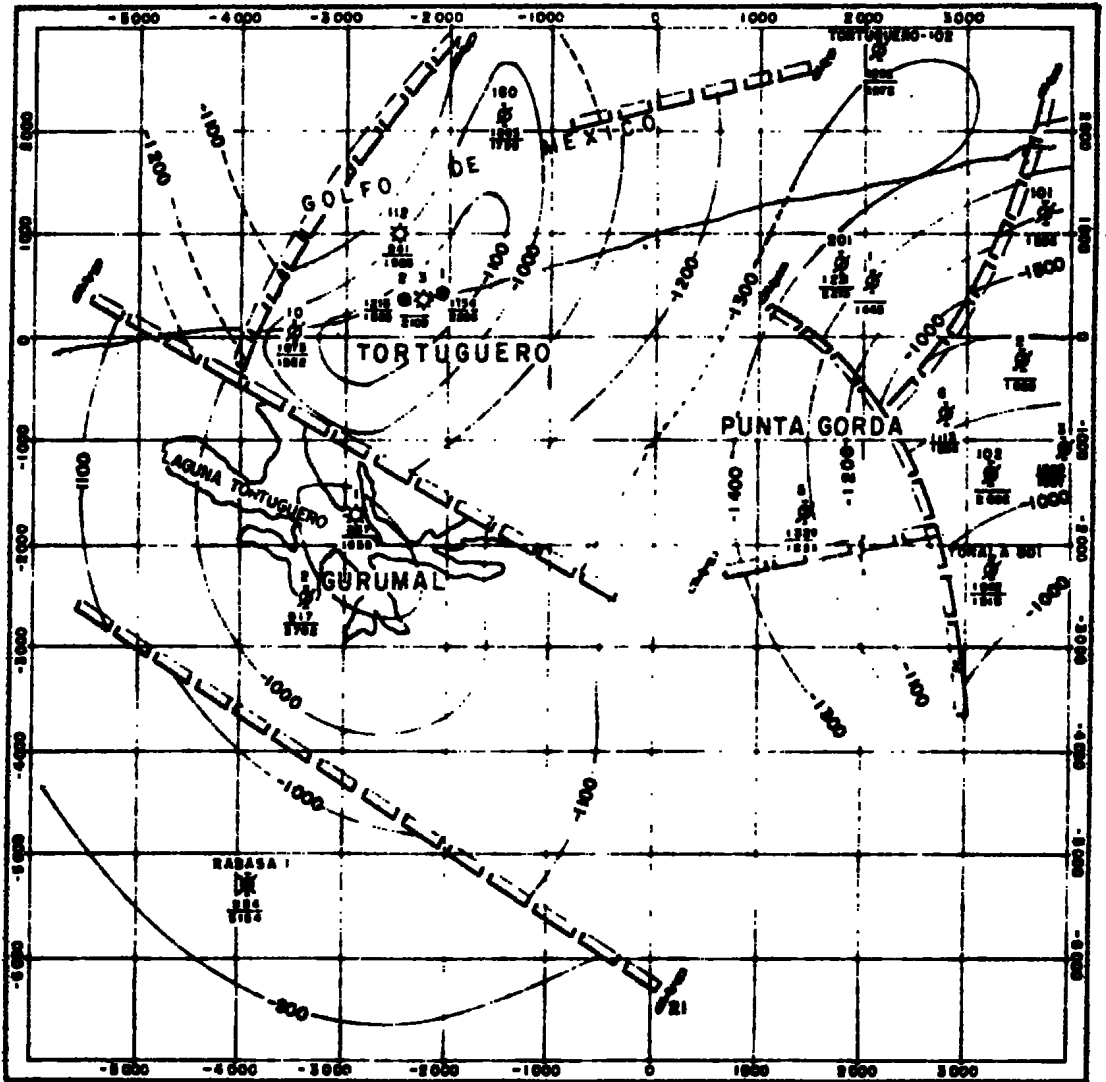
4000

5000

-4000

-3000





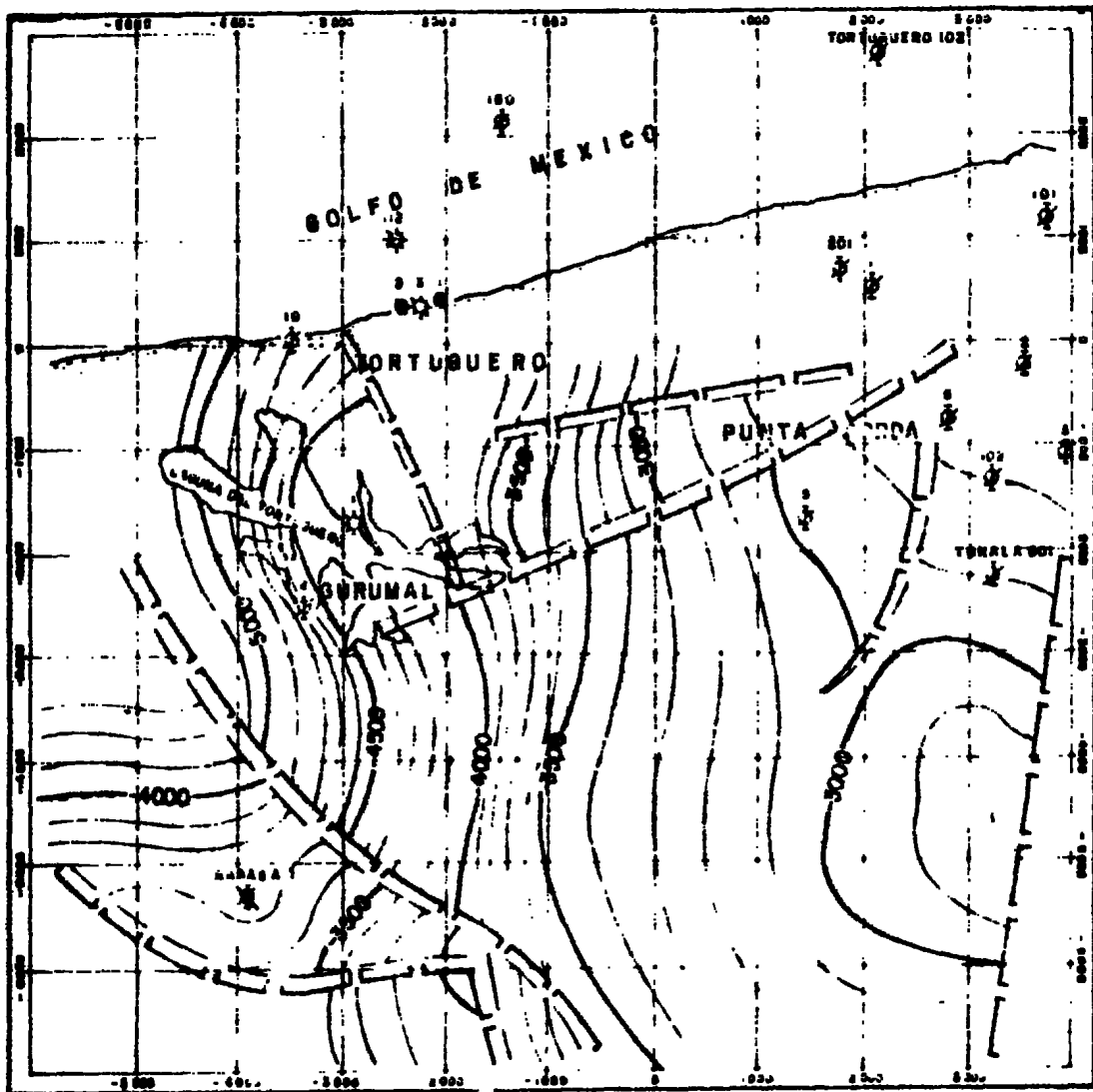
SIMBOLOGIA

PLANO ESTRUCTURAL CIMA - ENCANTO

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- ☼ POZO PRODUCTOR DE GAS
- ⊗ POZO IMPRODUCTIVO
- ⊘ POZO TAPONADO POR ACCIDENTE MECANICO

FIG XII . 3

ESC 1 50 000



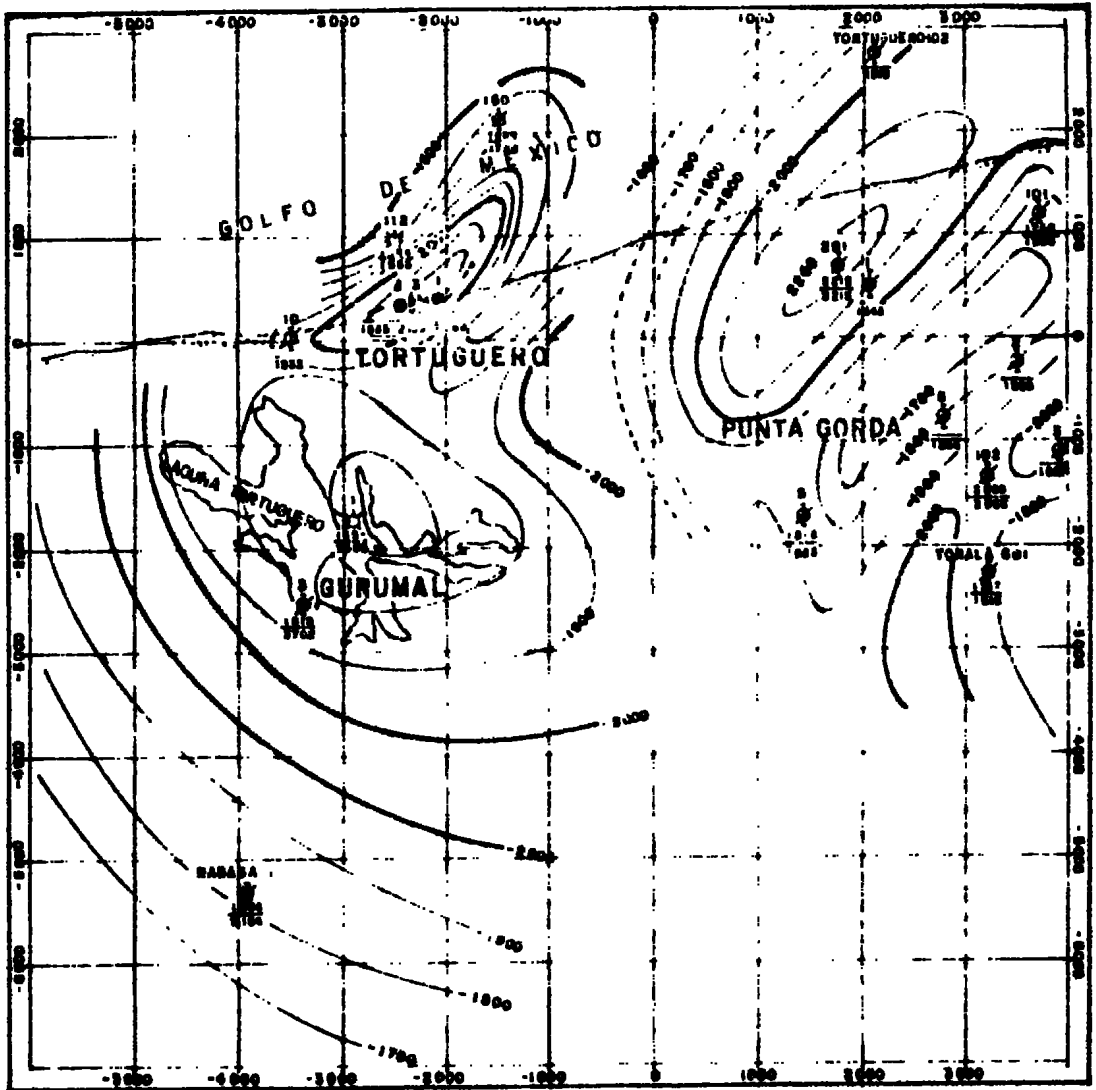
SIMBOLOGIA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- ★ POZO PRODUCTOR DE GAS
- ⊗ POZO TAPONADO POR ACCIDENTE MECANICO
- POZO IMPRODUCTIVO

**PLANO ESTRUCTURAL
CIMA-DEPOSITO**

ESC 1 50 000

FIG III - 4



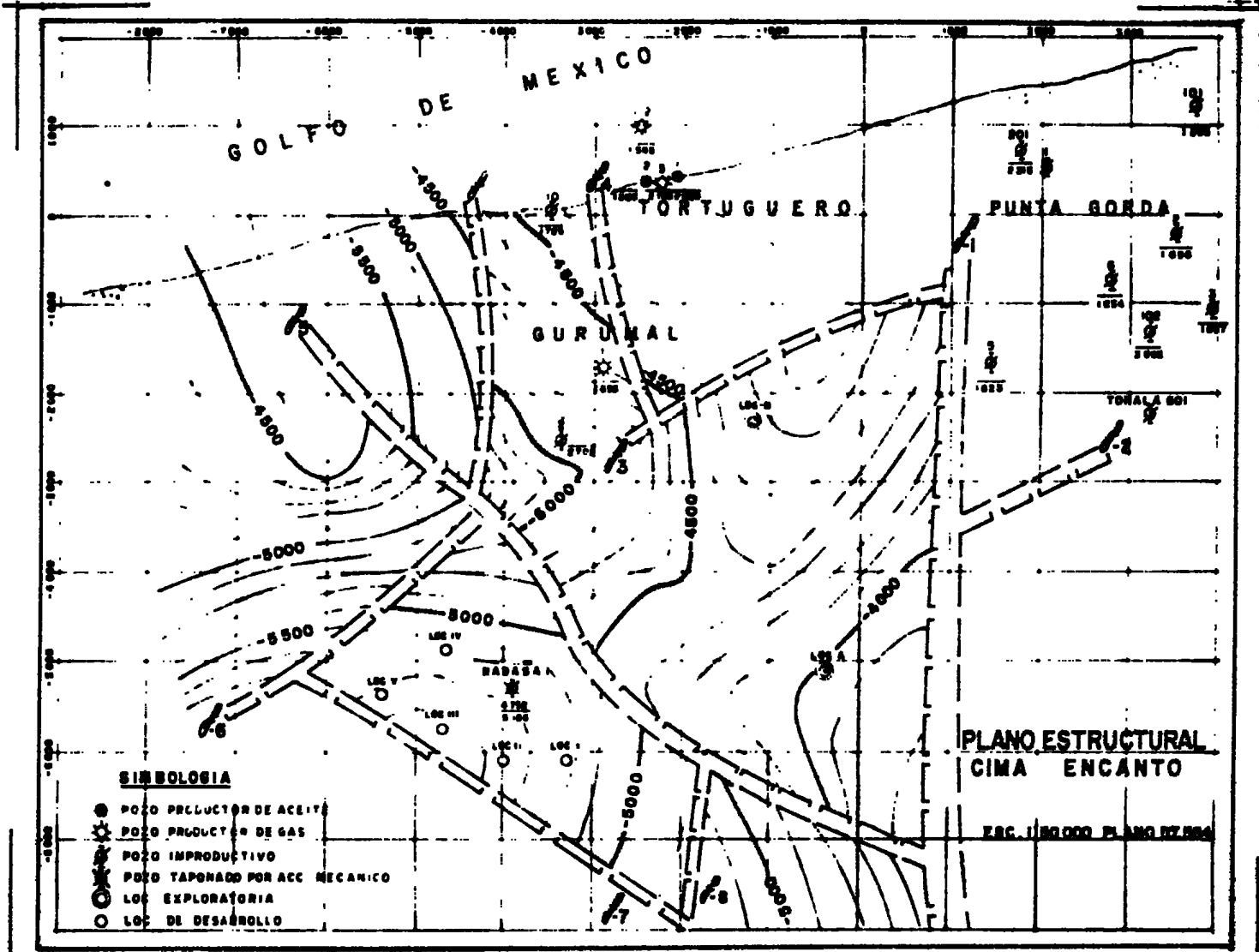
SIMBOLOGIA

PLANO CIMA - ANHIDRITA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- ☼ POZO PRODUCTOR DE GAS
- ⊙ POZO IMPRODUCTIVO
- ⊛ POZO TAPONADO POR ACCIDENTE MECANICO

FIG. III B

ESC. 1:50000



GOLFO DE MEXICO

TORTUGUERO

PUNTA GORDA

GURUMAL

BADASA

PLANO ESTRUCTURAL
CIMA ENCANTO

E.C. 1:80,000 PLAN 07,584

SIMBOLOGIA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- ☼ POZO PRODUCTOR DE GAS
- ☼ POZO IMPRODUCTIVO
- ☼ POZO TAPADO POR ACC MECANICO
- LOC EXPLORATORIA
- LOC DE DESARROLLO

e) GEOLOGIA ESTRATIGRAFICA Y ESTRUCTURAL

GEOLOGIA ESTRATIGRAFICA

La columna geológica atravezada en este pozo, se inicia desde el reciente-paraje solo que aflora, hasta el depósito que contiene sedimentos que corresponden al período terciario. En el intervalo 1830-3030M, se localiza un cuerpo salino de forma tabular, intercalado en la parte superior del depósito.

En el análisis de los datos sismológicos y de subsuelo del área, el cuerpo salino antes mencionado se ve que se extiende en una superficie aproximada de 15 Km², lo que nos indica que posiblemente la génesis de dicha sal, sea diferente a la que dió origen a los domos salinos más profundos. Los cuerpos de rocas profundas por debajo de la sal, con amplia continuidad horizontal, pertenecen a un conglomerado polimictico que se identifica en los registros geofísicos por sus altos valores en las curvas de resistividad; está constituido por fragmentos igneos y sedimentarios, de hasta 5 cms. de diámetro, con intercalaciones gruesas de arenisca conglomerática.

GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Aprovechando la información de subsuelo obtenida del pozo Gurrumal 2 y la de los trabajos sismológicos mas reciente del área Gurrumal-Cangrejera. Se efectuó la reinterpretación geológica profunda por debajo del cuerpo salino, resultando una terraza estruc

tural cuya culminación se encuentra al NE. del domo de Santa Rosa.

En la parte más favorable de dicha estructura se programó la perforación del pozo Rabasa No.1, con el objetivo de investigar el origen de los reflejos sísmológicos profundos que se suponían correspondían al Cretácico, por sus altos valores y su posición discordante; y a la vez evaluar las posibilidades petrolíferas del área.

En la sección D.T. 5'3 se observa:

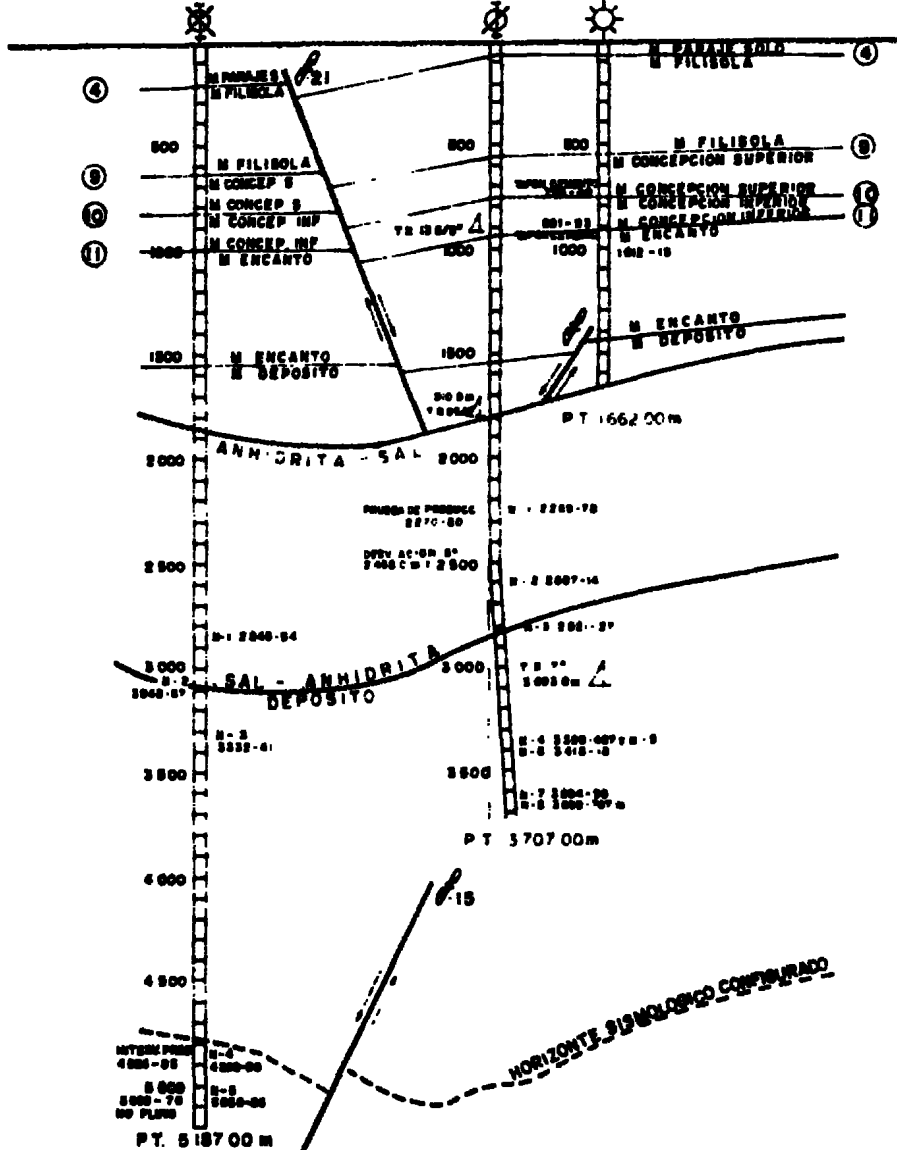
- 1.- El pozo Rabasa No. 1 resultó estructuralmente 5' y 14 M. más -- abajo que el pozo Gurumal 2, con relación a la cima de las formaciones Encanto y Depósito respectivamente.
- 2.- El cuerpo Anhidrita-Sal, del que se cortaron 1,013M. en el Gurumal 2, tiende a engrosarse hasta el pozo Rabasa No.1, donde se -- atravesó un espesor de 1,217M.

Las columnas litológicas de ambos pozos tanto en la parte superior como en la inferior de la sal, son bastante similares; por lo tanto, las curvas eléctricas de los registros presentan también en toda su extensión las mismas características. La correlación eléctrica fué normal.

La configuración de la formación Encanto y la del horizonte dentro del Depósito abajo de la sal, en su aspecto geológico general tienen el mismo comportamiento estructural puesto que presentan ligeros levantamientos en las áreas de Rabasa con echado SE y en Gurumal con echado al SW.; delimitados en su parte media por una falla normal que se orienta de SE a NW., con un salto mínimo de 100 M. La presencia de los cuerpos densos de conglomerados se detectaron a la profundidad de 3305M.

RABASA-1
N.R. 22.00m

GURUMAL-2 GURUMAL-1
N.R. 4.00m N.R. 6.07m



SECCION TRANSVERSAL

PLANO D.T. 603

f) DESCRIPCIÓN, EDAD Y LITOLOGÍA DE CADA UNA DE LAS FORMACIONES PERFORADAS.

FORMACION	CIMA	ESPESOR APARENTE
Aciente Paraje Solo	Aflora	205 m.
Filisola	205 m.	420 m.
Concepción Superior	625 m.	188 m.
Concepción Inferior	813 m.	165 m.
Encanto	978 m.	581 m.
Depósito	1559 m.	271 m.
Sal	1830 m.	45 m.
Anhidrita	1875 m.	72 m.
Sal	1947 m.	1383 m.
Anhidrita	3030 m.	17 m.
Depósito	3047 m.	2140 m.

Elevación del terreno.- 16.50 m.s.n.m.

Elevación de la mesa rotaria.- 22.96 m.s.n.m.

FORMACION PARAJE SOLO.- Consiste esencialmente de alternancias delgadas de arena y lutita. Además pequeñas capas de materia orgánica.

FORMACION FILISOLA.- Esta formación se diferencia difícilmente de la formación Concepción Superior formada por arenas con pocas lutitas. Su edad es referida al Mioceno Medio.

FORMACION CONCEPCION SUPERIOR.- Esta formada por un cuerpo arenoso potente con pocas lutitas, presencia de foraminíferos bentónicos y micromoluscos del Mioceno inferior.

FORMACION CONCEPCION INFERIOR.- En su base esta constituida esencialmente por lutita con algunas intercalaciones delgadas de arena.

FORMACION ENCANTO.- Suprayacen de manera indistinta a los sedimentos del Oligoceno, Eoceno, Cretácico Superior y a la Sal . Constituido por arenas, lutitas y con abundantes microfóraminíferos y plancton como de la parte basal del Mioceno Inferior. Esta formación como las anteriores constituidos por sedimentos terrígenos que se depositaron durante el Terciario.

FORMACION SAL- ANHIDRITA.- Esta formación no restringe como base de la columna geológica de la cuenca. Constituido de sal cristalina de color gris, lutita gris claro a oscuro y café en partes arenosa muy fina, anhidrita blanco lechoso a café claro con huellas de material arcilloso.

FORMACION DEPOSITO.- Constituido por sedimentos terrígenos consisten tes principalmente de lutitas bentoníticas, conglomerados y areniscas calcáreas.

g) Acumulación de Fluidos

Del estudio cualitativo y cuantitativo de los registros geofísicos y de las muestras de canal, se detectaron los siguientes intervalos con características excelentes para contener hidrocarburos:

Intervalo	\emptyset (Porosidad)	S_w (Saturación)	Formación
1.-3705-3721 m.	15%	22%	Depósito
2.-3891-3900 m.	16%	32%	"
3.-3945-3954 m.	15%	37%	"
4.-3960-3970 m.	16%	34%	"
5.-4051-4061 m.	13%	38%	"
6.-4176-4188 m.	16%	31%	"
7.-4889-4895 m.	12%	30%	"
8.-4956-4962 m.	12%	25%	"
9.-5060-5070 m.	12%	21%	"

Durante el transcurso de la perforación se presentó una manifestación de gas en el intervalo 4883-4903 m., variando las lecturas de 50 a 400 unidades ghms.

En los núcleos 2, 3, 4 y 5 se determinaron de trazas a 40% fluorescencia amarillo claro; presencia de aceite residual en el no. 2 y regular impregnación de aceite ligero y aceite pesado en el No. 4.

Las muestras de canal recuperadas, presentan fluorescencia en los siguientes tramos:

3295-3300 m. Trazas fluorescencia amarillo claro
3722-3723 m. Trazas a 10 % fluorescencia amarillo claro
3725-3736 m. Trazas a 10 % fluorescencia amarillo claro
3736-3743 m. 10 % fluorescencia amarillo claro
3743-3785 m. Trazas a 10 % fluorescencia amarillo claro
3791-3801 m. Huellas a trazas fluorescencia amarillo claro
3822-3888 m. Trazas fluorescencia amarillo claro
3919-3934 m. Trazas fluorescencia amarillo claro
4010-4017 m. Trazas fluorescencia amarillo claro
4235-4260 m. Huellas a trazas fluorescencia amarillo claro
4815-4850 m. Trazas fluorescencia amarillo claro
4885-4892 m. Trazas a 20 % fluorescencia amarillo claro
4899-4910 m. Trazas a 20 % fluorescencia amarillo claro
4915-4930 m. Trazas a 10 % fluorescencia amarillo claro
4955-5005 m. Trazas a 10 % fluorescencia amarillo claro
5025-5055 m. Huellas a trazas fluorescencia amarillo claro
5055-5080 m. 10 % fluorescencia amarillo claro
5086-5110 m. Trazas fluorescencia amarillo claro
5165-5175 m. Trazas fluorescencia amarillo claro

h) Núcleos y Determinación Petrofísica

Núcleos

Se cortaron 5 núcleos, el primero de 2845-2854 m., recuperándose 70% (sal cristalina blanca), el segundo de 3048-3057 m., recuperándose 93% (1% de arenisca y 92% de lutita), el tercero de 3332-3341 m., recuperándose 94% (23% de arenisca, 13% de lutita y 64% de conglomerado), el cuarto de 4892-4899 m., - recuperándose 87% (86% de arenisca, 8% de lutita y 6% de conglomerado), el quinto de 5080-5086 m., recuperándose 100% (18% de arenisca y 82% de conglomerado).

DESCRIPCION

NUCLEO No. 1

INTERVALO: 2845-2854 m.

CORTO: 9 m.

RECUPERO: 6.40 m. (70%)

ESTADO DE LA MUESTRA: Bueno

FLUORESCENCIA: No tiene

FAUNA: No se observa

• ECHADO: No tiene

Sal cristalina translúcida variando de coloración blanca a gris forma de bandas, esporádicamente, cambia a coloración rojiza.

OBSERVACIONES

- 1.- Contiene abundantes fracturas y cavernas de disolución.
- 2.- La coloración rojiza se continua hacia la base del núcleo.
- 3.- No se observó presencia de microfauna, ni de manifestación de hidrocarburos.
- 4.- El núcleo en general es compacto y duro.

NUCLEO: No.2

INTERVALO: 3048-3057 m.

CORTO: 9 m.

RECUPERO: 8.40 m. (93%)

ESTADO DE LA MUESTRA: Bueno.

IMPREGNACION: Se observa aceite residual en la arenisca.

FLUORESCENCIA: Trazas a 10% de fluorescencia amarillo claro en todo el núcleo.

FAUNA: Escasa microfauna (probable depósito)

ECHADO: No se observa.

Parte Superior

(4.38 m.) Lutita bentonítica gris claro a gris oscuro, ligeramente arenosa y calcárea; hacia la parte superior con pequeñas intercalaciones esporádicas de 1 mm. a 1 cm. de arenisca gris claro de grano muy fino.

Parte Media

(0.70 m.) Arenisca gris claro a café claro de grano fino a muy fino, calcárea y con poco aceite pesado y laminillas intercaladas de asfalto.

Parte Inferior

(3.32 m.) Lutita bentonítica gris claro a gris oscuro en partes negras de aspecto lustroso, calcárea y ligeramente arenosa; hacia la base con intercalaciones de arenisca gris claro de grano fino a muy fino.

OBSERVACIONES

- 1.-Ligero sabor salobre en el núcleo
- 2.-Se observan trazas de fluorescencia en la lutita y trazas a 10% en la arenisca.
- 3.-Al romper la muestra desprende en la lutita ligero olor a gas y en la arenisca olor putrefacto.

NUCLEO: No. 3

INTERVALO: 3332-3341 m.

CORTO: 9 m.

RECUPERO: 8.50 m. (95%)

ESTADO DE LA MUESTRA: Bueno

IMPREGNACION: No se observa

FLUORESCENCIA: Trozas a 10% Amarillo claro en las arenas

FAUNA: Se observa macrofauna escasa en las lutitas y microfauna en los clastos.

ECHADO: No se presenta.

Parte Superior (2.38 m.)

- (0.60 m.) Arenisca conglomerática con matriz arcillo-arenosa y calcárea gris claro de fragmentos redondeados a subredondeados - de 2 mm. de tamaño de Mudstone gris claro y roca ignea gris oscuro, verdoso, blanco lechoso y rojizo.
- 0.68 m. conglomerado polimíctico, constituido por fragmentos descritos en la Arenisca conglomerática de tamaño de -- hasta 5 cm.
- 1.10 m. lutita arenosa, calcárea y bentonítica-gris claro verdoso semidura con intercalaciones de 20 cm. - hacia su parte media de conglomerado descrito.

Parte Media (3.98 m.)

- (3.98 m.) Conglomerado descrito.

Parte inferior (2.14 m.)

- (1.35 m.) Arena gris claro de grano fino semidura a deleznable y calcárea hacia su parte media gradua ligeramente a ser arcillo sa, con fragmentos esporádicos del conglomerado descrito de hasta 5 cm. de diámetro lo que le dá a la roca aspecto conglomerático. Hacia su parte sup.gradua arena descrita.
- 0.99 m. conglomerado descrito con fragmentos hasta 9 cm. de tamaño.
- 0.20 m. Arenisca silíceas, gris claro de grano fino con cementante-calcáreo dura a muy dura.

O b s e r v a c i o n e s.

- 1.-Ligero sabor salado en las arenas y lutitas.

NUCLEO: No. 4

INTERVALO: 4892 a 4899 m.

CORTO: 7.50 m.

RECUPERO: 6.50 m (87%)

ESTADO DE LA MUESTRA: Bueno

IMPREGNACION: Se observa aceite residual en la arenisca.

FLUORESCENCIA: Trazas del 50% de fluorescencia amarillo claro en todo el núcleo.

FAUNA: No se observa.

Constituida principalmente de arenisca gris claro, grano fino a grueso, cementado con material calcáreo, lutita laminar gris oscura dura.

Parte Superior (0.37 m.)

Conglomerado, constituido por cuerpo translúcido con matriz arenosa, ligeramente calcárea, con olor a hidrocarburos de 10 a 50% de fluorescencia amarillo claro.

Parte Media (5.56 m.)

Lutita laminar gris oscura arenosa, dura a semidura.

Parte Inferior (5.56 m.)

Arenisca gris claro, grano fino a grueso, cementado en material calcáreo con olor a hidrocarburos.

O b s e r v a c i o n e s .

- 1.-Ligero sabor salobre en el núcleo.
- 2.-Con ligero olor a hidrocarburos.
- 3.-Con fluorescencia en la muestra.

NUCLEO: No. 5

INTERVALO: 5080-5086 m.

CORTO: 6.0 m.

RECUPERO: 6.0 m. (100%)

ESTADO DE LA MUESTRA: Bueno

IMPREGNACION: Se observa fluorescencia de 10 a 20% amarillo claro en arenisca y de 20 a 40% amarillo claro y amarillo oro en conglomerado.

FAUNA: No se observa

ECHADO: No presenta.

Parte Superior (.1.75 m.)

Conglomerado polimíctico, constituido por fragmentos redondeados y subredondeados de 1 hasta 5 cms. de bentonita gris claro a gris verdoso; fragmentos de mudstone gris claro, café claro y café oscuro de 1 a 3 cms.; - fragmentos de 1 a 3 cms. de cuarzo lechoso a translúcido y roca ígnea color negro en matriz arenosa y calcárea.

Parte Media (1.60 m.)

0.25 m. Arenisca conglomerática con matriz arcillo-arenosa y calcárea, - gris claro, con fragmentos de 1 hasta 5 cms. de conglomerado descrito.

0.50 m. Conglomerado descrito.

0.85 m. Arenisca gris claro, de grano fino a medio, calcáreo.

Parte Inferior (2.65 m.)

1.75 m. Conglomerado descrito, 20 a 40% arenisca descrita.

0.25 m. Arenisca gris claro a gris oscuro de grano fino a medio, de aspecto conglomerático.

0.65 m. Conglomerado descrito.

O b s e r v a c i o n e s .

1.-Ligero sabor salado en arenisca y conglomerado

2.-Ligero olor a hidrocarburos en el conglomerado

3.-Al abrir el barril se observó flujo de gas.

DETERMINACION PETROFISICA

El estudio petrofísico efectuado en muestras del núcleo No. 4. El total de las muestras se les determinó la porosidad y permeabilidad a un líquido no reactivo, reportándose los resultados en la Tabla I y gráficamente en las figuras 1 y 2 a partir del núcleo se determinó la salinidad del agua intersticial resultando 200000 P.P.M. de NaCl. Se realizaron medidas de resistividad en muestras saturadas total y parcialmente con agua salada de la concentración mencionada, para determinar los factores de formación y cementación, el índice de resistividad y el exponente de saturación, los valores obtenidos se reportan en las tablas I y en la figura 3 y 4.

Las ecuaciones de las rectas obtenidas de las correlaciones de factor de formación contra porosidad e índice de resistividad contra saturación de agua, son las siguientes:

$$F = 3.79 \phi^{-1.11}$$

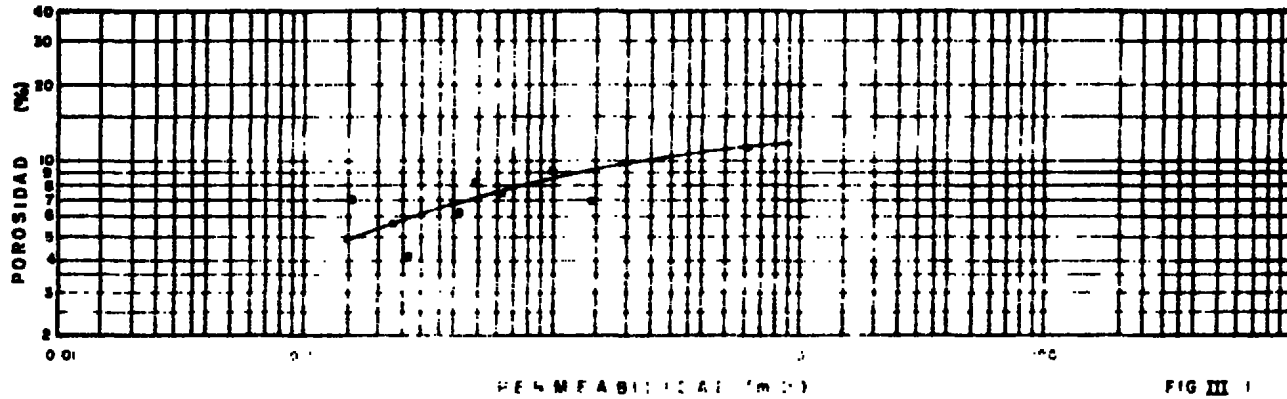
$$I = S_w^{-2.11}$$

DESCRIPCION LITOLOGICA

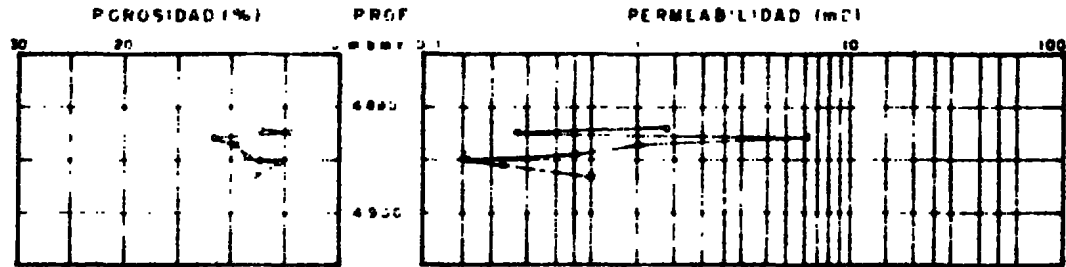
Parte superior	(0.37 m)	Conglomerado constituido por cuarzo con matriz arenosa, ligeramente calcárea.
Parte media	(0.57 m)	Lutita laminar gris obscura arenosa, dura a semidura.
Parte inferior	(5.56 m)	Arenisca gris clara, grano fino a grueso-cementado en material calcáreo con olor ligero a fuerte de hidrocarburo.

La recuperación fué de 6.5 m.

CORRELACION DE ϕ VS K_L



CORRELACION DE ϕ Y K_L VS PROFUNDIDAD



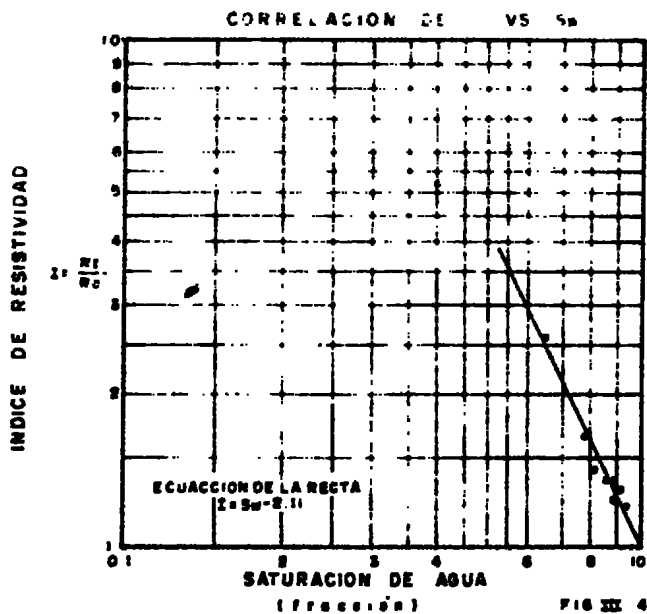
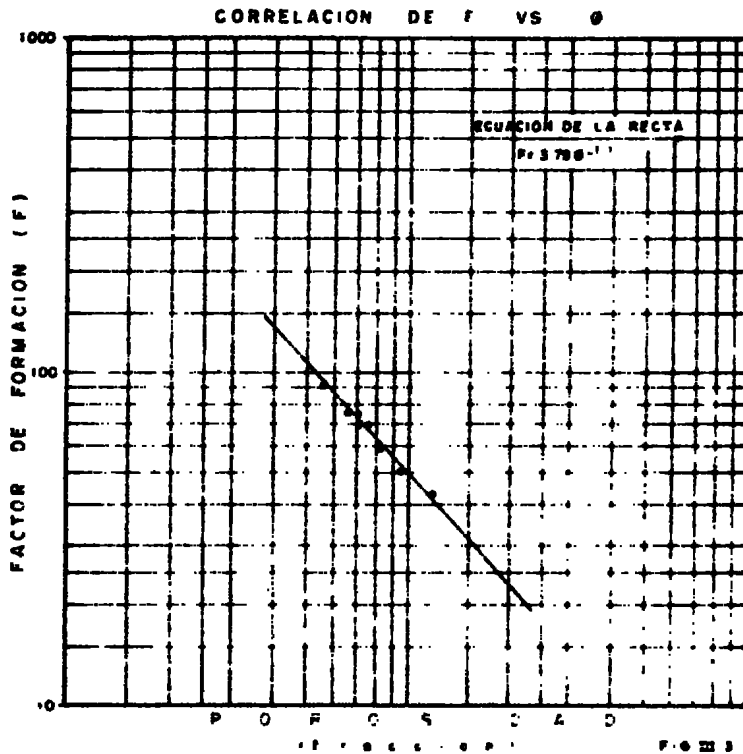


TABLA # 1

Núcleo # 4, Intervalo 4892.5-4899.5 m.b.m.r.

Muestra	Profundidad (M)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	R_0 Ohms-m	T. Operación (°C)	R_w Ohms-m	F	S_w Fracc.	R_t Ohms-m	$I = \frac{R_t}{R_0}$
N4M1H	4892.00	7	1.43	3.20	25	0.043	74.41	0.801	4.57	1.43
N4M2H	4892.50	4.20	0.27	4.23	25	0.043		0.861	5.77	1.36
N4M3H	4893.00	11.30	6.20	1.84	25	0.043	42.79	0.650	4.85	2.63
N4M4H	4893.50	9.40	1.01	2.19	25	0.043	50.93	0.783	3.65	1.66
N4M5H	4894.50	8.30	0.50	2.63	25	0.043	61.16	0.885	3.32	1.26
N4M6H	4895.00	7.10	0.16	3.02	25	0.043	70.23	0.925	3.68	1.22
N4M7H	4895.50	5.60	0.23	4.02	25	0.043	93.49	0.906	5.16	1.28
N4M7H1	4895.50	6.50	0.43	3.26	25	0.043	75.18	0.895	5.13	1.57
N4M8H	4896.50	7.50	0.62	3.02	25	0.043	70.23	0.874	5.10	1.69

R_0 = Resistividad de la muestra 100% saturada

R_w = Resistividad del agua salada (200000 p.p.m.) que satura las muestras

F = Factor de formación

S_w = Saturación de agua salada (200000 p.p.m.)

R_t = resistividad de la formación medida con S_w

R_0 = Resistividad de la muestra medida con $S_w = 100\%$

I = Índice de resistividad

1) Muestreo.- Se tomó muestra de canal cada 5 m. desde 25 m. hasta -
5185 m. Se efectuó Muestreo Mecánico en los intervalos: 2845-2854
m., 3048-3057 m., 3332-3341 m., 4892-4899.5 m. y 5080-5086 m.

Note: En el intervalo 4888-4903 m. se tuvo manifestación de gas -
durante la perforación.

IV CLASIFICACION DEL YACIMIENTO

- a) Presión media del yacimiento: 648 Kg/cm²
- b) Temperatura media del yacimiento: 114.5 °C
- c) Saturación media de agua: 33 %
- d) Saturación de aceite: 67 %
- e) Porosidad: 13 %
- f) Tipo de hidrocarburo: Ligero
- g) Densidad: 0.886 gr/cm³
- h) Espesor neto: 14 m.
- i) Índice de hidrocarburo: 1.22
- j) Cálculo de la recuperación unitaria de aceite (método volumétrico)⁽¹⁾

Por razones mecánicas durante la prueba de producción, se presentaron problemas en el aparejo de producción (Empacador), habiendo comunicación de T.P. a T.R., por lo que no fué posible definir la capacidad productiva del yacimiento y por consiguiente poder calcular su recuperación unitaria. Debido a que no fué posible resolver satisfactoriamente el problema mecánico se tapono el pozo.

(1) Para el mejor entendimiento de éste método vease el apéndice "H"

V DATOS MECANICOS DEL POZO

- a) Profundidad máxima del pozo original.- 5187 m. y la profundidad interior del pozo es de 5157 m. (cima del cemento).
- b) Este pozo es único con agujero original.
- c) Tuberías cementadas (ver fig. V.1)

Ø(pulg)	Grado	Peso(Lb/pie)	Cementadas desde	Hasta	Peso del Lodo gr./C.C.
30	B		0	22	1.10
20	H-80	94	0	200	1.10
13-3/8	K-55 J-55	61	0	1800	1.23
9-5/8	P-110	43.5	3090	4072.75	1.60
	N-80	43.5			
	N-80	47			
	P-110	47			
	V-150	47			
5	P-110	18	3973	5185	1.70

- d) Fecha de inicio y terminación: 26 de mayo de 1976 al 18 de Julio de 1977.
- e) Equipo de perforación: Equipo pemex. No. 122, antigüedad 1971

M e s t i l

Marca	Modelo	Altura (pies)	Capacidad (tons.)
Lee C. Moore	Cantiliver	142	590

MALACATE

Marca	Modelo	Ø Cable	H.P. Nominal
Nacional	1625-DE	1-1/2"	7800

MOTORES

No. M. Elect.	Marca	Modelo	H.P.(n)	R.P.M.
3	General Motor	D-79-MB	800	1200

BOMBAS DE LODO

No. de Bombas	Marca	Modelo	H.P. (n)
1	Nacional	1300-SU	1300
2 Aux.	Nacional	1600-SU	1500

MOTORES

No. de M. Elect.	Marca	Modelo	H.P.(n)	R.P.M.
4	General Motor	D-79-MB	800	1200

PLANTA DE LUZ

No.	Generador D.C.		
	Marca	Modelo	KVA
6	General Motor	D-79-GB	750
2	Carterpillar	D-379	438

MOTORES

No.	Marca	Modelo	H.P.(n)	R.P.M.
2	Carterpillar	D-379	400	1200

f) Elevación del terreno: 16.50 m. Elevación mesa rotatoria: 22.96 m.

g) Barreras empleadas en la perforación del pozo (ver tabla V.1)

h) Cementaciones realizadas ⁽²⁾

h1) Cementación de T.R. Conductora 30", grado 8 de 0.0 a 22.0 m. y se cementó con 120 sacos de cemento Apasco tipo "A" al 4% de A-6. La tubería se cementó hasta la superficie.

Objetivo del ademe.- Aislar estratos superficiales mal consolidados y permitir la circulación satisfactoria de los fluidos de perforación.

h2) Cementación de T.R. 20", grado H-40, 94 lb/pie, se cementó con 800 sacos de cemento Apasco tipo "G" con el 0.2% de acelerador. Se verificó la llegada del tapón con una presión de 17.5 kg/cm². La tubería se cementó de 0.0 a 200 m.

Objetivo del ademe.- Aislar acuíferos superficiales mal consolidados, proteger de derrumbes, servir de base para las instalaciones de control.

h3) Cementación de T.R. 13-3/8" (1a. etapa). J-55, 61 lb/pie, cementada de 0.0 a 1800 m. La cementación se realizó con 1200 sacos de cemento Apasco tipo "G" con retardador R-5-D al 0.3%. No alcanzó presión final ya que falló el equipo de flotación. La T.R. fué equipada de zapata guía y cople flotador "DV" de 13-3/8" a 948.24 m. La distribución del aparejo de la T.R. fué la siguiente:

0.0	a	403.89 m.	T.R. 13-3/8"	K-55	61 lb/pie
403.89	a	1785.69 m.	T.R. 13-3/8"	J-55	61 lb/pie
1785.69	a	1800.00 m.	T.R. 13-3/8"	K-55	61 lb/pie

Soltó torpedo y abrió cople "DV" a 946.24 m., circuló y cementó T.R. (2a. etapa), a través del cople "DV" con 1200 sacos de cemento Apasco tipo "G" al 0.2% de RC-301, desplazó por volumen, bombeando 22 bls. de exceso, sin lograr cerrar la camisa del cople "DV".

Objetivo del ademe.- Aislar arenas de baja presión, proteger el agujero de derrumbes y permitir aumentar la densidad del lodo y cambiar el tipo de fluido para atravesar la Sal.

(2) Se recomienda ver los apéndices B,C,D y E para una mayor descripción de las tuberías de revestimiento, tipo de cemento y aditivos empleados, de la colocación de centradores y collares tope, así como la descripción del espaciador Baker 415-D.

h4) Cementación de T.R. 9-5/8". N-80, 43.5 lb/pie; P-110, 43.5 lb/pie V-150, 47 lb/pie. La T.R. se cementó con circulación normal (libre sin movimiento), con 854 sacos de cemento salado, 510 sacos de cemento Apasco tipo "G", 8.9 tone de D-8 (arena silice 35%), 20 sacos de bentonita (4%), 7.3 tone de sal (37.2%), 0.5% de retardador R-5-D, antiespumante D-6 (0.3%). Se desplazó la lechada de cemento con 155,908 lts. de lodo de emulsión inversa de 1.62x85, alcanzando una presión final de 49 kg/cm2, descargo a 35 kg /cm2 y cerro pozo por falla del equipo de flotación. La T.R. se cementó de 3090 a 4072.75 m. Antes de bombear la lechada de cemento se bombeo 5 m3 de Mud-Sweep (limpiador), es un solvente que sirve para limpiar el enjarre que se forma en las paredes del agujero. La distribución de la T.R. 9-5/8" fué la siguiente:

0.0	a	868.25	P-110	43.5 lb/pie
868.25	a	2013.93	N-80	43.5 lb/pie
2013.93	a	3123.88	N-80	47 lb/pie
3123.88	a	3602.66	P-110	47 lb/pie
3602.66	a	4072.75	V-150	47 lb/pie

La T.R. 9-5/8" se equipo con zapata guía, cople diferencial y 29 centradores distribuidos cada 35 m. cubriendo la zona de interes.

Objetivo del ademe.- Aislar la formación Salina y las probables zonas de presión anormal y permitir bajar la densidad del fluido de control para continuar con la perforación del pozo.

h5) Cementación de I.R. corta de 5", P-110, 18 lb/pie de 3973 a 5185 m. cementada en toda su longitud. Se bombeo 4 m3 de Mud-Sweep (limpiador) y cementó I.R. corta de 5" con 1120 sacos de cemento Apasco tipo "G" al 35% de D-8, 20 sacos de bentonita (4%), 7.3 tone de sal (37.2%), 0.3% de D-6 y 1.5% de R-11 alcanzando una presión final de 165 kg/cm2. La T.R. se equipo con zapata guía y cople diferencial, 115 centradores de bisagra distribuidos uniformemente en toda su longitud y cople candado.

Objetivo del ademe.- Aislar horizontes invadidos de agua salada de los impregnados de hidrocarburos y permitir la terminación y explotación del pozo.

1) Avance de la Perforación y Problemas que se presentaron
(ver gráf. V.1)

Fecha	Profundidad (m)	Operaciones
26 al 28-V-76	30	Con bna. 17-1/2" inicio la perforación y amplió agujero con bna. de 36" y cementó Conductor de 30" a 22 m. y perforó.
29-V al 1-VI-76	200	Perforó, circuló y sacó. Se efectuó registros de: Inducción, Microproximidad, Sónico de Porosidad, Medición Continua de Hechados. Amplió agujero a 26", circuló y sacó.
2 al 13-VI-76	1588	Cementó T.R. de 20", H-40 a 200 m., instaló cabezal de 20" S-600 y preventor camerón, línea de flote, se probó T.R. con 17.5 kg/cm ² . Perforó con bna. 14-3/4" -- circuló y sacó.
14 al 24-VI-76	1600	Se efectuó registros de: Inducción, Microproximidad, Gamma Neutrón, Sónico de Porosidad (sin éxito), Medición Continua de Hechados, Sónico de Porosidad. Amplió agujero con bna. de 18-1/2", circuló y sacó.
25-VI al 7-VII-76	1807	Se efectuó registros de: Inducción Microproximidad, Sónico de Porosidad y Medición de Hechados. Con bna. 18-1/2" amplió, circuló, sacó y efectuó registro de Microcalibración.
8 al 14-VII-76	1807	Acondicionó lodo de 1.18 gr/cm ³ , metió T.R. 13-3/8" a 1800 m. y cementó la misma, desmanteló línea de flote, quitó válvula laterales al cabezal de 20", y al desconectar tubo ancla desconectó dos tramos abajo, levantó Hydrill y cabezal, eliminó 1 tramo por estar roscas dañadas probó con 30 tons sobre su peso y 35 kg/cm ² y quitó preventor.
15 al 18-VII-76	1807	Instaló cabezal FIP 13-3/8" S-900, válvulas laterales, línea de estrangulación, carrete espaciador preventores anulares y ciegos, línea de control, probó cabezal y preventor con 140 kg/cm ² . Instaló campana y línea de flote y metió bna. 12-1/4" y perforó tapón de cemento y cople flotador, con 35 kg/cm ² probó T.R., circuló y sacó.

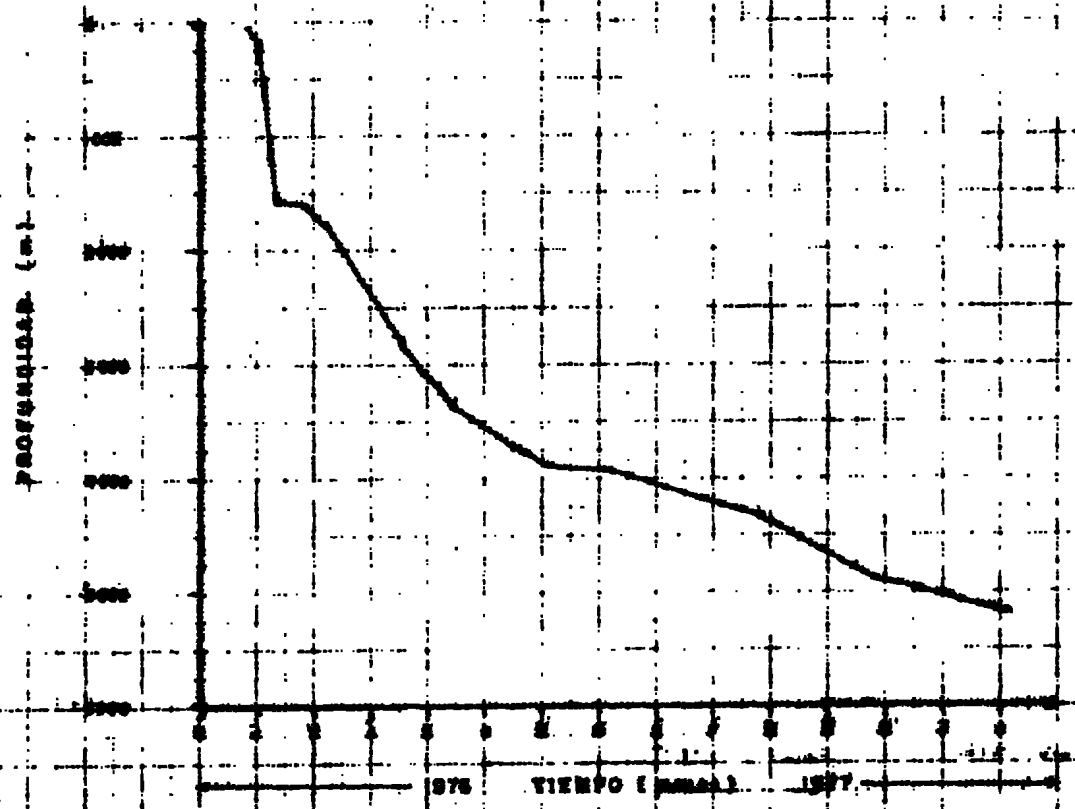
Fecha	Profundidad (m)	Operaciones
19 al 27-VII-76	1807	Se efectuó registro Sónico de Cementación sin éxito (herramienta inadecuada para diám. 13-3/8"), metió bna. 12-1/4" a fondo, acondicionó lodo 1.40 gr/cm ³ , desplazó lodo CLSE por lodo E.I. sacó bna., cambió Rams anulares por ciegos al preventor, desmanteló conexiones superficiales, cambió preventores camerón S-900 por igual y probó con 70 kg/cm ² .
28-VII al 19-VIII-76	2845	Metió a fondo bna. 12-1/4" y perforó, circuló y sacó. Metió a fondo Muestrero Christensen 6-1/4" x 3-1/2" x 30' y bna. de Diámante 8-7/16" y cortó núcleo # 1, sacó recuperando 70 % .
20 al 28-VIII-76	3040	Metió a fondo Muestrero Christensen 6-1/4" x 3-1/2" x 30' y cortó núcleo # 2 sacó recuperando 70%, preparó 56 m ³ de lodo E.I. Metió bna. 12-1/4" y amplió agujero a 2884 m., perforó, circuló y sacó. Probó conexiones superficiales con 210 kg/cm ² .
29-VIII al 5-IX-76	3205	Metió bna. 12-1/4" y perforó, circuló y sacó. Con bna. de Corona de Diámante 8-7/16" y Muestreo Christensen 6-1/4" x 3-1/2" x 30' metió a fondo y cortó núcleo # 3, sacó recuperando 100%. Metió bna. 12-1/4" a fondo circuló y sacó
6 al 13 -IX-76	3341	Se efectuó registros de: Inducción, Sónico de Porosidad, Densidad y Radioactivo. Metió bna. 12-1/4" y perforó, circuló y sacó. Metió a fondo Muestrero Christensen de 8-7/16 y Convencional 6-1/4" x 3-1/2" x 30' y cortó núcleo # 3 sacó Muestrero recuperando 95% .
14-IX al 19-X-76	3743	Metió bna. 12-1/4" a fondo y perforó, circuló y sacó. Probó cabezal 13-3/8" y preventor con 70 kg/cm ² . Observó flujo del pozo, cambió bna. por igual y metió a la zapata. Aumentó la densidad del lodo de 1.40 a 1.46 gr/cm ³ .

Fecha	Profundidad (m)	Operaciones
20-X al 3-XI-76	3873	Se efectuó registros de: Inducción, Gemma Neutrón, Sónico de Porosidad. Metió bna. 12-1/4" y perforó, circuló y sacó. Probó conexiones súperficiales con 70 kg/cm2 y aumentó densidad del lodo a 1.52 gr/cm3.
4 al 13 -XI-76	3888	Metió bna. 12-1/4" y perforó, suspendió por -- falta de barita, efectuó viaje de reconocimiento a 3365 m. donde por falla del freno magnético se cayó la polea viajera sobre la mesa rotatoria, rompiéndose el cable y saliendo una línea del aparejo
14-XI al 6-XII-76	3919	Metió bna. 12-1/4" y perforó, circuló y sacó. Por falla del freno magnético se cayó la polea viajera sobre la mesa rotatoria. En espera de barita efectuó viajes de reconocimiento.
7-XII al 4-I-77	4076	Metió bna. 12-1/4" a fondo y perforó, suspendió por fallas eléctricas. Perforó, circuló y -- sacó a la zapata. Efectuó viajes periódicos a fondo en espera de unidad de registros.
5 al 10-I-77	4076	Se efectuó registros de: Inducción, Densidad, -- Radioactivo y Sónico de Porosidad. Metió bna. 12-1/4" a la zapata y acondicionó T.R. 9-5/8" e instaló accesorios.
11 al 21-I-77	4076	Metió bna. 12-1/4" a fondo circulando por intervalo y sacó. Metió T.R. 9-5/8" y cementó la misma, desconecto conexiones de control y levantó preventores, ancló T.R. con 100 toneladas de peso. Instaló cabezal FYP 12" S-900 a 10" S-1500, preventores, probó sin éxito.
22-I al 4-II-77	4076	Cambié preventor Sheffer por camaron 10" S-1500, instalé llenadera y árbol de estrangulación, con probador de copas efectuó pruebas -- preliminar con 210 kg/cm2, armé triples de T.P. 4-1/2" colocando hules al mismo. Metió bna. -- 8-1/2" a 4047 m. (cima de cemento), circuló, -- probó T.R. 9-5/8" con 35 kg/cm2 durante 30 -- min. y sacó bna.
5 al 24-II-77	4317	Se efectuó registro Sónico de Cementación sin éxito. Metió bna. 8-1/2" a fondo y intentó -- circular sin éxito, sacó y destapó bna. y metió misma y perforó, circuló y sacó, probó cabezal 9-5/8" con 210 kg/cm2.

Fecha	Profundidad (m)	Operaciones
25-II al 25-IV-77	4892	Metió bna. 8-1/2" a fondo, circuló y perforó y sacó. Probó conexiones superficiales con - 210 kg/cm ² . Se tomó registro de Inducción. Por cambio en la velocidad de perforación de 13 a 7 min/m, bajó la densidad del lodo de - 1.50 a 1.20 gr/cm ³ , circuló estabilizando co- lumnes a 1.54 gr/cm ³ y sacó.
26-IV al 3-V-77	4938	Metió a fondo bna. Corona de Diámante 8-7/16" y Muestrero Christensen de 5-3/4" x 3-1/2" x 30' y cortó núcleo # 4, sacó recuperando 87% metió bna. 8-1/2" a fondo y perforó, suspendió por torsión, circuló y sacó.
4 al 17-V-77	4980	Probó cabezal y conexiones superficiales con 210 kg/cm ² , metió Canasta Magnética 7" y La- teral a fondo operando, sacó recuperando 80% de chatarra. Metió bna. 8-1/2", circuló y per- foró, circuló y sacó.
18 al 24-V-77	5000	Metió bna. 8-1/2", circuló y perforó y sacó - Se efectuó registros de: Inducción, Sónico de Porosidad , Radioactivo y Densidad Compensado
25 al 31-V-77	5044	Metió bna. 8-1/2" a fondo, circuló, perforó y sacó. Metió Canasta Magnética y Lateral a fon- do operando, sacó recuperando 50% de chatarra y resto pulverizado.
1 al 9 -VI-77	5080	Con probador de copas 9-5/8" probó cabezal y conexiones superficiales con 210 kg/cm ² . Me- tió bna. 8-1/2" a fondo, circuló y perforó. Se aumentó la densidad del lodo de Emulsión - Inversa a 1.68 gr/cm ³ , circuló y sacó.
10-VI al 1-VII-77	5187	Metió a fondo bna. Corona de Diámante 8-7/16" y Muestrero Christensen 6-1/4" x 3-1/2" x 30' circuló y cortó núcleo # 5, sacó recuperando 100%. Metió bna. 8-1/2", circuló y perforó, suspendió por cambio en la velocidad de per- foración de 230 a 50 min/m(sin manifestación) circuló y sacó.
2 al 13-VII-77	5187	Se efectuó registros de: Inducción, Sónico de Porosidad, Densidad, Radioactivo, Sónico de - Cementación(sin éxito), circuló lodo Gasifica- do bajando densidad de 1.70 a 1.50 gr/cm ³ . En espera de T.R. de 5" efectuó viajes periódicos de reconocimiento.
14 al 18-VII-77	5187	Quitó preventor 10" S-1500 e instaló Hydrill, con 210 kg/cm ² probó el mismo. Acondicionó - campana y línea de flote. Metió T.R. Corte de 5" P-110 instalando colgador 9-5/8" x 7" x 5".

Efectuó cementación T.R. corte de 5" a
5185 m, levantó a 3873 m., circuló in-
verso, no regreso cemento, circuló di-
recto y sacó recuperando soldador,

AVANCE DE LA PERFORACION



SEAF. W. I

TUBERIAS CEMENTADAS

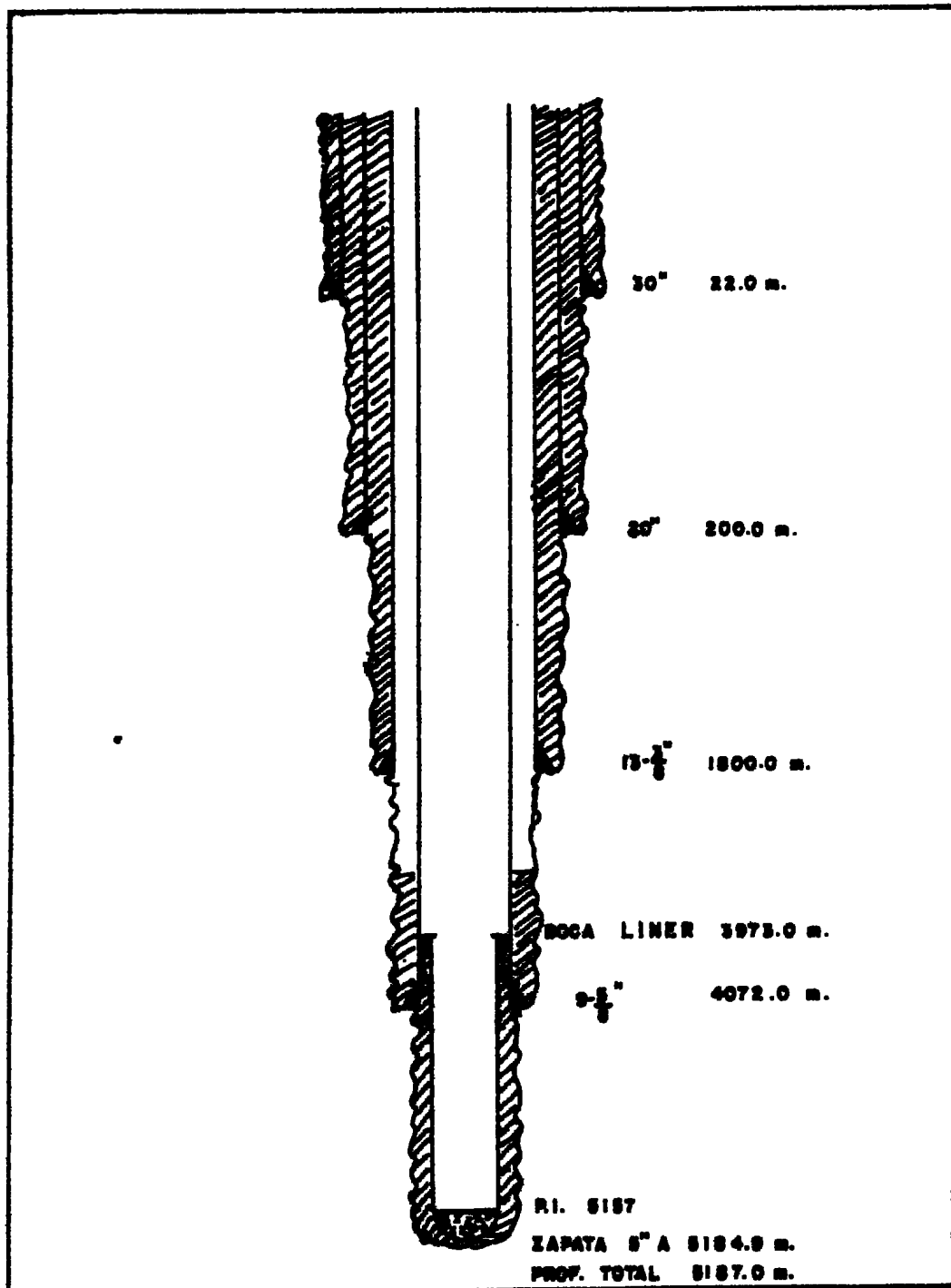


Fig. Y.1

Barreras empleadas en la perforación

# pulg.	Marca	Tipo (5)	N o. de Serie	Toberas No. -Ø(mm)	Metros Perforados	M/Hr.	\$/M.	tiempo hrs.
17-1/2	T.F.	121	684	3-18	22	11	540.95	2
22		Amp.			22	11	345.45	2
36	ALAS	Amp.			22	11	368.11	2
12-1/4	Méx.	111	1691	3-14	178	11.12	247.28	16
17-1/2	Reed	121	574	3-18	178	16.18	167.22	11
26		Amp.			178	11.12	189.33	16
14-3/4	T.F.	121	98585	3-18	560	14.73	157.59	38
14-3/4	Méx.	111	1506	3-16	432	11.07	211.80	39
14-3/4	T.F.	111	88350	3-16	233	9.32	295.06	25
14-3/4	T.F.	111	98369	3-16	175	4.60	532.14	38
18-1/2		Amp.		3-18	674	14.30	125.70	47
18-1/2		Amp.		3-18	308	8.10	240.31	38
18-1/2		Amp.		3-18	181	4.70	417.95	38
14-3/4	T.F.	121	98600	3-16	121	4.80	662.19	25
14-3/4	T.F.	121	98745	3-16	21	1.60	266.40	13
14-3/4	Méx.	121	136	3-16	65	2.70	163.29	24
18-1/2		Amp.		3-18	193	4.70	425.64	41
18-1/2		Amp.		3-18	290	10.35	221.63	28
12-1/4	T.F.	121	99885	3-16	8	2.25	440.60	18
12-1/4	T.F.	121	99912	3-14	78	3.90	772.62	20
12-1/4	T.F.	121	99632	3-14	11	0.45	680.90	24
12-1/4	T.F.	131	89645	3-14	15	0.44	607.60	34
12-1/4	T.F.	131	89632	3-14	7	0.58	714.85	12
12-1/4	T.F.	214	80687	3-14	16	0.50	586.64	32
12-1/4	T.F.	214	80693	3-14	120	2.70	832.37	43
12-1/4	T.F.	131	89647	3-14	140	4.24	616.18	33
12-1/4	T.F.	131	89646	3-14	186	5.63	513.48	33
12-1/4	T.F.	131	91288	3-14	110	4.07	695.59	27
12-1/4	T.F.	131	89627	3-14	179	4.83	481.92	37
12-1/4	T.F.	131	89652	3-14	176	4.40	564.00	40
8-7/16	Christ.	813		16-5/7	9	0.68	546.95	13
12-1/4	T.F.	131	89648	3-14	176	5.02	554.75	35
12-1/4	T.F.	131	89545	3-14	10	0.31	8789	32
12-1/4	Méx.	211	805	2-16 1-14	8	1.66	6923.75	15
8-7/16	Christ.	813		16-5/7	9	1.00	5464.54	9
12-1/4	T.F.	131	89538	2-16	63	2.47	1330.60	25:5
12-1/4	Méx.	211	932	3-14	85	3.70	938.41	23
12-1/4	Méx.	211	955	3-14	56	2.07	1540.45	27
12-1/4	Méx.	211	799	3-14	71	2.73	1146.33	26
8-1/2	Méx.	211	6169	3-16	8	0.72	6942.50	11
8-1/2	Méx.	211	6243	3-16	13	0.86	4522.30	15
8-1/2	Méx.	211	6196	3-16	23	1.35	2697.39	17
8-1/2	Méx.	211	6345	3-16	35	1.84	2198.91	19
8-1/2	Méx.	211	6291	3-16	20	1.33	2923.50	18
8-1/2	Méx.	131	705	3-16	19	1.35	3179.73	14
8-1/2	Méx.	131	870	3-16	23	1.53	2909.25	15
8-1/2	Méx.	131	374	3-16	25	1.38	2678.80	18
8-1/2	Méx.	131	349	3-16	28	1.33	2680	21
8-1/2	Méx.	537	788	3-16	14	0.50	8516.71	27:30
8-1/2	Méx.	211	5685	3-16	24	1.14	3126.66	21

Table No. V.1

(5) Tipo de barrera (ver apéndice "A")

Fig.	Marca	Tipo (5)	No. de Series	Tob. (mm)	Prof.	M/hr.	\$/M	Tiempo hrs.
8-1/2	Méx.	211	828	3-16	20	0.90	3833.25	22
8-1/2	Méx.	131	614	3-16	19	1.11	3607.36	17
8-1/2	Méx.	131	692	3-16	22	1.29	2961.12	17
8-1/2	Méx.	131	519	3-16	24	1.26	2923.54	19
8-1/2	Méx.	131	763	3-16	14	0.82	4663.51	17
8-1/2	Méx.	131	506	3-16	22	0.29	2893.80	17
8-1/2	Méx.	211	4837	3-16	12	0.63	5982.50	19
8-1/2	Méx.	211	4849	3-16	10	0.58	6208	17
8-1/2	Méx.	211	4859	3-16	8	0.42	6364.37	19
8-1/2	Méx.	134	4867	3-16	12	0.60	5982.50	20
8-7/16	Christ.	34916	4879	24-5/7	13	1.85	6163.46	7
8-7/16	Christ.	813	4892	16-5/7	7.5	0.46	9450	16
8-1/2	Méx.	134	48995	3-16	7.5	0.75	8705.33	10
8-1/2	Reed	627	4907	3-16	31	0.50	5711.35	61
8-1/2	Méx.	231	4938	3-16	5	0.31	14114.60	16
8-1/2	Méx.	311	4943	3-16	7	0.43	10314	16
8-1/2	Journal	727	4950	3-16	10	0.23	15173.80	43
8-1/2	Méx.	311	4960	3-16	8	0.62	8212.15	13
8-1/2	Méx.	231	4968	3-16	5	0.31	13464.60	16
8-1/2	Méx.	311	4973	3-16	7	0.47	9409.23	16
8-1/2	Méx.	627	4980	3-16	20	0.32	9409.40	61
8-1/2	Méx.	627	5000	3-16	36	0.55	5788.94	65
8-1/2	Méx.	316	847	3-16	3	0.38	1919.10	8
8-7/16	Christ.	813		16-5/7	9	0.81	5645.50	11
12-1/4	Méx.	211	953	3-15	18	0.85	4251.38	21
12-1/4	Méx.	211	936	3-15	36	1.44	7305.97	25
12-1/4	Méx.	221	1698	3-15	50	1.64	1835.00	30:50
12-1/4	Méx.	211	7454	3-15	86	3.58	927.57	74
12-1/4	T.F.	211	88975	3-14	35	1.09	250.74	32
12-1/4	T.F.	221	88984	3-16	23	1.04	3609.34	24
12-1/4	T.F.	221	1795	3-16	24	0.88	3526.66	27
12-1/4	Smith	211	790	3-16	46	1.53	1910.65	30
12-1/4	Smith	211	782	3-16	34	1.30	2459.40	26
12-1/4	Smith	221	1734	3-16	15	0.75	4884.33	20
12-1/4	Smith	211	954	3-16	12	0.66	5834.58	18
12-1/4	T.F.	131	89546	3-16	7	0.47	9537.85	15
12-1/4	Méx.	211	952	3-16	16	0.76	4782.18	21
12-1/4	Méx.	211	796	3-16	33	1.50	2466.36	22
12-1/4	Méx.	211	946	3-16	26	0.92	3317.88	28
12-1/4	Méx.	211	938	3-16	22	0.95	3477.88	23
12-1/4	Méx.	211	949	3-16	31	1.10	3477.95	28
12-1/4	Méx.	211	942	3-16	18	0.85	2782.74	21
12-1/4	Méx.	211	953	3-16	15	1.66	3801.00	9
12-1/4	Méx.	211	948	3-16	31	1.29	2992.00	24
12-1/4	Méx.	211	958	3-16	15	0.60	5534.33	25
12-1/4	T.F.	214	98208	3-16	25	0.64	4385.70	39
12-1/4	T.F.	214	97598	3-16	34	0.65	3845.88	52
12-1/4	T.F.	214	98190	3-16	24	0.64	4500.40	37

Tabla No. V.1

(5) Tipo de barrenos (ver el apéndice "A")

Continuación

Ø pulg.	Marca	Tipo (5)	No. de Barras	Tubería Ø (mm)	Metros Prof.	M/hr	\$/m.	Tiempo hr.
12-1/4	T.F.	214	98200	3-16	17	1	4632.94	17
12-1/4	Méx.	617	270	3-16	42	0.70	4430.95	60
8-1/2	Méx.	211	6358	3-16	13	0.86	5272.38	15
8-1/2	Méx.	211	6273	3-16	42	2.47	1593.20	17
8-1/2	Méx.	211	6294	3-16	56	3.50	1252.94	16
8-1/2	Méx.	211	6335	3-16	46	3.06	1419.34	15
8-1/2	Méx.	211	6244	3-16	42	3.23	1361.07	13
8-1/2	Méx.	211	6278	3-16	18	0.82	3266.11	14
8-1/2	Méx.	211	6364	3-16	24	1.60	2517.29	15
8-1/2	Méx.	211	6188	3-16	22	1.29	2746.13	17
8-1/2	T.F.	577	798	3-16	85	1.03	2473.35	82
8-1/2	Méx.	211	5641	3-16	20	1.37	4283.75	16
8-1/2	Méx.	211	6250	3-16	14	1.17	5069.80	17
8-1/2	Méx.	211	6293	3-16	22	1.22	2893.86	18

Tabla No. V.1

(5) Tipo de barrena (ver el apéndice "A")

VI FLUIDOS DE PERFORACION

a) Tipos de lodos usados ⁽⁴⁾: Bentonítico, Emulsión Inversa y Cromolignosulfonato

b) Tabla de balance general

MATERIAL	CANTIDAD (TNS)	COSTO \$
Bentonita	2020.350	757227.18
Barita	140.000	64020.00
Pirofosfato	1.750	10841.13
Lignex	12.500	93750.00
Superceltex	13.000	121550.00
Sosa Caústica	8.250	59678.85
Soda Ash	1.375	2583.62
Drilox (m ³)	84.600	1835820.00
Sal	126.900	69319.12
Drilox	119.100	172695.00
Diesel (m ³)	1266.840	658746.92

c) Costo total del lodo \$ 4,218,792.30

d) Costo por metro perforado

Profundidad	Costo \$
4076 m.	676.36
5187 m.	1295.93

e) Equipo auxiliar disponible:

Desgasificador Sin marca
 Desarenador Demco
 Detector de gases Barcid

f) Material disponible para emergencia: Obturantes químico

g) Condiciones del lodo durante la perforación (ver tabla VI.1)

h) Variación de la densidad del lodo de perforación con respecto a la profundidad (ver gráf. VI.1)

Prof. (m)	Peso E. (gr/cm3)	Visc. Marsh (seg)	% Arena	Gal 0'	Gal 10'	Filtrado API	Enjarre (mm)	Cl ⁻ x Ca ⁺⁺ 1000	Alc.	Sol.	Ag.	Ac.	Va.	Vp.	Yp.	R.A.A.	PH
D-200	1.10	50															
359	1.12	55	1.5	4	14	18	2	1.1	80	10	90	10	8	4		7.5	
700	1.17	70	6.5	6	35	18	2.5	1.2	120	10	90	38	24	16		7.6	
765	1.19	78				17	2	0.8	40	0.3							
1039	1.18	75	2.8	5	42	17	2	0.8	120	0.2	10	90	26	19	14	8.0	
1192	1.21	55				16	2.5	3.9	200	0.2	11	89				8.0	
1375	1.30	58	2.5	6	51	17	2.5	4.1	160	0.2	11	89	23	16	13	8.0	
1526	1.26	64	2.0	8	51	15	2.5	3.9	200	0.2	11	87	2	16	11	11	8.5
1533	1.28	58	2.5	10	54	14	2.0	5.2	160	0.2	11	86	3	30	24	12	8.0
1538	1.20	50	1.0	3	12	8	1.5	4.5	120	0.4	14	83	2	13	10	6	10.5
1600	1.22	52	1.0	5	14	6	1.5	4.4	120	0.4	13	83	4	16	12	8	9.0
1717	1.26	50	1.0	6	20	7	1.5	3.5	200	0.2	16	81	3	30	22	16	8.5
1734	1.28	55	1.0	3	10	7	1.5	4.0	200	1.0	16	82	2	32	22	20	11.0
1744	1.28	60	1.0	4	30	6	1.5	4.1	160	1.0	16	82	2	30	24	17	11.5
1787	1.27	55	0.5	3	15	6	1.0	4.4	160	0.4	16	82	2	32	25	14	9.0
1807	1.26	50	1.0	6	12	6	1.5	3.4	180	0.3	12	84	4	12	14	6	9.0
1847	1.40	75		5	14		3.5	195		25	29	46	51	45	12	62/38	
1885	1.43	70		6	17		5.0	200		20	28	59	54	48	12	65/35	
1896	1.39	65		6	14		5.0	200		20	28	59	44	35	8	65/35	
1927	1.45	75		4	12		4.8	150		26	26	48	59	53	12	64/55	
2000	1.40	55		10	20		4.0	230		22	26	52	36	31	10	66/33	
2054	1.47	84		4	10		4.8	220		22	26	52	32	66	13	66/33	
2192	1.46	82		6	18		4.5	200		20	27	53	49	40	18	66/33	
2313	1.50	82		5	12		3.6	190		25	25	50	65	60	10		
2380	1.49	85		5	16		4.5	210		25	24	51	69	62	14		
2440	1.42	55		7	13					18			35	30	10	67/33	
2490	1.42	55		7	13					22	24	54	37	33	8	69/30	
2598	1.51	94		6	14		5.0	190		24	24	52	32	64	16	68/31	
2669	1.47	78		4	12		4.0	240		23	25	51	64	53	14	67/32	
2770	1.46	85		5	12		4.5	210		24	23	51	34	66	16	67/32	
2845	1.50	82		6	17		6.0	190		26	24	50	75	68	14	62/31	
3000	1.49	88		5	10		4.8	190		25	25	50	69	62	14	66/33	
3048	1.42	83		4	18		4.5	220		25	51	24	66	58	16	68/32	
3117	1.45	80		6	17		4.5	210		24	51	25	69	60	18	67/32	

Condiciones del lodo durante la perforación

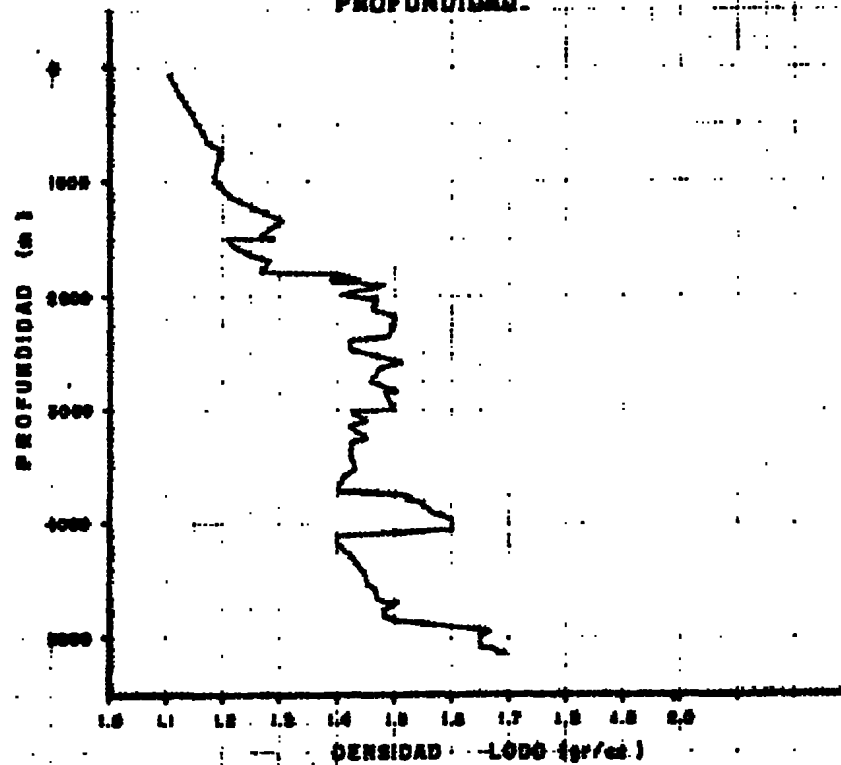
TABLA VI.1

Prof. (m)	Peso E. (gr/cm ³)	Visc. Marsh (seg)	Gel 0'	Gel 10'	Filtrado API AP.AT	Cl ⁻ x 1000	Sol.	Ag.	Ac.	Va.	Vp.	Yp.	R.A.A.
3205	1.42	90	5	12	4.6	200	25	50	25	57	52	10	66/37
3251	1.45	90	6	14	3.5	210	32	24	44	61	56	10	64/35
3332	1.42	70	4	14	4.0	200	20	26	54	48	44	8	67/32
3395	1.42	55	6	9			18	26	56	43	40	7	68/31
3445	1.42	60	6	10			20	28	52	53	48	10	65/35
3527	1.43	90	4	12	8.0	8.0	25	27	48	94	84	20	64/36
3613	1.41	82	3	8	1.5	190	25	26	49	85	79	13	65/34
3693	1.40	65	6	12	3.5	200	24	26	50	60	56	8	65/34
3743	1.45	98	4	12	2.5	190	25	28	47	98	84	28	62/37
3802	1.51	88	8	16	3.5	200	27	26	47	75	54	42	64/35
3850	1.52	85	7	14	3.5	190	28	26	46	69	59	20	63/36
3888	1.54	80	8	11	4.0	210	26	26	48	75	60	30	64/35
3934	1.57	80	7	15	1.4	100	26	24	50	64	56	7	68/31
3991	1.60	85	7	13	2.5	90	30	24	46	78	64	28	65/39
4066	1.60	85	8	19	2.6	140	30	24	46	82	70	24	65/34
4117	1.40	95	3	6	3.5	150	22	32	46	66	63	6	58/41
4187	1.40	52	2	4	4.2	150	17	27	56	39	38	3	67/32
4242	1.41	60	5	10			18	30	52	42	40	5	63/36
4293	1.42	75	3	5	3.0	173	20	28	52	61	58	6	65/35
4360	1.43	70	3	5	1.2		21	31	48	78	59	38	60/39
4424	1.44	75	4	6	1.5	300	20	30	50	44	39	10	62/37
4480	1.45	65	6	13	1.5	210	24	26	50	46	41	11	65/34
4522	1.45	65	3	5	2.0	230	19	28	53	59	50	18	65/34
4583	1.47	60	4	12		230	21	26	53	44	39	11	67/33
4650	1.47	70	8	18			26	26	48	55	44	22	65/35
4682	1.48	60	5	16	3.0	215	30	20	50	49	43	12	71/29
4736	1.50	62	10	20		260	22	23	55	46	30	14	70/30
4771	1.48	56	7	15			24	26	50	46	39	14	65/34
4811	1.48	52	8	16	2.6		26	20	54	49	43	12	72/27
4859	1.50	75	5	14	1.5		27	20	53	52	46	12	72/27
4899	1.61	70	7	14		242	26	18	56	70	55	30	72/24
4982	1.65	70	5	10	1.0	256	28	22	50	74	62	24	68/32
5060	1.65	70	11	22	2.0	215	30	20	50	68	58	21	74/26
5142	1.68	70	4	12	2.0	230	32	16	53	112	94	36	76/23
5187	1.69	75	7	15	2.0	260	32	18	50	80	70	20	73/26

Condiciones del lodo durante la perforación

TABLA VI.1

VARIACION DE LA DENSIDAD DEL LODO DE PERFORACION CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD.



(4) La explicación de los lodos bentonítico, emulsión inversa y cromolignosulfonato y sus componentes ver el apéndice " G ".

VII REGISTROS GEOFISICOS TOMADOS

a) Registros Geofísicos tomados y explicación de cada uno de ellos. ⁽⁴⁾

Registro	Intervalo	Corrida	Fecha
Microproximidad	204-314	1	29-May-76
	1601-195	2	15-Jun-76
Inducción	204-23	1	29-May-76
	1601-195	2	14-Jun-76
	1803-1485	3	30-Jun-76
	3206-1806	4	6-Sept-76
	3746-3000	5	20-Oct-76
	4069-3700	6	5-Ene-77
	4601-4071	7	22-Mar-77
	5186-4850	8	3-Jul-77
Sónico de Porosidad	201-20	1	30-May-76
	1559-194	2	17-Jun-76
	3206-1806	3	6-Sept-76
	3746-3000	4	22-Oct-76
	4077-3700	5	8-Ene-77
	5186-4900	6	2-Jul-77
Radioactivo	1601-195	1	15-Jun-76
	3206-1806	2	7-Sept-76
	3746-3100	3	20-Oct-76
	4075-3700	4	6-Ene-77
	5286-4900	5	3-Jul-77
	5161-3200	6	27-Jul-77
Calibración	1804-195	1	7-Jul-76
Densidad	3204-1805	1 y 2	6 y 7-Sept-76
	3784-3000	3	21-Oct-76
	4082-3700	4	6-Ene-77
	5186-4900	5	3-Jul-77
Sónico de Cementación	4078-3200	1	6-Jul-77
	5158-3200	2	29-Jul-77
Buzamiento	200-46	1	30-May-76
	1803-1595	2	2-Jul-76
Neutrón	3746-3100	1	20-Oct-76

(4) Para la explicación de los registros geofísicos vease el apéndice

"I".

b) Análisis de los registros Geofísicos. Cualitativo y Cuantitativo.

Se analizaron en las corridas siguientes:

5a. de inducción, 5a. sísmico de porosidad, 4a. del radioactivo, y 4a. de densidad, los cuales nos proporcionan dos intervalos con relativa alta resistividad, los que se interpretan de la siguiente manera:

- 1.- Intervalo 3309 - 3413 m. aunque presenta características resistivas, carece de importancia como almacenador de hidrocarburos por corresponder a un tramo constituido en su mayor parte por un conglomerado bien consolidado con esporádicas intercalaciones de capas delgadas de lutita.
- 2.- Intervalo 3716- 3732 m. además de presentar características eléctricas favorables para considerarlo como posible contenedor de hidrocarburos, se encuentra formado por arenisca calcáreas de grano fino con 10 a 20 % de fluorescencia amarillo claro correspondiente a la parte inferior del depósito, razones por las que se le efectuaron cálculos de porosidad (15 %) y saturación de agua (22 %) por lo anterior se recomienda este último intervalo para pruebas de producción y que no se efectuó.

Intervalo Analizado	Formación	Porosidad (fracc.)	Saturación de agua (fracc.)	$I_h \frac{m^3}{2} \frac{C.V.}{m \text{ de At}}$	Flu-
3891-3900	Depósito	0.16	0.42		AG:Y
3945-3954	Depósito	0.15	0.37	0.76	AG:Y
3960-3970	Depósito	0.16	0.34	0.84	Ac.
4051-4061	Depósito	0.13	0.38	0.69	AG:Y AG.
4884-4902	Depósito	0.13	0.33	1.22	Ac.
4915-4928	Depósito	0.11	0.35	0.79	Ac.
4956-4962	Depósito	0.12	0.25	0.36	Ac.
5060-5070	Depósito	0.12	0.26	0.62	Ac.

Este análisis de registros fue realizado por Ingenieros del dpto. de Yacimientos del distrito de Agua Dulce, Ver.

c) Registro de Incremento y Decremento de presión.

Buenas mediciones de la presión son parte esencial de las pruebas de variación de la presión en los pozos. Para obtener mejores resultados, las presiones deben ser medidas cerca de los estratos productores. El medidor de cable de líneas es el más usado en la Industria Petrolera. El medidor de cable (Amerada) consta de tres dispositivos:

- 1.- Uno sensible a la presión, generalmente un tubo bourdon.
- 2.- Un registrador de presión contra tiempo.
- 3.- Un reloj, el cual está diseñado para funcionar durante intervalos específicos de tiempo.

Fundamento.- El reloj está colocado en la parte superior del instrumento, conectado a una sección registradora, la cual contiene una gráfica metálica cubierta con una capa negra. El reloj está diseñado para mover la gráfica verticalmente hacia la sección del estilete el cual está conectado a una flecha unida por un resorte al tubo bourdon enrollado helicoidalmente, de libre rotación en su parte superior. Los fluidos entran al final de la parte baja del medidor y transmiten la presión al bourdon, causando que este se desenrosque y gire en su parte libre. El movimiento es registrado en función del tiempo por el estilete, marcando líneas muy finas en la capa negra de la capa metálica.

Resultados de los análisis del registro de Incremento de Presión

Datos:

Intervalo 4886-4895 m.	$B_D = 2.0$
$Q_D = 19 \text{ m}^3/\text{d.}$	$H = 9 \text{ m.}$
Visc. = 0.12 c.p. a c.y.	$T_y = 114.5^\circ\text{C}$
$C_t = 388 \times 10^{-8} (\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$	

Resultados:

$K = 0.49 \text{ md.}$	$P_f = 610 \text{ kg}/\text{cm}^2$
$P_i = 597 \text{ kg}/\text{cm}^2$	$F. \text{ Daño } S = - 3.787$
$R_g = 259 \text{ m.}$	$E.F. = 1.47$

Distancia a barra = 8.13 (Davis y Hawkins)

**Datos para el trazo de la curva de incremento
de presión**

Datos:

Sistema productor Fluyente
 Registrador Amerada # AM - 36152 - N 700 kg/cm²
 Temperatura ambiente 30°C
 Temperatura de calibración = Temp. de fondo 115°C
 Tiempo 22:30 horas
 Profundidad 4850 m.

Horas cerrado	Lectura aparente	Presión kg/cm ²	ΔP kg/cm ²
21:10	1348	479.8	
22:55	1363	485.2	5.4
24:55	1390	494.8	9.6
26:55	1413	503.0	8.2
28:55	1435	510.8	7.8
30:55	1438	511.9	1.1
32:55	1453	517.2	5.3
34:55	1474	524.7	7.5
36:55	1492	531.1	6.4
38:55	1492	532.9	1.8
40:55	1507	536.9	3.5
42:55	1516	539.6	3.2
44:55	1518	540.4	0.8
45:55	1526	543.2	2.8

Nota: No estabilizo

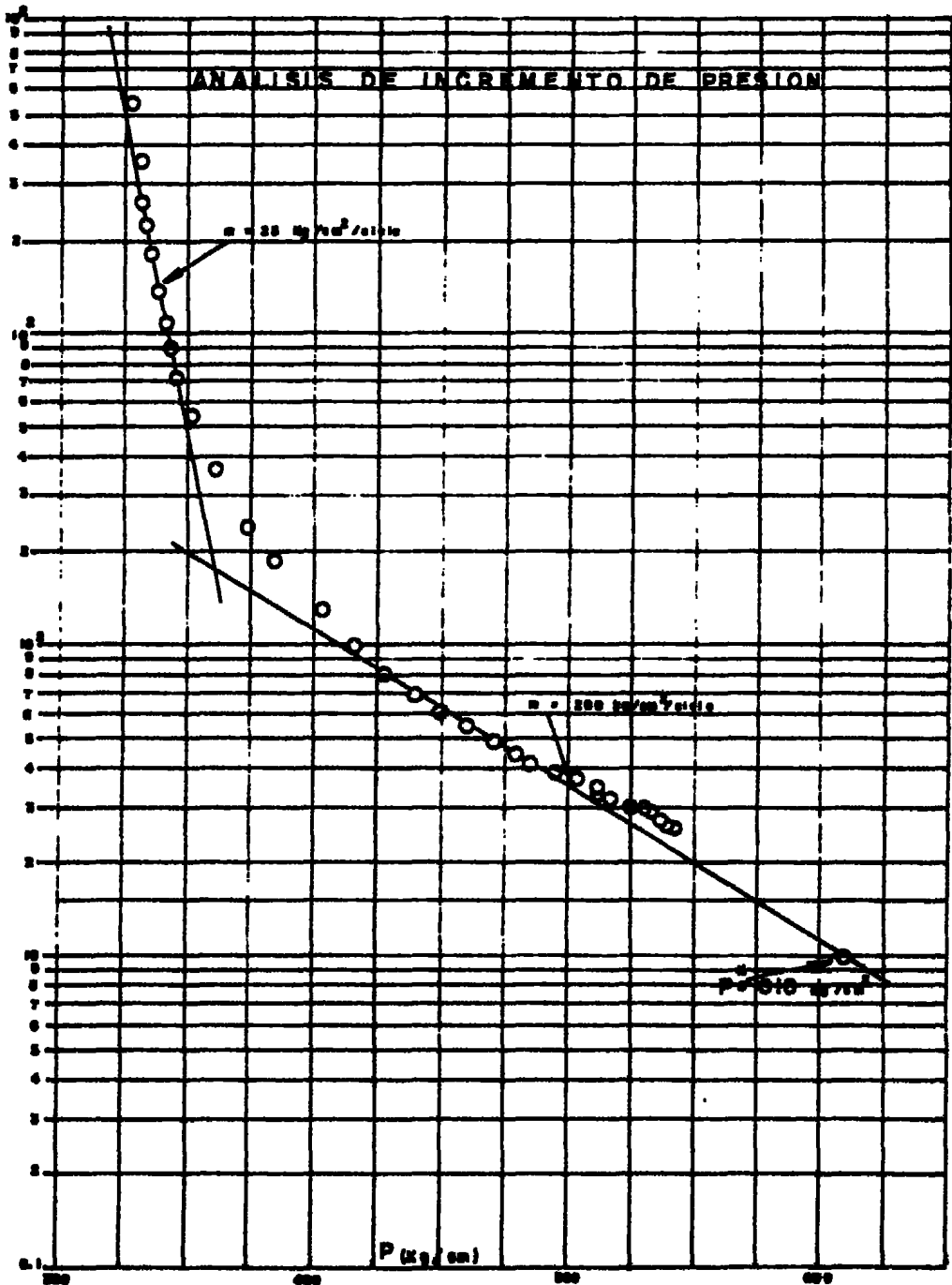
T. °C	T °C	T + ΔT °C	$\frac{T + \Delta T}{\Delta T}$	Presión kg/cm ²	ΔP kg/cm ²
0	0	0	0	323.9	0
4	4	8	2	325.7	1.8
8	4	12	3	327.8	2.1
12	4	16	4	331.8	3.2
16	4	20	5	332.1	1.1
20	4	24	6	334.6	2.5
24	4	28	7	336.0	1.4
32	8	40	5	338.2	2.2
40	8	48	6	341.0	2.8
48	8	56	7	343.5	2.5
60	12	72	9	346.3	2.8
80	20	100	5	352.4	5.1
120	40	160	4	362.0	9.6
180	60	240	4	374.5	12.5
240	60	300	5	385.1	10.6
360	120	480	4	402.9	17.8
480	120	600	5	417.2	14.3
600	120	720	6	428.2	11.0
720	120	840	7	440.7	12.5
890	120	960	8	449.9	6.2
960	120	1080	9	461.3	11.4
1080	120	1200	10	470.9	11.6
1200	120	1320	11	477.7	6.8
1260	60	1380	23	479.8	2.1

Conclusiones de los resultados obtenidos en el análisis del registro de incremento de presión .

- a) La baja presión de aceite se debe posiblemente al valor tan pequeño de la permeabilidad.
- b) No existe daño a la formación.
- c) Se trata probablemente de un yacimiento de aceite ligero ya que las características del líquido producido transportadas a condiciones de yacimiento, así lo indican.
- d) La forma de la curva de la gráfica R_{ws} contra $\frac{T + \Delta T}{\Delta T}$, sugiere que el yacimiento presenta una barrera cercana al pozo, lo cual puede tratarse de una falla o cambio lateral de facies, acuífero o contacto agua-aceite.

De estas conclusiones se recomendó lo siguiente:

- 1.- Efectuar una estimulación al yacimiento, a fin de incrementar la permeabilidad y en consecuencia el gasto de aceite.



2.- Tomar registro de incremento de presión con el objeto de corroborar los resultados arrojados por el análisis del registro de incremento de presión, y poder determinar con mayor precisión los límites del yacimiento.

Registro de Decremento de Presión

Datos:

Estado del pozo Cerrado Tiempo 14 hr.
 Intervalo 4886 - 4895 m.
 Profundidad Total 4972 m.b.m.r.
 Temperatura boca del pozo 27°C
 Presión en T.P. 185.1 kg/cm²
 Temperatura de fondo 112°C
 Temperatura Máxima de Fondo 116°C
 Presión de T.R. sin conexión

Profundidad (m)	Presión kg/cm ²	ΔP kg/cm ²	Gradiente kg/cm ² /m.
0	185.1		
100	194.7	9.6	0.0960
200	202.5	7.8	0.0780
500	225.3	22.8	0.0760
1000	263.4	38.1	0.0762
1500	301.8	38.4	0.0768
2000	339.6	37.8	0.0756
2500	379.4	39.8	0.0796
3000	422.5	43.1	0.0862
3500	466.0	43.5	0.0946
4000	509.7	43.7	0.0974
4500	551.0	41.3	0.0826
4800	580.9	29.9	0.0996
4850	587.9	6.1	0.1220
4900	592.7	5.7	0.1140

d) Registro de Verticalidad del agujero.-

Durante la perforación del pozo se tomó registro de desviación orientada (inclinómetro) cada cambio de barrena y la desviación no fue mayor de 3 grados

e) Correlación de los registros geofísicos (ver fig. V.II.8) .

Rabasa-1

MR 22 000

RARASA-1

MR 22 000

RABASA I

MR 22 000

[Faint, mostly illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page. Some characters are difficult to discern but appear to be a mix of letters and numbers.]

VIII TERMINACION

a) Fecha de inicio y terminación del pozo: 19 de Julio al 17 de Octubre de 1977 (primera etapa), Equipo Pemex # 122.

13 de Marzo al 10 de Junio de 1978 (segunda etapa), Equipo Pemex # 5651

b) Equipos de Terminación: Equipo Pemex # 122 (Perforación), Equipo Pemex # 5651 (Reparación y Terminación)

Características Equipo Pemex # 5651

MASTIL

Marca	Modelo	Long. (pies)	H.P. (n)
Piramid	M-335	101.8	300

MALACATE

Marca	Modelo	Ø Cable	H.P. (n)
Nacional	T-45	1-1/8"	450-600

MOTORES

# de Motores	Marca	Modelo	H.P. (n)	R.P.M.
1	Rolle Royce	CB-NFL	225	1800
1	Rolle Royce	CB-NFL	225	1800
1	Carter-pilar	D-399-PC	1425	1300
3	General Motors		67	1890

Bombas de Lodos

# de Bombas	Marca	Modelo
1	Gardner Denver	FXG-R
2	Gardner Denver	Fz-B

PLANTA DE LUZ

#	Marca	Generador de C.A.		Motores	
		Modelo	KWA	Marca	Modelo
2	Delco Remy	I-5274	50	Perkins	G6 -3542

c) Distribución del aparejo de producción⁽⁵⁾ (ver Fig.VII.1)

Extremo inferior 2-3/8" con 35 unidades selladoras	5030.60 m.
Empacador Baker 415-D 5"	5010.90 m.
Camisa Deslizable Otis X-A 2-3/8"	5000.40 m.
Combinación 2-3/8" 2-7/8"	3948.80 m.
Camisa Deslizable Otis X-A 2-7/8"	3940.40 m.
T.P. 2-7/8" P-105 4.7 y 6.5 lb/pie	4000.00 m.

d) Tipo de Terminación y Agujero⁽⁶⁾: Terminación sencilla con empacador y agujero ademado

e) Conexiones Superficiales:

Arbol de Válvulas	13-3/8" x 9-5/8" x 5" x 2-7/8"
Marca	FIP
Serie	S-2900 T.S.
Bola Colgadora	9-5/8" x 7" x 5"
Niple Colgador	Brown GMC-7"

f) Intervalos Perforados.- Con T.P. 2-7/8" franca a 5030.67 m. y con pistola C.J. 1-11/16" se perforó el intervalo 5060-5070 m. con 13 orif./metro. Con aparejo de producción (ver fig.vii.1) a 4850 m. y Pistola Scallop de 1-9/16 se perforó el intervalo 4886-4895 m. con 13 Orif./metro

(5) Se recomienda ver el apéndice "E" para la descripción de las ---

ARBOL DE VALVULAS F.I.P Y APAREJO DE PRODUCCION

POZO: RABASA N° 1

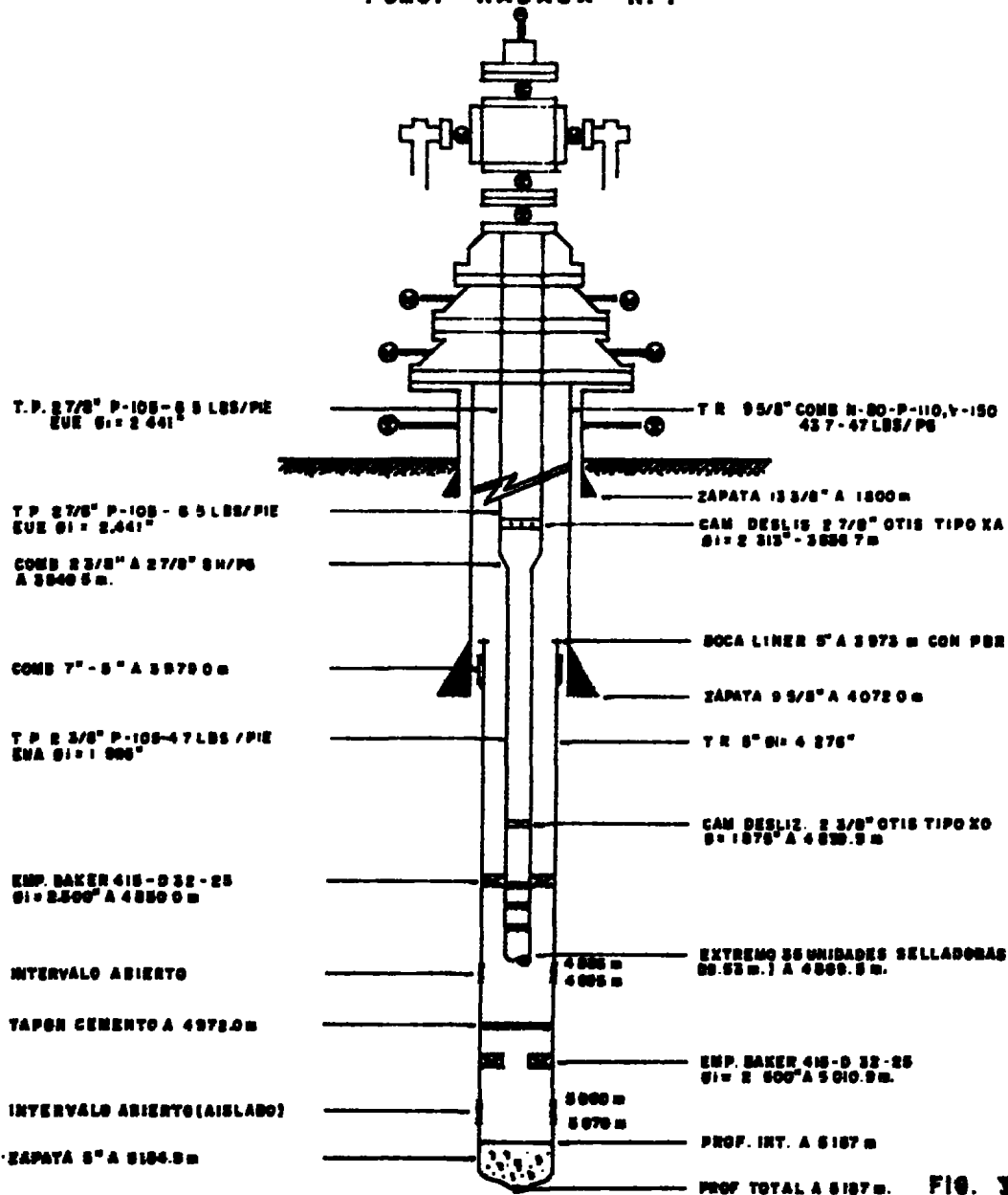


FIG. 334

principales herramientas empleadas en el aparejo de producción

(6) Para un mejor entendimiento para este tipo de terminación, véase el apéndice "F".

g) Cementaciones realizadas

g1) Cementación forzada (1a. etapa) a boca de liner a través del retenedor Mercury "K" a la profundidad de 3965 m., probó con 15 tons. de tensión y cementó con 5 tons. de cemento Apasco - tipo "G", 1.5 tons de D-8, 200 kg de bentonite, 1.4 tons de sal, 15 kg de D-6 y 65 kg de R-11 con las siguientes presiones: Presión de admisión o rotura 161 kg/cm², presión de inyección = presión máxima = 91 kg/cm² y presión final de 77 kg/cm². Segunda etapa, a través del retenedor Mercury "K" a la profundidad de 3955.62 m., efectuó cementación con 8 tons de cemento Apasco tipo "G" al 0.8 % de M-11, con una presión de admisión o rotura de 268 kg/cm², presión de inyección = presión máxima = 102 kg/cm² y presión final de 85 kg/cm².

g2) Colocación de un tapón por circulación.- Con tubería de perforación 4-1/2 franca a la profundidad de 5040 m. se colocó el tapón por circulación con la cantidad de 50 sacos de cemento Apasco tipo "G".

Objetivo.- Taponer el intervalo 5060 - 5070 m. que resulto -- ser improductivo.

g3) Colocación de un tapón por circulación (primera etapa), con tubería de producción 2-7/8" franca a 2601 m. se colocó el tapón por circulación con 3.5 tons de cemento Apasco tipo "G" al 0.3% de retardador R-50. el cemento subió a 2594 m., segunda etapa con T.P. 2-7/8" franca a 596 m. se colocó el tapón con 3.5 tons de cemento Apasco Tipo "G" solo. Cima de cemento a 583 m.

Objetivo.- Se colocó el tapón de abandono por accidente mecánico al fallar el empacador del aparejo de producción (comunicación T.P. y T.R.), posible rotura de T.R., quedándose en el pozo como pescado 2172 m. de T.P. 2-7/8" y aparejo de producción.

h) Avance de la Terminación y problemas que se presentaron

Fecha	Operaciones
19 al 28-VII-77	Desconecto T.P. 4-1/2", metió bna. 8-1/2" y escarificador 9-5/8" a boca de liner, circuló y sacó. Metió Escapador Set-Down 9-5/8" y válvula P-1 a 3965 m. y probó boca de liner con 140 kg/cm ² y sacó. Metió Molino Servco 3-3/4" a 5157 m. (cima de cemento), circuló y sacó. Metió bna. 3-3/4", canasta lateral 3-11/32" y escarificador 5" a 5157 m., circuló y sacó. Se efectuó registros de: Sónico de Cementación y Radioactivo. Adherencia total 50%, en zonas de interés 80%.
29-VII al 4-VIII-77	Metió cementador Set-Down 9-5/8" y válvula de circulación a 3965 m., ancló cementador e intentó probar boca de liner sin éxito por comunicación de T.P. a T.R. Sacó cementador. Metió cementador 9-5/8" y válvula de circulación 2-7/8" a 3965 m., probó árbol de válvulas con 385 kg/cm ² , ancló cementador, probó, abrió válvula y desplazó lodo por agua en T.P., cerró válvula y observó pozo manifestando flujo de agua salada, gas y poco aceite, abrió válvula y circuló inverso, quitó árbol de prueba, sacó cementador. Metió retenedor Mercury "K" a 3962 m. y ancló probando con 15 tons de tensión y peso. Se efectuó prueba de inyección 161 kg/cm ² y cementación forzada, sacó soldador.
5 al 10-VIII-77	Metió Molino Hechizo 8-1/2" a 3960 m. (sin encontrar tapón), rebajo cemento 0.40 m. donde se deslizó el tapón hasta 3971.60 m., intentó seguir rebajando sin éxito por no tener avance, suspendió, circuló y sacó con desgaste de 80%. Metió Molino Hechizo 8-1/2", canasta colectora 6-9/16" a 3971.82 m., circuló y operó sobre tapón Mercury "K", suspendió por no tener avance y sacó sin recuperar chatarra.
11 al 15-VIII-77	Metió Molino Junk Mill 5-5/8" y canasta colectora 6-9/16 a 3971.82 m., circuló, operó canasta, rebajó tapón a 3972.56 m. y sacó quedando como pescado molino (0.09 m.) degollado del piñon. Metió Tarraja 7" a 7-1/4" revestida de carburo de tungsteno a 3972.90 m., circuló, operó Tarraja hasta 3973.07 m., sacó sin recuperar. Metió canasta magnética de 7" y lateral de 6-9/16" a 3973.07 m., circuló, operó canastas, sacó recuperando un pedazo de chatarra. Metió sello de plomo a 3972.90 m., operó y sacó.
16 al 19-VIII-77	Metió Tarraja 7-1/2" a 7-5/8" revestida de carburo de tungsteno a 3973.32 m., operó Tarraja, sacó recuperando 100%. Metió Molino Hechizo 8-1/2" y canasta lateral 6-9/16" a 3973.27 m., operó Molino a 3973.45

Fecha

Operaciones

Sacó recuperando chatarra de tapón Mercury "K". Metió Molino Cónico 5-1/2" a 3973.46 m., circuló, metió libre a 3974 m., operó molino, suspendió por no tener avance y sacó. Metió Molino Servco 4-1/2" y canasta colectora 3-5/8" a 3974.50 m., circuló y operó canasta a 3974.80 m., metió a 3979 m., circuló y sacó recuperando 700 gr de chatarra.

20 al 24-VIII-77

Metió bna. 8-1/2", canasta colectora 6-9/16" y escurridor 9-5/8" a 3970 m., circuló y sacó. Metió probador RTTS 9-5/8", junta de seguridad y válvula de igualación a 3964 m., desplazó lodo de la T.P. por agua, probó boca de liner con 210 kg/cm², observando flujo continuo, abrió válvula y circuló inverso, sacó, quitó árbol de válvulas, metió retenedor Mercury "K" 9-5/8" a 3955.62 m., ancló y probó con 105 kg/cm² por espacio anular y directo con 266 kg/cm² donde admitió la formación. Efectuó cementación forzada a boca de liner, sacó soltador. Metió bna. 8-1/2", circuló y sacó.

25 al 31-VIII-77

Metió bna. 8-1/2" a 3928 m. (cima de cemento), probó con 6 tons, rebajó cemento a 3953.95 m., suspendió por no tener avance y sacó. Metió Molino Hechizo 8-1/2" 3953.92 m., circuló y probó T.R. con 70 kg/cm², rebajó cemento y tapón Mercury "K" a 3955.35 m., circuló y sacó. Metió Molino Hechizo 8-1/2" y Canasta Colectora 6-9/16" a 3955.35 m., circuló y operó, suspendió por no tener avance y sacó recuperando chatarra del tapón. Metió bna. 8-1/2" y canasta colectora 6-9/16" a 3956.50 m., circuló, operó canasta, rebajó cemento a 3972.40 m., suspendió por no tener avance, circuló, operó canasta y sacó recuperando chatarra (1kg). Metió Molino 5-1/2" y canasta colectora 5-1/2" a 3972.40 m., circuló, operó canasta, rebajó tapón de cemento a 3978 m., sacó recuperando 1 kg de chatarra.

1 al 14-IX-77

Metió molino 3-1/2" y canasta lateral 3-11/32" a 3973.83 m., circuló y operó canasta, rebajó cemento a 3980.45 m., suspendió por no tener avance y torsión de la T.P., circuló y sacó. Metió misma herramienta y rebajo a 3980.65 m., circuló y sacó. Metió misma herramienta a 5157 m., circuló y sacó. Probó conexiones superficiales con 210 kg/cm².

15 al 27-IX-77

Desplazó lodo por agua dulce. Instaló cabezal y preventores, línea de control superficial y probó con 210 kg/cm². Metió bna. 3-3/4", canasta lateral 3-11/16" y escurridor 5" a 5163 m., circuló e instaló válvulas al cabezal, sacó bna. y metió empacador Baker 415-D a 5010 m., ancló y intentó soltar sin éxito.

- 28-IX al 3-X-77 Se intentó soltar empujador tensionando con 12 tons, rompiéndose el cable dejando como pescado GCL y saltador. Metió pescante Bowen 3-3/4" y cuñas 2-1/5" a 5004.37 m. (boca de pescado), operó sin éxito, sacó. Metió mismo pescante con cuñas 2-5/16 a 5004.37 m., operó y sacó recuperando saltador y GCL (cabeza de sonido detector de coples), Metió pescante Bowen 3-5/8" con cuñas 2-7/8" a 5008 m., operó y tensionó con 12 tons, sacó recuperando pescado 100%, intentó probar unidad selladora, sin éxito por no pasar la varilla de prueba.
- 4 al 7-X-77 Metió unidad selladora y T.P. 2-3/8" probando con 490 kg/cm² a 3215 m., suspendió por romperse madril del probador. Con aparejo fluyente a 3219.67 m., circuló inverso recuperando madril, bajo aparejo a 4998 m. probando con 490 kg/cm², circuló inverso lavando pozo, bajo aparejo quedando extremo a 5031.82 m., empujador Baker 415-D a 5010.56 m., válvula de circulación Otis X-A 2" a 5000.52 m. y válvula Otis X-A 2-1/2" a 3940.48 m., quitó preventor y instaló árbol de válvulas S-2900, probó árbol de válvulas con 490 kg/cm², intentó probar anillo entre árbol de válvulas y cabezal sin éxito, quitó árbol de válvulas 2-3/8", instaló árbol de válvulas 2-7/8", probó sin éxito por encontrarse en malas condiciones dos válvulas laterales.
- 8 al 14-X-77 Cambió válvulas laterales 2-7/8", probó satisfactoriamente. Intentó disparar con pistolas Super Ion 1-11/16 sin éxito por haber resistencia a 4996 y 5002 m., quitó árbol de válvulas, instaló preventor, sacó aparejo de producción, metió T.P. a 5090 m., circuló y colocó bache de diesel, circuló inverso y sacó T.P. Metió aparejo de producción probando juntas con 490 kg/cm², quedando Multi "V" de 5030.67 a 5010.50 m., válvula Otis X-A 2" a 5047 m., combinación 2-7/8" a 2-3/8" a 3948.66 m., válvula Otis X-A 2-1/2" a 3940.48 m.. Quitó preventor y instaló árbol de válvulas FIP S-2900 T.S. y probó el mismo, con pistolas Scallop 1-9/16" abrió intervalo 5060-5070 m. y observó pozo a la atmósfera sin manifestación, cerro pozo.
- 15 al 18-X-77 Observó pozo cerrado sin presión, abrió pozo sin manifestación, con C.J. 1-11/16" rediaperó intervalo 5060-5070 m. y observó sin manifestación, con línea de acero abrió válvula 2", circuló, desplazó agua de la T.P. con 4200 m³ de nitrógeno observando una presión final de 364 kg/cm², cerro válvula y pozo. Abrió pozo sin manifestación. Quedó pendiente para su Terminación.

Fecha

Operaciones

- 13 al 15-III-78 Con equipo instalado abrió válvulas de T.P. y T.R. sin manifestación, probó ensamble de estrangulación y llenadera con 250 kg/cm², intentó probar tubo vertical sin éxito por fuga del empaque del tubo lavador, bajo Stand Pipe y cambió niple 3". Con línea de acero calibró con sello de plomo 1-3/4" tocando profundidad interior a 5087 m. Abrió camisa Otis -- X-A 2" a 5004 m., instaló manguera del Stand pipe, y Swivel, probó Stand pipe, manguera macho Kelly y Unión Giratoria con 210 kg/cm², intentó circular -- sin éxito por estar abierto válvula del cabezal 16".
- 16 al 19-III-78 Trató de cerrar válvulas camerón del cabezal de 16" sin éxito, con unidad de línea intentó abrir camisa Otis sin éxito, quedando como pescado barra rodillo articulada, tijera operador de 1-13/16". Con pescante a 4998 m., operó recuperando 100%, abrió camisa Otis y circuló directo con agua. Instaló dos tensores de contravientos, tensores a cables de 7/8" de retención del Mastil al Caballete, cuatro contravientos traseros de 7/8" y tensores de 1" x 1-1/2" -- con grilletes, gatos mecánicos de 4-1/2". Quitó árbol de válvulas e instaló preventor camerón tipo -- "U" S-1500 con adaptador 6" 5 m. x 7-1/16" 10 m. Probó conexiones y recuperó bola colgadora FIP U-41
- 20 al 29-III-78 Sacó Multi "V" y aparejo de producción, metió T.P.- 2-3/8" franca a 4630 m. y efectuó Tapón de Cemento por Circulación, sacó a 4600 y espera fraguado, bajo a 4972 m. (cima de cemento), circuló con agua dulce y sacó. Metió Molino Economill 4-1/8" a 4972 m., circuló y sacó. Metió canasta calibradora 4-1/8" a 4972 m. y sacó. Metió y ancló empacador Baker 415-D a 4850 m., Metió aparejo fluyente a 3164 y sacó por cambio de programa. Probó cabezal, válvulas del cabezal 13-3/8", 9-5/8" y 5" con 210 kg/cm².
- 30-III al 4-IV-78 Metió aparejo fluyente 2-7/8" probando juntas con 350 kg/cm² a 4850 m., quedando multi "V" a 4869.53 m., empacador 415-D a 4850 m., camisas deslizables Otis X-A 2-3/8" y 2-7/8" cerradas a 4839.90 y -- 3838.70 m. Quitó preventor, instaló árbol de válvulas FIP S-10000, probó árbol de válvulas con 490 kg/cm². Con pistola Scallop 1-9/16" abrió intervalo 4886-4895 m., abrió pozo a la atmósfera con 147 kg/cm², abatiéndose a cero desalojando agua de control aceite y gas, cerro pozo. Abrió pozo con 100 kg/cm², abatiéndose a 70 kg/cm² desalojando aceite y gas. Cambió a 3/8" abatiéndose la presión a 45 kg/cm², cambio nuevamente a 3/4" abatiéndose a 10 kg/cm². Cerro pozo con 91 kg/cm² en T.P. y T.R. 0

Fecha

Operaciones

- 5 al 9-IV-78 Con línea de acero calibró T.P. con 1-3/4" y verifico fondo a 4972 m., efectuó registro de presión, observándose una presión de fondo (4900 m.) de 592.7 kg/cm² y presión superficial de 185.1 kg/cm², temperatura máxima de fondo de 112°C, verifico obturamiento de camisa deslizable Otis X-A 2-3/8" a 4839.90 m. y 2-7/8" a 3838.70 m. Cerro pozo con 210 kg/cm², abrió pozo sfgrando, con producción de aceite de 45 m³/d (ver cap. IX). Metió sello de plomo 1-3/4" a 4972 m., sacó, efectuó registro de presión fluyendo por 7/32" de cero a 4850 m. Sacó registrador Amerada, metió mismo aparato a 4850 m. y operó.
- 10 al 14-IV-78 Con registrador Amerada efectuó registro de Incremento de presión a pozo cerrado, sacó registrador, abrió pozo por 7/32" bajando la presión de 144 a 20 kg/cm² desalojando gas y aceite. Con aparejo fluyente a 4850 m. efectuó prueba de admisión a través del intervalo 4886-4895 m. con 4 m³ de diesel sin éxito por incrementarse la presión a 210 kg/cm², descargo a la atmósfera, abrió pozo y con línea de acero abrió camisa Otis 2-3/8" a 4839.90 y efectuó estimulación (ver caps. IX y X).
- 15 al 25-IV-78 Lleno T.R. con agua dulce observándose comunicación de T.R. a T.P., cerro pozo con 7 kg/cm², con línea de acero calibró T.P. a 4972 m. y abrió camisa Otis 2-3/8" a 4840 m., bombeo salmuera de 1.33 gr/cm³ desalojando aceite y agua, cerro pozo, acondicionó salmuera a 1.33 gr/cm³, circuló observando sin manifestación y quitó árbol de válvulas e instaló preventor. Intentó desanclar multi "V" sin éxito, levantó a 4846 m., observado pérdida parcial del fluido de control, lleno pozo circuló con agua salada de 1.20 gr/cm³, intentó desanclar multi "V" sin éxito.
- 26-IV al 1-V-78 Con línea de acero bajo calibrador 1-13/16" a 2850 m. Metió corta tubo químico 1-11/16" a 4881 m., intentó operar sin éxito por no disparar y resistencia a 4082, 4084 y 4762 m. Metió calibrador 1-11/16" a 4117 m., resistencia, circuló inverso, sacó, metió sello de plomo 1-3/4" a 4163 m. encontrando resistencia, circuló con lodo salado, bajo a 4225 m., resistencia, sacó con impresión de asfalto.
- 2 al 13 -V-78 Con línea de acero metió sello de plomo 1-3/4" a 4225 m., sacó con impresión de T.P. colapsada, cerro pozo y instaló árbol de válvulas S-1500 y probó con 210 kg/cm². Acondicionó lodo C.L.S.E. de 1.50 x 50. Dimplezó lodo salado por C.L.S.E., intentó efectuar corte químico en dos ocasiones sin éxito por encontrarse resistencia a 3859 m., circuló inverso, intentó efec-

Fecha

Operaciones

tuar con corta tubo Mc Collough en tres ocasiones sin éxito por encontrarse resistencia a 3859, 2438 y 2548 m., circuló lodo C.L.S.E. de 1.50 x 55, efectuó vibración sobre la sarta a 3859 m., con 400 gr de primacord operó a desconectar sin éxito, intentó nuevamente vibración sobre la sarta sin éxito por resistencia a -- 2485 y 2467 m., circuló.

14 al 20-V-78

Efectuó vibración de la sarta, con 400 gr. de primacord sin éxito por resistencia a 2693m., circuló y sacó T. P. 2-7/8" quedando boca de pescado a 2076.30 m. Acondicionó lodo 1.53 x 50, metió bna.6" a 2016.80 m., -- circuló y sacó. Quitó preventor 6" tipo "U" S-1500 y carrete adaptador 6" por 10", instaló preventor 10" tipo "U" S-1500 y conexiones superficiales. Metió pescante izquierdo 6", junta de seguridad 4-1/8", Reversing Tool 5-13/16" a 2082 m., conectó, operó y sacó -- recuperando parte del pescado.

21 al 30-V-78

Metió bna. 6" a 2200 m., suspendió para acondicionar lodo 1.51 x 55 y contrapozo, bajo a 2667 m., circuló y sacó. Metió pescante 6", junta de seguridad 4-1/8" Reversing Tool 5-13/16" a 2675 m., conectó, operó y -- sacó sin recuperar pescado. Metió bna. 6" a 2167 m., circuló y sacó. Metió Tarraja izquierda 4-3/4", junta de seguridad 4-1/8" y martillo hidráulico 4-1/2" a -- 2675 m., operó y sacó sin recuperar.

1 al 4-VI-78

Metió sello de plomo 7-5/8" a 2675 m., circuló y operó, sacó con impresión de medio círculo de 1-7/8", -- metió Molino 8-1/2 y canasta colectora 5" a 2675 m. encontrando resistencia, bajo a 2678 m., circuló desalojando recortes de fierro, intentó sacar sin éxito por encontrarse trabado (posible rotura de T.R.), destrebó y sacó.

5 al 11-VI-78

Metió T.P. 2-7/8" franca a 2601 m., circuló, colocó tapón por circulación y sacó. Metió T.P. 2-7/8" franca a 2594 (cima de cemento), probó satisfactoriamente, sacó a 596 m., colocó tapón por circulación y sacó a 446 m., circuló inverso y sacó. Metió T.P. 2-7/8" franca a 583 m.(cima de cemento), probó satisfactoriamente, y sacó. Quitó preventor y cabezal 10" x 12" S-1500, instaló cabezal 9-5/8", metió franca a 404.60 m. y colgo, instaló árbol de válvulas FIP S-2900, -- probó satisfactoriamente y desmantelo equipo.

IX DATOS DE PRODUCCION .

a) Primera Prueba de Producción.

Intervalo	5060 - 5070	Se abrió una sola vez, no aportó nada.
Formación	Depósito	
Empacador (Baker 415-D)	5010 m.	

Procedimiento.- Con pistola super ión 1- 9/16" disparó intervalo - 5060 - 5070 m., observó pozo a la atmósfera sin manifestación, cerró pozo, observó pozo cerrado sin presión, abrió pozo a la atmósfera con c.j. 1- 11/16", redisparó intervalo 5060 - 5070 m. observó pozo a la atmósfera sin manifestación, con línea de acero abrió camisa Otis X-A 2-3/8", circuló, desplazó agua de la T.P. con 4,200 m³ de nitrógeno observandose una presión final de 364 kg/cm², cerró camisa Otis X-A, descargo a cero, pozo cerrado, abrió pozo a la atmósfera sin manifestación. se taponó este intervalo por ser improductivo.

b) Segunda Prueba de Producción.

Intervalo	4886 - 4895 m.	Se abrió una sola vez. taponado por accidente mecánico
Formación	Depósito	
Empacador (Baker 415-D)	4850 m.	

Procedimiento.- Con pistoles Scallop 1- 9/16" abrió intervalo 4886-4895 m., abrió pozo a la atmósfera con 187 kg/cm², abatiendose a --cero desalojando agua de control y posteriormente aceite y gas, cerró pozo, abrió pozo por 3/4" con 100 kg/cm², abatiendose a 70 kg/cm², desalojando aceite y gas. cambio a 3/8", abatiendose la presión a 10 kg/cm², desalojando agua dulce, aceite y gas, cerró pozo con 91 kg/cm² en T.P. y cero en T.R., con línea de acero calibró T.P. con

1-3/4" y verifíco fondo a 4972 m. se efectúo registro de presión de fondo observandose una presión de 592.7 kg/cm² a 4900 m. y una presión en la boca T.P. de 185 kg/cm² con temperatura máxima de fondo de 112 °C, el nivel de aceite se encontro a 23 m., con línea de acero se verifíco obturamiento de la camisa deslizabte Otis X-A 2-7/8" a 3837.9 m. y camisa deslizabte Otis X-A 2-3/8" a 4839.9 m. cerró pozo con 210 kg/cm², abrió pozo, sforando, aceite 45 m³/d. GF - 22000 M³/d, RGA 507 m³/m³ por 7/32" con 32 kg/cm², segundo aforo, aceite 20 m³/d GF 19500 m³/d, RGA 975 m³/m³ por 7/32" con 22 kg/cm², con aparato fluyente a 4869.5 m. efectúo prueba de admisión a través del intervalo 4886 - 4895 m. con 4 m³ de diesel sin éxito por incrementarse la presión a 210 kg/cm², descargo a la atmósfera, abrió camisa Otis X-A 2-3/8" a 4839.9 m. y efectúo estimulación.

Conclusión.- Se abrió en múltiples ocasiones (mínimo 50 veces), en todas ellas fluyo aceite y gas a la atmósfera con presiones iniciales de 150 a 210 kg/cm², abatiendose a 10 kg/cm², en un tiempo promedio de 30 min., debido a la comunicación entre la T.P. y La - T.R. por fallas mecánicas en el aparato de producción (empacador), y debido a que no fue posible resolver satisfactoriamente el problema mecánico se término como productor taponado por accidente mecánico, quedando como pescado 2172 m. de 2-7/8" y el aparato de producción. No se logro una prueba de producción satisfactoria en este pozo

X ESTIMULACION

Intervalo: 4886 - 4895 m.

Procedimiento.- Con línea de acero calibró T.P. con 1-3/4" de diámetro a la profundidad de 4972 m., con línea de acero abrió camisa Otis X-A 2-3/8" a la profundidad de 4839.90 m. y efectúa estimulación a través del intervalo 4868-4895 m., con 1 m.³ de HCl al 15 % de limpieza, 3 m.³ de Mud Sol II, 2.5 m.³ de diesel. Suspendió la operación observándose comunicación entre T.P. y T.R., durante la estimulación se observó: Presión de inyección de 336 kg/cm², presión máxima de 420 kg/cm² y gasto de 0.3 bls/min., cerró pozo. Abrió pozo a la atmósfera por 7/32" con 265 kg/cm², abatiéndose a 10 kg/cm² desalojando residuos de la estimulación. Observó pozo franco a la atmósfera, fluyendo sin presión. Con línea de acero abrió camisa Otis X-A 2-3/8" a 4839.90 m. y efectúa desplazamiento de los fluidos contenidos en la tubería de producción con 2000 m.³ de nitrógeno alcanzando una presión máxima de 217 kg/cm². Se procedió a cerrar la camisa Otis X-A 2-3/8", después se abrió la tubería de producción por 7/32" fluyendo nitrógeno abatiéndose la presión a cero. Observó pozo franco a la atmósfera desalojando aceite y gas sin presión.

Se hizo prueba de producción en el mismo intervalo (4886 - 4895 m.).

APENDICE " A "

CARACTERISTICAS DEL TIPO DE BARRENAS

CARACTERISTICAS DEL TIPO DE BARRENAS

La clasificación A.P.I. de las barrenas, entre el tipo de estas, el cual se caracteriza por tener 3 números con los cuales podemos darnos cuenta de las principales características de la barrena.

El primer número o dígito varía del 1 al 8 y nos indica si la barrena en sus conos tiene dientes insertados o maquinados. Del número 1 al 4 nos indica que los dientes de los conos de la barrena son maquinados y del número 5 al 8 nos indica que los dientes son de insertos. Además entre el tipo de formación, el número (1) es para formaciones suaves, el (2) es para formaciones medianas, el número (3) es para formaciones duras, el número (4) este número no existe en la clasificación, el número (5) es para formación suave, el número (6) es para formaciones medianas, el número (7) es para formaciones duras y el número (8) es para formaciones extremadamente duras.

El segundo dígito o número varía del número 1 al 4 y nos indica la longitud de los dientes de los conos y la excentricidad de los conos. Por lo consiguiente el número (1) nos indica que la excentricidad de los conos es muy grande y el tamaño de los dientes lo es también, el número (2) indica que la excentricidad de los conos es ligeramente grande también el tamaño de los dientes, el número (3) indica que la excentricidad de los conos es muy ligera y el tamaño de los dientes es algo pequeño y por último el número (4) nos indica que es pequeña la excentricidad en los conos de la barrena y que el tamaño de los dientes es pequeño. Por último el tercer dígito o número varía del 1 al 8 y nos indica lo siguiente:

1. Indica que es barrena estandar de diente maquinado
2. Indica que el cono de la barrena tiene protector para conservar el diámetro de esta, (el diente tiene terminación en T).

3. Indica que los conos de la barrena tienen protector del diámetro. --
4. Indica que los baleros de los conos son sellados.
5. Indica que los baleros de los conos son sellados y además que tienen protector de diámetro.
6. Indica que los baleros de los conos de la barrena son "Journal".
7. Indica que los baleros de los conos de la barrena son "Journal" y -- tienen protección del diámetro.
8. Indica que la longitud de la tobera es grande.

Con esta breve descripción de los dígitos del tipo de barrena podemos -- saber que características tienen las barrenas que emplearon en la perforación del pozo Rabasa No. 1.

Tipo 121.-Es una barrena con dientes maquinados para formaciones de dureza mediana, la excentricidad de los conos es ligeramente grande también el tamaño de los dientes y es una barrena estandar.

Tipo 131.- Es una barrena con dientes maquinados para formaciones suaves, la excentricidad de los conos es ligeramente pequeña al igual -- que el tamaño de los dientes y es una barrena estandar.

Tipo 214.- Barrena con dientes maquinados para formaciones de dureza mediana, la excentricidad de los conos es grande al igual que el tamaño de los dientes de los conos y es una barrena con baleros de los conos sellados.

Tipo 221.- Barrena con dientes maquinados para formaciones de dureza mediana, la excentricidad de los conos es ligeramente grande también el tamaño de los dientes y es una barrena estandar.

Tipo 627.- Es una barrena con dientes de inserto para formaciones de dureza mediana, la excentricidad de los conos es ligeramente grande -- también el tamaño de los dientes y los baleros de los conos de la barrena son " Journal " y tienen protección del diámetro.

APENDICE " B "

**CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DE PERFORACION,
REVESTIMIENTO Y PRODUCCION.**

**CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO
CEMENTADAS.**

Ø pulg.	Grado	Peso lb/pie	Espesor pulg.	Ø Int. pulg.	Resistencia al colapso PSI	Capacidad Bbl./pie
30	B		0.816	29.184		0.4190
20	H-40	94	0.876	19.124	520	0.3552
13-3/8	K-55 J-55	61	0.860	12.515	1540	0.1521
9-5/8	P-110	43.5	0.870	8.755	4430	0.0744
	N-80	43.5	0.870	8.755	3810	0.0744
	N-80	47	0.944	8.681	4750	0.0732
	P-110	47	0.944	8.681	5310	0.0732
	V-150	47	0.944	8.681		0.0732
5	P-110	18	0.724	4.276	13450	0.0177

PRESIONES DE PRUEBA PARA INSTALACIONES SUPERFICIALES

T.R. Cementadas	Grado	Peso(lb/pie)	Cabezal y PSI	Cuerpo y PSI
30	B			
20	H-40	94	2980	2980
13-3/8	K-55 J-55	61	2980	2980
9-5/8	P-110	43.5	4968	4968
	N-80	43.5		
	N-80	47		
	P-110	47		
	V-150	47		
5	P-110	18	7097	7097

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA DE PERFORACION

Ø pulg.	Grado	Peso lb/pie	Ø Exta. de la Junta (pulg.)	Ø Int. del tubo (pulg.)	Ø Int. de la Junta (pulg.)
4-1/2	X-95	16.6	5-3/4	3-53/64	3.0

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA DE PRODUCCION

Ø pulg.	Grado	Peso lb/pie	Espesor pulg.	Ø Int. pulg.	Capacidad Bbl./pie
2-7/8	P-105	6.5	0.434	2.441	0.00579

APENDICE " C "

**CARACTERISTICAS DE LOS TIPOS DE CEMENTO Y DE
LOS ADITIVOS EMPLEADOS EN LA CEMENTACION DEL
POZO**

Cemento Apasco tipo " A " .- Para usarse a 6000 pies de profundidad a 170 °F), el tiempo de fraguado de la mezcla de cemento tipo " A " conteniendo 4 a 12 % de Gel es acelerado cuando se compara con el cemento limpio; es aproximadamente una quinta parte más corto que el cemento limpio (sin aditivos) a 160°F y aproximadamente una tercera parte más corto que el cemento limpio a 100°F cuando la máxima cantidad de agua es usada, este efecto de gelatina en el tiempo de fraguado del cemento tipo " A " no varía apreciablemente con diferentes porcentajes de gelatinocidad si menos que la máxima cantidad de agua es usada, en esta mezcla, el tiempo de fraguado se acelera aun más adicionalmente, sin considerar la temperatura de la concentración de la gelatinocidad, una aceleración adicional puede ser obtenida por el uso de cloruro de calcio.

Cemento Apasco tipo " G " .- Cemento básico para usarse a 8000 pies de profundidad (200°F) y es compatible con aditivos aceleradores o retardadores de fraguado.

R = 5 = D .- Es un retardador de fraguado de cemento, usado para pozos que tienen una temperatura de circulación de fondo hasta 86°C. El rango que se usa con cemento tipo " G " es de 0.1 a 0.6 % por peso de cemento.

R = 11 .- Es un retardador de fraguado del cemento, usado para pozos que tienen una temperatura de circulación mayor de 93°C . El rango que se usa con cemento tipo " G " es de 0.1 a 3.2 % por peso de cemento.

RC = 301 (IMP) .- Es esencialmente un retardador de fraguado del cemento, para usarse en las cementaciones primarias y a presión o forzadas con temperaturas estáticas de pozos petrolíferos en el fondo de hasta 160°C. Su rango de trabajo es de 2000 a 4500 m., por sus características elimina el uso de antiespumantes y reduce el consumo de reductores de fricción y de pérdida de filtrado. Se usa en concentraciones de 0.1 a 1.5 % por peso de cemento, su aspecto es de un polvo color crema. Se presenta en bolsas de polietileno, contenidas en cufetes de 25 kg.

Ventajas:

- a) Muy buena eficiencia como retardador, ya que en concentraciones tan pequeñas, como 0.4 % se obtienen tiempos de espaciamento de más de 3 horas a profundidades de 4000 m.
- b) Propicia la retención de agua de la lechada, manteniendola fluida y bombeable.
- c) Durante la preparación de la lechada, no forma espuma, por lo que no se requiere la aplicación de antiespumantes.
- d) Incrementa la resistencia del cemento a la compresión a las 24 horas respecto al cemento puro y supera la que se logra con cementos salados, aumentando así su capacidad para sostener la tubería.
- e) Se ha encontrado que es compatible con todos los productos comúnmente empleados en las cementaciones de tuberías de revestimiento y los mejores resultados se obtienen con cemento A.P.I. clase " G ", en las lechadas preparadas con agua dulce o salada.

A=6 .- Es cloruro de sodio y es ampliamente usado para acelerar el fraguado del cemento y aumentar la resistencia a la compresión. También usado como dispersante y su rango de uso es de 2 al 4 % por peso de cemento.

D = 6 .- Es un inhibidor de espuma o antiespumante. Material de escumas blancas usado para reducir la formación de espumas y contaminación de aire que ocurre en algunas lechadas de cemento, normalmente las lechadas base de sal y algunas lechadas conteniendo aditivos de pérdidas de fluidos y espumas productoras de turbulencia a tal punto que en la lechada no puede ser observada mientras el cemento se mueve a través de la tubería de revestimiento . No tiene efecto sobre la fuerza de compresión o tiempo de fraguado. No es efectivo en prevenir o disminuir la espuma y la contaminación con aire. La cantidad recomendable es de 0.1 % basada en el peso del agua mezclada, 0.83 lb. de D - 6 por 100 galones de agua mezclada.

Ventajas:

- 1.- Es extremadamente efectivo en prevenir contaminación de espuma y de aire en lechadas de cemento conteniendo sal u otros aditivos que causen espumas.

2.- No afecta el peso de las lechadas de cemento, tiempo de fraguado.

D - 8.- Diacel LUL, es un derivado de celulosa en polvo llamado CMHE (carboximetildroxietilo celulosa). Agregando pequeñas cantidades de Diacel LUL al cemento se obtienen regimenes de filtración bajos comparables a los de lodos de perforación. Este aditivo para baja pérdida de agua puede usarse con casi todos los compuestos que se usa en la cementación y también actúa como retardador del cemento en trabajos de cementación de pozos profundos a temperaturas de menos de 150°F es posible acelerar el Diacel LUL. Es aplicada en rangos de 200°F a 250°F, la concentración es normalmente usado en rangos de 0.05 a 0.5 % basada en el peso del cemento. En este rango el agua extra no es requerida, en grandes concentraciones de 0.5 % requiere de agua extra para reducir el incremento de la viscosidad de la lechada. Una aplicación importante de D - 8 es usado como un aditivo de control de los fluidos de lodos. Porque de la acción retardada del D-8, es necesario el uso de acelerador bajo temperaturas de 140°F para prevenir el tiempo excesivo del fraguado del cemento; el cloruro de sodio no puede ser usado con el D-8 porque destruiria las propiedades de control de este aditivo. El d-8 previene o elimina el retardado del fraguado del cemento a altas temperaturas.

APENDICE " D "

**PROCEDIMIENTO PARA LA COLOCACION Y USO DE CENTRA-
DORES, RASPADORES Y COLLARINES.**

**PROCEDIMIENTO PARA LA COLOCACION Y USO DE CENTRADORES,
RASPADORES Y COLLARINES.**

Para tuberías de revestimiento intermedia, el uso de centradores, raspadores y collarines, solo tiene la finalidad de darle al cemento una mejor adherencia entre la T.R. y el agujero, distribución y uniformidad. El programa de centradores, raspadores y collarines para la tubería de revestimiento de explotación o liner, lo proporciona el departamento de ingeniería petrolera, con base a las zonas de interés localizadas por el registro eléctrico. Su número se calcula de acuerdo con la columna de cemento, rango de la tubería, etc.

FORMULAS:

a) Para T.R. Rango 2

$$\text{Centradores } \frac{N + 2}{3} \quad \text{Raspadores } 2N + 2$$

b) Para T.R. Rango 3

$$\text{Centradores } \frac{N + 3}{3} \quad \text{Raspadores } 3N + 1$$

Donde N es el número de tramos por cubrir

Ejemplo:

Programa de centradores, raspadores y collarines tope T.R. intermedia (9-5/8").

Tramo	Centradores	Raspadores	Collarines
1	2	5	2
2	2	3	1
3	2	2	1
6	1	2	1
9	1	Cada 3 tramos hasta la cima del cemento	
12	1		
15	1		
18	1		
21	1		
24	1		
27	1		

Tramo	Centradores	Respadores	Collarines
30	1		
33	1		
36	1		
39	1		
42	1		
46	1		
50	1		
54	1		
58	1		
62	1		
66	1		
70	1		
74	1		
78	1		
82	1		

El número de centradores , raspadores y collarines para los primeros -
tramos de T.R. ya sea de explotación o intermedia, será igual, puesto
que en la zapata se necesita mayor firmeza; para las zonas de interes,
se colocará un centrador por cada tramo de T.R.

COLOCACION:

- a) Centradores.- Se colocaran alternando la dirección de sus ejes en -
caso de ser helicoidales y se fijaran con prisioneros (sin usar sol-
dadura).
- b) Raspadores.- Seran colocados entre dos collarines o entre un colle-
rin tops y un centrador, alternando su dirección uno con respecto -
al otro.
- c) Collarines Tops.- Seran colocados para limitar el desplazamiento de
los raspadores, sujetandose también con prisioneros.

APENDICE " E "

**CARACTERISTICAS DE LA TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO
ADEMADO, CON TUBERIA DE PRODUCCION Y ACCESORIOS.**

TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO ADEMADO, CON T.P. Y ACCESORIOS.

Esta terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contactos Gas-Aceite o Agua-Aceite ya que mediante la cementación de la T.R. se puede seleccionar el intervalo para la terminación; el tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperen del yacimiento, así como, del tipo de hidrocarburos.

VENTAJAS:

- 1.- Es una terminación en la cual la presión del yacimiento, así como, la presencia de fluidos corrosivos, no afectan a la tubería de ademe de explotación, por estar aislados estos a base del empacador y la T.P.
- 2.- En caso que se requiera un Gasto considerable, se puede abrir la válvula de circulación para explotar por el espacio anular simultáneamente.
- 3.- Se puede efectuar cualquier tipo de acidificación o fracturamiento, no importa las presiones que se requieran.

DESVENTAJAS:

- 1.- Al tener aceites viscosos es más difícil la explotación
- 2.- Mayor tiempo para la terminación debido a los diversos viajes que se hacen con diferentes herramientas, así como su costo.
- 3.- Mayor costo por los accesorios que lleva el aparejo de producción.

Desarrollo de la Operación: Una vez tomados los registros que nos indiquen que la cementación de la T.R. de explotación es correcta, lo primero que se debe de hacer es :

- 1.- Con las conexiones provisionales que debe tener el pozo, se baja con barrena y escañador hasta la profundidad interior.
- 2.- Se despezca el lodo por agua y se seca la herramienta.
- 3.- Si el empacador, se baja éste con cable o con T.P., se ancla a la profundidad programada y posteriormente se introduce la T.P. con el mandril de enclaje del empacador y demás accesorios.

- 4.- Se hace el ajuste para que las unidades selladoras puedan en tal forma hacer sello con el empacador y a la vez la T.P. quede colgada con la parte superior, (Niple Colgador).
- 5.- Se quitan los preventores y se instala la parte del árbol de válvulas que se tiene, se prueba la eficiencia de las conexiones -- con la presión indicada por el fabricante, sin que esta se comunique a la tubería de producción.
- 6.- Con las pistolas adecuadas se baja el número de cargas previamente seleccionadas por unidad de longitud, tantas como sean necesarias para el intervalo programado
- 7.- Si el pozo se represiona al momento del disparo, una vez que se ha secado el cable y la cabeza utilizada para efectuar los disparos se abre el pozo y se limpia y posteriormente se pasa a la batería
- 8.- Si no acumula presión una vez recuperada la cabeza de disparos, - se baja con línea de acero la herramienta y se abre la válvula - de circulación.
- 9.- Se desplaza el fluido de la T.P. con gas inerte, se cierra la - válvula de circulación, se recupera la herramienta y se descarga la presión del nitrógeno a la atmósfera, se induce el pozo, se - limpia y se pasa a la batería.

APENDICE " F "

**PRINCIPALES FUNCIONES DE LAS HERRAMIENTAS EMPLEADAS
EN EL APAREJO DE PRODUCCION Y CARACTERISTICAS DEL -
EMPACADOR BAKER 415-D.**

PRINCIPALES FUNCIONES DE LAS HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN EL APAREJO DE PRODUCCION.

EMPACADOR.— Se utilizó el empacador permanente modelo Baker 415-D, el cual no son recuperables y se puede operar tanto con tubería como línea de acero, estos empacadores pueden ser utilizados en pozos de inyección como en pozos de producción. Entre las funciones principales de éstos: sirve para aislar mediante el aparejo la presión del yacimiento al interior de la IR, efectuar cualquier tipo de cementación a presión, prueba de TR, fracturamiento y estimulaciones.

CAMISA DESLIZABLE.— Conocida como válvula de circulación, se utilizó una camisa de circulación marca OTIS X-A 2 3/8" y 2 7/8". Sus principales funciones son: poder comunicar el interior de la IR con la TP, para obtener un mayor gasto de producción si así es requerido, o bien, para inducir el pozo a fluir mediante la inyección de gas para que de esta manera el fluido que ocupa la tubería de producción pase al espacio anular.

NIPLE DE ASIENTO.— Se utilizó un niple de asiento OTIS X-A 2 3/8". Este es otro de los accesorios que se introducen en el aparejo de producción, los niples de asiento son accesorios que sirven para: separar horizonte mediante la colocación de un tapon para restringir flujo, para abandonar intervalos, etc.

PROCEDIMIENTO DE ANCLAJE DEL EMPACADOR BAKER 415-D.

Una vez ensamblados el conjunto de soldador y empacador, se introduce el conjunto al pozo con la tubería, a una velocidad uniforme de 30 segundos por cada doble, cuando el diámetro de la tubería de revestimiento es menor que el recomendado, la velocidad de introducción será aproximadamente de 45 segundos por cada doble. Se detiene suavemente la tubería con el freno del malacate sin tirones bruscos y se introduce las cuñas apropiadas en su sitio. Por ningún motivo al estar introduciendo la herramienta al pozo, no se de vuelta a la derecha. Para continuar metiendo después de enroscar la siguiente doble, se levanta -- suavemente la tubería y se saca las cuñas. Se recomienda no levantar la a una longitud excesiva así como jalarla bruscamente.

Una vez efectuado el ajuste necesario de la tubería y con el empaca--

dor en el punto de anclaje (más 25 pgs. de longitud de la carrera de la junta de circulación), se levanta 25 pgs., con el objeto de cerrar ésta. Se deja caer la canica viajera dentro de la tubería y se espera el tiempo necesario para que la canica llegue a su asiento en el soldador (aproximadamente 5 minutos por cada 300 mts. en agua), se aplica presión con la bomba al empacador a través de la tubería de acuerdo con las especificaciones del empacador. Se mantiene la presión dentro de la tubería y se aplica la tensión adecuada. Se descarga la presión de la tubería y se aplica tanto como sea posible pero sin definir la sarta. Se repite el procedimiento de inyectar presión y tensionar. Se descarga la presión y se baja la sarta una longitud igual a la carrera de la junta de circulación, hasta tener el peso de la tubería, calculada previamente. Con la junta de circulación abierta se gira a la derecha 15 o más vueltas, hasta desconectar completamente el soldador del empacador. Recomendable 5 o 6 vueltas, embragar y observar el retroceso con sacudimiento y vibración, se repite el procedimiento -- hasta que el soldador quede libre.

APENDICE " G "

**LODO BENTONITICO, EMULSION INVERSA Y CROMOLIGNOSULFONATO
Y ADITIVOS QUE LO COMPONEN.**

LODO BENTONITICO

La bentonita se agrega a los lodos base agua dulce, para aumentar la viscosidad y gelatinosidad, resultando en el lodo, un mejor poder de suspensión y mejor capacidad de acarreo de los cortes, también mejora el enjarre y el filtrado.

PROPIEDADES FISICAS

Dos de las más importantes características físicas de la bentonita son el tamaño y la forma de la arcilla base; la partícula de arcilla individual es extremadamente pequeña y en forma de placa. La superficie plana y ancha de la placa de arcilla se llama "Cara" y la parte delgada y angosta, se llama "Borde". La forma plana y el tamaño tan pequeño de las partículas de arcilla son las razones por las cuales las suspensiones de bentonita, tienen la propiedad de formar un enjarre.

PROPIEDADES QUIMICAS

La tecnología de los lodos es hasta cierto punto un ejercicio de la química aplicada de las arcillas, muchos de los problemas en el control de los lodos base agua están relacionados con el estado de los sólidos arcillosos en el lodo, los Ingenieros de lodos están muy familiarizados -- con los cambios dramáticos que pueden ocurrir en las propiedades físicas de un lodo con solamente un pequeño cambio en el tratamiento químico -- por ejemplo: Un gran volumen de lodo viscoso (por adición de arcillas) puede ser a menudo dispersado drásticamente por la adición por unas cuantas libras o kilos de reactivo, los cambios son el resultado de alteraciones penetrantes en el arreglo o distribución de las partículas microscópicas de arcilla en el sistema; una buena comprensión de los fundamentos de la química de las arcillas es útil en el diseño, control y mantenimiento de los lodos. La bentonita contiene un alto porcentaje de Montmorillonita; cuando las partículas de ésta se separan en agua, los iones de sodio positivos, abandonan la superficie de la placa y dejan cargas negativas sobre dicha superficie, la dispersión de las partículas es el resultado de la repulsión una contra otra, de las cargas negativas, así como la acción de corte o deslizamiento de la agitación de la bentonita en el agua. Los bordes de la placa, sin embargo, puede estar cargados ya sea positiva o negativamente, dependiendo de los átomos que permanezcan en los mismos y cuando las partículas están en suspensión -

puedan actuar del mismo modo. Cuando las partículas de arcilla se reacomodan con una orientación de " borde " a " cara " el sistema se conoce como floculado, con ciertos tipos de tratamiento, las partículas vuelven otra vez a ser disociadas o defloculadas. Otros tratamientos pueden causar que las partículas se reorienten " cara " a " cara ", este arreglo de las partículas, se describe como agregado. La dispersión de las arcillas y el desarrollo de las fuerzas entre las partículas se disminuido, cuando la arcilla se agrega el agua que contiene grandes cantidades de electrólitos disueltos, tales como agua salada, como resultado, se afecta también la viscosidad y el filtrado. Igualmente, la adición de sales solubles a una suspensión de agua-arcilla, tiene también un efecto drástico sobre las propiedades de la suspensión; la viscosidad, gelatinosidad y filtrado en la mayoría de los casos, aumentará. Esto es causado porque las partículas de arcilla han sido atraídas para formar una orientación tipo " borde " a " cara " o estado floculado.

LODO DE EMULSION INVERSA

En los trabajos de perforación de pozos petroleros es de importancia la función que desempeñan los fluidos de emulsión inversa para resolver los problemas de lutitas hidrófilas deleznable, es indudable que, conjugando las condiciones óptimas de estos, como resultado de una buena supervisión y mantenimiento, con una adecuada aplicación de la hidráulica, se traera consigo un mayor rendimiento en la velocidad de perforación, seguridad en el trabajo, eliminación de los problemas provocados por el tipo de formación y por consiguiente, el mejoramiento de las condiciones óptimas de la perforación.

Los lodos de emulsión inversa se usa para definir un lodo con más de 5 % en volumen de agua. Estos lodos pueden prepararse dispersando mecánicamente las partículas de agua en aceite, sin embargo, de esta manera carecen de estabilidad por la atracción que existe entre las gotas de agua. Para que estas emulsiones sean estables necesitan la adición de agentes emulsificantes y estabilizadores. Los lodos de emulsión inversa están constituidos esencialmente de los siguientes componentes: Aceite, Agua, Emulsificantes, Estabilizadores, y Material Densificante

Las Aplicaciones Para Estos Lodos es :

- 1.- Protección de horizontes productores.
- 2.- Perforación de lutitas hidratables o que se dispersen.
- 3.- Obtención de núcleos nativos.
- 4.- Prevención y recuperación de tuberías pegadas.
- 5.- Soportan cambios químicos a altas temperaturas en las cuales los lodos convencionales se solidifican , esto los hace ideales para perforar pozos profundos con altas temperaturas.
- 6.- Su largo período de estabilidad y su natural no-conductividad los hace estable en terminación y reparación de pozos petroleros, y en programas de reducción de corrosión.

El sistema de fluido de emulsión inversa que se utilizó para la perforación del pozo Rebase No. 1 fué el Sistema Drilex. Este sistema está constituido por las siguientes sustancias: Drilox, Drilex, Aceite Diesel, Cloruro de Sodio, Agua, Barita y Combustóleo.

Drilex.- Es un líquido viscoso de color café oscuro, constituido por una mezcla de ácidos grasos de alto peso molecular, que son extraídos de aceites vegetales. Está envasado en tambores de 200 lt. esta sustancia tiene una ligera atracción superficial por el agua, por lo que al ser agregado al fluido de Emulsión Inversa se pone en contacto con las partículas de agua que están en forma de lechada de cal, reaccionando con estas y obteniéndose un producto importantísimo llamado Jabón Cálculo, el cual tiene la propiedad de ser impermeabilizante, por lo tanto envuelve y protege a las partículas de agua evitando de esta manera que se atraigan entre sí y destruyan la emulsión.

Este mismo producto sirve de agente de suspensión para barita. De lo anterior se deduce que la presencia de este producto (Jabón Cálculo) dicta prácticamente la estabilidad o calidad de la emulsión inversa del Sistema Drilex.

Drilox.- Es óxido de calcio o cal viva, envasada en sacos de 50 kg. de polietileno que protegen al material de la humedad atmosférica. Proviene de la calcinación del carbonato de calcio. Este material tiene una gran " Avidéz " por el agua, por lo que al ser agregado al fluido (por los embudos) reacciona con las partículas de agua, previamente dispersas en el diesel dando una lechada de cal o lejía de cal.

Cloruro de Sodio.- Es sal industrial que viene en sacos de 50 kg., se usa disuelta con el agua en una concentración que va de 50000 hasta -

260000 p.p.m. (saturación) o sea del 5 al 26 % en peso. El material utilizado para secar las lutitas y de esta manera evitar que se inchen y cierren el agujero.

Barita.- La barita (sulfato de bario) es el producto más usado como densificante, porque además de ser insoluble en agua y aceite, su elevada densidad (4.25 gr/c.c.) permite, con menor cantidad de material, dar mayor densidad que otros productos.

Combustoleo.- Es una substancia de importancia secundaria para el sistema ya que su función se limita a mejorar las propiedades tixotrópicas y la gravedad específica de aceite diesel de mala calidad. Es un aceite residual con una gravedad específica de 1.997 a 1.014 gr/c.c. Se utiliza en un porcentaje volumétrico (respecto al diesel calculado) que varía del 5 al 10 %

Para preparar un m³ de lodo drilox (sin barita) la cantidad utilizada es :

Diesel Puro	490 lt.
Combustoleo	50 lt.
Agua Salada (25 % en peso de NaCl)	240 lt.
Drilox	40 lt.
Drilox	40 lt.

Este es el orden de preparación, con agitación energética y continua, en el pozo se le agregará la barita necesaria para obtener la densidad que se requiera.

La cantidad de reactivo necesario para preparar 210 m³ de lodo de Emul Inversa, de una relación Aceite-Agua 65/35 es:

Diesel Puro	95768 lt.
Drilox	32 tambores
Drilox	126 sacos
Agua	56280 Lt.
Sal	293 sacos
Barita	2400 sacos

Nota: Preparar agua al 26 % (saturación)

LODO CROMOLIGNOSULFONATO

Son lodos secillos, los componentes básico son : Agua, Bentonita, Lignosulfonatos, Cromolignosulfonato, Sosa Caústica, Carbonato de Sodio y Barita. Teniendo buenas características de filtración, retardan la inchazón natural de los sólidos de la formación y tienen buena tolerancia a las contaminaciones.

El buen comportamiento de estos lodos, se debe al comportamiento sinérgico de los compuestos de complejos de cromo con lignosulfonato. Estos dos compuestos de cromo poseen una acción protectora sobre los sólidos del lodo, que controlan la viscosidad, filtrado y resistencia a la contaminación. En estos lodos base agua, el filtrado siempre será agua, por consiguiente la inhibición a la formación es muy importante. Un lodo realmente inhibido es aquel que no tiene efecto adverso en la formación. El filtrado de estos lodos tiene carácter no dispersante lo que indica que es menos perjudicial a la formación productora.

Los lodos cromolignosulfonato para su mayor estabilidad y mejorar sus propiedades se emulsionan con diesel o aceites estabilizados, agregando del 6 al 15 % en volumen. Una emulsión se define como un sistema -- que contiene dos fases fluidas, una de las cuales esta dispersa en la otra en forma de gotitas. Los lodos Cromolignosulfonatos emulsionados ofrecen muchas ventajas sobre los que no contienen aceite. Los lodos emulsionados ahorran tiempo, aumentando la velocidad de perforación, la vida de la barrena y disminuyendo viajes, ahorran potencia, disminuyendo la potencia necesaria para la torsión de la tubería. También reducen la tendencia de las formaciones a producir lodo y a incharse, evitando el bloqueo de las formaciones productoras. Para producir una emulsión se necesita primero dos líquidos inmiscibles como aceite y agua, -- segundo, un agente emulsificante, llamado también estabilizador y tercero una buena agitación en las presas para producir una buena emulsión. El punto más importante en los lodos emulsionados es el agente emulsificante, pues su función es doble. Primero, baja la tensión interfacial entre el aceite y el agua para romper el aceite en pequeñas gotas y dispersarlo en la fase acuosa. Segundo, estabiliza las gotitas de aceite de tal manera que estas no vuelven a unirse aun a altas temperaturas y presiones que existen en el fondo del pozo.

El material necesario para preparar 1 m³ de lodo Cromolignosulfonato, de densidad de 1.20 gr/c.c. y su costo.

Material	Cantidad(Kgs.)	Cantidad (lts)	Costo(\$)
Agua	783.80	783.80	0.000
Bentonita	78.00	28.00	191.850
Cromolignito	50 - 10	50 - 100	1400.000
Barita	225.00	54.00	390.600
Lignosulfonato	10 - 20	10 - 20	186.600
Sosa Caústica	2 - 5	2- 5	43.100
Detergente	0.2 - 0.5	0.2 - 0.5	16. 475
Diesel	84.00	100.00	400.000
Carbonato de sodio	1 - 2		3.860
Total			2632.485

$$d = \frac{783 + 78 + 10 + 225 + 20 + 0.5 + 84 + 2}{1000} = 1.20 \text{ gr/c.c.}$$

PROPIEDADES:

Densidad	1.20 gr/c.c.	Enjarre	1 - 1.5 mm.
Viscosidad (marsh)	45.60 seg.	Gel 0' - 10'	0 - 3 lb/100 ft ²
Filtrado (API)	6 - 10 cm	Arena	0.1 % en volumen

LOS ADITIVOS QUE COMPONEN EL LODO CROMOLIGNOSULFONATO

Aditivo	Función
Bentonita	Coloides para agua dulce
Barita	Densificante
Carbonato de sodio	Precipitante de ion sodio
Supercaltex	Lignosulfonato
Lignex	Cromolignito
Sosa Caústica	Material para incrementar el PH y la alcalinidad
Diesel	Material para lodos emulsionados
Detergente	Agentes emulsificantes

APENDICE "H"

CALCULO DE LA RECUPERACION UNITARIA DE ACEITE

(METODO VOLUMETRICO)

Cálculo de la Recuperación Unitaria de Aceite (Método Volumétrico)

Una de las funciones importantes del Ingeniero de Yacimiento es el cálculo periódico del aceite y gas del Yacimiento y la Recuperación bajo el mecanismo (s) de Recuperación existentes.

El conocimiento de la forma más exacta posible del contenido inicial de un Yacimiento elimina una de las incógnitas que entran en las ecuaciones, y ayuda inmensamente al Ingeniero de Yacimientos que va a estudiar el Comportamiento del Yacimiento con el propósito de calcular o mejorar las Recuperaciones Primarias. Las reservas de aceite se obtienen por lo general aplicando factores de recuperación al aceite en el Yacimiento. El aceite en el Yacimiento se calcula bien sea por el método volumétrico o por estudios de balance de materia.

El método volumétrico empleado para calcular el aceite en el yacimiento se basa en:

- 1.- La información obtenida de registros y de análisis de núcleos - de donde se determina el volumen total, porosidad y saturación de fluidos.
- 2.ª Del análisis del fluido de donde se determina el factor volumétrico del aceite.

Durante la etapa de desarrollo no es posible conocer el volumen total del aceite. En este caso, es mejor hacer los cálculos del Yacimiento en base unitaria, por lo general se utiliza un volumen de Yacimiento de 1 m³. Una unidad de 1 m³ de volumen total de roca de yacimiento - contiene:

$$\text{Volumen de agua intersticial en m}^3: 1 \times \beta \times S_w \dots\dots\dots(1)$$

$$\text{Espacio disponible para aceite en m}^3: 1 \times \beta (1 - S_w) \dots\dots\dots(2)$$

$$\text{Espacio poroso del yacimiento en m}^3: 1 \times \beta \dots\dots\dots(3)$$

El volumen inicial de aceite en m³ estandar en el Yacimiento en la - unidad es:

$$N = 1 \times \beta (1 - S_w) B_{oi} \frac{\text{m}^3}{\text{c.c.m.}} \dots\dots\dots(4)$$

N se expresa en m³ normales cuando el factor volumétrico de aceite B_{oi} se expresa en m³ normales por m³ del Yacimiento. La porosidad β se expresa como una fracción del volumen total y la saturación de agua intersticial S_w como una fracción del volumen poroso. Los metros cúbicos de aceite residual al tiempo de abandono es:

$$N_e = 1 \times \beta (1 - S_g) B_{oi} m_o^3 \text{ c.s./ m}^3 \dots\dots\dots(5)$$

En Yacimientos volumétricos de aceite, ya que no existe intrusión de agua que remplace el volumen producido, este debe ser remplazado por gas cuya saturación de gas y B_{og} el factor volumétrico del aceite al tiempo de abandono, los m³ de aceite residual es :

$$N_e = 1 \times \beta (1 - S_w - S_g) B_{og} m_o^3 \text{ c.s./ m}^3 \dots\dots\dots(6)$$

$$\text{Gas a condición de yacimiento} = 1 \times \beta \times S_g$$

La recuperación unitaria es la diferencia entre el aceite inicial en el Yacimiento en una unidad de volumen total de roca y el aceite remanente en el Yacimiento en la unidad de roca al tiempo de abandono, es decir, el aceite producido hasta la presión de abandono.

$$\text{Rec. Unit.} = 1 \times \beta ((1 - S_w) B_{oi} - (1 - S_w - S_g) B_o) M^3 \text{ c.s./ M}^3 \dots\dots\dots(7)$$

La recuperación unitaria también se le denomina reserva inicial unitaria o por unidad, y es mayor que la unidad al aceite original por unidad en el yacimiento. La reserva inicial en cualquier etapa de agotamiento es la diferencia entre la reserva inicial unitaria y la producción unitaria hasta esa etapa de agotamiento. La recuperación fraccional o factor de recuperación expresado en porcentaje

del aceite inicial " in-situ " es:

$$\text{Rec.} = 100 (N - N_g) / N$$

$$= 100 (1 - (1 - S_w - S_g) / (1 - S_w)) B_{oi} / B_o \dots\dots\dots(8)$$

La saturación total de gas libre expresada y al tiempo de abandono puede obtenerse de las saturaciones de agua y de aceite determinadas en el análisis de núcleos.

APENDICE "I"

**EXPLICACION DE LOS REGISTROS GEOFISICOS
TOMADOS**

Registro de Microproximidad.- Consiste de un electrodo pequeño A_0 y 3 electrodos circulares concéntricos, están embutidos en una almohadilla ancha de goma aplicada contra la pared del pozo. Por el electrodo A_0 se envía una corriente constante I_0 a través del electrodo exterior A_1 , se envía una corriente que se ajusta automáticamente para mantener la diferencia de potencial entre los dos electrodos monitores esencialmente igual a cero. La corriente I_0 que fluye más allá del electrodo M_1 no puede alcanzar M_2 y es forzada a fluir en forma de un haz hacia dentro de las formaciones.

La corriente I_0 cerca de la almohadilla forma un angosto haz, el cual se abre rápidamente a pocas pulgadas de la cara de la almohadilla. (- ver fig. V. II.1)

Registro de Inducción.- El registro de inducción fue diseñado para medir la resistividad de la formación, operando en pozos que contienen lodos a base de aceite. Los dispositivos con electrodos no pueden trabajar en lodos no conductores y los intentos para usar electrodos recalentados fueron poco satisfactorios, la experiencia demostró pronto que los aparatos de inducción tienen muchas ventajas sobre el registro eléctrico convencional para registrar pozos con lodos a base de agua. El dispositivo de inducción se enfoca a fin de disminuir la influencia del pozo y de las formaciones adyacentes.

Fundamento.- La sonda de inducción consiste de un sistema de varias bobinas transmisoras y receptoras. Se puede entender mejor el fundamento, considerando una sonda con una sola bobina transmisora y una receptora. A la bobina transmisora se envía corriente alterna de intensidad constante y de alta frecuencia. El campo magnético alterno que se produce induce corrientes secundarias en la formación. Las corrientes fluyen en la formación en trayectorias circulares (anillos) coaxiales con bobina transmisora. estas corrientes crean, a su vez - campos magnéticos con que inducen señales a la bobina receptora, las señales recibidas son practicamente proporcionales a la conductividad de la formación, cualquier señal producida por acoplamiento directo entre bobina transmisora y receptora se compensa y elimina en los circuitos de medición.

El registro de inducción opera con ventajas cuando el fluido del pozo no es conductor, aun en aire o gas. Pero el aparato funciona perfectamente cuando el pozo tiene lodo conductor, siempre que este no sea muy salado, que la formación no sea demasiado resistiva y que -

el diámetro del pozo no sea muy grande (fig. V.II.2)

Registro Sónico de Porosidad.- El perfil sónico es un registro de la -- profundidad contra ΔT , el tiempo requerido por una onda compresional - de sonido para recorrer un pie de formación, conocido también como tiempo de tránsito, ΔT es el valor recíproco de la velocidad de una onda -- compresional de sonido. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de la litología y porosidad, hace que el registro sirva como registro de porosidad. El tiempo de tránsito integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos.

Registro Radioactivo.- El registro de rayos gamma es una medición de la radiación natural de la formación por medio de un conductor Geiger Mueller o un Contador de Centello y generalmente reflejan el contenido de arcilla o lutita de las rocas sedimentarias. Los elementos altamente radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas; por consiguiente, lutitas y arenas lutíticas muestran una radioactividad alta, - en tanto que arenas limpias y carbonatos exhiben niveles bajos de radioactividad. La curva de rayos gamma permite diferenciar entre lutitas y posibles rocas almacenadoras; es decir, se puede utilizar para determinar la litología.

Los rayos gamma (impulsos de ondas electromagnéticas de energía alta)₂ son estadísticos por naturaleza ello significa que el número de rayos gamma registrado por el instrumento es variable aun en el caso de que - el instrumento se mantenga fijo dentro del pozo. Estas variaciones estadísticas se eliminan usando " Constantes de tiempo " o " Compensando " - los circuitos (fig. V.II.3)

Registro de Calibración.- El objetivo del calibrador es determinar las variaciones en el diámetro del agujero, las cuales son necesarias en -- cálculos del volumen de cemento, indican la presencia de costros de lodo, se utilizan en la selección de los posibles sitios de los empaques y en el caso de los pozos de inyección no entubados: permiten una interpretación precisa de los perfiles de inyección.

El aparato consta de un calibrador de tres brazos conectados a un resorte variable que localiza la posición promedio de los brazos. El calibrador tiene un diámetro de $1\frac{11}{16}$ " con temperatura de hasta 350°F y - una presión hasta 15000 lg/pg^2 (fig. V.II.4)

El calibrador proporciona lecturas del diámetro del agujero directamente en pulgadas. Esta información es necesaria para la interpretación de molinetes, para seleccionar puntos en donde asentar empacadores, para localizar lugares de deterioro en la T.R. y para encontrar zonas de depositación de asfalto, parafinas o escumas.

Registro de Densidad.- El registro de densidad de la formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas.

Fundamento.- Una fuente radioactiva colocada en una almohadilla (patín) blindada que es aplicada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación Rayos Gamma de mediana energía. Los rayos gamma pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque un Rayo Gamma cede algo de su energía cinética, pero no toda, al electrón y continúa su trayectoria con menor energía. Este tipo de interacción se conoce como "Efecto Compton de Dispersión". Los rayos gamma dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de la densidad de la formación ya que el número de Rayos Gamma de Efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación. De este modo la medición del aparato de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de electrones - (número de electrones por cm^3) de la formación; por otra parte, la densidad de electrones está relacionada con la densidad total de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros. (ver fig. V.R.5)

Registro Sónico de cementación.- Este registro se usa para determinar la efectividad de la adherencia de la capa de cemento, para revisar la efectividad de las cementaciones a presión o forzadas, para localizar la parte superior del cemento después de pruebas de alta presión y solulaciones. El registro sónico de cementación mide continuamente la amplitud de los pulsos sonoros después de que han viajado a través de la

T.R. o a través de una porción de la T.R. La amplitud de un pulso será alta (frecuencia baja) si la tubería no tiene soporte y la amplitud será baja (frecuencia alta) si la vibración de la T.R. es amortiguada por la capa de cemento, en una tubería bien cementada. (ver fig.-- V.II.6)

Registro de Buzamiento.-- El aparato HDT consiste de cuatro portaelectrodos, colocados a 90° uno del otro, montados sobre brazos operados hidráulicamente. Un enfocamiento eléctrico más perfeccionado permite una penetración más profunda y más precisa. La resolución del aparato HDT es muy superior a otros aparatos (CMD Y PDT). Se registran dos curvas independientes de calibrador (ver fig.V.II.7). Circuitos de telemetría sofisticados transmiten una alta densidad de datos, permitiendo obtener detalles sin precedentes, aun con mayores velocidades de registro. Se registra el perfil simultáneamente en película óptica y en cinta magnética. El registro de buzamiento consta de una combinación de registro de resistividad, Desvío y calibrador en el mismo trazo se usa para determinar el buzamiento y dirección de la formación, en el mismo mandril se montan tres o cuatro almohadillas de resistividad en forma tal que pese a las variaciones en el diámetro del pozo, las almohadillas se hallan siempre a la misma profundidad expandida - los perfiles de resistividad pueden correlacionarse y a las distancias verticales entre las mismas almohadillas alrededor del pozo pueden medirse exactamente.

Estas mediciones definen un plano o el buzamiento aparente de la formación al cruzar el pozo. El instrumento que mide el buzamiento aparente de la formación tiene un sistema de orientación que controla la dirección del instrumento y mide el ángulo de desviación y la dirección del mismo dentro del pozo. El registro de desvío suministra los datos necesarios para determinar la desviación de la verticalidad del pozo y la dirección de tal desviación. El registro de desvío muestra gráficamente la localización horizontal del pozo a diferentes profundidades y suministra los datos necesarios para determinar la verdadera profundidad vertical.

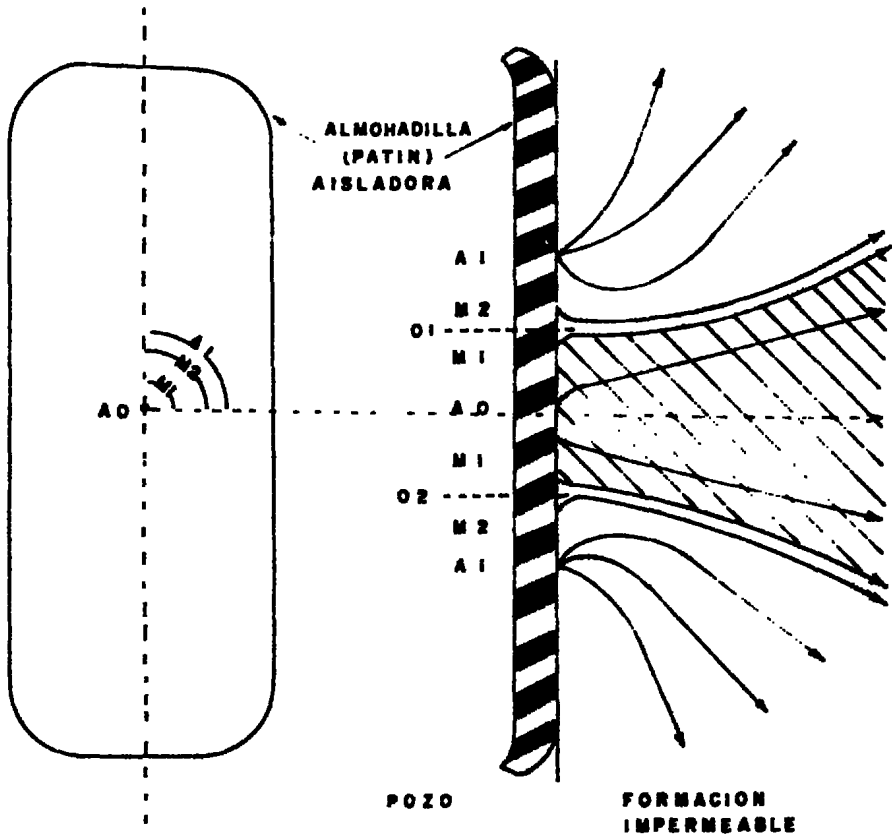
Registro Neutrón-Gamma.-- El registro Neutrón-Gamma es una medición de la radiación inducida de la formación. Esta inducción se obtiene bombardeando la formación con neutrones que se mueven a una gran velocidad. Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es

aproxima a la del núcleo de hidrógeno. Cuando los neutrones veloces se emiten en una fuente química dentro del instrumento de registro, penetran la formación densa. La energía de un neutrón al chocar con otra partícula depende de la masa de esta; cuando choca con una masa de hidrógeno en la formación se tiene la mayor perdida de energía, de aquí que la mayor variación en la curva de neutrones es causada por cambios de las concentraciones de hidrógeno en la formación.

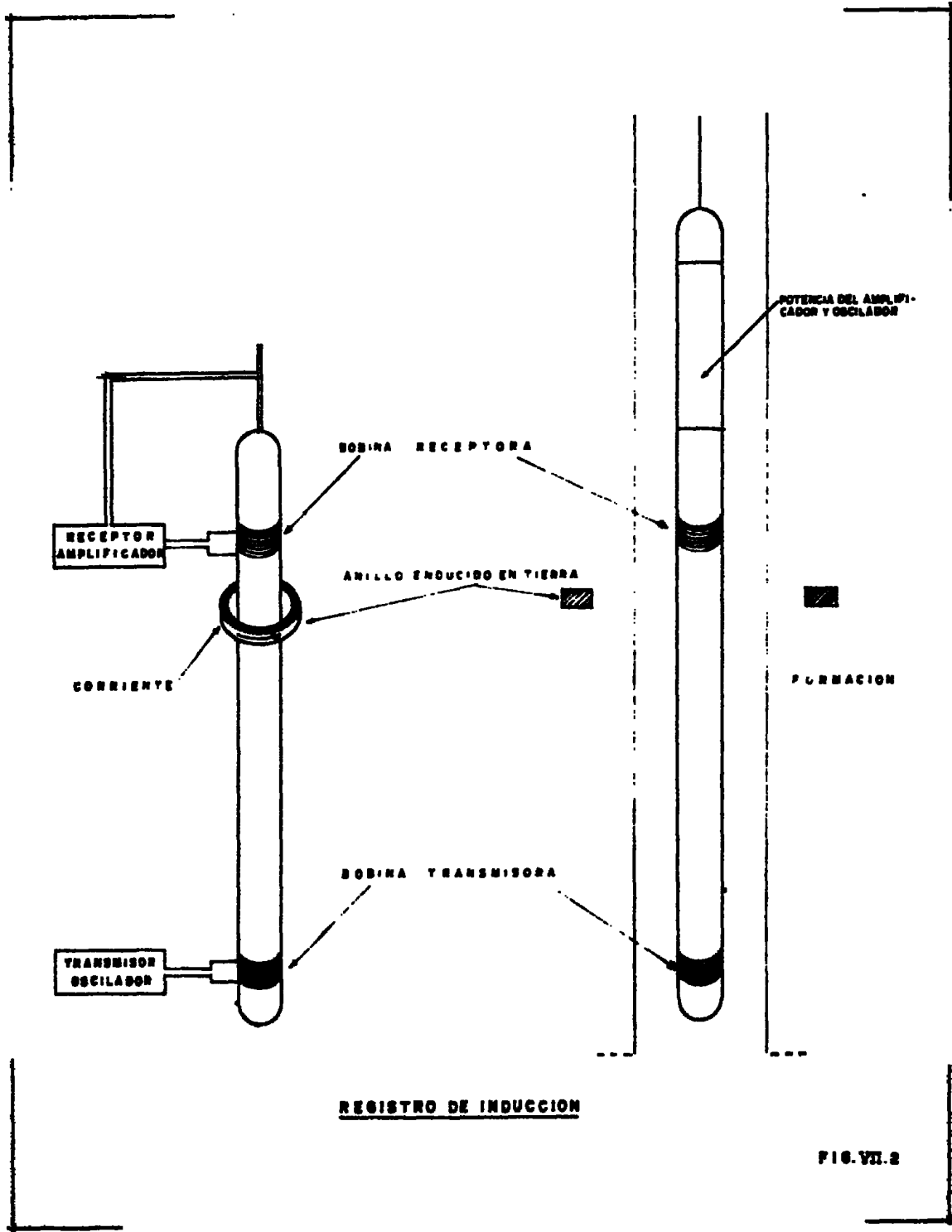
Esta herramienta tiene una fuente emisora de neutrones y un detector; cuando hay alta concentración de hidrógeno la mayor parte de los neutrones sufriran reducción en su energía y seran atrapados a corta distancia de la fuente emisora. El dispositivo de los potentes rayos gamma de captura, los cuales son inducidos por el bombardeo de neutrones. Los rayos gamma son detectados por un contador (fig.VII.3)

Resultados de la medición de echados

Profundidad (m)	Echado	Asimut
1250	13°17'	52°
1260	5°12'	357°
1270	3°46'	232°
1280	7°54'	58°
1320	10°05'	59°
1330	15°11'	71°
1340	12°20'	30°
1350	9°54'	131°
1366	16°22'	83°
1374	15°41'	78°
1394	20°18'	81°
1400	11°27'	59°
1409	15°13'	37°
1421	14°15'	73°
1430	13°20'	339°
1438	7°10'	28°
1460	3°43'	81°
1472	6°29'	79°
1483	4°36'	120°
1492	19°39'	31°



MICROPROXIMIDAD CON SUS ELETRODOS (IZQ.)
Y ESQUEMA DE CORRIENTE (DERECHA)



REGISTRO DE INDUCCION

FIG. VII.2

LOCALIZADOR
DE COPLES

DETECTOR
RAYOS GAMMA



RAYOS GAMMA

LOCALIZADOR
DE COPLES

DETECTOR
RAYOS GAMMA

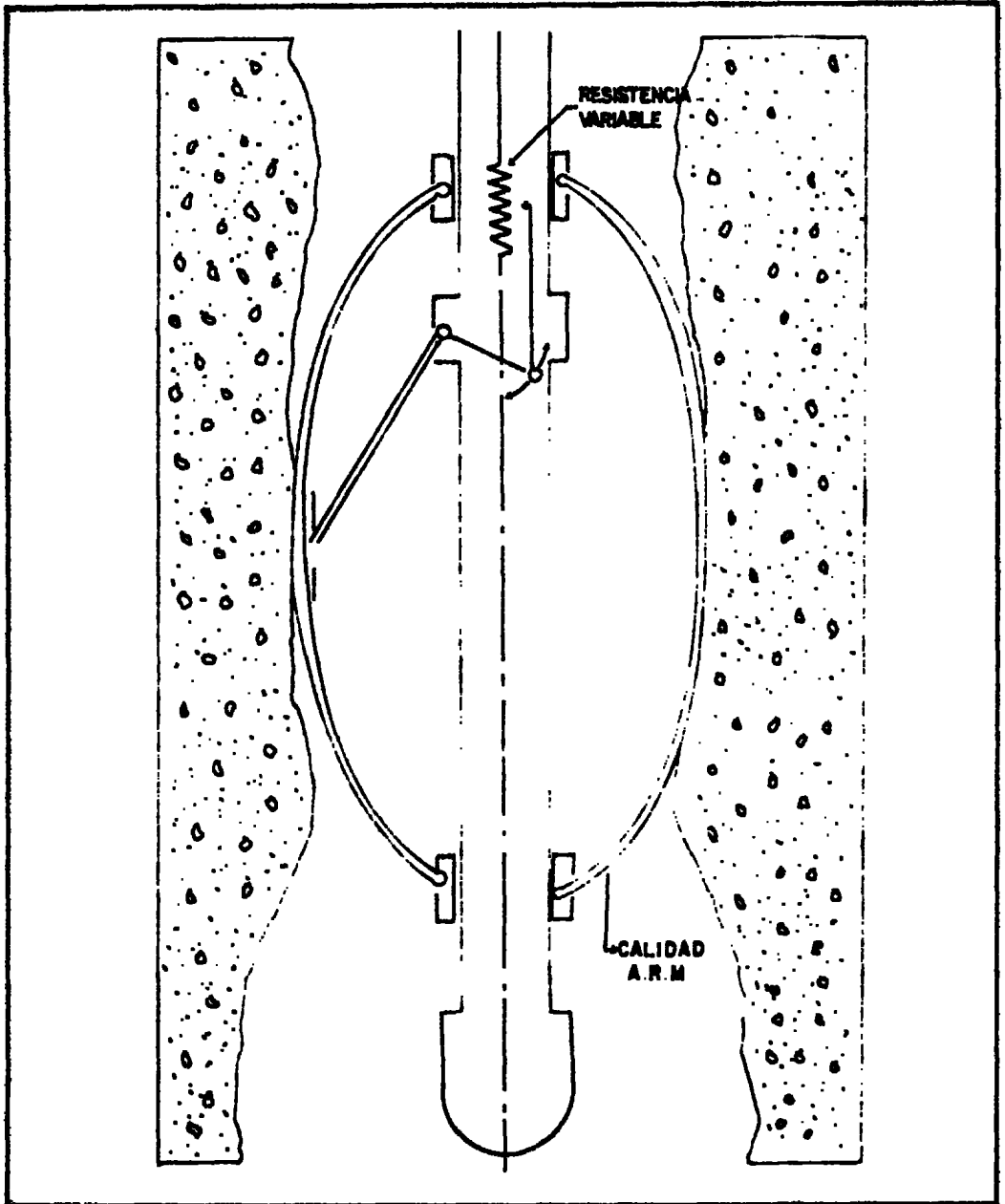
DETECTOR
DE NEUTRONES



RAYOS GAMMA NEUTRON

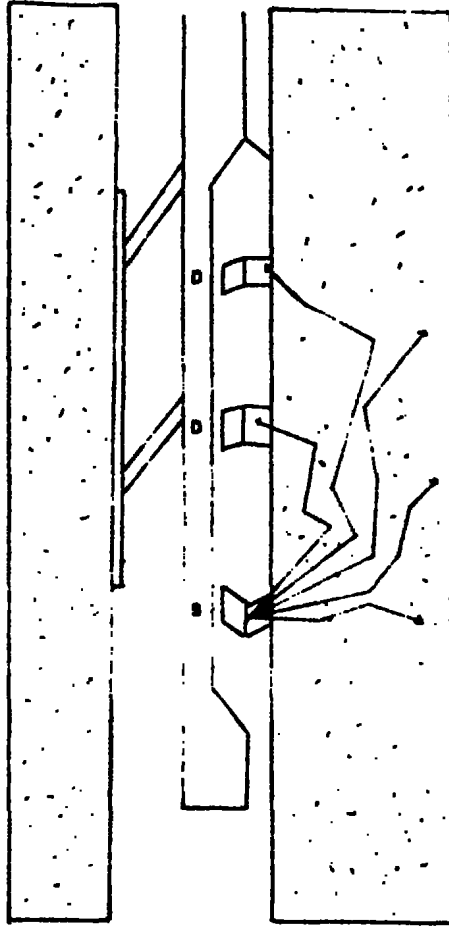
REGISTROS RADIOACTIVO Y NEUTRON-GAMMA

FIG VII 3



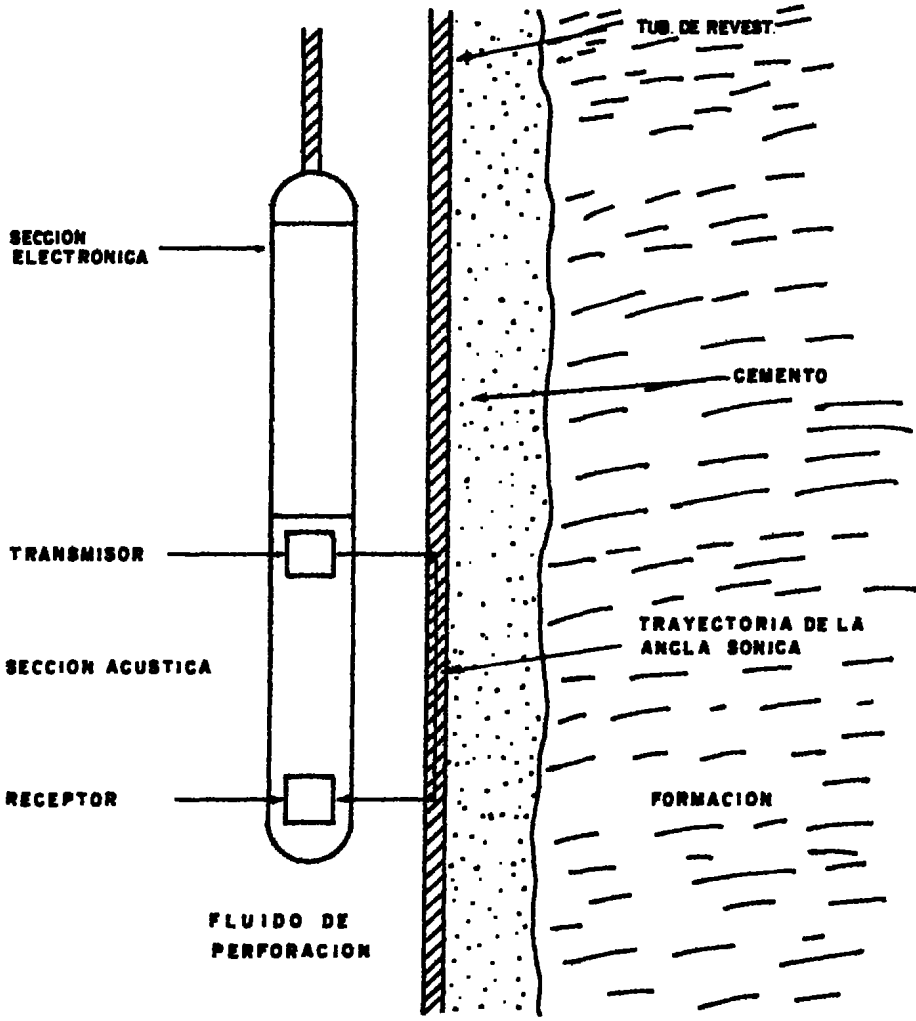
CALIBRADOR DE TUBERIA DE PRODUCCION

FIG.VII.4



REGISTRO DE DENSIDAD

FIG. VII.5



HERRAMIENTA PARA REGISTRO SONICO DE CEMENTACION

FIG. 2X 6

REGISTRO DE BUZAMIENTO

1500

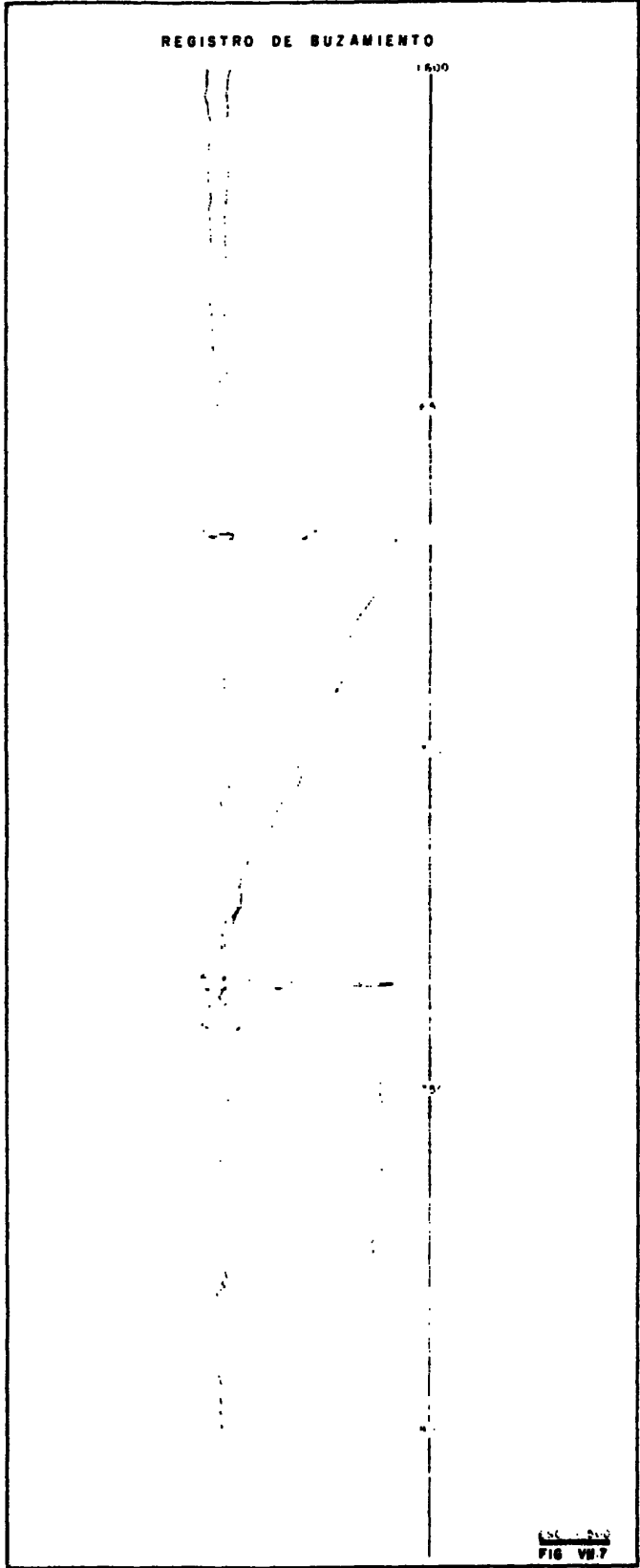


FIG. 10.7

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

- 1.- Fundamento de la Interpretación de Perfiles de Buzamiento
SCHLUMBERGER
- 2.- Interpretación de Perfiles (Fundamento) Volumen 1
SCHLUMBERGER
- 3.- Manual de Tecnología de Lodos I.M.P. K/PI/47
- 4.- Manual de Procedimientos para la Rama de Perforación
PEMEX.
- 5.- Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos, por
B.C. GRAFF Y M.F. HAWKINS
- 6.- Apuntes Tomados en la Clase del Ing. Oscar Arreola Roveló
(Estimulación y Reparación de pozos)
- 7.- Desarrollo de Aditivos para Cemento, Proyecto 3301 Sept. 1972
I.M.P.
- 8.- Production Operations Well Diagnosis, Course II by :
Malcolm K. Strubher, James S. Blackburn and W. John Lee