



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"HISTORIA DEL POZO CHUC-I"

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

CESAR FIRMATO POZO JUAREZ

MEXICO, D. F.

1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está 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.

HISTORIA DEL POZO CHUC-1

I N D I C E

	PAG.
I. INTRODUCCION	1
II. ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES	3
III. DATOS GEOLOGICOS	9
3.1 Investigación geofísica	10
3.2 Descripción, edad y litología de las formaciones perforadas	13
3.3 Análisis del contenido de fluidos	20
IV. DATOS MECANICOS DEL EQUIPO Y DE PERFORACION ..	21
4.1 Descripción del equipo de perforación ...	22
4.2 Fluidos de perforación	26
4.3 Barreras	30
4.4 Tubería de revestimiento y accesorios ...	32
4.5 Aparejo de producción y conexiones superficiales	36
V. PROGRAMA DE PERFORACION Y TERMINACION	39
5.1 Programa de Perforación	40
5.2 Programa de terminación	49

VI.	OPERACIONES DE PERFORACION Y TERMINACION	53
6.1	Avance de la perforación	54
6.2	Cementaciones	64
6.3	Registros geofísicos	68
6.4	Resumen de la terminación	70
6.5	Tiempos perdidos	78
VII.	RESUMEN DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS	79
VIII.	PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION	83
IX.	CONCLUSIONES	109
X.	BIBLIOGRAFIA	111

A P E N D I C E S

	Pág.
- FLUIDOS DE PERFORACION	112
- BARRENAS	116
- TUBERIA DE REVESTIMIENTO	119
- CENTRADORES	124
- APAREJO DE PRODUCCION	132
- CEMENTACIONES	133
- REGISTROS GEOFISICOS	136

I. INTRODUCCION

I. INTRODUCCION

México es actualmente una de las potencias petroleras más importantes en el mundo en lo que se refiere a reservas de producción de petróleo, debido a los descubrimientos de los estratos mesozoicos en los estados de Tabasco y Chiapas, así como a la Plataforma Continental del Golfo de México frente a los estados de Tabasco y Campeche.

El área marina de la sonda de Campeche, actualmente es una de las principales dentro del sistema de Petróleos Mexicanos, por la gran potencialidad de sus yacimientos de hidrocarburos descubiertos.

Con la perforación del Pozo Chuc-1 se desarrollarán los Programas de Perforación de los Pozos Chuc-34 y Chuc-101, ya que es de vital importancia contar con la metodología propia de un campo en desarrollo, para esto es necesario que, los resultados obtenidos sean producto de los datos extraídos del campo o área de desarrollo.

Los resultados podrán emplearse con exactitud en este campo y servirán para correlacionarse con otras áreas.

Las ventajas que se obtendrán en este tipo de estudios antes de la perforación serán:

1. Determinar la profundidad óptima de asentamientos de las tuberías de revestimiento.
2. Una adecuada programación de las densidades de lodo con la consecuente reducción de los tiempos de perforación.
3. Una disminución de la probabilidad de descontrol de un pozo por flujo y/o pérdidas de circulación.
4. El tipo de materiales a utilizarse en la perforación.
5. Una adecuada programación de los servicios de apoyos como son barcos abastecedores, contratación de personal, etc.

II. ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES

II. ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES

El Pozo Chuc-1 exploratorio descubridor del campo Chuc, ubicado en el área marina, está localizado en el punto 1 000 de la línea 3 018 del levantamiento 30 de Campeche, bloque "C", cuyas coordenadas en el Sistema U.T.M. son:

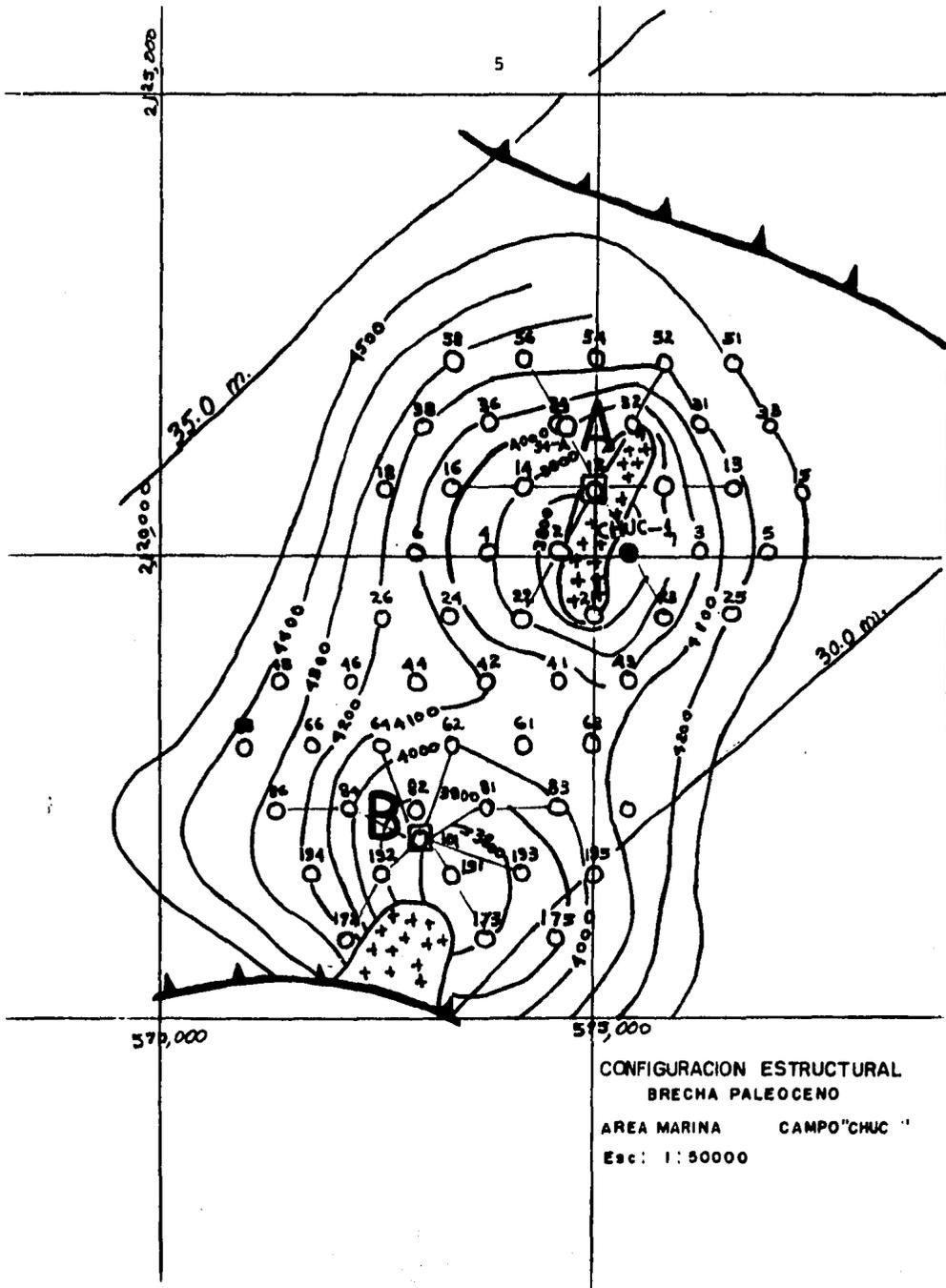
X = 575 400

Y = 2 120 020

La localización se ubica en el Predio Istmo 16, Plataforma Continental, asignación N - 188.

El objetivo de la perforación del pozo fue obtener producción comercial de hidrocarburos en los sedimentos calcáreos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico.

La perforación del pozo se inició el 28 de enero y se terminó el 19 de julio de 1982; la etapa de terminación comprendió del 20 de julio al 20 de agosto del mismo año.



POSICIONES GEOGRAFICAS

Estructura:	Tripode de Perforación "Chuc"
Colocada por:	Barco Guía "SEA LION I"
Peso estructural:	211 toneladas
Fecha de instalación	29 de julio de 1982
Sistema de coordenadas utilizadas:	Geográficas y U.T.M.
Obtenidas mediante:	Sistema de Triangulación, apoyándose en las vértices de Pol "A" y Pol "B"

Total de pasos tridimensionales: 24

CONSTANTES DE TRANSFORMACION

Datum:	Norteamericano 1927
Elipsoide	Clarke 1866
A X - - - AY - - - AZ -- + 27 -	157 - 183
Zona:	15
Meridiano Central:	93° 00' 00" W

TRIPODE DE PERFORACION
PLATAFORMA

COMPLEJO - CHUC - 1

COORDENADAS DEL CENTRO

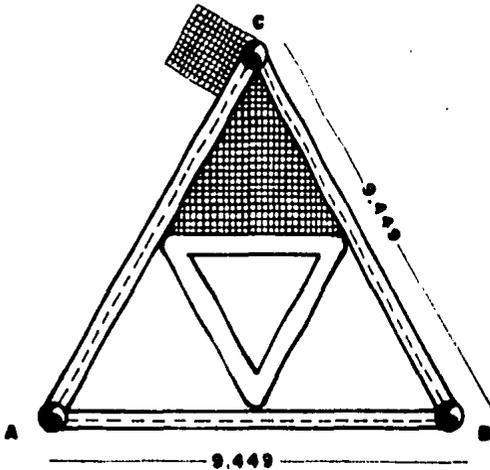
X = 5 7 5 3 1 7 4 1 Y = 2 1 1 9 9 7 4 6 3

LATITUD N 19° 10' 22". 1 LONGITUD W 92° 17' 01".28

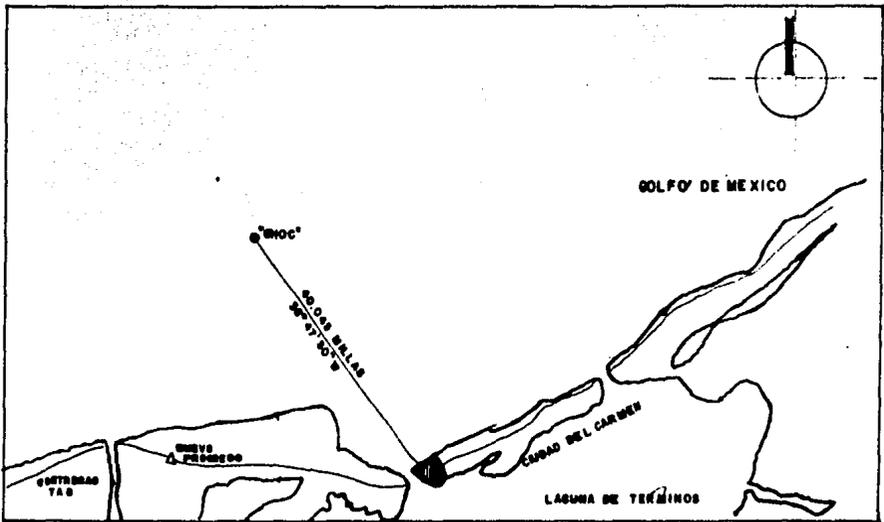
COORDENADAS U.T.M.

PATA:	A	575316.35	2119979.98
	B	575313.30	2119971.04
	C	575322.57	2119972.87

TIRANTE DE AGUA: 32.30 Mts.



LOCALIZACION



III. DATOS GEOLOGICOS

III. DATOS GEOLOGICOS

1. INVESTIGACION GEOFISICA

1.1 Si bien se cuenta con información de sondeos geotécnicos en el área de Chuc-1, las características de los registros sísmicos junto con los perfiles estratigráficos correspondientes al área de Abkatun, situada a 15 kms al Noroeste, permiten establecer una identificación confiable de la litología del sitio.

El sedimento superficial (de 17 a 22 Mts. de espesor) está formado por una arcilla gris cuya consistencia varía de muy blanda a blanda. En el sitio propuesto para la perforación este estrato de arcilla tiene de 18 a 19 Mts. de espesor y sobre yace a una capa de arena carbonatada de compactidad que va de media a densa, en los registros de perfilador somero, no existe evidencia alguna de la existencia de arrecifes o montículos de coral en este bloque.

1.2 Los reflectores adicionales identificados en los registros de perfilador profundo de alta frecuencia, probablemente representan capas de arena intercaladas entre los estratos de arcilla de mayor espesor.

1.3 En los registros se observó un cierto número de fallas y plegamientos que afectan a los estratos que se encuentran de

bajo de los horizontes C y D (con profundidades mayores a los 50 Mts., a partir del lecho marino) las cuales han ocasionado pequeños desplazamientos verticales de los estratos que las contienen, sin embargo, una de estas fallas, la cual tiene un rumbo Norte-Sur, pasa a unos 30 Mts. al Oeste del sitio propuesto para el pozo exploratorio y forma la margen oriental de un bloque de falla deslizado descendentemente, el cual se encuentra a su vez dentro de un sinclinal más amplio localizado debajo del horizonte D (a más de 80 Mts. del lecho marino). Los primeros 50 Mts. de sedimentación no han sido afectados por ninguna falla, lo cual indica, que las deformaciones en el área cesaron poco después de la depositación del horizonte C.

1.4 Se observaron algunas zonas de reflexiones anómalas o distorsionadas que se encuentran sobre y bajo el horizonte D.

Estas anomalías pudieron haber sido causadas por:

a) una rápida depositación de los sedimentos de relleno en los paleocanales; b) deformaciones en los sedimentos ocasionadas por movimientos de las fallas; y/o c) acumulaciones de gas dentro de los sedimentos. El sitio propuesto para ubicación del pozo Chuc-1 se localiza directamente sobre dicha zona.

1.5 Debido al riesgo potencial que representa la presencia de la falla y las reflexiones anómalas observadas en los registro

tros sísmicos se recomendó que el sitio para la perforación exploratoria se desplazará a 250 Mts. al Este, siguiendo rumbo de 80 grados. Esta localización queda situada a 300 Mts. al Este de la falla y aproximadamente a 150 Mts. de la zona de reflexiones anómalas.

2. DESCRIPCION, EDAD Y LITOLOGIA DE LAS FORMACIONES
PERFORADAS

FORMACION:	*PROF. PROG. (MBMR)	PROF. REAL (MBMR)
Mioceno Superior	600	600
Mioceno Medio	2 500	2 090
Mioceno Inferior	3 000	Ausente
Oligoceno Superior	Ausente	Ausente
Oligoceno Medio	Ausente	Ausente
Oligoceno Inferior	3 200	2 505
Eoceno Superior	Ausente	Ausente
Eoceno Medio	3 300	3 375
Eoceno Inferior	3 450	3 475
Paleoceno Superior	3 600	3 620
Paleoceno Inferior	Ausente	Ausente
Brecha Paleoceno	3 700	3 685
Cretácico	4 000	3 748
Cretácico Medio	4 150	3 755
Cretácico Inferior	Ausente	3 782
Jurásico Thitoniano	4 400	-.-
Jurásico Kimeridiano	4 500	-.-
Jurásico Oxfordiano	4 950	-.-

* PROF: PROFUNDIDAD

PROG: PROGRAMADA

MBMR: METROS BAJO MESA ROTARIA

Las características litológicas de las formaciones perforadas fueron obtenidas a partir del análisis de muestras de canal tomadas durante la perforación del pozo.

- 958- 995.- Lutita gris verdosa, plástica y ligeramente calcárea 15 - 20%, fragmentos de restos de moluscos, huellas de mudstone, calcita blanca y gilsonita.
- 995-1005.- Lutita gris verdosa, plástica y ligeramente calcárea 30 - 40%.
- 1005-1060.- Arenisca grano fino a medio bien cementada en material calcáreo, dura, fragmentos de moluscos, trazas de mudstone y calcita blanca.
- 1060-1205.- Lutita gris verdosa calcárea, plástica 5 - 10% mudstone arcilloso compacto huellas restos de moluscos, gilsonita y calcita blanca.
- 1205-1240.- Lutita gris verdosa calcárea y plástica trazas y arenisca de grano fino a medio cementada en material calcáreo.
- 1240-1375.- Lutita gris verdosa, plástica, calcárea 30 - 40% arenisca de grano fino a medio bien cementada en material calcáreo compacto, huellas a trazas de mudstone.

- 1375-1505.- Lutita gris verdosa, plástica, calcárea 5 - 10% arenisca de grano fino a medio cementada en material calcáreo, huellas a trazas de mudstone arcilloso color gris cremoso fragmentos esporádicos de gilsonita.
- 1505-1551.- Lutita gris claro suave plástica y calcárea trazas de arenisca gris claro y café claro de grano fino bien cementada esporádicos fragmentos de mudstone crema.
- 1551-1870.- Lutita gris claro-oscuro suave a dura plástica calcárea, ocasionalmente laminar y arenosa huellas de arenisca gris claro de grano fino cementada en material calcáreo.
- 1870-2155.- Lutita gris claro a oscuro suave a dura plástica y laminar calcárea y ocasionalmente bentónica, esporádicos fragmentos de mudstone dolomítico café y arenisca gris.
- 2155-2360.- Lutita gris claro, suave a dura, laminar, calcárea, ocasionalmente gris verdoso bentónica esporádico fragmentos de mudstone dolomítico.

- 2360-2500.- Lutita gris claro a café claro en partes plástica y laminar, calcárea, trazas de mudstone dolomítico café crema, compacto.
- 2500-2689.- Lutita gris claro y café grisáceo ligeramente calcáreo, suave o semidura huellas a trazas de mudstone gris, en partes dolomítico huellas a trazas de dolomía crema compacta de textura sacaroide y esporádicos fragmentos de calcita blanca.
- 2689-3350.- Sal blanca cremosa translúcida y sacaroide 5 - 10% yeso crema claro.
- 3350-3390.- Yeso blanco grisáceo 20% lutita gris obscuro semidura, en partes laminar 10% sal.
- 3390-3495.- Lutita gris obscuro y verdosa semidura en partes laminar y calcárea huellas de bentonita verde.
- 3495-3665.- Lutita gris plástica a verdosa laminar y calcárea.
- 3665-3705.- Se registró incremento de gas litológicamente constituido por mudstone café claro, cretoso en partes con fracturas.

- 3705-3760.- Se registró ligero incremento de gas, litología compuesta de dolomía color crema a café claro, microcristalina con pequeñas fracturas y láminas de lutita gris oscuro y ligeramente calcárea.
- 3792-3833.- Se registró incremento de gas, constituido litológicamente por dolomía café claro y oscuro con alteraciones de lutita bentonítica en forma laminar, color verde oscuro, presenta trazas de fluorescencia color amarillo claro.
- 3870-3890.- Serie de alteraciones de dolomía color café a crema cristalino lutita gris verdosa laminar calcárea wackstone a packestone de color café a crema y bentonita color verde claro todo el intervalo presenta trazas de fluorescencia amarillo claro.
- 3910-3953.- Dolomía café crema microcristalina intercalaciones de lutita gris y verdosa, laminar, calcárea trazas de bentonita verde claro todo el intervalo presenta fluorescencia amarillo claro.

OBSERVACIONES: Se detectó presencia de CO₂ de:

1506 - 2400
2500 - 3200
3561 - 3634

Descripción del análisis de los núcleos:

N U C L E O N° 1

Intervalo: 3709-3718 Recuperación: 70 cms. 8%
 Estado de la muestra: Malo
 Impregnación: De asfalto y aceite
 Fluorescencia: 10-30% fluorescencia amarillo claro
 Porosidad: Buena, primaria intercrystalina y secundaria en fracturas y cavernas de disolución.
 Echado: No se observa
 Descripción litológica: Dolomía de aspecto brechoide de color crema claro y obscuro, micro-cripto-cristalina de aspecto sacaroide compacto.

Observaciones:

- No tiene sabor salado
- Despide olor a hidrocarburos
- La muestra se recuperó muy fragmentada
- Presenta alto grado de fracturamiento
- Las cavernas de disolución están rellenas de cristales de dolomía
- El asfalto se encuentra relleno las fracturas

N U C L E O N º 2

Intervalo: 3748-3752 Recuperación: 3.80 Mts. (95%)
Estado de la muestra: Bueno
Impregnación: De asfalto y aceite
Fluorescencia: 5% a claro
Porosidad: Buena, primaria intercrystalina y
secundaria en fracturas.
Echado: No se observa
Descripción litológica: Dolomía crema oscura, en parte
crema claro microcrystalina, con
pequeñas intercalaciones de lutita
gris verdosa o ligeramente calcárea
y dura.

Observaciones:

- Al romper la muestra despide olor a hidrocarburos.
- No tiene sabor salado
- Presenta exudación de aceite y fracturas selladas de asfalto.

3. ANALISIS DEL CONTENIDO DE FLUIDOS

Durante la perforación del Pozo Chuc-1 se nucleó el intervalo 3748-3752 MBMR, el cual al ser analizado dió como resultado los datos que se dan a continuación en forma tabulada.

N U C L E O N º 2

	Profundidad:	Porosidad:	Saturación de aceite:	Saturación de agua:	Observa ciones:
Muestra:	(MBMR)	(%)	(%)	(%)	
1	3748.5	7	8	66	permeable
2	3749.0	2	0	31	permeable
3	3750.5	12	34	37	permeable
4	3751.0	10	27	34	permeable
5	3751.5	5	26	33	permeable
6	3752.0	2	0	0	permeable

IV. DATOS MECANICOS DEL EQUIPO Y DE LA PERFORACION

IV. DATOS MECANICOS DEL EQUIPO Y DE LA PERFORACION

1. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE PERFORACION

El equipo utilizado para la perforación del pozo es propiedad de la compañía PROTEXA.

A continuación se muestra la descripción de los principales componentes que constituyen el mencionado equipo.

- a). MALACATE: Marca National 1625 - DE, impulsado por tres motores eléctricos - GE - 752 - AR, de 3 000 HP de potencia.
- b). MESA ROTATORIA: Marca National, modelo C-375, 37½", impulsada por un motor GE-752 - AR, de 1 000 HP de potencia.
- c). CORONA: Marca National modelo 760 - FA, con capacidad para 583 toneladas con siete poleas de 60" de diámetro, para cable de 1½".
- d). POLEA VIAJERA: Marca National, modelo 660-G500, gancho universal con seis poleas de 60" de diámetro, para cable de 1½" y capacidad de 500 toneladas.

- e). UNION GIRATORIA: Marca National P - 500, con capacidad para 500 toneladas.
- f). TORRE: Marca Derrick Service International, Inc. 147, pies, base cuadrada de 30' x 30", con capacidad de carga al gancho de 454 toneladas, diseñada para vientos con velocidad de 177 kms. por hora, subestructura con movimientos de 12 pies hacia ambos lados.
- g). MULTIPLE DE ESTRANGULACION: Marca Cameron para 700 Kg/cm² de presión de trabajo.
- h). BOMBAS PARA LODO: Dos, marca National 12P160 triplex de 7½" x 12" de 1600 HP de potencia, impulsadas por motores GE-752, cada una.
- i). SISTEMA DE POTENCIA: Cuatro motores marca Caterpillar modelo D-399 de 1325 HP de potencia cada uno, acoplado, a cuatro generadores marca kato de 1050 Kw y 600 voltios cada uno.
- j). DESVIADOR DE FLUJO (DIVERTER): Marca Regan, modelo KFDJ, para 140 Kg/cm² de presión de trabajo.
- k). PREVENTORES: Un preventor marca Cameron tipo "U" sencillo de 21½" para 140 Kg/cm² de presión de trabajo.

Un preventor marca Cameron tipo "U", sencillo de 13 5/8" para 700 kg/cm² de presión de trabajo.

Un preventor marca Cameron tipo "U" doble de 13 5/8" para 700 Kg/cm² de presión de trabajo.

Un preventor marca Cameron tipo "D" de 13 5/8" para 350 Kg/cm² de presión de trabajo.

- 1). SISTEMA DE CONTROL: Marca Ross Hill con tablero principal y dos de preventores: controles y remotos.

EQUIPO AUXILIAR

- a). GRUAS: Dos, marca National, modelo OS-435 con capacidad de 75 y 80 toneladas impulsada por un motor marca Caterpillar 340-B, cada una.
- b). POTABILIZADORA: Marca Polymétrics de ósmosis inversa, con capacidad de 80 m³ por día.
- c). UNIDAD DE CEMENTACION: Marca Halliburton HT-400
- d). HELIPUERTO: De 21 mts. de diámetro, con capacidad para helicópteros Sikorsky S-61.

- e). SISTEMA DE ANCLAJE: Cuatro de 5 toneladas operadas por 4 malacates marca National, modelo 2255-E con motor eléctrico de 50 HP.

EQUIPO DE SALVAMENTO Y SEGURIDAD

- a). LANCHAS SALVAVIDAS: Dos para 44 personas cada una.
- b). BOTES INFLABLES: Cuatro para veinticinco personas cada uno.
- c). SISTEMA DE SEGURIDAD: Sistema automático de detección de humo temperatura, gas butano y sulfídrico.
- Sistema contra incendio base de dióxido de carbono CO₂ en cuatro generadores y bodega de pintura.
- Dos bombas contra incendio marca Shinkokinzoku, modelo GVP-1305 con capacidad de 60/90 m³ hr. para abastecer la red general de contra incendio.
- Extintores portátiles de diferentes marcas y capacidades.

2. FLUIDOS DE PERFORACION

Durante la perforación del pozo se utilizaron fluidos de perforación cromolingnosulfonatos emulsionados (C.L.S.E.) e IMCO, a continuación en la siguiente tabla se muestra la variación de las principales propiedades de dichos fluidos a diferentes profundidades:

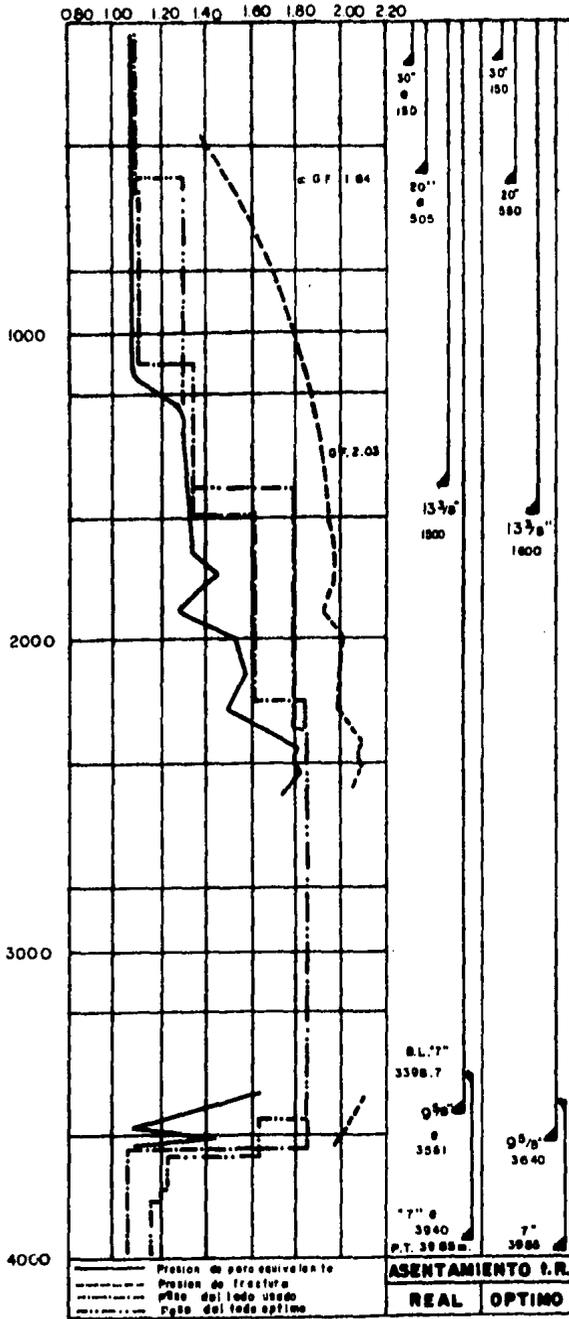
Prof. (m)	Tipo de lodo	Densidad gr/cc	Viscosidad seg.	Filtrado API/cc
510	Bent.	1.09	50	8
958	C.L.S.E.	1.30	50	4
1505	"	1.34	46	2.5
1530	I.M.C.O.	1.80	75	9
2500	"	1.85	80	15
2669	"	1.85	85	12
2705	"	1.85	75	12
2815	"	1.85	80	6
3002	"	1.85	80	16
3141	"	1.85	76	3.6
3348	"	1.84	80	4.6
3481	"	1.84	85	3
3555	"	1.85	80	5
3568	"	1.94	85	5
3642	"	1.63	62	4
3658	"	1.63	65	3
3659	"	1.45	55	6
3709	"	1.25	58	4
3718	"	1.24	53	5
3748	"	1.24	56	4.2
3752	"	1.21	57	4.8
3891	C.L.S.E.	1.17	60	3.8
3928	"	1.16	50	3.5
3930	"	1.16	60	3.6

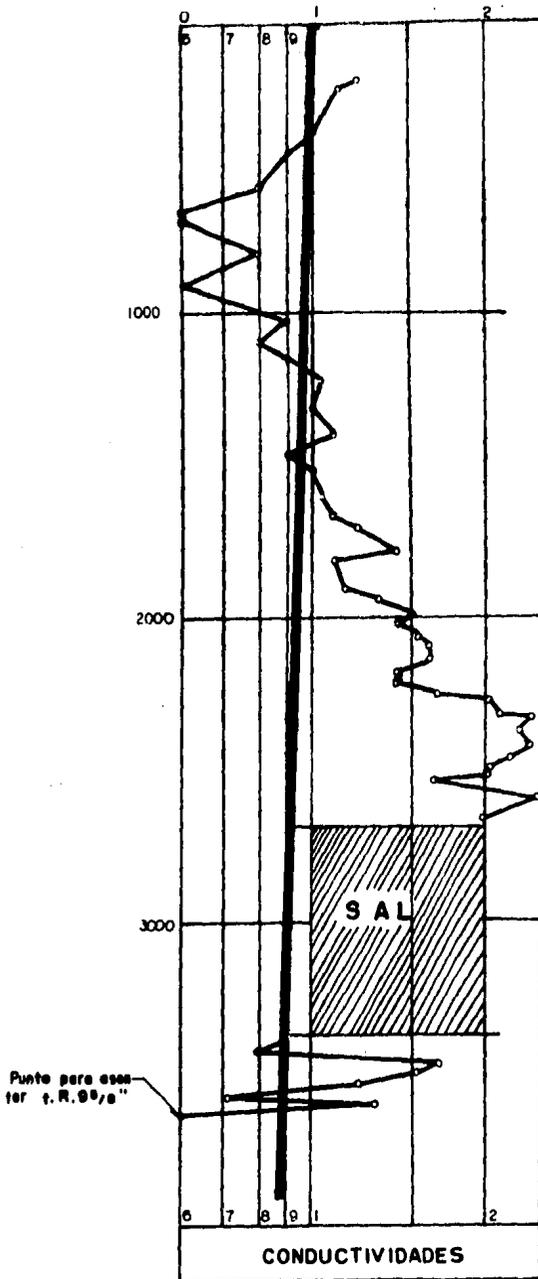
Prof. (m)	Enjarre (mm)	V ^a	Vp. (cp)	Y P	G.E.L.	
					Inicial	Final
510	1.5	18.5	15	7	2	7
958	1	25.5	20	23	3	13
1505	1	18.5	18	9	3	5
1530	-	61	29	47	15	27
2500	-	64	51	30	20	40
2669	-	64	54	28	22	40
2705	-	72	60	25	14	35
2815	-	86	74	24	20	35
3002	-	76	66	20	8	31
3141	-	81	72	18	8	34
3348	-	91	78	26	9	38
3481	-	80	64	32	11	39
3555	-	80	67	26	8	36
3568	-	80	67	26	5	20
3642	-	50	38	24	10	26
3658	-	45	38	14	10	27
3659	-	33	30	6	5	12
3709	-	31.5	28	7	4	17
3718	-	31.5	27	9	4	18
3748	-	35	31	8	4	16
3752	-	32	28	8	5	17
3891	1	39	33	12	3	8
3828	1	24	20	8	3	5
3930	1	27	23	8	3	5

V_p = Viscosidad plástica.

yp= Punto de cedencia.

VA = Viscosidad aparente.





3. BARRENAS

A continuación en forma tabulada se muestran las barrenas (sus principales características) (*), que se utilizaron en la perforación del pozo.

Intervalo: (m)	Diámetro: (pulg.)	Horas:	Metros:	Tipo:	Observaciones:
60-150	14 3/4"	08:30	90	1.1.1.	
60-150	36"			1.1.1.	Ampli6
150-510	12 1/4"	15:00	360	2.1.1.	
510-958	14 3/4"	60:00	448	1.1.1.	
958-1505	14 3/4"	42:50	547	1.1.1.	
510-1505	18 3/4"		995		Ampli6
1505-1530	12 1/4"		25	2.1.1.	
1530-2500	12 1/4"	51:00	970	1.1.1.	
2500-2669	12 1/4"	16:00	169	1.2.1.	
2669-2705	12 1/4"	11:00	36	1.3.1.	
2705-2796	12 1/4"	49:00	91	2.2.1.	
2706-3002	12 1/4"	51:00	206	1.3.1.	
3002-3141	12 1/4"	33:50	139	1.3.1.	
3141-3348	12 1/4"	47:00	207	1.3.1.	
3348-3481	12 1/4"	47:00	133	1.2.1.	
3481-3555	12 1/4"	33:00	74	1.2.1.	
3555-3568	12 1/4"	07:00	13	1.3.1.	
	8 1/4"				Con molino rebajado tap6n de desplazamiento,
	8 1/2"				Rebaj6 D.V.
3568-3642	8 1/4"	63:00	74	Inserciones	Perfor6 y repas6
3642-3658	8 1/4"	02:50	16	Inserciones	Meti6 molino servvo sin inserto
3658-3659	8 1/4"	10:00	1	Plano	Molino servvo

Continúa...

Continuación tablas barrenas:

Intervalo: (m)	Diámetro: (pulg.)	Horas:	Metros:	Tipo:	Observaciones:
3659-3709	8 1/4"	37:00	50	Inserciones	
3709-3718	6 7/16"	05:50	9	Corona	Perforó con corona y muestreo
3718-3748	8 1/4"	32:00	30	Inserciones	
3748-3752	5 15/16"	02:00	4	Corona	Corto núcleo
3752-3891	8 1/4"	112:50	139	36377	
3891-3928	8 1/4"	47:00	37	Inserciones	
3928-3930	8 1/4"	04:00	2	Moliro plano	
3930-3985	8 1/4"	33:50	55	36377	
	8 1/8"	17:00	101	Economil	Rebajó cemento
	8 1/4"	15:00	207	527	Rebajó cemento
	5 7/8"				Rebajó tapón de desplazamiento y cople de retención.

(*) Apéndice de barrenas.

4. TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS (*)

La descripción de las columnas de tubería y accesorios es la siguiente:

		- Tubo conductor	
de	0.00 a	150 Mts.	
		- Tubería superficial	
de	505.05 a	505.09	Zapata flotadora (Baker)
de	504.09 a	13.90	42 tramos t.r.20"k-55 94 lb/pié BCN
de	13.90 a	0.00	E.M.R.

Se utilizaron 13 centradores distribuidos a lo largo de toda la tubería.

		- Primer tubería intermedia	
de	1 500.00 a	1 499.60	Zapata gufa Vam. (Baker)
de	1 499.60 a	1 473.66	2 tramos t.r.13 3/8"k-55 68 lb/pié Vam.
de	1 473.66 a	1 472.90	Cople flotador Vam. (Baker)
de	1 472.90 a	451.67	81 tramos t.r.13 3/8" k-55 68 lb/pié Vam.
de	451.67 a	450.92	Cople de cementación múltiple tipo "G"
de	450.92 a	13.48	36 tramos t.r.13 3/8" k-55 68 lb/pié Vam.
de	13.48 a	0.00	E.M.R.

Se utilizaron 73 centradores distribuidos en toda la tubería.

Continúa

Continuación..

Segunda tubería intermedia		
de 3 561.50 a	3 561.11	Zapata gufa 9 5/8" HDSFJ-P
de 3 561.11 a	3540.17	2 tramos t.r.9 5/8" p-110 58.4 lb/ pié HDSFJ-P
de 3 540.17 a	3 539.46	Cople diferencial 9 5/8" HDSFJ-P
de 3 539.46	2 588.86	81 tramos t.r.9 5/8" p-110 58.4 lb/pié HDSFJ-P
de 2 588.86	1 444.32	88 tramos t.r.9 5/8" p-110 53.5 lb/pié HDSFJ-P
de 1 444.32	1 443.92	Combinación 9 5/8" Caja HDSUE X Pin-HDSFJ-P
de 1 443.92	1 395.04	4 tramos t.r.9 5/8" N-80 47 lb/pié HDSEU
de 1 395.04 a	1 394.83	Combinación 9 5/8" Caja Bcn X Pin HDSEU
de 1 394.83 a	1 394.51	Combinación 9 5/8" Caja HDTS X Pin Bcn
de 1 394.51	1 393.46	Cople de cementación múltiple 9 5/8" HDTS
de 1 393.46 a	1 393.15	Combinación 9 5/8" Caja HDSEU x Pin HDTS
de 1 393.15 a	1 088.49	25 tramos t.r.9 5/8" N-80 47 lb/pié HDSEU
de 1 088.49	12.86	91 tramos t.r.9 5/8" c-75 47 lb/pié HDSEU
12.86	0.00	E.M.R.

Se utilizaron 220 centradores distribuidos en toda la tubería

Continúa...

Continuación...

		- Tubería de revesti miento corta
de 3 940.00 a	3 939.44	Zapata flotadora tipo "V" "7" BCN
de 3 939.44 a	3 939.09	Combinación pin BCN x Caja HDSEU 7"
de 3 939.09 a	3 938.75	Combinación 7" Pin HDSEU x Caja HDSFJ-P
de 3 938.75 a	3 927.74	I tramo t.r. 7" P-110 35 lb/pié HDSFJ-P
de 3 927.74 a	3 927.40	Combinación 7" Pin HDSFJ-P x Caja 8 Hrr
de 3 927.40 a	3 927.06	Combinación 7" Pin 8Hrr x Caja Bcn
de 3 927.06 a	3 926.61	Cople flotador 7" BCN
de 3 926.61 a	3 926.27	Combinación 7" Pin Bcn x Caja 8 Hrr
de 3 926.27 a	3 925.03	Combinación 7" Pin 8 Hrr x Caja HDSFJ-P
de 3 925.93 a	3 915.32	I tramo t.r.7" P-110 35 lb/pié HDSFJ-P
de 3 915.32 a	3 915.04	Cacher sub 7" HDSFJ-P
de 3 915.04 a	3 904.19	I tramo t.r. 7" P-110 35" lb/pié HDSFJ-P
de 3 904.19 a	3 903.90	Cople de retención tipo III 7" HDSFJ-P
de 3 903.90 a	3 411.62	44 tramos t.r. 7" P.110 35 lb/ pié HDSFJ
de 3 411.62 a	3 411.28	Combinación 7" Pin HDSFJ- P x Caja 8 Hrr
de 3 411.28 a	3 410.96	Combinación 7" Pin 8 Hrr x caja BCN

Continúa

Continuación...

- Tubería de revesti miento corta		
de 3 940.00 a	3 939.44	Zapata flotadora tipo "v" "7" BCN
de 3 939.44 a	3 939.09	Combinación pin BCN x Caja HDSEU 7"
de 3 939.09 a	3 938.75	Combinación 7" Pin HDSEU x Caja HDSFJ-P
de 3 938.75 a	3 927.74	I tramo t.r. 7" P-110 35 lb/pié HDSFJ-P
de 3 927.74 a	3 927.40	Combinación 7" Pin HDSFJ-P x Caja 8 Hrr
de 3 927.40 a	3 927.06	Combinación 7" Pin 8Hrr x Caja Bcn
de 3 927.06 a	3 926.61	Cople flotador 7" BCN
de 3 926.61 a	3 926.27	Combinación 7" Pin Bcn x Caja 8 Hrr
de 3 926.27 a	3 925.03	Combinación 7" Pin 8 Hrr x Caja HDSFJ-P
de 3 925.93 a	3 915.32	I tramo t.r.7" P-110 35 lb/pié HDSFJ-P
de 3 915.32 a	3 915.04	Cacher sub 7" HDSFJ-P
de 3 915.04 a	3 904.19	I tramo t.r. 7" P-110 35" lb/pié HDSFJ-P
de 3 904.19 a	3 903 90	Cople de retención tipo III 7" HDSFJ-P
de 3 903.90 a	3 411.62	44 tramos t.r. 7" P.110 35 lb/ pié HDSFJ
de 3 411.62 a	3 411.28	Combinación 7" Pin HDSFJ- P x Caja 8 Hrr
de 3 411.28 a	3 410.96	Combinación 7" Pin 8 Hrr x caja BCN

Continúa

Continuación....

de 3 410.96 a	3 410.62	Combinación 7" Pin Bcn x Caja HDSEU
de 3 410.62 a	3 407.86	Empacador Lynes 7" HDSEU
de 3 407.86 a	3 407.47	Combinación 7" Pin HDSEU x Caja 8 Hrr
de 3 407.47 a	3 406.74	Swivel (Unión Giratoria) 7"
de 3 406.74 a	3 403.00	Colgador mecánico CMC 7" x 9 5/8" HDSEU
de 3 403.00 a	3 402.68	Combinación 7" Pin BCN x Caja HDSEU
de 3 402.68 a	3 402.32	Combinación 7" Pin HDSEU Caja Bcn
de 3 402.32 a	3 399.83	P.B.R. 7"
de 3 399.83 a	3 398.07	Camisa soltadora C-2 7"

Se utilizaron 35 centradores distribuidos en toda la tubería

(*) Consultar apéndice de tuberías de revestimiento

5. APAREJO DE PRODUCCION (*) Y CONEXIONES SUPERFICIALES.

Antes de meter el aparejo de producción el estado mecánico del pozo, es el ilustrado en la figura IV.5.1. La distribución del aparejo de producción fué la siguiente:

de 3 392.72 a	3 393.81	Empacador otis "perma-drill" 9 5/8"
de 3 393.81 a	3 394.00	Adaptador
de 3 394.00 a	3 396.26	Extensión pulida
de 3 396.26 a	3 398.71	Extensión rugosa
de 3 398.71 a	3 398.84	Combinación 6" Caja 8Hrr x Pin 4 1/2" HDCS
de 3 398.84 a	3 400.68	Tramo corto 4 1/2" C-75 12.75 lb/pié HDCS
de 3 400.68 a	3 401.02	Niple "X" 4 1/2" HDCS
de 3 401.02 a	3 402.86	Tramo corto 4 1/2" C-75 12.75 lb/pié HDCS
de 3 402.86 a	3 403.06	Niple campana 4 1/2" HDCS
de 3 396.52 a	3 396.32	Zapata gufa 4 1/2"
de 3 396.32 a	3 393.23	5 unidades de sello multi "v" OTIS tamaño 4 31/32"
de 3 393.23 a	3 392.72	Espaciador de 4 15/16"
de 3 392.72 a	3 392.27	Tope localizador
de 3 392.27 a	3 382.60	I tramo t.p. 4 1/2" C-75 12.75 lb/pié HDCS
de 3 382.60 a	3 381.35	Camisa OTIS "XA" 4 1/2" HDCS (cerrada)
de 3 381.35 a	148.58	336 tramos de t.p. 4 1/2" C-75 12.75-lb/pié HDCS

Continúa..

Continuación..

de	148.58	145.30	Válvula de tormenta- OTIS "DL" 4 1/2" HDCS.
de	145.30	116.30	Tres tramos t.p. 4 1/2" C-75 12.75 lb/ pié- HDCS.
de	116.30	115.96	Niple OTIS 4 1/2" "X" HDCS.
de	115.96	19.42	10 tramos t.p. 4 1/2" C-75 12.75 lb/pié HDCS.
de	19.42	13.31	Tres tramos cortos -- 4 1/2" C-75 12.75 lb/pié HDCS.
de	13.31	13.03	Bola colgadora 12 X 4 1/2" FGDSS.
de	13.03	0.00	E.M.R. (Elevación Me- sa Rotaria).

Las conexiones superficiales empleadas son:

- - - Arbol de válvulas marca "CAMERON" para terminación sencilla
de 20" (3M) X 13 5/8" X 4 1/2" (5M) compacto.

(*) Consultar apéndice de Aparejo de Producción.

ESTADO MECANICO DEL POZO

ARBOL DE VALVULAS: 20 (2M) x 3 3/8 x 4 1/2 (5 M)

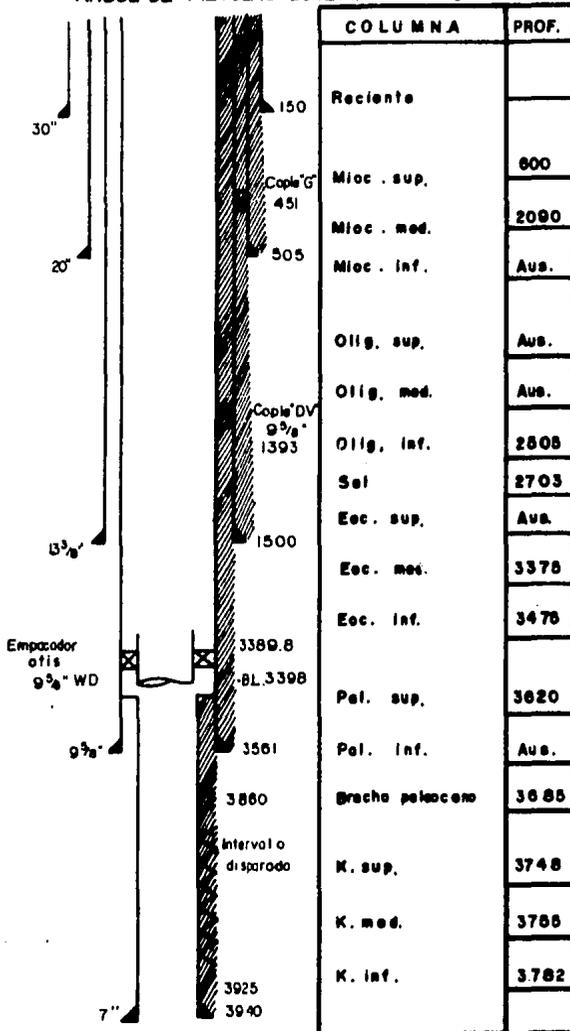


FIG. IV 5.1

V. PROGRAMA DE PERFORACION Y TERMINACION

1. PROGRAMA DE PERFORACION DEL POZO EXPLORATORIO CHUC-1

COORDENADAS U.T.M.

X = 575 400.00

Y = 2 120 020.00

1.1. LOCALIZACION:

En el P.T. 1 000 de la línea 3018 del área de Campeche Marino.

1.2 POSICION GEOLOGICA O ESTRUCTURAL:

Sobre una anticlinal de Dirección N-S con cierre estructural de 275 metros.

1.3 COLUMNA GEOLOGICA:

De acuerdo con los datos obtenidos en el área, se espera la siguiente columna:

<u>HORIZONTE:</u>	<u>CIMA: (M.B.M.R.)</u>
Mioceno superior	600
Mioceno medio	2 500
Mioceno inferior	3 000
Oligoceno	3 200
Eoceno	3 450
Brecha paleoceno	3 700
Cretácico dolomías	4 000
Jurásico Thit.	4 400
Jurásico Kim.	4 500
Jurásico Oxf.	4 950

1.4. OBJETIVO

Encontrar producción comercial de hidrocarburos en los sedimentos calcáreos del paleoceno, cretácico y jurásico.

1.5 PROFUNDIDAD TOTAL

5 500.0 metros

1.6 EQUIPO PREVISTO PARA LA PERFORACION

Plataforma autoelevable "MAYA"

1.7 MUESTREO QUE SE REALIZARA

a).- de canal: Se tomarán muestras de canal cada 5.0 metros desde 150 metros hasta la profundidad total.

1.8 REGISTROS

- | | | |
|----|--------------------------|---|
| a) | Micro-calibrador: | Se tomará de: 3 700.0 hasta
5 500.0 mts. |
| b) | Inducción y/o DLL: | Se tomará de: 150.0 hasta
5 500.0 mts. |
| c) | Sónico de porosidad: | Se tomará de: 150.0 hasta
5 500.0 mts. |
| d) | Radio activo compensado: | Se tomará de: 500.0 hasta
5 500.0 mts. |

- | | | |
|--|---------------|--------------|
| e) Echados: | Se tomará de: | 500.0 hasta |
| | | 5 500.0 mts. |
| f) Temperatura y/o sónico
ce cementación: | Se tomará de: | SUP. hasta |
| | | 5 500.0 mts. |
| g) Densidades: | Se tomará de: | 500.0 hasta |
| | | 5 500.0 mts. |

1.9 PRUEBAS

DE PRODUCCION: se harán pruebas de acuerdo a los intervalos programados para ser disparados y que, cumplan con los requisitos geofísicos de explotación.

1.10 PERFORACION

- a) VERTICALIDAD DEL AGUJERO.- Se tomará cada cambio de barrena.
- b) LODOS.- Considerando los pozos perforados en el área pol, se recomienda el siguiente programa de densidades tomando en cuenta los problemas que se presentaron en ellos como pegaduras de T.R., pérdidas de filtrado, etc.

PROFUNDIDAD:	DENSIDADES:
(m.b.m.r.)	(grs/cms ³)
0 - 500	1.00 - 1.15
500 - 1 500	1.15 - 1.40
1 500 - 3 700	1.40 - 1.90
3 700 - 5 500	1.15 - 1.20

c) TUBERIAS DE ADEME:

Conductor: Diámetro del agujero: 914.4 mm. (36")
hasta 150.0 mts. 762 mm. 30" Vecto tipo "R"

A 150 m'. Objetivo del ademe: Aislar estratos superficiales no consolidados y lograr circulación satisfactoria del fluido de perforación.

Superficial: Diámetro del agujero: 660.4 mm.
(26") hasta 510.0 m.

<u>Diámetro T.R.</u>		<u>Peso</u>	
m.m.:	Pulg:	Kg/m:	lb/pié De: a M.
508.0	20	K-55	139.9 94 0.00 - 510.0 m.

Equipo de Flotación: Zapata gúfa, cople flotador.

Cemento: 120 toneladas tipo "H" con 15 kg/m³ de O.G.M.

Centradores: 30 Collarines: 30

Presiones de prueba:

En la superficie: Kg/cm²

De las conexiones: 85 kg/cm²

Después de la cementada: 70 Kg/cm²

Cabezal: 105 Kg/cm²

Objetivo del ademe: Instalar equipo de control superficial aislar formaciones poco consolidadas; así como las zonas de agua freática.

d) SUPERFICIAL:

Diámetro del agujero: 444.5 mm. (17½") hasta 1500.0 m.

<u>Diámetro T.R.</u>		<u>Peso</u>					
mm.:	Pulg.:	Grado:	Kg/m:	lb/pié:	De:	a	M
339.7	13 3/8"	k-55	101.2	68	0.00-1	500.0	

Equipo de flotación: Zapata gufa

Cople de cementación múltiple, modelo "G", similar instalado a 450.0 m.

Cemento: Primer etapa 115 toneladas tipo "H" con 15 kg/m³ de OGM y aditivos segunda etapa, 60 toneladas densidad 1.60 gr/cc.

Centradores: 80

Presiones de prueba:

En la superficie: kg/cm²

De las conexiones: 210 Kg/cm²

Después de la cementada: 105 kg/cm²

Cabezal: 350 kg/cm²

Objetivo del ademe: Instalar equipo de control superficial, aislar formaciones poco consolidadas; así como las zonas de agua freática.

e) EXPLOTACION

Diámetro del agujero: 311.15 m.m. (12½") hasta 3 700.0 m.

<u>Diámetro T.R.</u>			<u>Peso</u>		
m.m.	Pulg.:	Grado:	Kg/m.	lb/pié	de: a M
244.4	9 5/8"	N- 80	69.9	47	0.0 - 900.0
244.4	9 5/8"	P-110	69.9	47	900.0-1 300.0
244.4	9 5/8"	V-150	79.6	53.5	1 300.0-3 000.0
244.4	9 5/8"	V-150	86.3	58	3 000.0-3 700.0

Accesorios para la T.R.

Zapata gufa: cople diferencial colocado este entre el segundo y el tercer tramo

Centradores: 200 Collarines: 200

Cementos: 185 toneladas tipo "H" con aditivos

Presiones de prueba

En la superficie: Kg/cm²

De las conexiones: 350"

Después de la cementada: 140 kg/cm²

Cabezal: 350 Kg/cm²

Objetivo del ademe: Lograr un mejor control del pozo, evitar derrumbes, pérdidas de circulación.

f) EXPLOTACION

Diámetro del agujero: 215.9 mm. (8½") de 3 700.0 m hasta 5 500.0 m.

<u>Diámetro T.R.</u>		<u>Peso</u>				
mm.	Pulg.:	Grado:	Kg/m	lb/pié:	De:	a M:
177.8	7"	P-100	47.6	32	1 900.0	- 5 500.0

Accesorios para la T.R.

Zapata flotadora tipo "V", cople de retención, colocado entre el segundo y el tercer tramo.

Centradores: Collarines:

Cemento 45 toneladas tipo "H" con esferolitas y aditivos.

Presiones de prueba:

De las conexiones: 350 kg/cm²

Después de la cementada: 140 kg/cm²

Cabezal: 350 kg/cm²

Objetivo del ademe: Aislar los posibles intervalos productores y lograr la explotación de los que lo ameriten.

1.11 TERMINACION: Se efectuará sencilla, abriendo a producción el intervalo que presente mejores condiciones de impregnación, empleando empacador permanente OTIS PER-MADRILL "WD" 9 5/8" .

1.12 RESUMEN DE MATERIAL:

a) Arbol de válvula: Marino: 20 (3M) x 13 3/8" x 4 1/2" 5 M.

b) Tubería de revestimiento y accesorios:

<u>Diámetro</u>		Grado	<u>Peso</u>		Conexiones:	Long: m
mm.	Pulg.		Kg/m	lb/pié		
508.0	20"	K- 55	139.9	94	VECTO LS	500
339.7	13 3/8"	K- 55	101.2	68	VAM	1 500
244.4	9 5/8"	N- 80	69.9	47	HDSEU	900
244.4	9 5/8"	P-110	69.9	47	HDSEU	600
244.4	9 5/8"	V-150	79.6	53.5	HDSFJ-P	1 700
244.4	9 5/8"	V-150	86.3	58	HDSFJ-P	700
177.8	7"	P-110	47.6	32	HDT5	3 100

Equipo Dot. Completo

Zapata guía: 508.0 m.m. (20"). 1 pieza

Zapata guía: 339.7 m.m. (13 3/8") 1 pieza

Zapata guía: 244.4 m.m. (9 5/8") 1 pieza

Zapata flotadora tipo "V": 177.8 m.m. (7") 1 pieza

<u>Cople flotador:</u>	508.0 m.m. (20")	1 pieza
<u>Cople flotador:</u>	339.7 m.m. (13.3/8")	1 pieza
<u>Cople de cementación múltiple:</u>	1339.7 m.m.	
	(13 3/8") "G" o similar.	1 pieza
<u>Cople diferencial:</u>	244.4 m.m. (9 5/8")	1 pieza
<u>Cople de retención:</u>	177.8 m.m. (7")	1 pieza
<u>Centradores:</u>	508.0 m.m. (20")	28 piezas
<u>Centradores:</u>	339.7 m.m. (13 3/8")	83 piezas
<u>Centradores:</u>	244.4 m.m. (9 5/8")	220 piezas
<u>Centradores:</u>	177.8 m.m. (7")	120 piezas
<u>Collarines tope:</u>	508.0 m.m. (20")	28 piezas
<u>Collarines tope:</u>	339.7 m.m. (13 3/8")	83 piezas
<u>Collarines tope:</u>	244.4 m.m. (9 5/8")	220 piezas
<u>Collarines tope:</u>	177.8 m.m. (7")	120 piezas

c) Tuberías de producción:

<u>Diámetro</u>		<u>Peso</u>				
m.m.	Pulg.:	Grado:	Kg/m.	lb/pié	Conexiones:	Long.:
114.3	4.5	C-75	18.98	12.75	HDCS	300 m.
177.8	7	C-75	38.71	26	HDSEU	1 600 m.

d) Aparejo de producción:

Empacador Otis Permadrill "WD" 9 5/8"	1 pieza
Válvula de tormenta Otis tipo "DL" 4 1/2"	1 pieza

e) Cemento tipo "H": 525 toneladas

2. PROGRAMA DE TERMINACION DEL POZO EXPLORATORIO CHUC-1

2.1 ESTADO MECANICO:

a) Profundidad total: 3 985.0 m.

b) TRS. Cementadas:

TR. 30" cementada	150.0 m
TR. 20" K-55 94 lb/pié BCN	505.0 m.
TR. 13 3/8" K-55, 68 lb/pié VAM	1 500.0 m.
TR. 9 5/8" C-75, 47 lb/pié HDSEU	1 088.0 m.
TR. 9 5/8" N-80, 47 lb/pié HDSEU	356.0 m.
TR. 9 5/8" P-110, 53.5 lb/pié HDSFJ-P	1 145.0 m.
TR. 9 5/8" P-110, 58.4 lb/pié HDSFJ-P	972.0 m.
Cople "DV" 9 5/8" HDTS.	1 393.0 m.

2.2 PROGRAMA DE OPERACIONES:

A) Cementar TR, corta de 7" de la siguiente manera:

a) Acondicionar agujero hasta 3 942.0 m. boca de pez.

b) Meter y cementar TR, 7" P-110, 35 lb/pié HDSFJ-P con boca de liner a 3 400.0 m. con empacador Lynes.

- c) Acondicionar la camisa C-2 y meter complemento de TR. corta de 7" P-110, 29 lb/pie HDSEU con boca liner a 1 300 m.
- d) Probar cima de cemento con 140 kg/cm^2 .
- e) Con TP. franca a 500 m. colocar tapón por circulación de 100 m. lineales y probarlo con 14 kg/cm^2 .
- f) Verificar presiones en los espacios anulares 20" x 13 7/8" x 13 3/8" x 9 5/8".
- g) Eliminar conexiones superficiales y de control y desmantelar cabezales de 13 5/8" (5 M) x 11" (10 M), 20" (2 M) x 13 5/8 - 20" (3 M) instalar brida doble sello 20" (3 M) cabezal compacto 20" (3 M) x 13 5/8" (5 M), empleando cuñas y sellos de emergencia para fijar TR 9 5/8".
- h) Instalar 1/2" - árbol de válvulas 13 5/8" (5 M) - sin válvulas laterales.
- i) Instalar trípode
- j) Desmantelar 1/2 árbol e instalar conexiones superficiales de control (Bops).

- k) Rebajar tapón de cemento y reconocer P.I.
probar boca de liner con 140 kg/cm^2 .
- l) Tomar C.B.L. y lavar pozo con agua dulce.
- ll) Instalar empacador Otis Permadrill de $9 \frac{5}{8}$ "
a 1 290.0 m. sin tapón expandible.
- m) Meter aparejo de la siguiente manera:
- 1º Zapata gufa de $4 \frac{1}{2}$ "
 - 2º Cinco unidades de sello multi "V" tamaño $4 \frac{31}{32}$ "
 - 3º Extensión de $4 \frac{1}{2}$ "
 - 4º Dos unidades de sello multi "V" tamaño $4 \frac{31}{32}$ "
 - 5º Localizador de $4 \frac{1}{2}$ "
 - 6º Un tramo de TP. $4 \frac{1}{2}$ " C-75 12.75 lb/pié HDCS
 - 7º Camisa Otis XA $4 \frac{1}{2}$ " HDCS cerrada
 - 8º Dos tramos de TP. $4 \frac{1}{2}$ " C-75 12.75 lb/pié HDCS
 - 9º Combinación Pin $4 \frac{1}{2}$ " HDCS x 7" caja HDSEU
 - 10º "n" tramos de TP. 7" C-75, 26 lb/pié HDSEU
 - 11º Combinación 7" Pin. HDSEU x caja $4 \frac{1}{2}$ " HDCS
 - 12º Un tramo de TP. $4 \frac{1}{2}$ " C-75, 12.75 lb/pié HDCS
 - 13º Válvula de tormenta $4 \frac{1}{2}$ " HDCS modelo DL
(1 600 m.)

- 14º Dos tramos de TP. 4 1/2" C-75. 12.75 lb/pié
HDCS
- 15º Un niple Otis X de 4 1/2" HDCS
- 16º "n" tramos de TP. de 4 1/2" C-75, 12.75 lb/pié
HDCS
- n) Efectuar ajuste, levantar 160 mts. el aparejo
instalar válvulas de tormenta y bajar flejando
la línea de 1/2" sentar bola en su nido y desman
telar conexiones superficiales y de control e
instalar 1/2 árbol de válvulas y probar con
350 kg/cm².
- ñ) Con pistolas scallop de 2 1/8" disparar al inter
valo seleccionado por registros eléctricos.
- o) Estimular con 30 m³. HCL al 15% limpiar pozo y
tomar registro de producción estático curva de
decremento e incremento, aforos o muestras para
análisis P.V.T.

VI. OPERACIONES DE PERFORACION Y TERMINACION

VI. OPERACIONES DE PERFORACION Y TERMINACION

1. AVANCE DE LA PERFORACION

Una forma de llevar el control del Avance de la Perforación, es registrando las operaciones llevadas a cabo día con día.

Con barrena de 14 3/4" se perforó hasta 150 m. ampliándose a 36" hasta la profundidad total desplazándose el agua salada con 60 m³ de lodo bentonítico con una densidad de 1.12 gr/cc y viscosidad de 80 seg., se metió T.R. de 30" Vetco-R hasta 50 m. con apriete computarizado de 16 000 lb-pie, cementándose ésta con 60 toneladas de cemento, recuperando muestras de fondo marino con los buzos.

Después se sentó, cortó y biseló conductor de 30" y se instaló el derivador de flujo probándose con 2 000 lb/pg².

PRIMERA ETAPA.- Con barrena de 12 1/4" se perforó hasta la profundidad de 510 m., se tomaron registros de inducción con rayos gama (510 - 150 m. escala 1/200 - 1/500), sónico compensado y densidad neutrón compensado con rayos gama.

Se metió barrena guía 12 1/4" con ampliadores 18 1/2" - 26" hasta 510 m, para introducir T.R. 20" K-55, 94 lb/pie - B.C.N.

a 505 m. con apriete computarizado de 16 000 lb/pie, cementándose la T.R. con "inner string" sacándose a superficie-éste.

Con tubería de perforación de 2 3/8" se colocó anillos de cemento a 45 m. por espacio anular entre T.R. de 20" y 30", sacándose tubería de perforación a superficie y se esperó-fraguado. Se instalaron conexiones superficiales y de control y se probó T.R. de 20", cabezal y preventor esférico-con 75 Kg./cm². Se introdujo barrena a 503 m. tocando cima de cemento, probándose con 10 toneladas de peso; se perforó a 535 m. efectuándose prueba de gradiente de fractura bombeando 3.5 bls. de lodo con una densidad de 1.15 gr/cc- y viscosidad de 50 seg. y presión de 35 Kg/cm², gradiente-de fractura 1.84.

SEGUNDA ETAPA: Con barrena 14 3/4 se perforó hasta - 1505 m, se sacó a la zapata y metió libre a fondo. Sacando a superficie para tomar registros: de densidad neutrón-compensado, registro de echados, inducción compensado; y rayos gama, (50-1483 m. escala 1/200, 1/500), encontrándose resistencia, se metió barrena guía 14 3/4" y ampliadora 18 1/2" a 1 505 m. efectuando viaje corto a la zapata, acondicionando lodo y saca barrena a la superficie para meter T.R. 13 3/8" k-55, 68 lb/pie VAM a 1500 m. Cementándose esta en dos etapas.

Se sacó conjunto de preventores para cortar y biselar T.R. 13 3/8" se instaló brida adaptadora de 20" (3 M), (2 M,) donde probó sellos secundarios con 105 kg/cm^2 e instaló conjunto de preventores, probándose los mismos con 350 kg/cm^2 . Se rebajó tapón y cople a la profundidad de 1 471.76 m. y se cementó hasta 1 495 m. donde se probó T.R. con 105 kg/cm^2 , con la barrena a 1 490 m. se desplazó lodo C.L.S.F. por I.M.C.O.. Se limpió cemento en la zapata, y se perforó a 1 530 m. donde se circuló y efectuó prueba de gradiente de fractura admitiendo con 80.50 kg/cm^2 gradiente de fractura = 2.03.

TERCERA ETAPA: Con barrena 12 1/4" se perforó a la profundidad de 2 500 m., donde circula y efectúa viaje corto a la zapata libre, acondicionando lodo, sacando barrena a la superficie.

Se tomó registro de inducción y sónico de porosidad (2 500 - 1 500) se continuó perforando hasta la profundidad de 2 705 m. donde saca barrena a la superficie para tomar registro de inducción y sónico (2 705 - 2 500 m.), rayos gama, densidad neutrón (2 705 - 1 500 m), registro de calibración mismo intervalo. Se continuó perforando hasta 3 141 m. circula y saca a superficie para tomar registro sónico, inducción y densidad con rayos gama (3 146 - 2 668 - m. escala 1/200 - 1/500), registros de velocidades sísmicas (3 140 - 1 500 m.) con 75 estaciones.

Se continúa perforando hasta 3570 m. incrementándose densidad de 1.85 gr/cc a 1.93 gr/cc. donde circula y saca a superficie para tomar registros de inducción sónico compensado (3570-3148)m, registro lito-densidad con Rayos gamma y neutrón compensado (3572-3315)m.

Se repasó tramo por tramo a fondo por resistencia a 3319 m. donde circula y saca a superficie, se prueba medio árbol de estrangulación y preventores con 280 kg/cm².

Se metió T.R. 9 5/8" a la profundidad de 3561m, se circuló y cementó T.R. en las etapas a través de cople DV, alcanzando presión final en la primera etapa observándose circulación parcial, saliendo Cemento a superficie con circulación normal en la segunda etapa.

Se sentaron preventores y sacó T.R. 9 5/8" a 2 m. abajo de la mesa rotaria intentando sentar cuña de T.R. en su nido sin éxito, por lo tanto se rebajó Cemento en espacio anular (13 3/8" - 9 5/8") y se colocaron cuñas centradoras y se biseló tubo de 9 5/8" instalándose cabezal 13 5/8" (5 M) x 11" (10 M) se probaron cuñas, anillos BX - 160, empaque brida doble sello con 140 kg/cm².

Se instaló brida adaptadora 11" (10 M) x 13 5/8" (5 M) e instaló conjunto de preventores 13 5/8" (5 M). Se probó

preventor anular con 210 kg/cm^2 y preventor esférico con 175 kg/cm^2 y se instaló la campana, metió molino plano $8 \frac{1}{4}$ " con tubería de perforación a 1394.90 m. tocando tapón de desplazamiento donde circuló y probó T.R. con 140 kg/cm^2 se rebajó Tapón de desplazamiento a 1395.30 m. y metió libre a 1405 m, circuló y se probó con 140 kg/cm^2 rebajando tapón y cople diferencial operando colectora.

Sacó molino a superficie recuperando 1.5 kg de chatarra de antimonio, se tomó registro CBL (3557-50)m. y RGT, giroscópico.

CUARTA ETAPA: Se metió barrena $8 \frac{1}{4}$ " a 3568 m. donde circuló y se perforó, observando ligera pérdida parcial de 10 m^3 de lodo en dos horas, suspendiéndose el bombeo por observarse escurrimiento por lo cual se cerraron preventores ($P_{tp} = 7 \text{ kg/cm}^2$. $P_{tr} = 10.5 \text{ kg/cm}^2$) circulando con 70 emboladas. Al salir el lodo del fondo se observó gasificación.

Con barrena en el fondo aumentó la densidad a 1.96 gr/cc observandose pérdida parcial de 8 m^3 en una hora, por lo que se colocó tapón de lodo de 1.98 gr/cc. Se levantó barrena a la profundidad de 3433 m. donde circuló y se observó pérdida parcial de 18 m^3 , suspendiéndose el bombeo y regresando el lodo perdido.

Se continuó perforando a 3622 m. suspendiéndose la perforación por ligera pérdida parcial de lodo, circuló y acondicionó lodo, bajando su densidad a 1.88 gr/cc y se continuó perforando, se suspendió por observar pérdida parcial de lodo levantando barrera a la zapata, llenándose por espacio anular y abatiéndose el nivel. Se prepararon 40 m³ de lodo con una densidad de 1.63 gr/cc. y se continuó perforando a la profundidad de 3658 m.

Se sacó barrena a superficie para meter barrena, con canasta colectora 6 5/8" a fondo operándose la misma y se saca a superficie; Se metió molino 8 1/4" a 3642 m. a fondo libre donde operó el molino recuperando 200 gr de chatarra.

Se prosiguió perforando a 3658 m. observándose pérdida parcial de 22 m³ de lodo en donde se circula y observa la tubería de perforación pegada a la formación, lográndose liberarla y repasa de 3346 a 3658 m. en varias ocasiones.

Se extrajo barrena a superficie para tomar registros sónicos de porosidad litodensidad con neutrón compensado (3658-3651 m. escala 1/200 - 1/500).

Se metió molino 8 1/4" a 3669 donde operó y sacó a superficie observando canasta colectora sin recuperar, se metió

barrena 8 1/4" a la zapata donde circuló y acondicionó lodo, bajando su densidad de 1.63 gr/cc a 1.47 gr/cc.

Se perforó a la profundidad de 3660 m. sacando la barrena a la zapata, donde circuló acondicionando lodo a 1.35 gr/cc, y se continúa perforando hasta la profundidad de 3711 m.

Se Sacó barrena y metió muestrero 4 3/4" a 3709 m, donde se circuló y cortó núcleo No. 1 a 3711 m. sacando muestrero a superficie recuperando 70 cm. observandose muestra muy fragmentada.

Metió barrena 8 1/4" a 3709 m. donde amplió agujero (6 7/16" - 8 1/4") a 3718 m, continuó perforando hasta 3748 m. donde se suspendió por falta de avance y saca a superficie para meter barril muestrero 4 3/4" y corona 5 15/16" a 3752 m. para cortar núcleo No. 2 recuperando 3.80 m. de muestra.

Se metió barrena 8 1/4" y se perforó hasta 3789 m. donde se suspendió por pérdida parcial y falta de lodo (2 m³ x hr.).

Acondicionó lodo en presas con una densidad de 1.1 gr/cc. metiendo T.P. franca a fondo para desplazar lodo IMCO por bentonífico.

Se metió tramo por tramo de 3599 a 3628 m. donde repasó en varias ocasiones, se perforó a la profundidad de 3891 m. y saca a la superficie para tomar registro DLL-MSFL/RG (3891-3561), sónico compensado con rayos Gamma (3891-3600), espectroscopia con Rayos gamma, Litodensidad neutrón, se metió barrena 8 1/4" a fondo donde repasa tramo por tramo y se continua perforando a 3928 m, se suspendio por falta de avance, y saco-la barrena a superficie con 21 insertos Rotos.

Se introdujo canasta colectora 7 7/8" a 2928.50 m. al sacar a superficie se recuperó núcleo fragmentado, se continuó perforando con la misma barrena hasta la profundidad de 3985 m. donde se suspendió por incremento en la salinidad del lodo de 5500 - 12000 PPM, levantando sarta a 3974 m. observando la Tubería atorada, se trabajó misma sin éxito optándose por colocar un bache de lodo IMCO de 7 m³ con una densidad de 1.18 gr/cc. x 85 seg. desplazando lodo C.L.S.E. de 1.16 gr/cc x 60 seg, con 32 m³. donde reposa bache de lodo y se trabajo sarta sin éxito, detectándose punto libre a 3960 m, se reapretó tubería con 12 vueltas a la derecha y al dar cinco vueltas a la Izquierda se observó T.P. Libre sacando a la superficie y dejando pez de 32 m. de longitud encontrando boca de pez a 3940 m.

Se sacó a superficie para tomar registro DLL/MSFL/RG (3942-3850) m, densidad neutrón, espectroscopia con rayos

gamma, litodensidad (3942-3850)m, registro de calibración (3950-3560)m.

Metió barrena a 1942 m. donde circuló y acondicionó lodo a 1.16 gr/cm^3 x 57 seg. sacando la barrena a superficie para tomar registro de velocidades sísmicas.

Se metió barrena 8 1/4" a 3942 m. circulando y acondicionando lodo y saca a superficie.

Metio T.R. 7" P-110, 35 Lb/pié HDSFJP a 3940 m. en donde se opera el soltador para T.R. anclandose con 105 kg/cm^2 y cementandose la misma.

Se sacó T.p. y soltador para T.R. a superficie para eliminar diverter, línea de matar y válvular del cabezal.

Se Acondicionaron los Soportes para el conductor para instalarse el tripode y piso de preventores,. Esta operación se ejecutó en virtud de que la perforación del pozo chuc-1 se realizó con una plataforma Autoelevable.

Se cortó extensión 13 3/8" e instala cabezal compacto 20" (3 M) x 13 3/8" (5 M), se prueban los sellos en brida y anillo con 140 kg/cm^2 en su nido, se corta y se bisela tubo de 9 5/8".

Se instaló conjunto de preventores y líneas de control probándose anillos BX-160 a carrete espaciador, se instala campana, diverter, línea de flotación y buje de desgaste.

Se metió molino 3 1/8" encontrándose la cima del cemento a 3091.40 m. rebajando hasta 3191 m, donde suspende por falta de avance, circula y saca a superficie para meter barrena 8 1/4" a 3091 m. para ampliar agujero de 8 1/8" hasta 3191 m. rebajándose el cemento hasta 3398 m, tocando La Boca de liner, se circula y se desaloja Cemento probando T.R. con 140 kg/cm^2 y saca a la superficie.

Se metió molino 5 7/8" con T.p. a 3903 m, encontrando cople de retención, tapón de desplazamiento y cemento hasta 3921 m. lo rebaja, circula y prueba con 140 kg/cm^2 . Se continuo rebajando cople flotador y Cemento hasta 3920 m, circula y desplaza cemento y prueba T.R. con 140 kg/cm^2 en 30 minutos.

Saca molino a superficie e introduce barrena 8 1/4" con escariador para 9 5/8" a 3398 m. encontrándose boca de liner - y circula.

Saca a superficie, para tomar registro CBL (3930-3402)m. y corrió canasta calibradora 8 1/4" a 3330 m, se tiene resistencia.

2. Cementaciones. (*)

Las operaciones de cementación se describen a continuación:

Se cementó tubo conductor 30" a la profundidad de 150m. con 60 toneladas de cemento "H" densidad de la lechada 1.60 gr/cc. desplazó con 57.3 m³ agua salada, con una presión de desplazamiento de 14 kg/cm². El objetivo perseguido al cementar dicho tubo fué aislar acuíferos superficiales y tener un medio para la circulación del fluido de perforación.

Se cementó T.R. 20" con 2 diferentes densidades, a la profundidad de 505 m. con 70 toneladas de cemento tipo "H" al 18% de esferolita 0.5% de econolite, densidad de la lechada 1.58 gr/cc. y con 35 toneladas de cemento "H", densidad de la lechada 1.90 gr/cc; previo bache lavador de 5 m³. de agua dulce.

Desplazó con 3.6 m³ de lodo de 1.06 gr/cm³ x 90 seg con una presión de desplazamiento de 42 kg/cm². al faltar 5 barriles por desplazar de lodo se perdió circulación total, no saliendo cemento a superficie.

Se colocó anillo de cemento con TP. de 2 3/8" por espacio anular de 20" y 30" a 45 m. con 8.5 toneladas de cemento "H" so-

lo con densidad de la lechada de 1.90 gr/cc. El objetivo al cementar esta tubería fué de aislar arenas mal consolidadas y servir de base a las instalaciones superficiales de control.

Se cementó T.R. 13 3/8" a la profundidad de 1500 m. en dos etapas:

1er. etapa a la profundidad de 1500 m. con 65 toneladas de cemento "H" al 18% de esferolita, 0.15% de HR-4 y 20 toneladas de cemento con arena sílica 0.1% componente A, 0.25% de componente "B", 0.25% de DAIR-21 35% de arena sílica, 0.6% de HR-4 y 20 toneladas de cemento "H" solo, con densidades de lechada 1.52, 1.70, 1.90 gr/cc. respectivamente; con una presión de desplazamiento de 42 kg/cm², alcanzando una presión final de 105 kg/cm². observando circulación normal, soltó torpedo y abrió cople "G".

2da. etapa a través del cople "G" a 450.92 m. con 35 toneladas de cemento "H" con 18 lbs. por saco de gilsonita 0.5% de econolite y 30 toneladas de cemento tipo "H" solo con densidades de 1.65, 1.90 gr/cc. respectivamente; soltó tapón y desplaza con presión de 35 kg/cm². alcanzando una presión final de 105 kg/cm². verifico cierre de cople "G" y observó circulación normal. El objetivo al cementar esta tubería fué de aislar la zona de baja presión para poder aumentar la densidad al lodo y perforar la zona de lutitas hidratables.

Se cementó la T.R. 9 5/8" a la profundidad de 3561 en dos etapas:

1er. etapa a la profundidad de 3561 m. con 73 toneladas de cemento tipo "H" de arena sílica 0.25% DAIR-1, 0.25% de HR-12 y agua saturada, soltó tapón y desplazó con 131.1 m^3 . con una presión de desplazamiento de 35 kg/cm^2 . Alcanzando una presión final de 140 kg/cm^2 . (Densidad de la lechada 1.95 gr/cc). Observó circulación parcial.

Al terminar verificó equipo de flotación satisfactoriamente, soltó torpedo y abrió camisa con 70 kg/cm^2 y círculo.

2da. etapa a través del cople DV con 25 toneladas de cemento "H" al 35% SSA-1, 0.25% DAIR-1, 0.25% HR-12, con una presión de bombeo de 35 kg/cm^2 . con una densidad de la lechada de 1.95 gr/cc . y 14 toneladas de cemento "H" al 35% de SSA-1, 0.2% de HR-12, con una presión de bombeo de 70 kg/cm^2 . con una densidad de la lechada de 1.93 gr/cc . y 20 toneladas de cemento "H" al 0.15% de HR-12, con una densidad de la lechada de 1.94 gr/cc ., soltó tapón y desplazó con 53.5 m^3 . de lodo de 1.93 gr./cc . alcanzando presión final de 140 kg/cm^2 .

Descargo presión verifico cierre de cople DV y observo circulación normal, saliendo cemento a superficie, espero fraguado con preventor cerrado.

El objetivo de cementar esta tubería fué aislar zonas de presiones anormales de las probables productoras.

Se cementó T.R. corta a la profundidad de 3940 m. con 17 toneladas de cemento "H" al 35% de SSA-1, 20% de esferolita, 0.5% de econolite 0.2 de HR-12, densidad de la lechada de 1.54 gr/cc. soltó tapón y desplazó con 40.7 m³. de lodo con una presión de desplazamiento de 35 kg/cm². presión final de 122 kg/cm². sin observar acoplamiento de tapones, no se obtuvo presión final. El objetivo de cementar esta tubería fué de aislar la formación productora de hidrocarburos para su explotación.

(*) Para información de cementos, aditivos y cementación múltiple consultar el apéndice correspondiente.

3. REGISTROS GEOFISICOS*

A continuación se muestran los registros geofísicos, tomados de diferentes intervalos:

INTERVALO	REGISTRO:
510 - 150	Inducción con rayos gama, sónico compensado, densidad neutrón <u>com</u> pensado con rayos gama.
1 483 - 505	Inducción, sónico compensado y rayos gama, densidad neutrón compen-
1 483 - 150 (f)	sado, registro de echados. (f)
2 500 - 1 500	Inducción, sónico de porosidad.
2 705 - 1 500	Inducción y sónico de porosidad, con rayos gama, densidad neutrón compen-
	sado, BGT.
3 146 - 2 668	Inducción, sónico de porosidad, den-
	sidad neutrón compensado con rayos
	gama.
3 140 - 1 500	Registro de velocidades sísmicas.
3 570 - 3 148	Inducción sónico compensado.
3 572 - 3 315	Litodensidad con rayos gama, densi
	dad neutrón compensado.
3 557 - 50	Sónico de cementación.

INTERVALO:	REGISTRO:
3 658 - 3 561	Inducción, sónico de porosidad. Litodensidad de neutrón compensado.
3 891 - 3 561	DLL/MSFL/RG.
3 891 - 3 600	Sónico de compensado con rayos gama.
3 891 - 3 561	Espectroscopia con rayos gama litodensidad neutrón.
3 942 - 3 850	DLL/MSFL/RG, densidad neutrón compensado.
3 942 - 3 850	Espectroscopia. Rayos gama litodensidad.
3 950 - 3 560	Registro de calibración.

(*) Ver apéndice de Registro Geofísico, para más información al respecto.

4. RESUMEN DE LA TERMINACION

Ancló empacador OTIS PERMADRILL 9 5/8" WD con cola a 3 402.62 m. detectándose la boca de liner a 3 398.40 m. levantando el empacador a 3 400 m. anclándolo con una presión de 300 kg/cm² y tensión de 11 toneladas, quedando la boca empacador a 3 399.8 m., sacando el soltador a superficie.

Se metió el aparejo de producción (distribución, con saltar figura VI.41) a 3 396 m. donde probó la efectividad de los sellos multi "V" por espacio anular con 140 kg/cm².

Levantó aparejo de producción a 3 250 m. e instaló válvula de tormenta OTIS y continuó nuevamente a 3 396.52 m. donde sentó bola colgadora, probó sellos multi "V" y empacador con 140 kg/cm².

Instaló medio árbol de producción, probó anillo BX-160 y bola colgadora con 350 kg/cm², conectándose el medio árbol al quemador.

Se disparó intervalo 3 925- 3 886 m. con pistolas scallop 2 1/8" con 13 cargas por metro sin manifestar.

Se efectuó el segundo disparo al intervalo 3 386-3 860 m. con 13 cargas por metro, abrió pozo al quemador sin manifestar.

Se inyectaron 25 m³ de diesel a la formación, presión inicial de inyección 196 kg/cm², presión final de inyección 230 kg/cm², con gasto de un barril por minuto, se represionó pozo por espacio anular con 84 Kg/cm², se abrió pozo al quemador por 2" presión inicial 154 kg/cm² abatiéndose a cero de inmediato desalojando diesel y agua, posteriormente desalojó gas, aceite y agua con una presión de 14 kg/cm².

Pozo abierto al quemador por 2" con la presión de T.P. = 26 kg/cm², abatiéndose a 2 kg/cm² y apagándose el quemador, cerro el pozo con presión en T.P. de 12 kg/cm² incrementándose a 90 kg/cm². Abrió pozo, se abatió presión a -- 4 kg/cm², cerró el pozo incrementándose la presión de T.P. a 12 kg/cm².

Efectuó estimulación con 50 m³ de HCL al 15.1% HAI-75 1% HC-2, 1% AC-53% de morflo 11.1% CRA-78, regresando fluidos con una presión de 159 kg/cm² gasto de 3 bls X min, presión inicial de inyección 142 kg/cm², presión final 280 kg/cm².

Lo desplazó con 15 m^3 de diesel y $3\ 800 \text{ m}^3$ de diesel nitrogenado con un gasto final de 1-2 bls X min.

Pozo franco al quemador con 100 kg/cm^2 desalojando nitrógeno y ácido de reacción, abatiéndose presión de $100-0 \text{ kg/cm}^2$ pozo franco al quemador incrementándose presión de $0 - 60 \text{ kg/cm}^2$, desalojando ácido, aceite y gas, cerró pozo presión T.R. = 0, calibró con troquelador $2\ 1/2"$ a $3\ 925 \text{ m}$ y toma registro de presión estático, presión de fondo 391.3 kg/cm^2 presión en la cabeza de 140 kg/cm^2 , tomó curva de decremento por $1/2"$, $3/4"$ $1"$ -- con equipo flopetrol.

Por $1/2"$, presión en la boca, 122 Kg/cm^2 , temperatura $35 \text{ }^\circ\text{C}$, presión de fondo 363.2 kg/cm^2 , temperatura $139.5 \text{ }^\circ\text{C}$ $3/4"$, presión en la boca 110 kg/cm^2 , temperatura de $56 \text{ }^\circ\text{C}$, presión de fondo 293.5 kg/cm^2 , temperatura de $139.9 \text{ }^\circ\text{C}$, se cerró el pozo y se tomó curva de incremento.

Presión en la boca de 151 kg/cm^2 , presión de fondo 390.0 kg/cm^2 , temperatura de fondo $138.7 \text{ }^\circ\text{C}$, tomó curva de decremento por $1/2"$ presión de fondo de 162.1 kg/cm^2 , temperatura final $140 \text{ }^\circ\text{C}$.

Tomó cuatro muestras de fondo con equipo flopetrol a 3 592 m., abrió camisa OTIS a 3 382.6 m. desplazando flujos de la T.P. a través de la camisa OTIS por 1/2", 3/4" y 2" con lodo de una densidad de 1.18 gr/cc y viscosidad de 85 seg. sin estabilizar columnas, cerró el pozo con una presión en T.R. de 7 kg/cm².

Metió tapón en niple X, cerró válvula de tormenta y colocó válvula "H", eliminando medio árbol e instaló carrete espaciador 13 5/8" (5 m), conjunto de preventores línea de - estrangular y matar, se reparó Hydrill 13 5/8" (5 m) por fuga de sellos 100%, sacó aparejo de producción a 3 385 m. eliminó válvula "H" y bola colgadora, emparejó columnas, eliminando válvula de tormenta y saca aparejo a superficie.

Metió empacador OTIS PERMADRILL "WD" a 1 799.45 con 294 kg/cm², tensionó con 15 toneladas, verificó anclaje con 8 toneladas extremo inferior del empacador a 1 809.8 m., metió a 1 803 m. Flejando línea de 1/4" sentó bola colgadora en su nido con válvula "H" quedando extremo inferior a 1806 m eliminó conexiones superficiales y de control.

Probó sellos de bola colgadora anillo BX-160 con -- 350 kg/cm², lavó pozo y cerró camisa para probar espacio anular con 140 kg/cm², inyectó 20 m³ de diesel con una presión

de inyección de 20 kg/cm^2 , presión final de 70 kg/cm^2 , gasto 1.5 bls X min . Abrió pozo al quemador por 2" observando ligero escurrimiento de diesel sin manifestar presión.

Presión T.P. 6 kg/cm^2 , presión T.R.O., cerró pozo con una presión T.P. 140 kg/cm^2 , tomándose registro de presión estática (0 - 3 892) m. presión de fondo 388.9 kg/cm^2 , presión en la boca de 150 kg/cm^2 nivel del aceite 169 m., temperatura máxima $166.5 \text{ }^\circ\text{C}$, presión de T.P., 150 kg/cm^2 , presión T.R. = 0 .

Con barco 221, efectuó fracturamiento hidráulico con 75 m^3 de preflush, 60 m^3 de versagel, 18 m^3 de HCL al 28% vivo y 33 m^3 HCL, retardado, 650 bolas selladoras 7/3", desplazó con 101.15 m^3 de diesel.

Presión de inyección de 203 kg/cm^2 , presión final de 80.85 kg/cm^2 gastó 155 bolas por minuto, abrió pozo por 2" al quemador desalojando diesel y productos de reacción, gas y aceite con 126 kg/cm^2 , presión T.R. = 0.

Observó pozo por 2" al quemador con 133 kg/cm^2 desalojando gas y aceite, densidad 0.856 temperatura $12 \text{ }^\circ\text{C}$.

Se entregó pozo a producción quedando como productor de aceite y gas.

POZO CHUC - 1

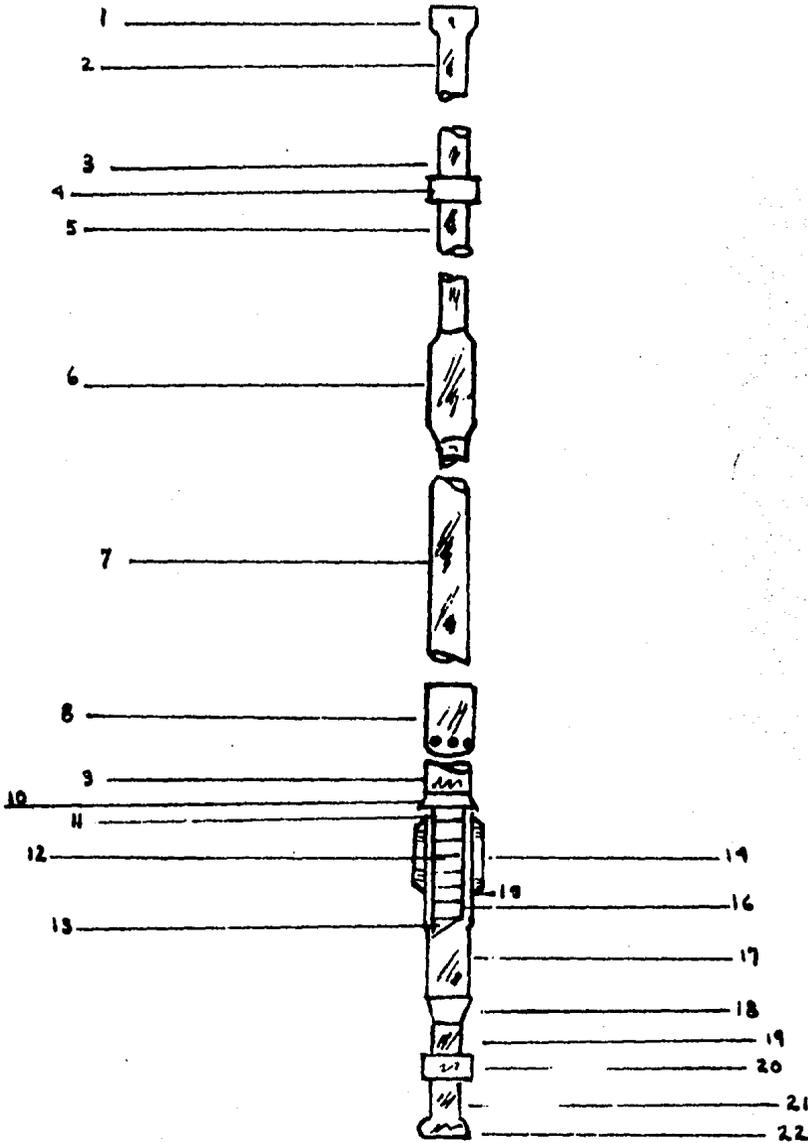
PLATAFORMA YAQUI

Arbol de válvula marca "Cameron" para terminación sencilla de
20" (3m) x 13 5/8 x 4 1/2 (5m) compacto.

E.M.R. (elevación mesa rotaria)	0.0 -	13.03
1°. Bola colgadora 12 x 4 1/2" FGSS	13.03-	13.31
2°. Tres tramos cortos 4 1/2" C-75 12.75 lb/pie HDCS.	13.31-	19.42
3°. 10 tramos T.P. 4 1/2" C-75 12.75 lb/pie HDCS.	19.42-	115.96
4°. Niple Otis 4 1/2" "X" HDCS.	115.96-	116.30
5°. 3 tramos T.P. 4 1/2" C-75 12.75 lb/pie HDCS.	116.30-	145.30
6°. Válvula de tormenta Otis "DL" 4 1/2" HDCS.	145.30-	148.58
7°. 336 tramos de T.P. 4 1/2" C-75 12.75 lb/pie HDCS.	148.58-	3 381.35
8°. Camisa Otis "XA" 4 1/2" HDCS	3 381.35-	3 382.60

9°.	Tramo T.P. 4 1/2" C-75 12.75 lb/pie HDCS	3 382.60 - 3 392.27
10°.	Tope localizador:	3 392.27 - 3 392.72
11°.	Espaciador de 4 15/16"	3 392.72 - 3 393.23
12°.	5 unidades de sello multi "V" Otis tamaño 4 31/32"	3 393.23 - 3 396.32
13°.	Zapata gufa 4 1/2"	3 396.32 - 3 396.52
14°.	Empacador Otis "PERMADRILL" 9 5/8"	3 392.72 - 3 393.81
15°.	Adaptador	3 393.81 - 3 394.00
16°.	Extensión pulida	3 394.00 - 3 396.26
17°.	Extensión rugosa	3 396.26 - 3 398.71
18°	Combinación 6 "caja 8 hrr x pin 4 1/2" HDCS	3 398.71 - 3 398.84
19°.	Tramo corto 4 1/2" C-75 lb/pié HDCS	3 398.84 - 3 400.68
20°.	Niple "X" 4 1/2" HDCS	3 400.68 - 3 401.02
21°.	Tramo corto 4 1/2" C-75 12.75 lb/pié HDCS.	3 401.02 - 3 402.86
22°.	Niple campana 4 1/2" HDCS	3 402.86 - 3 403.06

APAREJO DE PRODUCCION



POZO "CHUC_1" VERTICAL

FIG. VI.4.1

5. TIEMPOS PERDIDOS

OPERACION	TIEMPO PERDIDO
Esperando cemento por transporte	3 días
Ampliando agujero 14 3/4" - 36"	1 día
Ampliando agujero 12 1/4" - 26	1 día
Ampliando agujero 12 1/4" - 18 1/2".	7 días
Esperando material químico (mal tiempo)	5 días
Esperando material químico (transporte)	9 días
Repasando agujero T x T	4 días
Esperando T.R. 9 5/8" (transporte)	8 días
Instalaciones tripode	7 días
Acondicionar soporte para conductor	2 días

VII.- RESUMEN DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

VII. RESUMEN DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

Se presentan en intervalos con manifestación de hidrocarburos tomados del registro final.

1.- DE 3 665 A 3 705 m.

En este intervalo se registró un ligero incremento de gas, tanto en el lodo como en los cortes, litológicamente está constituido por mudstone de color café claro, cretosa, en partes con fracturas. Algunas fracturas presentan huellas de asfalto, para perforar este intervalo se utilizó un lodo I.M.C.O., con una densidad de 1.35 gr/cc.

2.- DE 3 725 A 3 760 m.

En este intervalo, igual que en el anterior, se registró ligero incremento de gas en el lodo y cortes. La litología está compuesta por una dolomía de color crema a café claro microcristalina, con pequeñas fracturas y láminas de lutita gris oscuro, ligeramente calcárea. En las partes superior, media e inferior del intervalo, presenta fluorescencia amarillo claro. Para perforar este intervalo se utilizó un lodo I.M.C.O. de una densidad de 1.25 gr/cc.

3.- DE 3 792 A 3 833 m.

En este intervalo se registró incremento de gas en lodo, de lecturas bajas a regulares; en los cortes se incrementan ligeramente. Está constituido, litológicamente, por una dolomía de color café claro y oscuro con alteraciones de lutita bentonítica en forma laminar de color verde oscuro, trazas de bentonita verde olivo. Este intervalo presenta trazas de fluorescencia de color amarillo claro. Para perforar este intervalo se utilizó un lodo C.L.S.E. con una densidad de 1.15 gr/cc.

4.- DE 3 870 A 3890 m.

En este intervalo se detectó un ligero incremento de gas, tanto en el lodo como en los cortes. Litológicamente está constituido, por una serie de alteraciones de dolomía de color café a crema, cristalina, lutita gris verdoso, laminar, calcárea; wackstone a packstone de color café crema y bentonita de color verde claro, todo el intervalo presenta trazas de fluorescencia amarillo claro. Para perforar este intervalo se utilizó un lodo con una densidad de 1.16 gr/cc.

5.- DE 3 910 A 3 953 m.

De este intervalo se registra un incremento de gas en el lodo con lectura de bajas a regulares, principalmente en la

parte inferior, en los cortes también se registra un ligero incremento en la parte inferior. Litológicamente está constituido por una dolomía café claro microcristalina intercalaciones de lutita gris verdoso, laminar, calcárea, trazas de bentonita verde claro, todo este intervalo presenta fluorescencia amarillo claro. Para perforar este intervalo se utilizó un lodo C.L.S.E. con una densidad de 1.17 gr/cc.

VIII.- PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION

VIII.- PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION*

Con el fin de evaluar algunos parámetros del yacimiento, se llevaron a cabo pruebas de variación de presión en el pozo exploratorio Chuc-1.

Por ser el primer pozo perforado en la estructura, revestía interés conocer su comportamiento presión-producción, pues éste, es indicativo de la productividad y tamaño del yacimiento.

Para mayor claridad, la secuencia de la operación con flopetrol se presenta en la tabla de la hoja adjunta.

Posteriormente se presentan las pruebas de gastos múltiples, curvas de incremento y decremento analizadas por el método convencional de Horner, así como sus tablas y gráficas.

* Los datos se obtuvieron del programa realizado por Ingeniería de yacimientos.

POZO CHUC No. 1

REPORTE DE REGISTROS DE PRESIONES DE FONDO CON EQUIPO FLOPETROL

TIEMPO hrs	TIEMPO EMPLEADO hrs	ESTRANG. pg	PRESION		ESTABILIZADA		D E S C R I P C I O N
			FONDO psi	Kg/cm ²	CABEZA psi	Kg/cm ²	
18 AGO/82							
03:30-01:30	4:00						Instala equipo superficial.
01:30-09:00	1:30						Probó con Halliburton.
09:00-12:30	3:30						Calibró con troquelador 2 1/2" a 3925 m resistencia.
12:30-16:30	4:00						Intentó registro de temperatura sin éxito por falla del contador de frecuencia.
16:30-20:00	3:30						Intentó registro estático S/E por falla de sonda en la estación de 2000 m.
20:00-21:30	1:30						Cambió sensor.
19 AGO/82							
21:30-01:00	4:30		5571.94	391.838	1985.2	139.601	Efectuó registro de gradientes, en 10 estaciones, última estación 3892 m.
02:00-02:38	0:38		5572.04	391.845	1990.8	140.0	Registro presión estática.
02:38-03:45	1:07	1/2"					Intentó Curva de Decremento sin éxito por falla del portaorific
03:45-06:25	2:40		5564.21	391.295			Cerró pozo, se consigue empaque de portaorific.
06:25-06:50	0:25	1/2"					Intentó Curva de Decremento sin éxito por zafarse prensaestopa de una válvula de 2" Ø.
06:50-07:32	0:42		5563.13	391.219			Corrigió válvula y esperó estabilización de presión estática.
01:32-10:15	2:43	1/2"	5161.66	362.986	1734.8	122.0	Curva de Decremento.
10:15-12:15	2:00	3/4"	4857.62	341.604	1564.2	110.0	Curva de Decremento.
12:15-14:05	1:50	1"	4174.81	293.587	1137.6	80	Curva de Decremento.
14:05-15:47	1:42		5558.6	390.900	2147.2	151	Curva de Decremento.
15:47-18:00	2:13	1 1/2"	3735.6	262.700	888.8	62.5	Curva de Decremento.
18:00-21:00	3:00					150	Con sonda en la cabeza verificó presión superficial.

A F O R O S

Ø	ACEITE (BPD)	GAS (m ³ /d)	RGA (m ³ /m ³)	COND. SEPARACION		D E N S I D A D E S			TEMP. FONDO	J m ³ /d/kg/cm ²
				P(Kg/cm ²)	T(°C)	20/4	60/60	°API		
1/2	3511	101 206	181	10	36	0.848	0.851	34.7	139.5	19.4
3/4	4564	134 942	186	10	45	0.848	0.851	34.7	139.6	14.4
1	6321	187 165	186	13	58	0.846	0.849	35.1	139.9	10.2
1 1/2	7255	222 260	193	24	70	-	-	-	140.0	9.0
						CERRADO			138.7	

ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE VARIACION DE
PRESION EFECTUADAS EN EL POZO CHUC

PRUEBA DE GASTOS MULTIPLES:

Ecuaciones empleadas:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_N}$$

$$\sum_{j=1}^N \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \right) \log (t - t_{j-1})$$

Estrangulador pg.	Núm. Periodos	GASTOS BPD.	TIEMPOS HR.
	0	0	7:32 (7:53)
1/2	1	3 511	10:10 (10:167)
3/4	2	4 562	12:10 (12:167)
1	3	6 321	14:06 (14:01)

$$P_i = 391.243 \text{ kg/cm}^2$$

Para el estrangulador de 1/2", N = 1

$$\Sigma = \log (t - t_0) = \log (t - 7:53)$$

Para los datos obtenidos a 3/4", N = 2

$$\begin{aligned}\sum &= \frac{q^1}{q^2} \log. (t + t_0) + \left(\frac{q^2 - q^1}{q^2}\right) \log (t-t_1) \\ &= \frac{3511}{4564} \log (t+7.5333) + \left(\frac{4564 - 3511}{4564}\right) \log (t-10.167)\end{aligned}$$

Y para el tercer estrangulador de 1", N = 3

$$\begin{aligned}\sum &= \frac{q^1}{q^3} \log (t-t_0) + \frac{q^2 - q^1}{q^3} \log (t-t_1) + \frac{q^3 - q^2}{q^3} \log (t-t_2) \\ \sum &= \frac{3511}{632} \log (t-7.533) + \left(\frac{4564-3511}{632}\right) \log (t-10.167) + \left(\frac{6311-4564}{632}\right) \log (t-12.167)\end{aligned}$$

En la Tabla 1 se presentan los resultados de la aplicación de las ecuaciones anteriores. En la Figura 1 se graficaron todos los puntos de la tabla, sin embargo no parecen mostrar alguna tendencia que defina una línea recta común o al menos rectas paralelas de igual pendiente.

En la Figura 2 se graficaron los datos como si fueran curvas de decremento independientes (suponiendo como presión inicial a la registrada, justo antes del cambio de estrangulador), tal como se presentan en el cuerpo del trabajo de Flopetrol. Esta figura aunque no se usa con fines de cálculo, permite ver las porciones útiles para definir las rectas.

La Figura 3 presenta los datos de la Tabla 1, que se consideran útiles. De acuerdo al párrafo anterior. Como puede verse se definieron tres rectas paralelas de igual pendiente: $m = 0.044 \text{ lb/pg}^2/\text{BPD} - \text{ciclo e intersección}$
 $b = 0.128 \text{ lb/pg}^2/\text{BPD}.$

$$kh = \frac{162.6 \text{ B}\mu}{m}$$

Haciendo uso del PVT de POL - 71 :

$$kh = \frac{162.6 (1.7) (0.27)}{0.44} = 1696.2 \text{ mD - pie}$$

Intervalo disparado 3860 - 3925 mbmr = 65 m.:

$$h = 213 \text{ pies}$$

$$k = 8 \text{ mD}$$

Usando el intervalo más poroso 3855 - 3885 = 30 m (98.4 pies):

$$k = 17.2 \text{ mD}$$

$$S = 1.1513 \left(\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{k}{\mu C_r w^2} \right) + 3.2275 \right)$$

$$\phi = 7, C_f = 6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$S_w = 20\%, C_w = 3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$S_o = 80\%, C_o = 20 \times 10^{-6} \text{ de POL} - 71$$

$$r_w = 0.25 \text{ pies}$$

$$c_t = (6 + 0.6 + 16) \times 10^{-6} = 22.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$S = 1.1513 \left(\frac{0.189}{0.044} - \log \left(\frac{17.2}{0.07 \times 0.27 \times 22.6 \times 10^{-6} (0.25)^2 + 3.2275} \right) \right)$$

$$= 1.153 (4.3 - 8.81 + 3.22) = -1.5$$

CURVA DE INCREMENTO

Considerando la variación de los gastos antes de la prueba:

Ecuación:

$$P w s = P_i - m \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_n} \log \left(\frac{t_N - t_{j-1} + t}{t_N - t_j + t} \right)$$

Sustituyendo valores en la sumatoria:

$$\sum = \frac{3511}{6321} \log \left(\frac{14.1 - 7.53 + \Delta t}{14.1 - 10.167 + \Delta t} \right) + \frac{4564}{6321} \log \left(\frac{14.1 - 10.167 + \Delta t}{14.1 - 12.167 + \Delta t} \right)$$

$$+ \log \left(\frac{14.1 - 12.167 + \Delta t}{\Delta t} \right) =$$

$$\Sigma = 0.50 \log \left(\frac{6.57 + \Delta t}{3.95 + \Delta t} \right) + 0.72 \log \left(\frac{3.93 + \Delta t}{1.93 + \Delta t} \right) + \log \left(\frac{1.93 + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

En la Tabla 2 se presentan los resultados de la aplicación de esta ecuación, junto con los correspondientes valores de presión.

En la Figura 4 se graficó la información de la Tabla 2, ob_{ten}ién_{do}se una pendiente $m = 83 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}$, por lo que:

$$\begin{aligned} kh &= \frac{162.6}{m} \alpha NB \mu \\ &= \frac{162.6(6321)(1.7)(0.27)}{83} = 5683.8 \text{ mD-pie} \end{aligned}$$

Para $h = 65 \text{ m}$ (intervalo disparado)

$$k = 26.7 \text{ mD}$$

Para $h = 30 \text{ m}$ (los más porosos)

$$k = 57.7 \text{ mD}$$

Daño:

$$\begin{aligned} s &= 1.1513 \left(\frac{p_{lhr} - p_{wf}}{m} + \log \left(\frac{t_N - t_{N-1} + 1}{t_N - t_{N-1}} \right) \right. \\ &\quad \left. - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_{tr} w^2} \right) + 3.2275 \right) \end{aligned}$$

$$s = 1.1513 \left(\frac{5550 - 4174.8}{83} + \log \left(\frac{3}{2} \right) - \log \left(\frac{57.7}{(0.07)(0.027)(22.6 \times 10^{-6})(0.25)^2} \right) + 3.2275 \right)$$

$$s = 1.1513 (16.6 + 0.176 - 9.33 + 3.2275) = 12.3$$

Por el método convencional de Horner

En la figura 5 se muestra la gráfica obtenida para este procedimiento de la cual se determinó: $m = 95 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}$ y $P_{ihr} = 5550. \text{ lb/pg}^2$. Los datos usados son los presentados por el Flopetrol en su tabla de datos.

$$kh = \frac{162.6 q \mu B}{m} = \frac{162.6 (6321) (1.7) (0.27)}{95} = 4965.9 \text{ mD-pie}$$

$$\text{Para } h = 65 \text{ m } k = 23.3 \text{ mD}$$

$$\text{Para } h = 30 \text{ m } k = 50.5 \text{ mD}$$

$$S = 1.1513 \left(\frac{5550 - 4174.8}{95} - \log \left(\frac{50.5}{(0.07)(0.27)(22.6 \times 10^{-6})(0.25)^2} \right) + 3.2275 \right)$$

$$= 1.1513 (14.5 - 9.3 + 3.2275) = 9.7$$

CURVAS DE DECREMENTO

Tratando a las tres diferentes etapas de la prueba

de gastos múltiples como curvas de decremento (figura 2) se obtiene:

ESTRANGULADOR. (pg)	m	Pi	kh	PERMEABILIDAD	
	(lb/pg ² /ciclo)	(lb/pg ²)	(mD - pie)	(1)*	(2)*
1/2	142	5563	1845	8.7	18.7
3/4	100	5162	3406	16.0	34.6
1	263	4858	1794	8.4	18.2

Donde:

$$kh = \frac{162.6 \alpha B \mu}{m} = 162.6 (1.7) (0.27) \frac{\alpha}{m} = 74.63 \frac{\alpha}{m}$$

Para la curva de decremento por un estrangulador de 1 1/2" se determinó con la Figura 7:

$$m = 430.9 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}, \text{ y}$$

$$P_{lhr} = 4209 \text{ lb/pg}^2 \text{ 3868}$$

(1) Intervalo disparado 65 m

(2) Intervalo poroso 30 m.

$$kh = 74.63 \frac{q}{m} = 74.63 \frac{7255}{430.9} = 1256.6 \text{ mD -pie}$$

$$\text{Para } h = 65 \text{ m, } k = 5.9 \text{ mD}$$

$$\text{Para } h = 30 \text{ m, } k = 12.8 \text{ mD}$$

$$S = 1.153 \left(\frac{5558 - 3868}{430.9} - \log \left(\frac{12.8}{0.07(0.27)(22.6 \times 10^{-6})(0.25)^2} \right) + 3.2275 \right)$$

$$S = 1.1513 (3.92 - 8.68 + 3.2275) = -1.76$$

METODO DE CURVAS TIPO

En la Figura 8 se graficaron los datos de la curva de decremento (Tabla 3), del estrangulador de 1 1/2" , arreglados de tal forma de poder sobreponerlos a las curvas tipo presentadas por Earlougher-Kersh o Figura C-8 de la Monografía "Advances in well Test Analysis".

Coefficiente de almacenamiento

$$C = \frac{q_B \left(\frac{\Delta P}{\Delta t} \frac{24C}{q_B} \right) \text{ FIG.}}{24 \frac{\Delta P}{\Delta t} M} = \frac{7255(1.7)(0.15)}{24 \times 10^3} = 0.0771 \text{ RB/lb/pg}^2$$

Capacidad de Flujo:

$$kh = c' \left(\frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C} \right) \text{FIG.} = \frac{0.0771 \times 0.27 (2.5 \times 10^4)}{0.1} = 5203.2 \text{ mD - pie}$$

Permeabilidad:

$$\text{Para } h = 65 \text{ m, } k = 24.4$$

$$h = 30 \text{ m, } k = 52.9$$

Daño:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\emptyset C t r_w^2 h (CDe^{2s})}{0.89359 C} \text{FIG.} \right) = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{0.07 (22.6 \times 10^{-6}) (92.4) (0.25^2 10^{14})}{0.89359 \times 0.0771} \right)$$

$$s = 11.7$$

Para la misma etapa de las pruebas; es decir, curva de decremento por 1 1/2", pero usando las curvas tipo propuestas por Agarwal, Al-Hussainy y Ramey-o C-6 de la monografía antes mencionada; se obtiene, de acuerdo a la Tabla 3 y Figura 9:

$$kh = 141.2 \text{ gB} \mu \frac{(PD) M}{(\Delta P) M} = 141.2 (7255) (1.7) (0.27) \frac{(6.6)}{(10^3)} = 3103.3 \text{ mD-pie}$$

$$\emptyset C t h = \frac{0.0002637 kh (\Delta t) M}{\mu r_w^2 (TD) M} = \frac{0.0002637 (3103.3)}{0.27 (0.25)^2 10^3} = 4.85 \times 10^{-4}$$

$$h = \frac{4.85 \times 10^{-4}}{\emptyset \text{ Ct}} = \frac{4.85 \times 10^{-4}}{(0.07)(22.6 \times 10^{-6})} = 306 \text{ pies (93 m)}$$

$$k = 10 \text{ mD, o'}$$

$$\text{para } h = 65, m \text{ } k = 14.5; \text{ } h = 30 \text{ m, } k = 31.5$$

$$S = 5 \text{ del ajuste}$$

Caidas de presión por daño:

Considerando los resultados de la curva de incremento

$$s = 12.3$$

$$m = 83$$

$$\Delta P_s = 0.87 (83) (12.3) = 888 \text{ lb/pg}^2 = 62.5 \text{ kg/cm}^2$$

Indice de productividad:

$$J \text{ ideal} = \frac{q_o}{P_e - P_{wf} - \Delta P_s} = \frac{6321}{5563 - 4174.8 - 888} = 12 \frac{\text{BPD}}{\text{lb/pg}^2} = 27$$

$$\frac{\text{m}^3/\text{d}}{\text{kg/cm}^2}$$

TABLA NUM. 1

PRUEBAS DE GASTOS MULTIPLES POZO CHUC - 1

N	q (Bpd)	TIEMPO (HMS) (Hr)		PRESION (kg/cm ²)	(Pi-Pwf)/qN (psi/BPD)	Σ
1	3511	7:32	7:533	391.243	-	-
		7:33	7:555	390.113	0.0046	- 1.66
		7:34	7:567	389.675	0.0064	- 1.47
		7:35	7:583	389.232	0.0081	- 1.30
		7:36	7:600	386.634	0.0187	- 1.17
		7:37	7:617	384.709	0.0265	- 1.08
		7:38	7:633	383.275	0.0323	- 1.00
		7:39	7:650	382.092	0.0371	- 0.93
		7:40	7:667	381.124	0.0409	- 0.87
		7:42	7:700	379.619	0.0471	- 0.78
		7:44	7:733	378.437	0.0519	- 0.70
		7:46	7:767	377.481	0.0557	- 0.63
		7:48	7:800	376.637	0.0592	- 0.57
		7:50	7:833	375.954	0.0619	- 0.52
		7:55	7.917	374.588	0.0675	- 0.42
		8:00	8.000	373.591	0.0715	- 0.33
		8:05	8.083	372.784	0.0748	- 0.26
		8:10	8.167	373.151	0.0773	- 0.20
		8:20	8.333	371.100	0.0816	- 0.10
		8:30	8.500	370.032	0.0859	- 0.01
8:40	8.667	368.897	0.0905	0.05		
8:50	8.833	367.424	0.0965	0.11		
9:00	9.000	366.176	0.1015	0.17		
9:10	9.167	365.310	0.1050	0.21		
9:20	9.333	364.726	0.1074	0.26		
9:30	9.500	364.185	0.1096	0.29		
9:40	9.667	363.797	0.1112	0.33		
9:50	9.833	363.484	0.1124	0.36		
10:00	10.000	363.243	0.1134	0.39		
10:09	10.150	363.057	0.1140	0.42		

TABLA NUM. 1

PRUEBAS DE GASTOS MULTIPLES POZO CHUC - 1

N	q (Bpd)	TIEMPO (HMS) (Hr)	PRESION (kg/cm ²)	(Pi-Pwf)/qN (psi/BPD)	Σ	
2	4564	10:11	10.183	361.425	0.0929	- 0.0872
		10:12	10:200	359.777	0.0980	- 0.0127
		10:13	10:217	358.458	0.1022	0.0309
		10:14	10:233	357.333	0.1057	0.0606
		10:15	10:250	356.330	0.1088	0.0856
		10:16	10:267	355.475	0.1113	0.1063
		10:17	10:283	354.687	0.1139	0.1231
		10:18	10:300	353.988	0.1161	0.1388
		10:19	10:317	353.347	0.1181	0.1529
		10:20	10:333	352.773	0.1199	0.1649
		10:22	10:367	351.761	0.1230	0.1876
		10:24	10:400	350.895	0.1257	0.2067
		10:26	10:433	350.158	0.1280	0.2238
		10:28	10:467	349.501	0.1301	0.2397
		10:30	10:500	348.930	0.1318	0.2538
		10:35	10:583	347.710	0.1356	0.2853
		10:40	10:667	346.750	0.1386	0.3128
		10:45	10:750	345.984	0.1410	0.3368
		10:50	10:833	345.376	0.1429	0.3587
		10:55	10:917	344.872	0.1445	0.3789
		11:00	11:000	344.430	0.1459	0.3975
		11:10	11:167	343.783	0.1477	0.4315
		11:20	11:333	343.191	0.1497	0.4618
		11:30	11:500	342.715	0.1512	0.4895
11:40	11:667	342.363	0.1523	0.5151		
11:50	11:833	342.097	0.1531	0.5388		
12:00	12:000	341.862	0.1539	0.5610		
12:10	12:167	341.605	0.1547	0.5820		

$$\Sigma = 0.77 \log (t - 7.533) + 0.23 \log (t - 10.167).$$

T A B L A - 1

PRUEBA DE GASTOS MULTIPLES POZO CHUC-1

N	q (BPD)	Tiempo		PRESION: (Kg/cm.2)	(Pi-Pwf)qN (psi/BPD)	Σ
		(HMS)	(hr)			
3	6321	12:11	12.183	340.109	0.1150	-0.0840
		12:12	12.200	336.130	0.1240	-0.0055
		12:13	12.217	332.908	0.1312	0.0575
		12:14	12.233	330.174	0.1374	0.0927
		12:15	12.250	327.831	0.1427	0.1220
		12:16	12.267	325.842	0.1471	0.1462
		12:17	12.283	324.051	0.1512	0.1656
		12:18	12.300	322.464	0.1547	0.1836
		12:19	12.317	321.055	0.1579	0.1997
		12:20	12.333	319.779	0.1608	0.2134
		12:21	12.350	318.611	0.1634	0.2267
		12:22	12.367	317.496	0.1659	0.2389
		12:23	12.383	316.465	0.1682	0.2496
		12:24	12.400	315.515	0.1704	0.2602
		12:26	12.433	313.727	0.1744	0.2790
		12:28	12.467	312.232	0.1778	0.2963
		12:30	12.500	310.896	0.1808	0.3117
		12:32	12.533	309.726	0.1834	0.3258
		12:34	12.567	308.668	0.1855	0.3393
		12:36	12.600	307.715	0.1879	0.3515
		12:38	12.633	306.892	0.1898	0.3630
		12:40	12.667	306.148	0.1914	0.3765
		12:45	12.750	304.466	0.1952	0.3990
		12:50	12.833	302.973	0.1986	0.4213
		13:00	13.000	300.473	0.2043	0.4604
		13:05	13:083	299.481	0.2064	0.4777
		13:10	13:167	298.612	0.2084	0.4941
		13:15	13:250	297.860	0.2101	0.5093
		13:20	13.333	297.211	0.2115	0.5236
		13:30	13.500	296.180	0.2138	0.5505
13:40	13.667	295.372	0.2157	0.5751		
13:50	13.833	294.650	0.2173	0.5976		
14:00	14.000	293.937	0.2189	0.6188		
14:06	14.100	293.532	0.2198	0.6308		

$$\Sigma = 0.55 \log. (t - 7.533) + 0.17 \log. (t - 10.167) + 0.28 \log. (t - 12.167)$$

TABLA NUM. 2

CURVA DE INCREMENTO POZO CHUC - 1

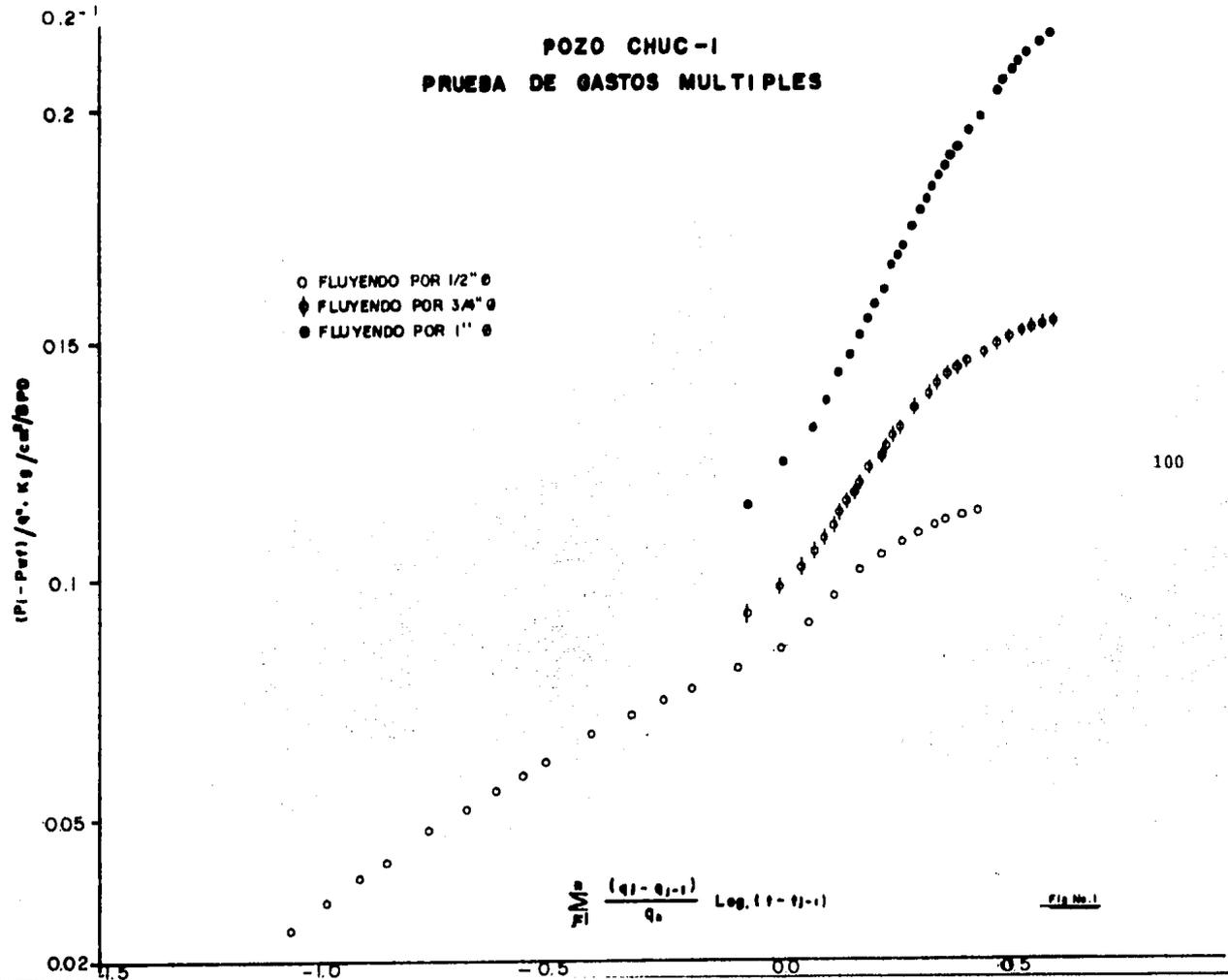
TIEMPO (HMS)	TIEMPO (Hr)	Δt (Hr)	PRESION (kg/cm ²)	PRESION (lb/pg ²)	Σ
14:06	14:100	0.00	293.586	4171.8	
14:07	14.117	0.017	296.975	4223.0	2.39
14:08	14.133	0.033	304.059	4323.7	2.10
14:09	14.150	0.05	309.845	4406.0	1.93
14:10	14.167	0.067	315.044	4479.9	1.80
14:11	14.183	0.083	319.888	4548.8	1.71
14:12	14.200	0.100	324.471	4614.0	1.63
14:13	14.217	0.117	328.824	4675.9	1.57
14:14	14.233	0.133	332.819	4732.7	1.51
14:15	14.250	0.150	336.603	4786.5	1.46
14:16	14.267	0.167	340.153	4837.0	1.42
14:17	14.283	0.183	343.478	4884.3	1.38
14:18	14.300	0.200	346.664	4929.6	1.34
14:19	14.317	0.217	349.628	4971.7	1.31
14:20	14.333	0.233	352.659	5014.8	1.28
14:21	14.350	0.250	355.063	5049.0	1.25
14:22	14.367	0.267	357.527	5084.0	1.22
14:23	14.383	0.283	359.868	5117.3	1.20
14:24	14.400	0.300	362.104	5149.1	1.18
14:25	14.417	0.317	364.218	5179.2	1.15
14:26	14.433	0.333	366.392	5210.1	1.13
14:27	14.450	0.350	368.936	5246.3	1.12
14:28	14.467	0.367	371.362	5280.8	1.10
14:29	14.483	0.383	373.339	5308.9	1.07
14:30	14.500	0.400	375.007	5332.6	1.06
14:32	14.533	0.433	377.687	5370.7	1.03
14:34	14.567	0.467	379.856	5401.6	1.00
14:36	14.600	0.500	381.636	5426.9	0.98
14:40	14.667	0.567	384.372	5465.8	0.93
14:45	14.750	0.650	386.629	5497.9	0.88
14:50	14.833	0.733	388.005	5517.4	0.83
15:00	15.000	0.900	389.482	5538.4	0.76
15:10	15.167	1.067	390.156	5548.0	0.70
15:20	15.333	1.233	390.510	5553.1	0.65
15:30	15.500	1.400	390.718	5556.0	0.61
15:40	15.667	1.567	390.850	5557.9	0.58

TABLA NUM. 3

CURVA DE DECREMENTO POR 1 1/2", POZO CHUC-1

t (hr.min.)	Δt (min)	Δt (hr)	P (kg/cm ²)	Psi	ΔP (kg/cm ²)	$\Delta P / \Delta t$ (psi/hr)
15:46:49	0.00	0	390.920		0.00	
15:48	1.18	0.0197	389.641	18.2	1.279	924.78
15:49	2.18	0.0363	389.576	19.1	1.344	526.01
15:50	3.18	0.0530	383.579	104.4	1.341	1969.6
15:52	5.18	0.0863	377.111	196.4	13.809	2274.5
15:54	7.18	0.1197	354.345	520.1	36.575	4346.2
15:56	9.18	0.1530	345.024	652.6	45.896	4265.6
15:58	11.18	0.1863	333.619	814.8	57.301	4372.9
16:00	13.18	0.2197	324.300	946.8	66.580	4310.0
16:05	18.18	0.3030	308.782	1168.0	82.138	3854.8
16:10	23.18	0.3863	298.968	1307.6	91.952	3384.5
16:15	28.18	0.4697	292.283	1402.6	98.637	2986.4
16:20	33.18	0.5530	287.429	1471.6	103.491	2661.2
16:25	38.18	0.6363	283.793	1523.3	107.127	2393.9
16:30	43.18	0.7197	280.857	1565.1	110.063	2174.8
16:35	48.18	0.8030	278.426	1599.7	112.494	1992.1
16:40	53.18	0.8863	276.447	1627.8	114.473	1836.6
16:50	63.18	1.0530	272.938	1677.7	117.982	1593.3
17:00	73.18	1.2197	270.255	1715.9	120.665	1406.8
17:10	83.18	1.3863	268.168	1745.5	122.752	1259.1
17:20	93.18	1.5530	266.412	1770.5	124.508	1140.1
17:30	103.18	1.7197	264.986	1790.8	125.934	1041.4
17:40	113.18	1.8863	263.840	1807.1	127.080	958.0
17:50	123.18	2.0530	262.846	1821.2	128.074	887.1
18:00	133.18	2.2197	262.119	1831.6	128.801	825.1

POZO CHUC-1
PRUEBA DE GASTOS MULTIPLES



- FLUYENDO POR 1/2" Ø
- ◊ FLUYENDO POR 3/4" Ø
- FLUYENDO POR 1" Ø

POZO CHUC-1
PRUEBA DE GASTOS MÚLTIPLES

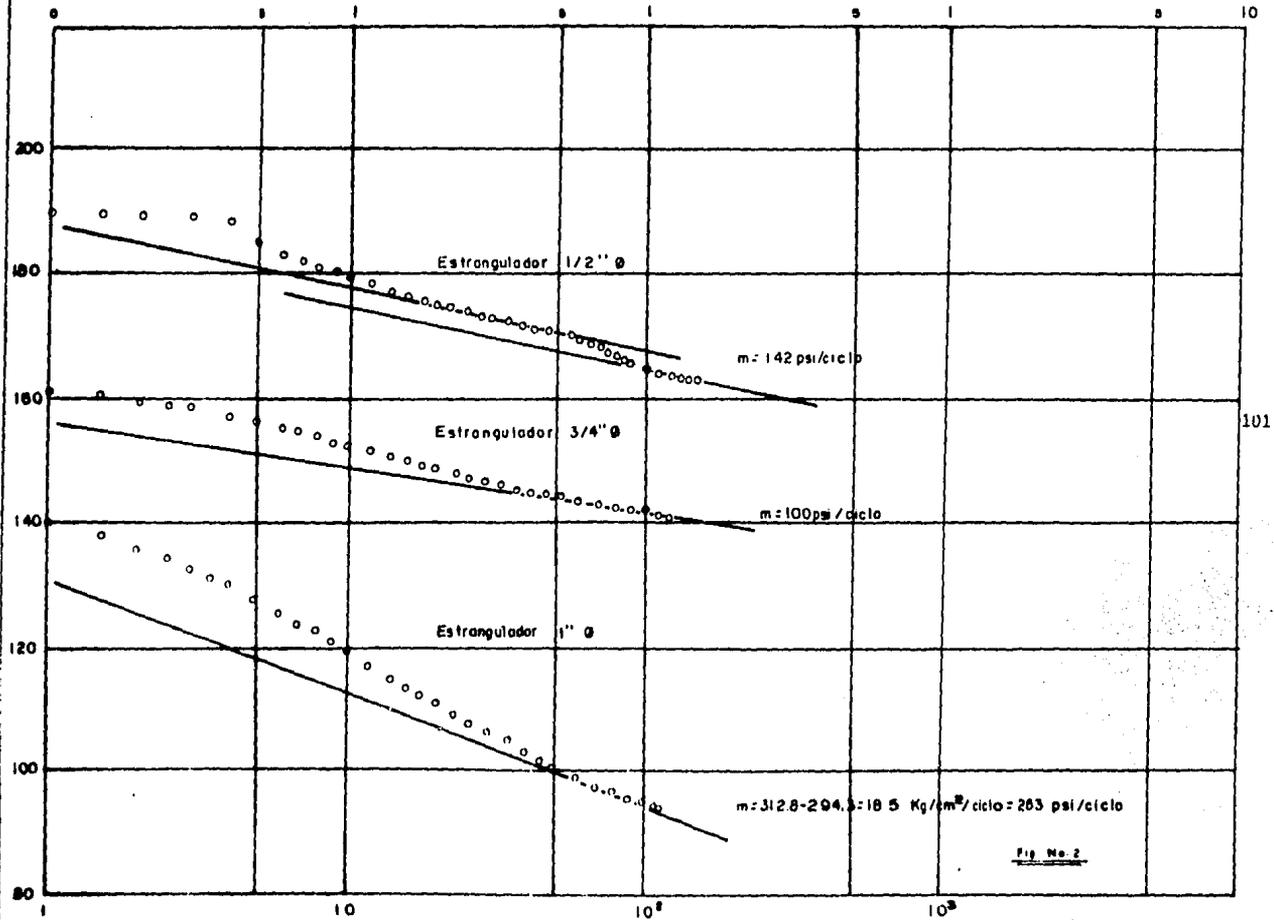


Fig. No. 2

0.2⁻¹

POZO CHUC-1

PRUEBAS DE GASTOS MULTIPLES

Entregador

- 1/2"
- 3/4"
- 1"

$(P_1 - P_{wf}) / q_i$ Kgf/cm²/BPD

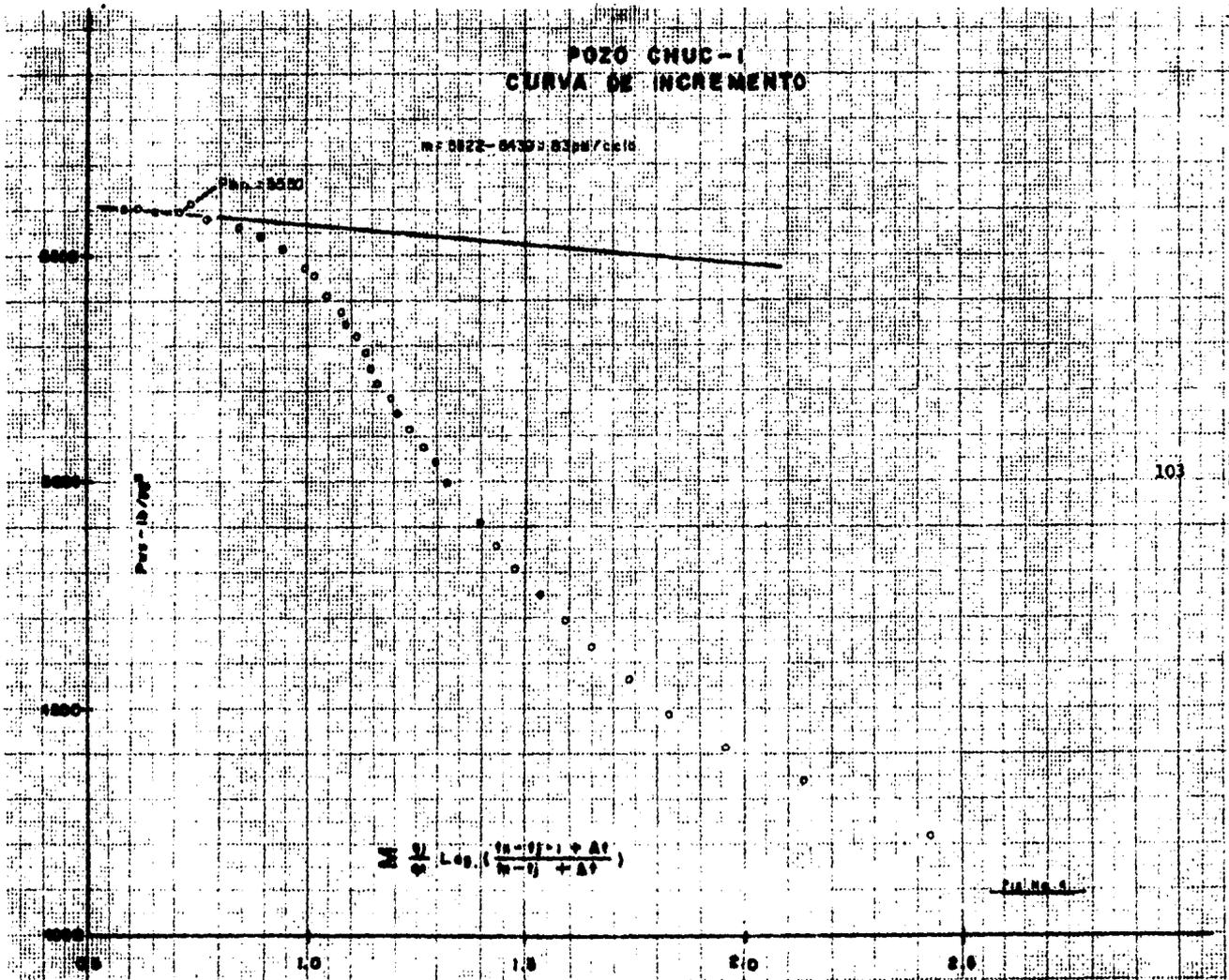
$m = 0.172 = 0.126 \cdot 0.044 \cdot 0.07890 \cdot \rho h \mu$

102

$$\frac{100 - q_{d-1}}{q} = \frac{1.48 (1 - 0.172)}{0.172}$$

POZO CHUC-1 CURVA DE INCREMENTO

m = 0022-0430 = 03 pm / ciclo



POZO CHUC-1
CURVA DE INCREMENTO
Método Horner.

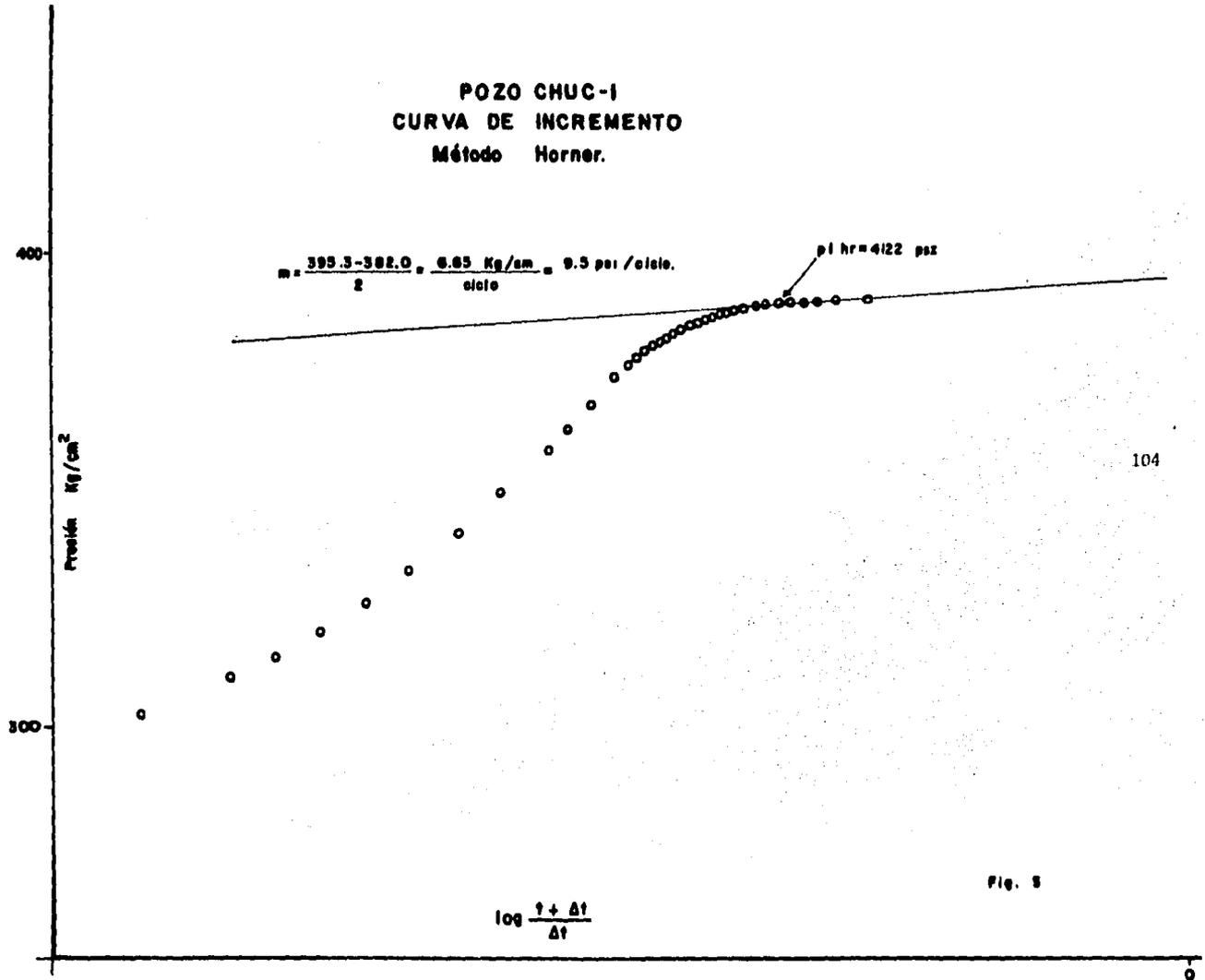
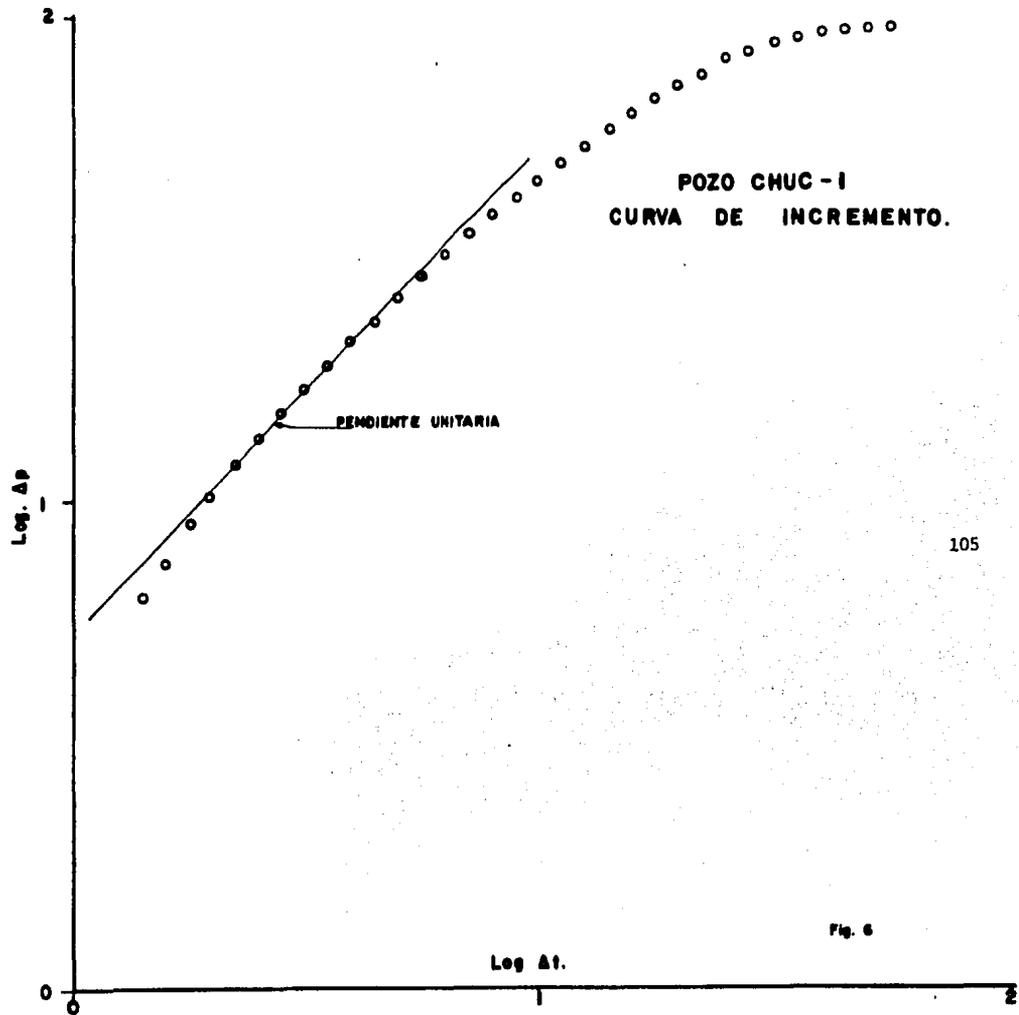
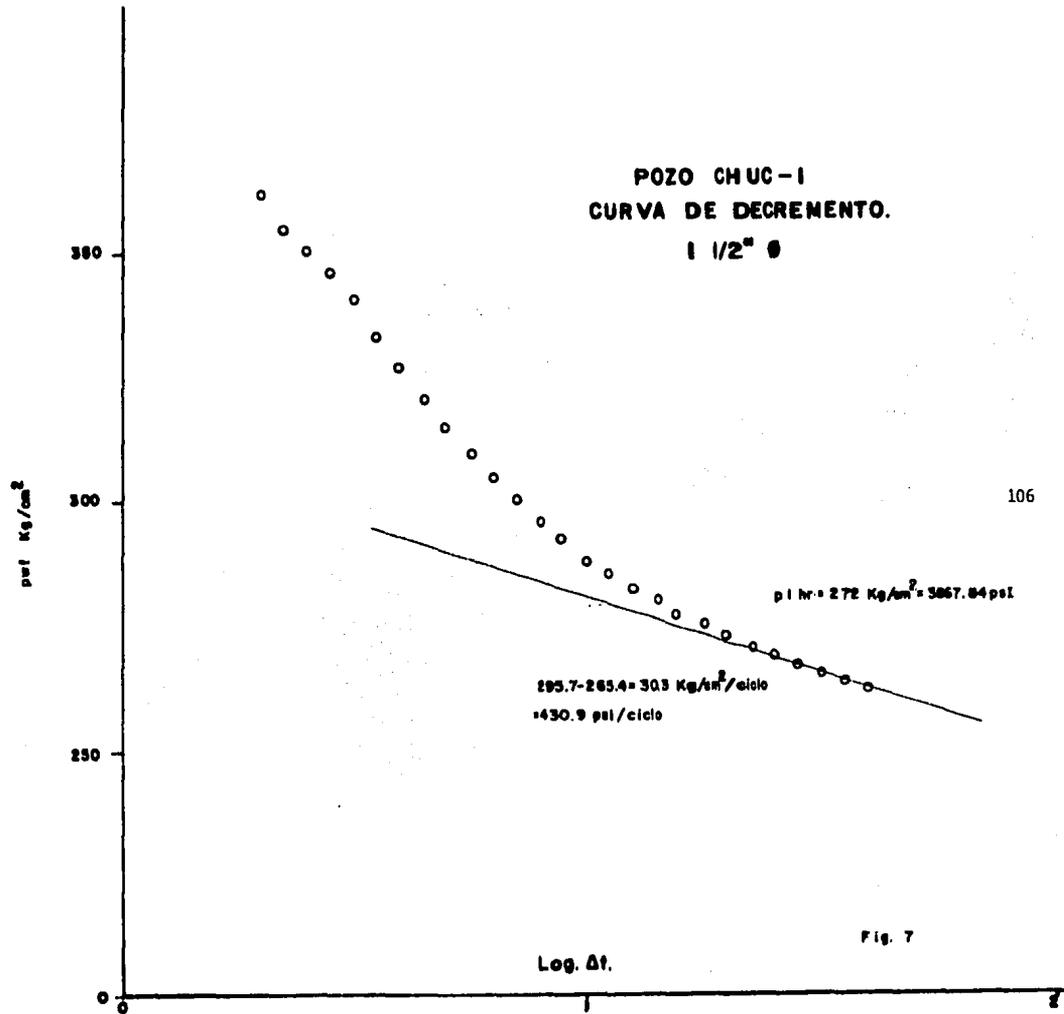


Fig. 5

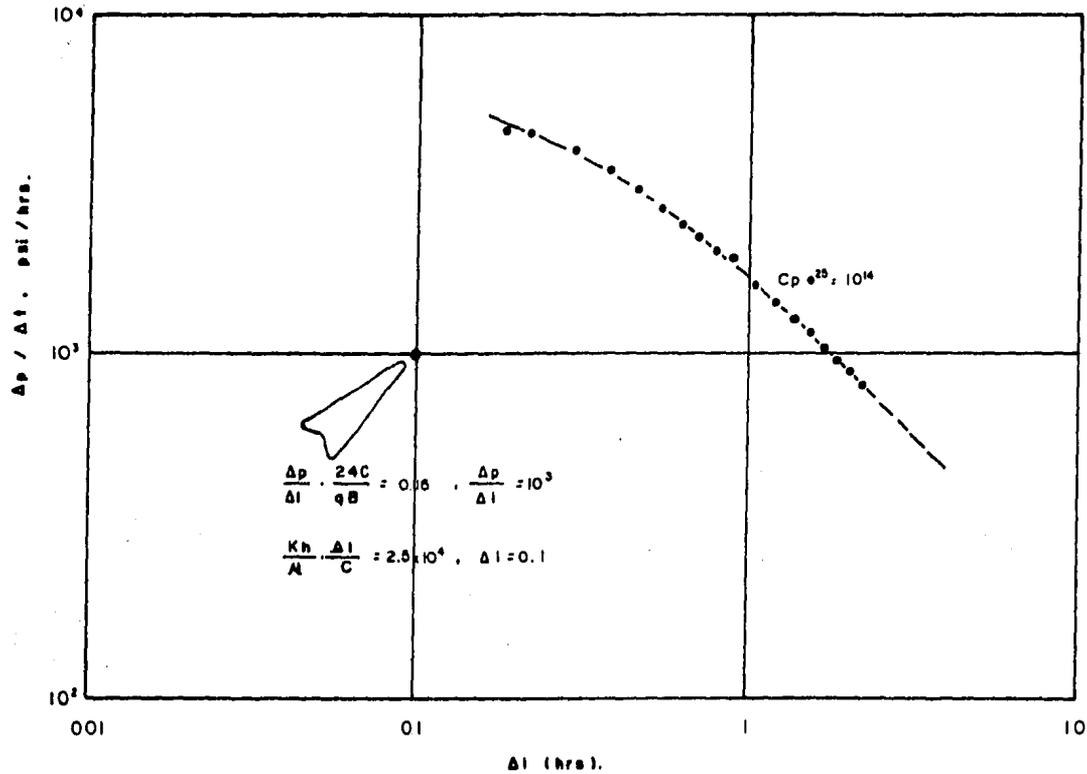


POZO CHUC-1
CURVA DE DECREMENTO.

1 1/2" Ø



POZO CHUC-1
CURVA DE DECREMENTO
 1 1/2" Ø



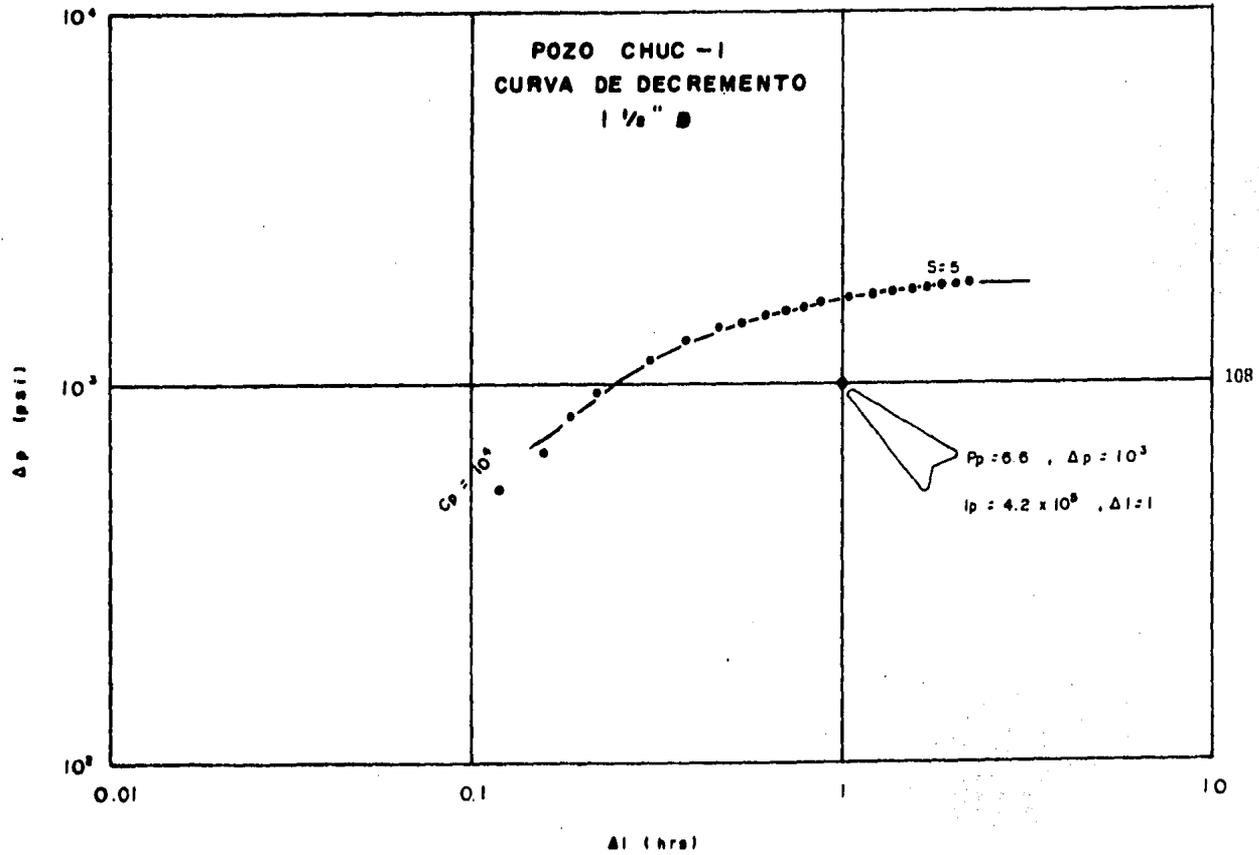


Fig. No. 9

CONCLUSION

Los problemas que se originaron en el Pozo Chuc-1 durante la perforación se debieron a una falta de planeación de trabajo.

Los fluidos de perforación que se emplearon en cuanto a densidades no eran las correctas dado que, esto ocasiona retraso en la velocidad de penetración, incrementándose con éste el costo de la perforación.

Si se observa con detalle el registro de inducción (conductividades) el asentamiento de las tuberías de revestimiento no fue el correcto, ejemplo de esto, la tubería de revestimiento de 9 5/8" quedo asentada a la profundidad de 3 561 m, debiendo quedar a la profundidad de 3 640 m, se propone que deba de utilizarse el registro de exponente "d" y en base a los resultados de este registro tener con bastante aproximación la profundidad correcta de asentamiento, y posteriormente verificar mediante una prueba de goteo, la presión de fractura de la formación.

Antes de las pruebas de variación de presión el pozo fue estimulado con 50 m³ de HCL, los resultados de los análisis co

rrespondientes indicaron que el pozo estaba dañado. Posteriormente se comprobó que al efectuar un fracturamiento, mejoró notablemente la productividad del pozo.

De los resultados obtenidos, estos no pudieron emplearse como datos fidedignos, por lo tanto fue necesario efectuar pruebas adicionales para confirmar resultados y poder utilizar éstos en la simulación numérica.

BIBLIOGRAFIA

1. Informes diarios de perforación del Pozo Chuc-1
Zona Marina, Ciudad del Carmén, Campeche.
2. Apuntes y notas de los departamentos de producción,
yacimientos, GAP, exploración e ingeniería petrolera.
Zona Marina, Ciudad del Carmén, Campeche.
3. World Oil (revista), año 1977.
4. Catálogo de cementos y aditivos de la Compañía
Dowell y Halliburton.
5. Compendio de fluidos de perforación k/P1/72,
Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección
de Capacitación.

FLUIDOS DE PERFORACION

Los fluidos de perforación son de importancia dentro de la perforación de un pozo petrolero, puesto que al aumentar la profundidad, los lodos deben reunir un número mayor de propiedades.

Las funciones principales de los fluidos de perforación en un pozo son:

- Levantar los cortes y llevarlos a la superficie.
- Enfriamiento y lubricación de la barrena y la sarta.
- Protección de las capas de las paredes con una capa semi permeable. (enjarre)
- Control de las presiones que surjan durante la perforación.
- Mantener en suspensión los cortes y el material denso cuando se interrumpe la circulación.
- Poner en libertad los cortes y la arena una vez que el lodo llega a la superficie.
- Disminuirles trabajo al equipo levanta-carga por el efecto de flotación.

- Reducir al mínimo cualquier efecto adverso de las formaciones adyacentes al agujero.
- Permitir extraer la máxima información de todas las formaciones durante la perforación.

Los lodos que se utilizaron en la perforación del Pozo Chuc - 1 fueron bentoníticos y lignosulfonatos emulsionado.

BENTONITICOS SIN TRATAMIENTO

Son fluidos de agua dulce sin ningún contaminante y de baja densidad, ideales para perforar a bajo costo.

Se prepara mezclando bentonita y agua, aproximadamente un saco de bentonita por metro cubico de agua.

Durante la perforación cierto porcentaje de arcillas se incorporan aumentando el volumen de fluido. Las adiciones continuas de agua dispersan las partículas arcillosas manteniendo la viscosidad.

FLUIDOS TRATADOS CON LIGNOSULFONATO

Las dificultades encontradas al atravesar formaciones salinas, altas temperaturas, etc., han obligado el uso de otro tipo de reactivos tales como el lignosulfonato que ha dado buenos resultados en fuertes contaminaciones salinas y temperaturas elevadas.

El tratamiento diario de lignosulfonato, mantendrá y mejorará cada vez más las propiedades del fluido. También se puede emulsionar con aceite hasta un 20% sin necesidad de agregar un agente emulsionante.

Hay algunos lignosulfonatos que unidos a la acción dispersante también reducen algo el filtrado.

FLUIDOS BASE ACEITE

El método más simple de hacer una emulsión es agitar a dos líquidos inmiscibles, por ejemplo: aceite y agua, pero la dispersión del aceite en el agua no es estable; pues tan pronto como se deja de agitar se separan y forman nuevamente dos capas.

Es el agua, cuando se añade algún aceite se dice que se está emulsionando, este tipo de emulsión se llama mecánica en

aqueellos que se incrementa el porcentaje de aceite hasta el 20% es necesario recurrir a la adición de agentes emulsionantes, por medio de estas sustancias se logra una estabilidad mayor.

Se pueden distinguir dos tipos de emulsiones: aceite en agua y agua en aceite.

BARRENAS

Es conocido que las características de perforación de una formación, requieren un tipo de barrenas que combine distintos factores de diseño, y que cada tipo de barrena debe diseñarse para un fin específico. El conocimiento de estos factores de diseño y de su aplicación en los distintos tipos de barrena es importante para obtener una mejor selección y evaluación de las barrenas.

El control del rendimiento máximo de las barrenas es muy importante ya que está íntimamente ligada con el costo de la perforación. Es el ingeniero quien analiza los parámetros para escoger el tipo óptimo de barrena; entre dichos parámetros están el tipo de formación, profundidad y las componentes mecánicas de las barrenas.

Para determinar el tipo de cada barrena, se utiliza un código en la selección de barrenas convencionales y de inserciones.

Este código es un sistema de 3 dígitos que nos indica las características esenciales de una barrena.

El primer dígito indica el tipo de formación correspondiendo; 1 (suave), 2 (mediana), 3(dura), 4(muy dura), para barrenas convencionales, y 5(suave), 6(mediano), 7 (media dura), 8 (dura), para barrenas de insertos.

El segundo dígito corresponde a una subclasificación dependiendo de las características de cada tipo de formación siendo: 1 (muy suave), 2 (suave), 3 (mediana), 4 (dura).

El tercer dígito está en función de las características mecánicas de construcción de la barrena, correspondiente:

- 1) Baleros no sellados sin protección en la hilera de calibre.
- 2) Hilera de calibre dientes en forma "I".
- 3) Baleros no sellados con protección en la hilera de calibre.
- 4) Baleros sellados sin protección en la hilera de calibre.
- 5) Baleros sellados con protección en la hilera de calibre.

- 6) Barrena de chumacera con protección en la hilera de calibre y sellos.

La profundidad también interviene en la selección de la barrena y es por esto que se prefieren las barrenas de inserciones de carburo de tungsteno al ir aumentando la profundidad.

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento (T.R.), nos permiten un avance protegido de la perforación y la explotación controlada del yacimiento. La función principal de las tuberías utilizadas en el pozo son:

Tubo conductor (T.R. conductora): Su función es la de conducir el fluido de perforación hacia la boca del pozo y presas. Ayuda a contener formaciones no consolidadas. Controla la circulación mientras se cementa la T.R. superficial; además esta tubería se cementa en toda su longitud.

Tubería superficial: Su función es construir un soporte para las siguientes tuberías y conexiones superficiales; además ésta se cementa en toda su longitud. Aisla acufferos y zonas poco consolidadas, también previene pérdidas de circulación.

Tubería intermedia: Su función es además, el pozo para prevenir derrumbes y aislar formaciones con contenido de fluidos y con existencia de diferentes presiones; zonas de pérdidas de lodo. Protege la tubería de perforación en caso de problema. Esta tubería puede o no cementarse en toda su longitud, si es necesario cementarse totalmente, se recomienda hacerse por etapas.

Tubería de explotación o segunda intermedia: Su función es aislar con cemento las zonas con contenido de fluidos para evitar la migración no deseable de ellos. Ayuda a confinar presiones anormales, así como formaciones de problema.

Tubería corta o liner: Cuando la segunda tubería intermedia no queda como T.R. de explotación es necesario continuar perforando el pozo para introducir una T.R. corta. Esta se cementa en toda su longitud. Su función es aislar tramos cortos. Protege la formación productora además previene la migración de fluidos.

Esfuerzos a que está sometida la tubería:

Tensión: Esta fuerza es producto del peso de la columna de tubería; el máximo valor de ésta se encuentra en la parte superior; el factor de seguridad a la tensión tiene un valor de 1.8 a 2.0.

Colapso: El valor máximo de esta presión externa se encuentra en el fondo de la columna; el factor de seguridad utilizado varía de 1.0 a 1.25.

Presión interna: Se refiere a la presión que se ejerce en la pared interna de la tubería principalmente, cuando se somete a

la presión causada por un descontrol del pozo. El valor máximo se presenta en la parte superior de la columna; el factor de 1.1 a 1.25.

Torsión: Cuando se atora la tubería y se trata de recuperar.

Flexión: en pozo desviado.

Parámetro de identificación de las tuberías:

Diámetro: Exterior e interior.

Grado: Propiedades del acero con el cual está fabricado el tubo.

Rango: Longitud del tubo.

Peso: Peso por unidad de longitud.

Tipo de junta: Con cople e integral.

Tipo de rosca: Buttress, hydrill, rosca redonda.

Función de los accesorios introducidos con la tubería:

Zapata Guía: Tiene la función principal de guiar a la tubería dentro del pozo; ésta tiene forma semiesférica para evitar que se atore durante la introducción.

Zapata Flotadora: Tiene la misma función que la zapata guía con la diferencia de que ésta previene el contraflujo del cemento.

Cople Diferencial: Este dispositivo permite que al introducir la T.R. intervenga a la acción de llenado de la misma por el lodo de tal manera que el nivel en el interior de la tubería es aproximadamente el 90% del espacio enular.

Cople Flotador: Detiene los tapones de desplazamiento en la cementación y previene el contraflujo del cemento.

Cople de Retención: Detiene los tapones de desplazamiento de la cementación en T.R. cortas.

Cople de Cementación Múltiple: Es una herramienta construida para resistir altas presiones diseñadas para aplicarse en cualquier pozo.

Opera de la forma siguiente: las camisas internas van alojadas dentro del cuerpo, la inferior o camisa de abertura cierra los orificios de la herramienta durante la circulación y el paso del cemento hacia la etapa inferior del trabajo; la camisa de cierre sella los orificios después de la terminación de la etapa superior.

Centradores: Su función es centrar la tubería dentro del pozo con la finalidad de obtener una mejor distribución del cemento en el espacio anular.

Raspadores: Su función es limpiar las paredes del agujero para obtener una mejor adherencia del cemento.

Collarines: Impiden el desplazamiento vertical de los raspadores y centradores.

CENTRADORES

Los centradores para tuberías de revestimiento como su nombre lo dice, son utilizados para centrar al tubo, y así obtener una mejor eficiencia de desplazamiento del cemento, previenen la presión diferencial y mantienen al tubo concéntrico al pozo en donde la desviación existe para no producir encajonamiento de la misma.

Hay dos tipos de centradores que se utilizan en el área marina de Campeche, como son los de resorte y los rígidos.

Es importante tomar en consideración en el diseño de los centradores, la posición, el espacio y su método de instalación.

Los centradores se mantienen en su posición sobre la tubería de revestimiento mediante los cuellos de detención de ésta.

El aditamento que oprime debe de estar siempre colocado dentro del tipo de resorte en arco, para que el centrador pueda jalarse, no empujarse dentro del pozo, por lo tanto, al centrador no debe permitírsele que se monte libremente sobre la junta de la tubería de revestimiento.

Las normas A.P.I. establecen diferentes fuerzas que actúan en los centradores ya colocados dentro del agujero, los cuales son: fuerza de arranque, el juego permanente y la fuerza restauradora.

La fuerza de arranque, es la fuerza requerida para iniciar la operación del centrador dentro de la tubería de revestimiento.

La fuerza máxima permitida de arranque es menor del peso de 40 pies de longitud de la T.R., peso medio de la tubería de revestimiento sobre la que funciona el centrador.

El juego permanente es la altura constante de los resortes en arco después de que cada uno de éstos ha sido aplanado doce veces.

La fuerza restauradora es la fuerza ejercida por el centrador, centra el pozo para mantener al tubo alejado de la pared del agujero. La capacidad de la fuerza restauradora del centrador se determina mediante los procedimientos A.P.I. debe ser igual a $2(W) \text{ sen } 30^\circ$, en la que (W) equivale al peso de 40 pies del peso medio de la tubería de revestimiento y los 30° representan el ángulo promedio del agujero, en un encajonamiento

de salida del agujero, 0.67 veces el promedio del espacio entre la tubería de revestimiento y el agujero, el factor (2) compensa las desviaciones y no se aplica a las tuberías de revestimiento cuyo tamaño fluctua entre 10 3/4" - 20".

Ejemplo de cálculo:

$$m = 0.847 \text{ (10 = ppg de lodo),}$$

$$W = 40.0 \text{ lb/pie } 9 \frac{5}{8} \text{ en T.R.}$$

$$L = 45 \text{ pies (espacio del centrador)}$$

$$\varnothing = 25\% \text{ 916 pies de T.R. debajo del centrador}$$

y una desviación de 271 000 pies.

Carga lateral (desviación aditiva) =

$$(0.847) (40.0) (45) (0.4226) \pm 2 (0.847) (40.0) (916) 0.00785 =$$

$$644 + 487 \quad 1 \ 131 \ \text{lb}$$

Carga lateral (desviación restante) = 644 - 487 + 157 lb.

Se requiere de alguna interacción (cálculo de ensaye y error que se lleva) al calcular el espacio del centrador de esta manera, ya que se da por sentado dicho espacio del centrador y es entonces cuando se calcula la carga lateral del centrador. La carga debe ser comparada con la curva de disminución de carga (Fig. 1) para determinar si la deseada neutralización

podrá lograrse. Si no es así, deberá darse por sentado un espacio más cerrado.

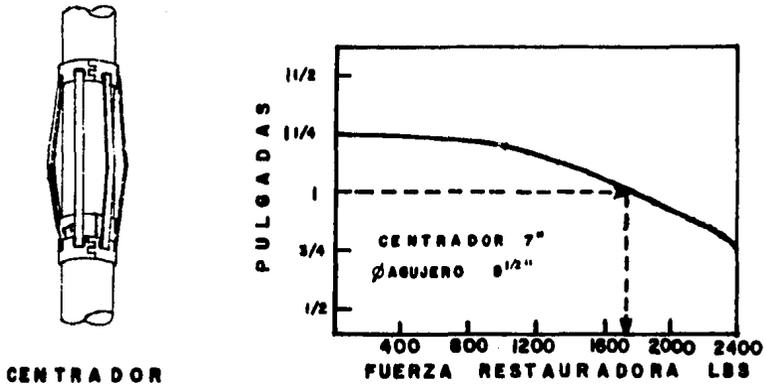


Figura 1. Ejemplo de un centrador de resorte en arco sostenido por un cuello de detención de manera que ese aditamento es jalado dentro del agujero. La curva de la disminución de la carga de un centrador de la fuerza lateral sobre la T.R. en varias disminuciones. Según el ejemplo de la curva que se muestra, más de 1 700 libras son necesarias para mover la T.R. 1/4" fuera de su centro.

Espacio del centrador: Las curvas de disminución de la carga pueden ser utilizadas para determinar el espacio que se requiere para lograr la deseada neutralización. Debe de tomarse en cuenta que la neutralización requerida para prevenir la adhesión de la presión diferencial, normalmente será menor que la que se necesita para centralizar adecuadamente la tubería de revestimiento en su eficiente desplazamiento. La carga lateral que se impone sobre el centrador de la tubería de revestimiento, es el efecto combinado del espacio del centrador, el ángulo del pozo, el peso de la tubería de revestimiento debajo del centrador y la desviación (aún cuando ésta última sea menor).

La ecuación es:

$$\begin{aligned} \text{CARGA LATERAL} &= \text{COMPONENTE PESO T.R.} \frac{1}{2} + \text{COMPONENTE DE TENSION} \\ &= m.W.L. \sin \theta \frac{1}{2} + 2 (T) \sin \epsilon \end{aligned}$$

m = factor de flotación del acero en el lodo

W = peso por pie de la T.R. en libras

L = distancia del centrador al siguiente centrador más abajo, pies.

θ = ángulo del pozo, grados

T = tensión (fuerza de arrastre) debida a la T.R. debajo del centrador.

ϵ = La mitad del cambio del ángulo entre el centrador y el centrador siguiente que se encuentra más abajo.

Cuando existe una desviación entre los centradores que se expresa en grados por cien pies, se hace la siguiente operación:

$$e = \frac{\text{Desviación (grados/100 pies x Espacio (pies))}{200}$$

$T = \sum m.W. L. \cos \theta$, para las secciones de la tubería de revestimiento debajo del centrador (el peso de la T.R. en el lodo es una aproximación casi exacta para los ángulos del agujero debajo del centrador de 25° o menos).

El signo \pm para el segundo término depende de la dirección de la desviación (normalmente el signo es negativo para un incremento en el ángulo y positivo para una disminución en el ángulo). El signo positivo proporciona una más conservadora carga calculada y puede ser aceptable debido a otras causas desconocidas en un agujero desviado.

REGLAS PARA EL ESPACIO DEL CENTRADOR EN POZOS VERTICALES

T.R. superficial: Un centrador debe colocarse encima de la zapata y uno encima de cada una de las seis juntas del fondo, pa
ra asegurar la centralización y la colocación uniforme del ce
mento en esta sección tan importante. Los centradores deben
ser también instalados para mejorar la colocación del cemento
alrededor de cualquier lugar problemático.

T.R. intermedia: Un centrador debe colocarse encima de la zapa
ta y uno encima de cada una de las seis juntas del fondo. Los
centradores deben también ser colocados dentro de los interva
los problema para asegurar la uniforme colocación del cemento
frente a las zonas de peligro.

T.R. producción: Se coloca un centrador encima de la zapata y
uno encima de cada una de las juntas del fondo. Deben colocar
se sobre cada junta a través de las zonas productoras y exten
derse 100 pies arriba (o abajo, si así se requiere).

T.R. corta: Se usan los centradores si el espacio y las condi
ciones del pozo lo permiten.

Algunos fabricantes proporcionan centradores para instalarse en un determinado tamaño de T.R. con varios tamaños de resortes en forma de arco para acomodar las necesidades de fuerza de arranque y reparación con los distintos tamaños de T.Rs. anteriormente empleadas. Por lo tanto el tamaño de ambas las T.Rs. que se van a instalar y las tuberías instaladas anteriormente deberán especificarse al colocar el pedido del equipo.

APAREJO DE PRODUCCION

La instalación del aparejo de producción de las conexiones superficiales finales son parte de la terminación del pozo, la finalidad de éste equipo es la de tener en comunicación la formación productora con la superficie en forma controlada. La función de cada herramienta es:

Tubería de Producción: Es el medio de conducción de los hidrocarburos, tiene los mismos parámetros de identificación de la tubería de perforación.

Camisa deslizable o Válvula de Circulación Marca Otis, Modelo "XA" : Entre sus principales funciones destacan las siguientes: Puede comunicar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Éste es para obtener un mayor gasto de hidrocarburos si así es requerido.

Empacador: Produce un sello en el exterior de la tubería de producción con el interior de la T.R. Otra de las funciones del empacador es lograr que la T.R. de explotación se encuentre siempre en condiciones favorables. Este empacador es mecánico y se ancla con la tubería de producción, tubería de perforación o cable.

CEMENTACIONES

Una cementación es el proceso de mezclar y desplazar una lechada de cemento para ser colocada en el espacio anular de la tubería de revestimiento y el agujero. Las funciones principales de la cementación primaria son:

- Restringir el movimiento de fluidos entre las formaciones.
- Dar soporte a las tuberías de revestimiento.

Las características principales de los cementos utilizados son:

Cemento Tipo "H": Se utiliza generalmente como cemento básico para profundidades de 0 a 2.439 m; también puede utilizarse con aceleradores y retardadores en un amplio margen de profundidades y temperaturas.

A continuación se muestra una tabla de aditivos que se agregan al cemento en el área marina de Campeche.

NOMBRE:	DESCRIPCION:	CODIGO:
Aceleradores:	Cloruro de calcio (CaCl_2)	CaCl_2 , S1

NOMBRE:	DESCRIPCION:	CODIGO:
Retardadores	Lignosulfonato de calcio	HR-4, HR-12, D-13, D-28,
	Retardador Tixotrópico	D-74
Puzolana	Metasilicato de Sodio	Econolite
Controladores de agua	Polimeros orgánicos	Hallad 22-A
Material para p <u>er</u> dida de circulación	Gilsonita	D-24
Material para altas temperaturas.	Harina de silice	SSA-1, SSA-2, D66, D30
Dispersantes	Polvos orgánicos	DFR-1, CFR-2, D65, D80.
Materiales Espe- ciales	Antiespumantes	D Air 1, D Air-2, D46, D47.
Baches espaciado- res	Base aceite	SAM-4, CW-100

CEMENTACIONES EN DOS ETAPAS

La cementación de dos etapas se utiliza cuando se cementan tuberías a considerable profundidad y en toda su ex tensión o una gran longitud; para llevarla a cabo se utiliza un cople de cementación múltiple. La metodología para llevar a cabo ésta operación es la siguiente.

- Se desplaza la lechada de la primera etapa, antes de ésta, un tapón de diafragma separa la lechada del lodo y después de la lechada se lanza un tapón de desplazamiento.

- Se finaliza la primera etapa y se lanza un dispositi vo (bala) que abrirá el cople de cementación múlti ple.

- Se lleva a cabo la segunda etapa a través del cople de cementación múltiple, utilizándose un tapón de desplazamiento.

- El tapón de desplazamiento llega al cople de cemen- tación múltiple y lo cierra. Finaliza la operación.

REGISTROS GEOFISICOS

Los registros geofísicos son una herramienta útil para el ingeniero petrolero, ya que ayuda a la determinación de parámetros muy importantes como son: porosidad, saturación de agua, litología, espesor del intervalo productor, contactos geológicos, etc. El principio básico de los registros utilizados, se describe a continuación en forma resumida:

Registro de Inducción: Mide la resistividad de la formación, para ello se hace circular una corriente alterna constante hacia una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce a una corriente alterna a la formación, la cual resulta de un campo magnético secundario el cual a su vez induce una corriente en la bobina receptora, ésta corriente es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación, sin embargo, a estos valores obtenidos de resistividad deben hacerse correcciones para las cuales existen gráficas.

Registros Eléctricos: (Doble lateralog microesféricos).- Estos registros son más comunes usados para la identificación de hidrocarburos, los parámetros buscados son resistividad de la zona lavada y resistividad verdadera de la formación (Rx_o y R.T.).

Para reducir el efecto que provoca el pozo y las formaciones adyacentes, se utiliza el doble lateralog. Para la determinación de Rxo y de limitar las capas permeables mediante la detección del enjarre de lodo, se utilizan los dispositivos microresistivos, como el microcalibrador y micro esférico.

Registro Sónico de Porosidad: El perfil sónico es un registro de profundidad contra Δt , el tiempo requerido por una onda sonora para recorrer un pie de formación. Conocido como tiempo de tránsito Δt , es el recíproco de la velocidad de una onda sonora. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad. La dependencia de porosidad, conocida la litología, hace que el perfil sónico sirva como registro de porosidad.

Registro Neutrón: Los perfiles neutrónicos son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad, ello responde en primer lugar a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, así en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o hidrocarburos, el perfil neutrónico da el valor real del espacio poroso lleno de fluido.

Registro de Calibración: Es un complemento de otros y se utiliza para medir las variaciones en diámetro del agujero; en forma indirecta se puede utilizar para determinar las zonas porosas y permeables.

Registro de Densidad: El perfil 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, descubrimientos de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos; evaluación de arenas arcillosas y litológicas complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas.

Registro Rayos Gama: En formaciones sedimentadas generalmente refleja el contenido de lutita de las formaciones, debido a que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcilla y lutita.

Registro de Medición de Echados: Su función principal es determinar sobre la línea (pozo) los echados y los rumbos de los estratos atravesados, para utilizarlos como herramientas en la construcción de las secciones geológicas y en las correlaciones con los demás registros.

Registro de Hidrocarburos: Este no es un registro geofísico; es una historia resumida de la perforación, la información que proporciona es:

- Velocidad de perforación
- Gas en el lodo
- Gas en los recortes
- Descripción litológica
- Características del lodo