



7
2 ej

Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

HISTORIA DEL POZO ZULOAGA No. 1
DISTRITO FRONTERA NORESTE.

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

presenta

JOSE ANGEL ESPINOZA GARAY

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

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

El presente trabajo es un intento por brindar a los --
estudiantes de Ingeniería Petrolera de relacionarse con va-
rias etapas en el desarrollo de nuestra carrera. En la "His-
toria del Pozo Zuloaga No. 1", se muestra un resumen de las
principales operaciones y materiales, desde su etapa de ex-
ploración hasta su terminación. Se muestra en los primeros
cuatro capítulos información acerca de la exploración, ope-
ración y datos mecánicos, después de éstos se enumeran una
serie de anexos, que tratan de explicar algo más sobre al-
gunas operaciones y herramientas que se mencionan en los
cuatro capítulos; en estos anexos puede encontrarse infor-
mación sobre algún cálculo, descripción de una herramienta
u operación.

	<u>I</u>	<u>II</u>	<u>III</u>	<u>IV</u>	<u>V</u>	<u>VI</u>	Pág.
CAPITULO I:	Antecedentes y datos generales:	-	-	-	-	-	1
CAPITULO II:	Consideraciones geológicas y del yacimiento:	-	-	-	-	-	2
	2.1 Antecedentes	-	-	-	-	-	2
	2.2 Geología Regional	-	-	-	-	-	2
	2.3 Estructura	-	-	-	-	-	5
	2.4 Columna Geológica	-	-	-	-	-	5
	2.5 Litología	-	-	-	-	-	8
	2.6 Descripción del horizonte productor:	-	-	-	-	-	10
	2.7 Otros horizontes importantes	-	-	-	-	-	15
	2.8 Características del yacimiento	-	-	-	-	-	15
CAPITULO III:	Datos mecánicos y de perforación	-	-	-	-	-	17
	3.1 Descripción del equipo de Perforación:	-	-	-	-	-	17
	3.2 Fluidos de perforación	-	-	-	-	-	19
	3.3 Barreras:	-	-	-	-	-	21
	3.4 Carta de Perforación	-	-	-	-	-	23
	3.5 Tuberías de Revestimiento y accesorios:	-	-	-	-	-	25
	3.6 Aparejo de producción y conexiones superficiales:	-	-	-	-	-	27
CAPITULO IV:	Operaciones de Perforación y terminación:	-	-	-	-	-	29
	4.1 Avance de la perforación:	-	-	-	-	-	29
	4.2 Orientaciones:	-	-	-	-	-	32
	4.3 Registros geofísicos, muestras de canal y núcleos.	-	-	-	-	-	34
	4.4 Registros de desviaciones	-	-	-	-	-	36
	4.5 Profundidad Interna del pozo	-	-	-	-	-	37
	4.6 Problemas en la perforación y terminación:	-	-	-	-	-	38

CAPITULO IV:	Pág.
4.7 Desarrollo del campo: - - - - -	39
ANEXOS:	
Fluidos de perforación: - - - - -	41
Barrenas: - - - - -	43
Descripción de la sarta de perforación: - - - - -	45
Tuberías de revestimiento: - - - - -	48
Cementaciones: - - - - -	55
Aparejo de producción y conexiones superficiales: - - - - -	58
Registros geofísicos: - - - - -	63
CONCLUSION: - - - - -	65
BIBLIOGRAFIA: - - - - -	66

C A P I T U L O I

ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES

El pozo Zuloaga No. 1 está localizado en el Distrito de Monclova, en el límite que divide los Estados de Coahuila y Nuevo León. La ubicación geográfica está dada por las siguientes coordenadas:

$$X = -38\ 150.45\ m$$

$$Y = 12\ 556.84\ m$$

El sistema de referencia es la presa Don Martín (S.R.H.), en el municipio Juárez, Estado de Coahuila. Las cotas de los dos puntos mas importantes son:

Elevación del terreno sobre el nivel del mar: 236.4 m.

Elevación de la mesa rotatoria sobre el nivel del mar:
240.0 m.

El objetivo del pozo exploratorio Zuloaga No. 1 fue establecer producción en cualquiera de las formaciones del Cretácico inferior: La Vigen, Padilla y Taráises; así como en las del Jurásico superior: La Casita y La Gloria (ver consideraciones geológicas).

La perforación del pozo se inicia el 18 de septiembre de 1980; finaliza esta el 7 de mayo de 1981. Se inicia la terminación el 7 de mayo de 1981; el pozo queda totalmente terminado el 27 de mayo de 1981.

C A P I T U L O I I

CONSIDERACIONES GEOLOGICAS Y DEL YACIMIENTO PRODUCTOR.

2.1 Antecedentes.

Próximos a esta localización, se encuentran los pozos - Lampazos No. 1, Ciega No. 1, Patricio No. 1, Salinillas No. 1 y Don Martín No. 1 y 101 (ver el mapa de la figura 1 y 2), de los cuales los pozos Lampazos y la Ciega han resultado productores en la formación La Casita; en el pozo Salinillas -- No. 1 se observó trazas de aceite muerto y burbujeo de gas en un núcleo que se cortó en la formación Buda, además de haber tenido manifestaciones en las formaciones La Casita y La Gloria.

El campo Zuloaga, se encuentra en la Provincia de Coahuila, dentro del Golfo de Sabinas. El pozo Zuloaga No. 1, -- resultó productor de gas seco proveniente de la formación La Casita.

2.2 Geología Regional.

La Provincia de Coahuila, abarca todo el Estado del mismo nombre; sus límites son al Norte la frontera con EUA por el Río Bravo; al Poniente con la Provincia de Chihuahua; al Oriente la provincia NE de México.

Subprovincia del Golfo de Sabinas: en la región afloran rocas sedimentarias e ígneas (basaltos), las primeras son generalmente de origen marino, siendo las más antiguas las del Jurásico superior (formación La Casita), que afloran en los anticlinales de Oballos y potrero de Menchaca, al Noroeste de Cuatro Ciénegas y el resto de calizas y margas del Cretácico y finalmente rellenos de los valles de rocas clásticas del Terciario y Cuaternario. Las formaciones que presentan más interés son las de Cretácico y las del Jurásico, ambas -- como formaciones almacenadoras de hidrocarburos y las primeras como rocas carbonosas.

V Provincia de Coahuila
V-A Subprovincia de Sabinas

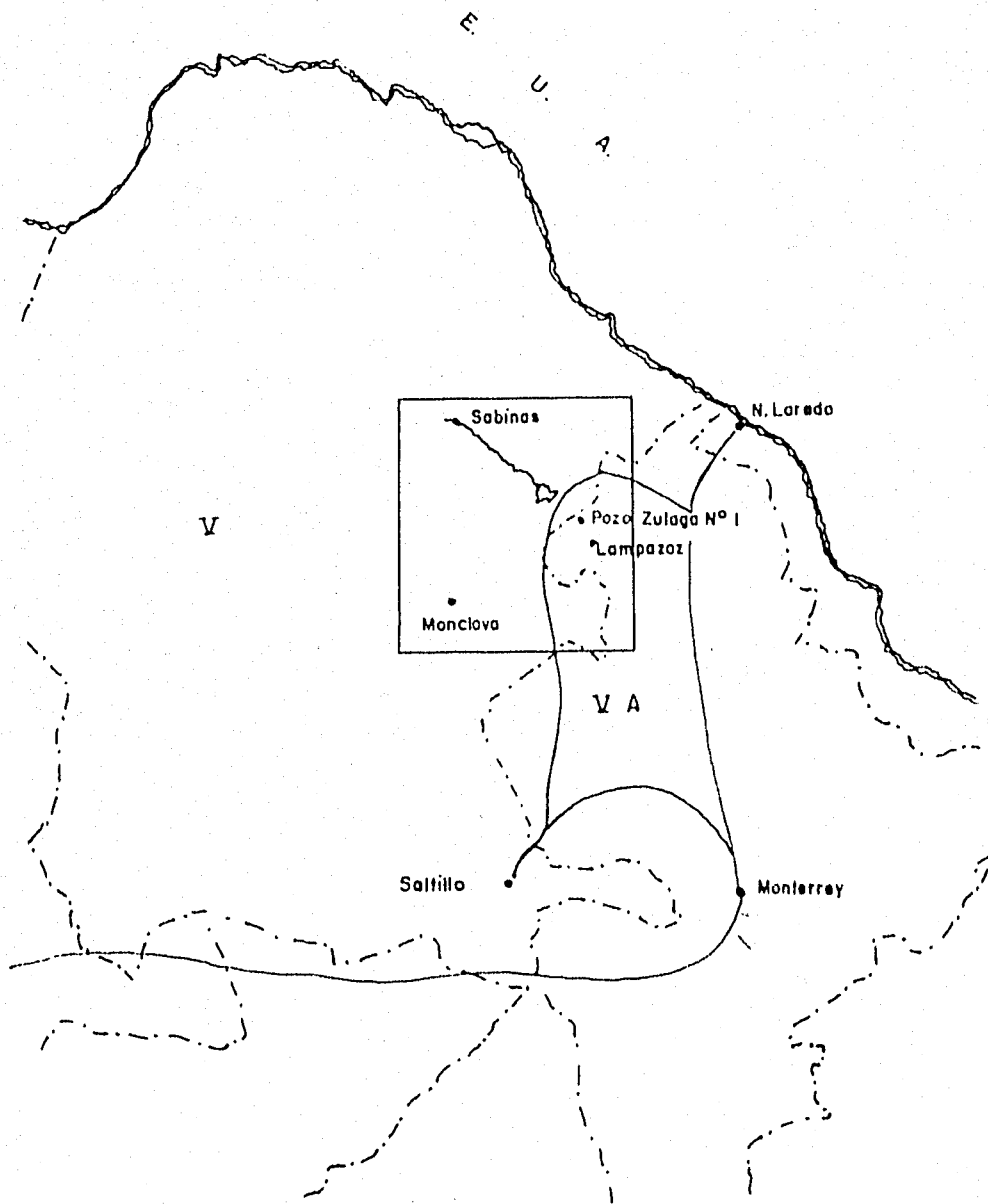


Fig. 1

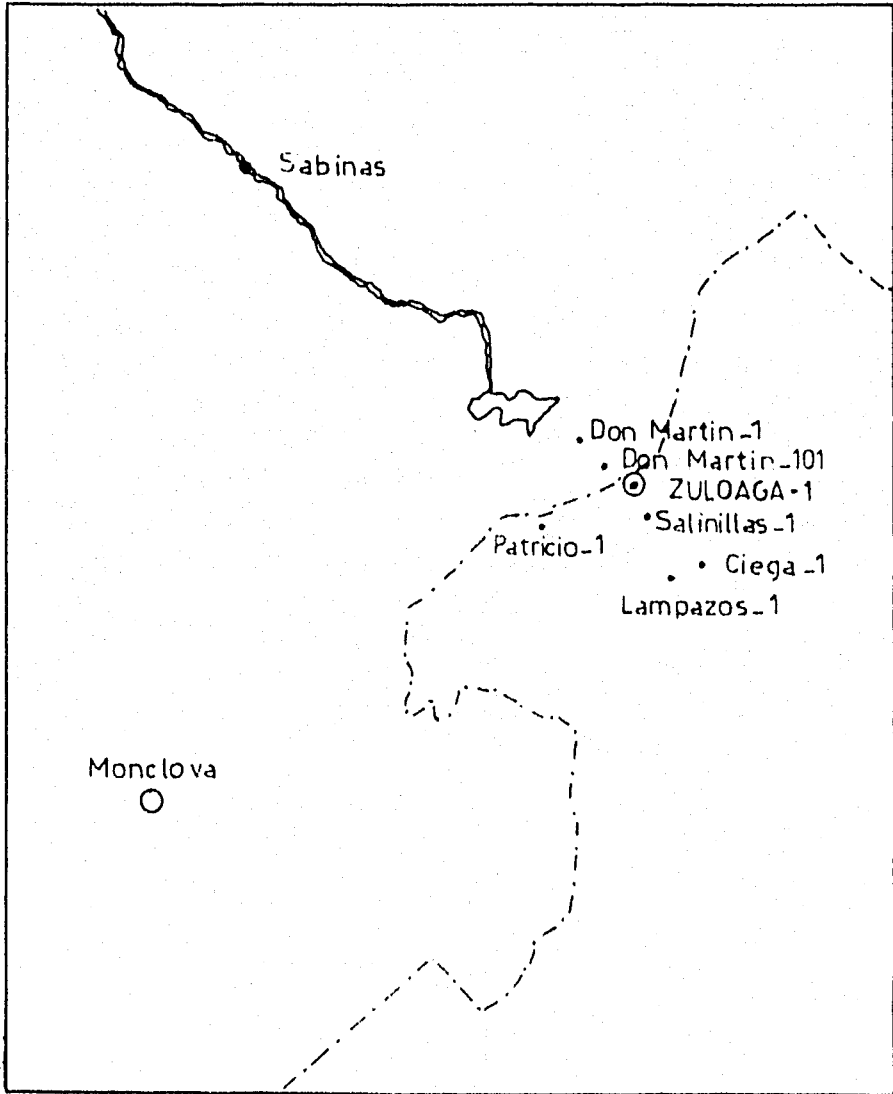


Fig. N°12

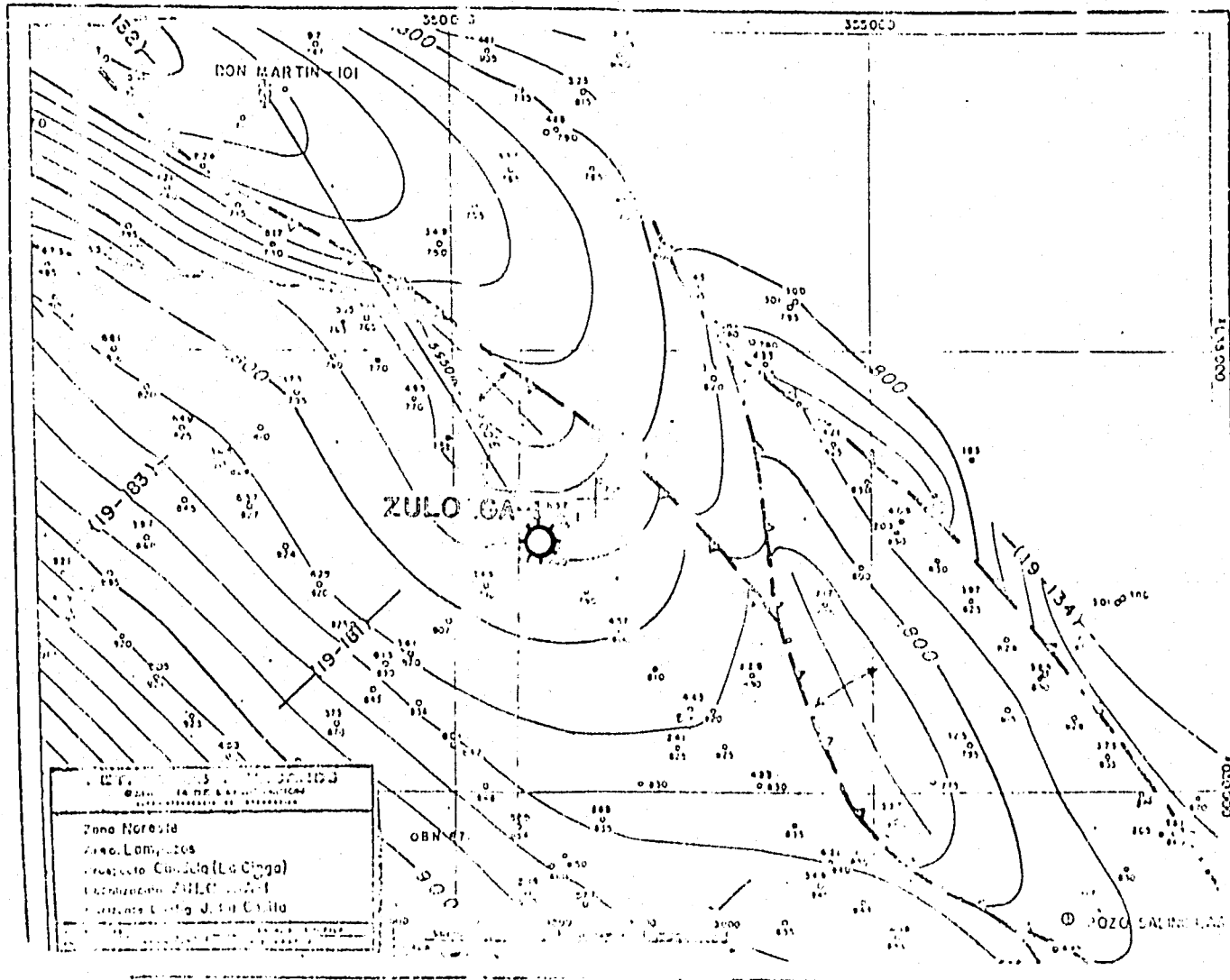


FIG 3

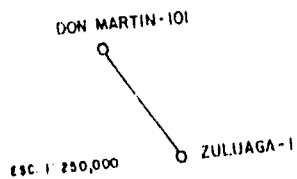
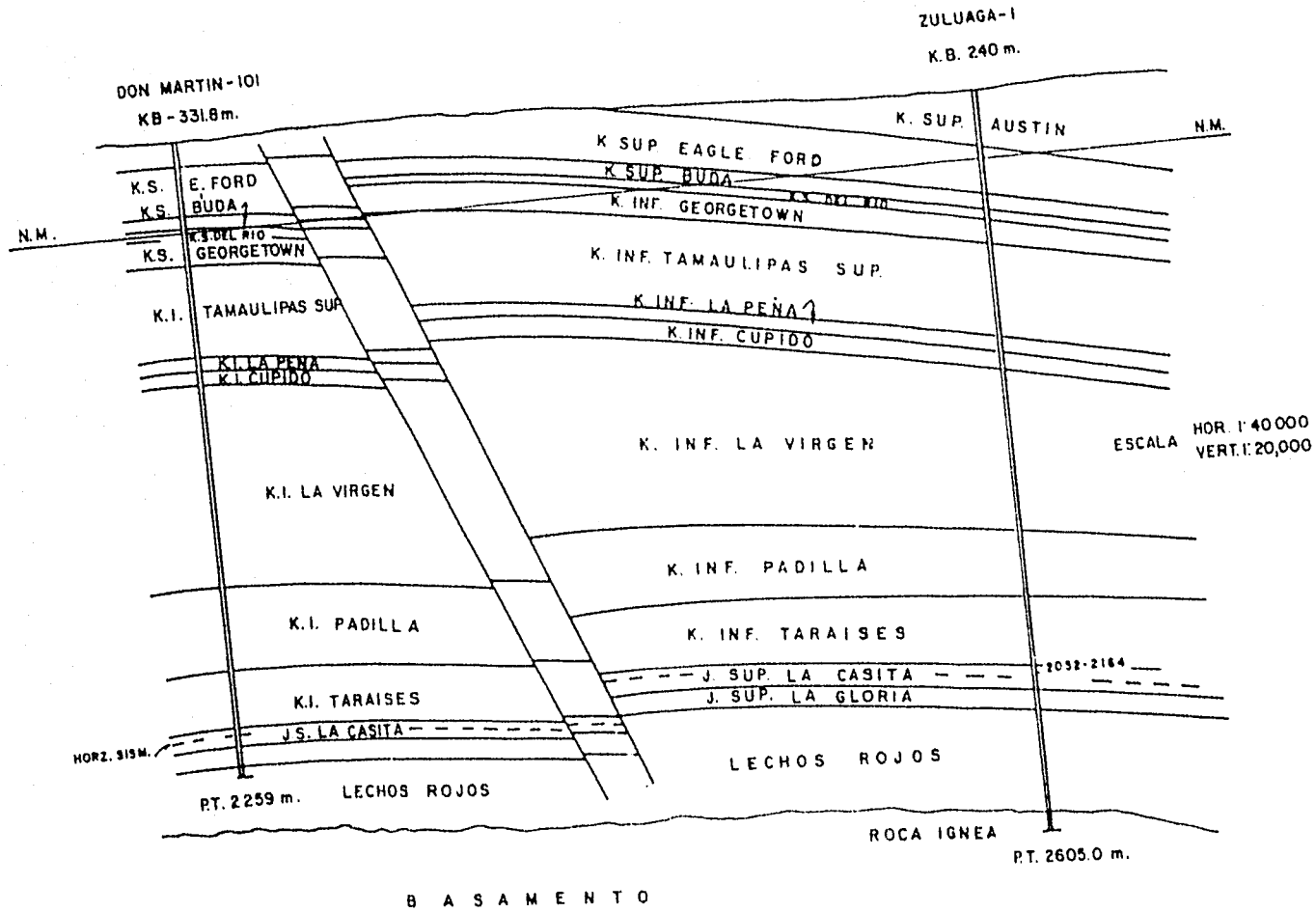


FIG. Nº 4

2.5 Litología.

Las características litológicas de las formaciones perforadas fue obtenida tanto por la información del Zuloaga -- No. 1, como por la experiencia adquirida en los pozos cercanos.

F. Austin.- Se encuentra constituido por mudstone (1) - arcilloso café y café claro, con intercalaciones de wackestone (2) del mismo color y escasa lutita color gris, con fauna pelagica.

G. Eagle Ford.- Se constituye por mudstone arcilloso--- carbonoso de color gris oscuro con delgadas intercalaciones de lutita del mismo color, se observa fauna planctónica.

H. Buda.- Formado por mudstone y wackestone de color -- gris claro y café claro con microfauna planctónica.

I. Del Río.- Constituido litológicamente por mudstone - arcilloso de color crema, café claro y café con fauna planctónicas, microfracturas rellenas por calcita y líneas estilolíticas.

J. Tamaulipas Superior.- Litológicamente constituida -- por mudstone gris claro y café claro o crema, se presentan -- gran cantidad de fracturas selladas por calcita y líneas estilolíticas; en algunos intervalos se observa dolomitización; la fauna más común son foraminíferos planctónicos.

K. La Peña.- Constituida por un mudstone arcilloso de -- color gris oscuro a negro, intercalado con lutita color negro ligeramente calcáreas.

L. Cupido.- Constituido litológicamente por wackestone hasta grainstone (3) de microlípidos, peletoides, oolitas y -- bioclastos de café claro, y café y café oscuro.

M. Virgen.- Presenta una alternancia de evaporitas, rocas carbonatadas y microdolomías; en las microdolomías se observa generalmente porosidad intercrystalina pobre, sin en--

bargo presenta un alto grado de porosidad secundaria.

K. Padilla.- Se compone litológicamente de mudstone a wackestone con bioclastos dolomitizados de color café oscuro y gris, observándose dolomías de color café y café oscuro.

K. Taráises.- Está formado por calizas arcillosas y lutitas de color gris oscuro a negro, con intercalaciones arenosas.

J. La Casita.- Está constituida litológicamente por lutita calcárea con intervalos limolíticos, mudstone arenoso-carbonoso y areniscas con matriz calcárea y porosidad intergranular, todo de color gris oscuro a negro.

J. La Gloria.- Se compone de areniscas de cuarzo de grano medio a grueso de color gris claro, con cementante síliceo.

- (1).- Mudstone: Textura depositacional, con soporte de lodo y menos del 10% de granos calcáreos.
- (2).- Wackestone: Textura depositacional, con soporte de lodo y más del 10% de granos calcáreos.
- (3).- Grainstone: Textura depositacional, con soporte de granos sin lodo calcáreo.

2.6 Descripción del horizonte productor.

El pozo Zuloaga No. 1 fue perforado hasta la profundidad de 2605.0 m., después de revisar los registros, no se encontró acumulaciones de interés abajo de los 2150.0 m., por lo que se colocó un tapón de cemento a esta profundidad, quedando como intervalo productor de 2050 a 2148.0 m.

Para determinar la S_w y ϕ del intervalo productor, se utilizaron los registros: Doble Laterolog Microesférico y el Porosidad Litodensidad Neutron, cuyos perfiles se muestran en las fig. 5 y 6 respectivamente.

Las zonas de interés en este intervalo se pueden observar en el perfil de porosidad (fig. 6), estas zonas son aquellas en las cuales la ϕ_n sea mayor que la ϕ_d , este procedimiento práctico nos ayuda a determinar la presencia de gas. Según este perfil podemos tomar del perfil de porosidad cinco zonas (I, II, III, IV y V), que se enumeran en la fig. 6; -- las propiedades más importantes de estas zonas son:

	S_w	ϕ_n	ϕ_d	$\bar{\phi}$
Zona I	0.55	0.055	0.031	0.0446
Zona II	0.331	0.08	0.05	0.0667
Zona III	0.465	0.11	0.043	0.0842
Zona IV	0.577	0.10	0.04	0.076
Zona V	0.433	0.11	0.03	0.080

S_w : Saturación de Agua

ϕ_n : Porosidad del Registro Neutrón

ϕ_d : Porosidad del Registro de Densidad.

$\bar{\phi}$: Porosidad Promedio: $\sqrt{\bar{\phi} = \frac{\phi_n^2 + \phi_d^2}{2}}$

La litología de este horizonte se puede observar en el registro de hidrocarburos que se muestra en la fig. 7.

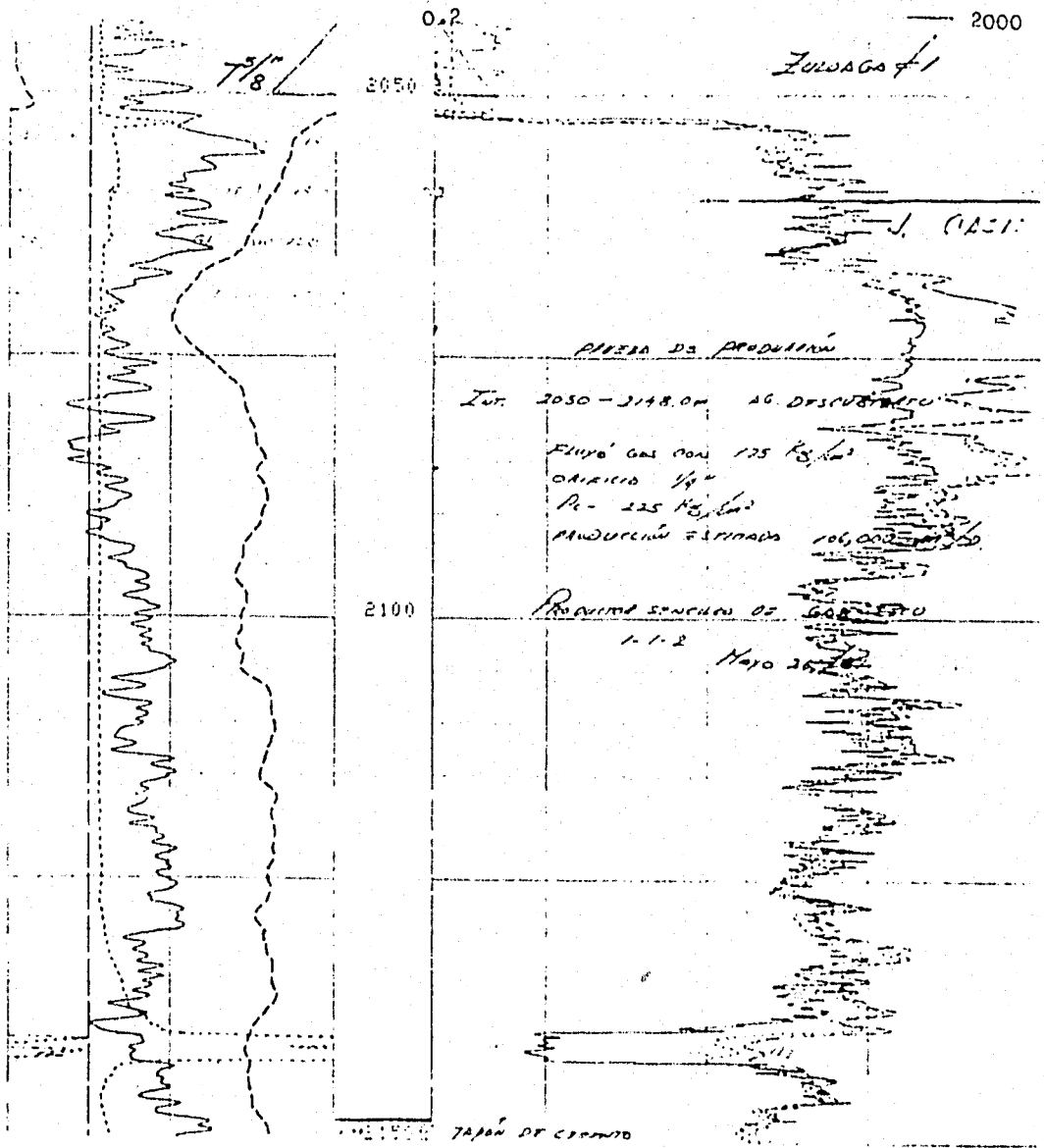


Fig. 5 Doble laterolog

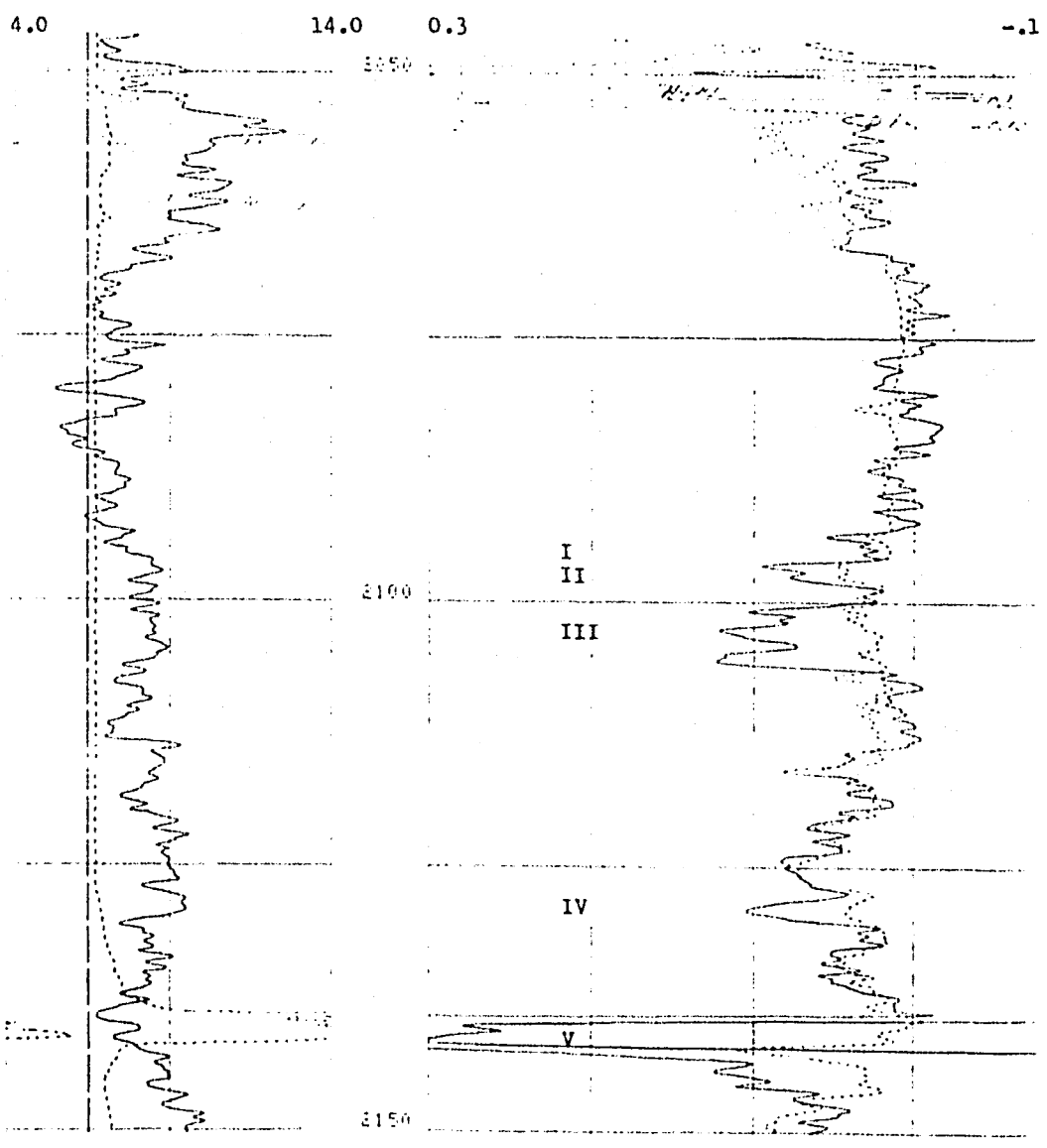


Fig.6 Porosidad Litodensidad Neutron

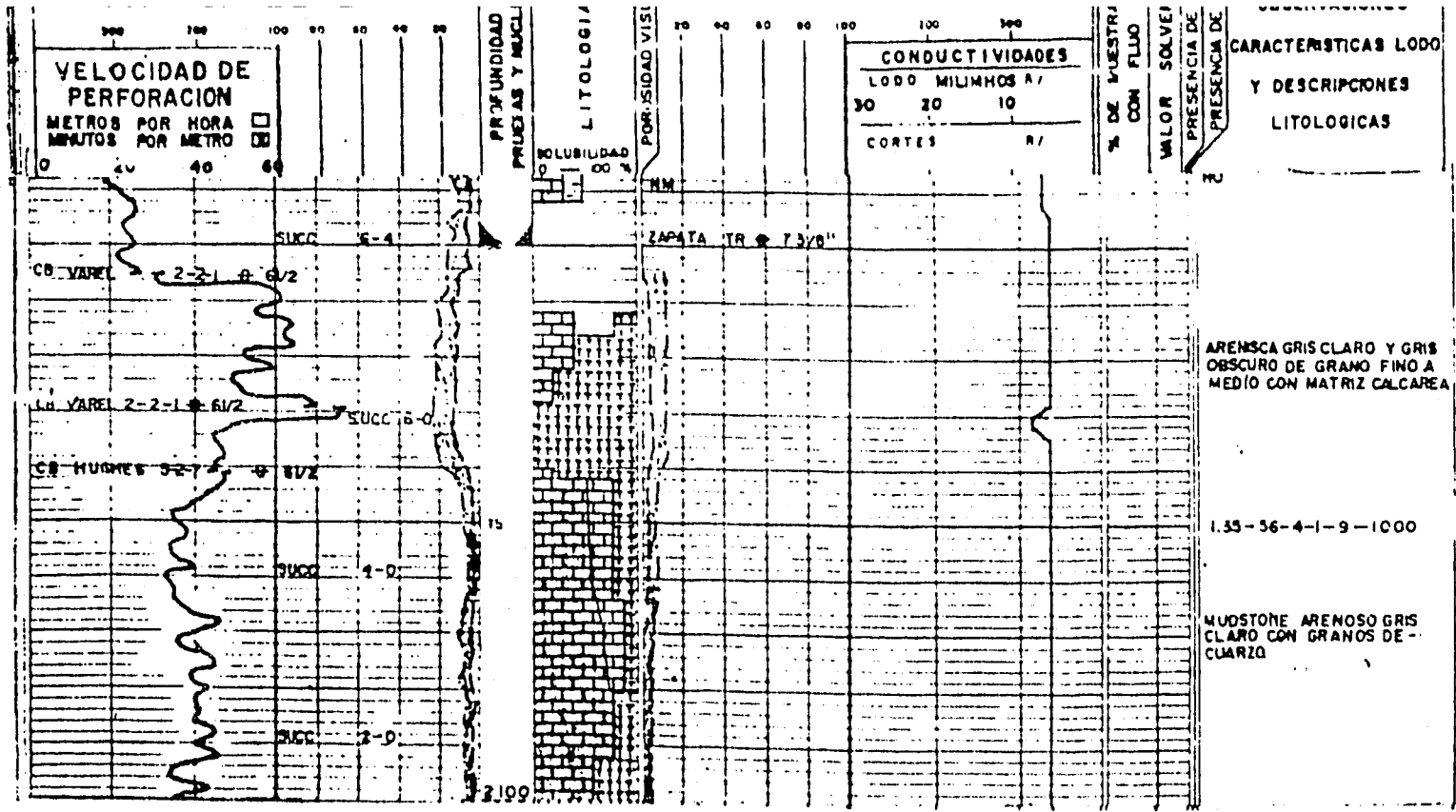


FIG. 7

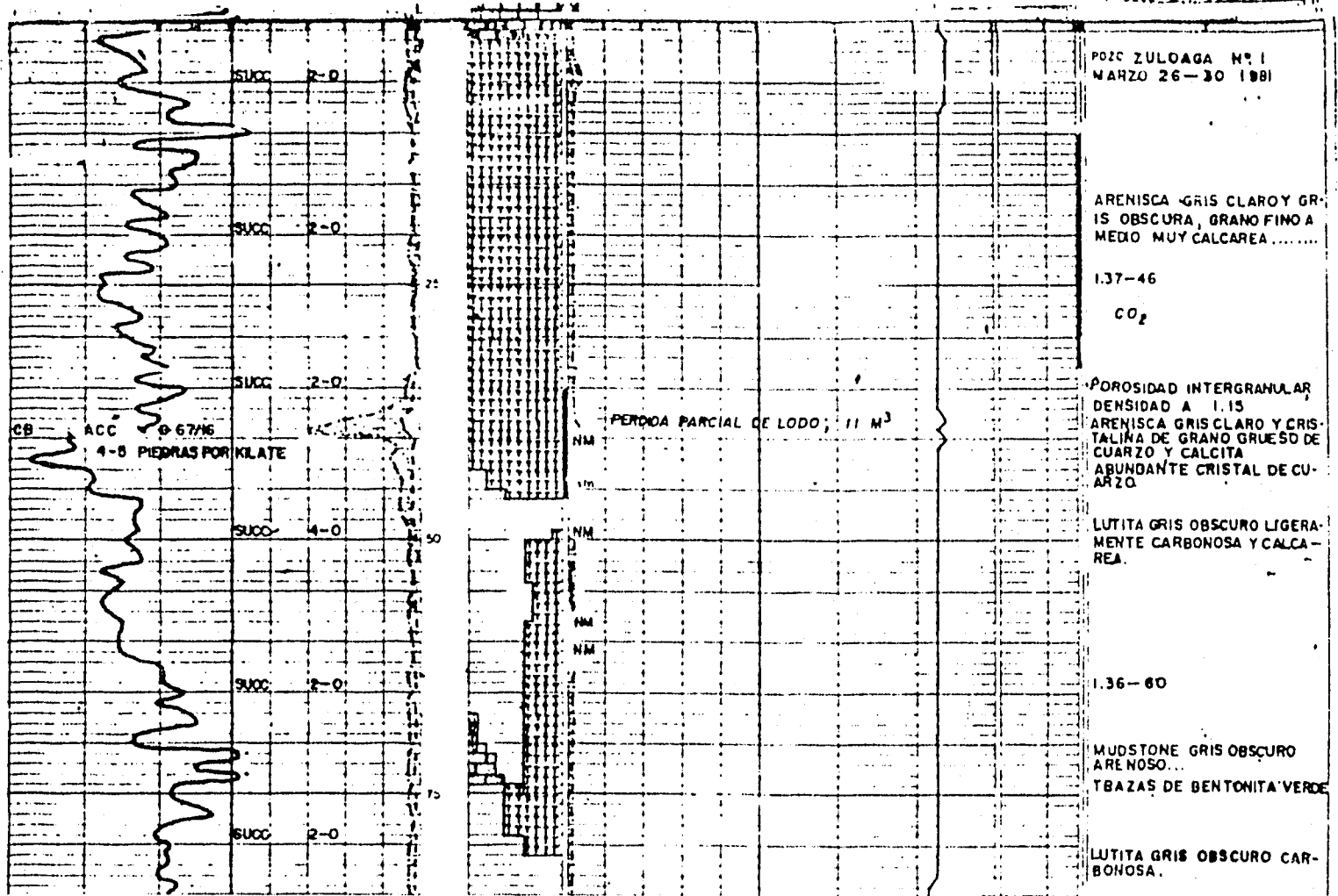


FIG. 7 (CONTINUACION)

2.7 Otros horizontes importantes.

El pozo Zuloaga No. 1 trata de encontrar producción de hidrocarburo en otras cuatro formaciones, a continuación se resume que se encontró en éstas:

En la Virgen, se encontró formaciones poco porosas y permeables, las más abundantes son: anhidrita blanca sacaroide, mudstone, dolomía café.

Esta misma secuencia se presenta en la formación Padi-lla, pero además se empiezan a notar trazas de lutitas, -- que se extienden hasta la formación Narcises, predominando en ésta junto con mudstone. Las trazas de gas en los recor-tes analizados en el registro de hidrocarburos, señala --- una cantidad casi nula, al igual que en el lado.

En la formación La Floria, sucede algo diferente, aquí predominan las areniscas, conglomerados volimíticos y luti-tas.

A continuación se muestran las características de los tres intervalos más importantes de esta formación:

<u>Profundidad Media</u>	<u>Espesor</u>	<u>Porosidad</u>	<u>Saturación de</u>
		<u>$\bar{\phi}$</u>	<u>Agua.</u>
2378	15 m.	0.08	0.625
2473	30 m.	0.075	0.666
2495	8 m.	0.07	0.55

Al revisar las saturaciones de agua y los registros -- de resistividades se notó que el horizonte está invadido -- de agua. Es por ello que este horizonte se abandonó des- -- pués con un tapón de cemento.

2.8 Características del yacimiento.

Durante la perforación del pozo Zuloaga No. 1 no se -- encontró ningún contacto de fluidos; se cree que el tipo -- de empuje sea volumétrico, basándose para esto, en la expe-riencia de toda la zona, sobre todo por los campos vecinos.

Después de las pruebas convenientes, se obtuvo una -- muestra de los hidrocarburos del yacimiento y cuyas ca--

Características se mencionan a continuación:

Composición

Componente	%
Metano	97.43
Etano	0.41
Propano	0.05
Nitrógeno	2.09
CO ₂	0.02

Propiedades P.V.T.

Densidad relativa = 0.567

Presión crítica (P_c)= 664.38

Temperatura crítica (T_c)= 342 °p

Factor de compresibilidad (Z)= 0.97

Factor de volumen inicial (B_{g_i})= 0.004839

Presión y Temperatura del yacimiento.

Presión inicial (P_{y_i})= 266 kg/cm.²

Temperatura (T_y)= 110 °C.

C A P I T U L O I I I

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION.

3.1 Descripción del equipo de perforación.

El equipo que perforó el pozo Zuloaga No. 1 está registrado con el número 1002, pertenece a Petróleos Mexicanos y tiene una antigüedad desde 1958.

La descripción de los principales componentes del equipo se presenta a continuación:

- a) Bastil - marca: Ideco.
 - modelo: Full.
 - longitud: 138 pies (42.07 m.)
 - capacidad: 645×10^3 lbs (292.57×10^3 kg.)

- b) Malacate - marca: Ideco.
 - modelo: H - 711
 - diámetro del cable: 1 1/4"
 - H. Nominal: 1050 H.P.

- c) Motores - marca: 3 Caterpillar.
 - modelo: D - 353
 - caballos: 375 H.P.
 - R P M : 1200

- d) Bomba 1 - marca: Ideco.
 - modelo: FLRX
 - motor: Acoplada a transmisión compuesta.
 - R P M : 1200
 - H. Nominal: 800

- e) Motobomba 2 - marca: National.
 - modelo: C 350
 - motor: Caterpillar D-398

- H. Prominal: 750 H.P.
 - R P M : 1200
- f) Planta de Luz No. 1.
- Generador C.A.
 - marca: Katomex.
 - modelo: 175 - FUSE
 - K.W. nominal: 175
 - Motor C.L.
 - marca: Roll-Royce
 - modelo: C 6 - T F L
- g) Planta de Luz No. 2
- Generador C.A.
 - marca: Katomex
 - modelo: 175 - FUSE
 - K.W. nominal: 175
 - Motor C.L.
 - marca: Roll-Royce
 - modelo: C 6 - T F L

El costo de operación del equipo, tomando en cuenta los salarios del personal y el costo del equipo es de \$ 154,224.00 por cada día.

3.2 Fluidos de perforación.

Durante la perforación del pozo taladro No. 1 se utilizó varios fluidos de perforación tipo sulfonados (+), a continuación se presenta una tabla con los principales parámetros a diferentes profundidades:

Prof.	P.S.	Marsh (seg)	Filt. ml/cc m. n.	Suj. m. n.	V.P. Dp	Pc	P.L.		P.S.
							Inicial	Final	
344	1.3	55	12	1.5	17	3	11	14	12
460	"	50	9.6	"	20	3	4	12	10
525	"	50	6.3	"	23	9	4	6	"
608	"	"	6.9	"	20	3	5	12	7
715	"	"	7.3	1.0	"	"	4	10	"
823	1.47	"	7.2	1.5	30	14	5	17	"
916	"	"	6.4	"	36	17	15	11	10
1206	"	55	8.2	"	24	8	3	32	9
1302	"	"	6.3	"	25	14	7	14	11
1457	"	"	8.0	"	24	16	30	47	10.5
1625	"	"	8.2	1.0	18	18	5	22	10
1732	"	"	6.6	"	24	12	10	12	10
2165	1.34	"	8.5	1.5	--	--	--	--	--
2273	1.35	"	4.0	1.0	40	--	--	--	--
2386	"	"	4.0	1.0	50	5	5	12	9

P.S. : peso específico.

Filt. : Filtrado.

Suj. : Enjarre.

V.P. : Viscosidad plástica

Pc. : Punto cedeente.

Los materiales utilizados, así como las cantidades de ellos se enlistan a continuación:

<u>Material</u>	<u>Cantidad</u>	
Barita	250	Ton.
Bentonita	33	"
Carbonato de Sodio	0.8	"
Cromolignito (Lignex)	18.5	"
Lignosulfonato (Supercaltex)	14.5	"
Sosa	2.8	"
Diesel	75.0	M.3

(+) En el apéndice de fluidos de perforación se da más información al respecto.

3.3 Barrenos.

A continuación se presenta el récord de barrenos utilizados, así como el costo por metro de cada uno de ellas. (+)

No.	Marca	Serie	Tipo	Ø	H	T	t	Costo/metro
1	Hughe	000-3A	111	14 ³ / ₄	90	25	4	3060.50
2	Hughe	"	111	"	14	6	3	3300.11
3	Hughe	"	111	"	21	9	3	6457.14
4	Hughe	"	111	"	46	13	5.2	3715.00
5	Varel	V34	111	20'	41	13	2	5543.70
6	Varel	V2	211	"	30	30	3	4494.00
7	Varel	"	211	"	52	13	2.5	5370.50
8	Varel	V36	131	"	43	19.1	2	6597.50
9	Varel	"	131	"	40	18	2.5	6921.70
10	Smith	0 2	121	14 ³ / ₄	34	12	2.0	4366.23
11	Smith	"	527	"	74	51	3	9350.40
12	Smith	"	527	"	259	155	8	5375.90
13	Smith	"	527	"	299	136	5.5	6302.53
14	Hughe	J22	527	"	95	95.4	6	10491.70
15	Hughe	"	527	"	168	155	6	5211.40
16	Hughe	"	527	"	78	57	6.8	9678.23
17	Hughe	000-3A	111	9 ¹ / ₂	20	14	7.3	12074.70
18	Hughe	J22	527	"	61	71	7	9926.60
19	Smith	03	111	"	9	7	7.5	13218.33
20	Varel	--	527	9 ⁷ / ₁₆	256	202.3	8.2	5843.16
21	Christ	--	---	"	160	279	9.0	5360.00
22	Christ	--	---	"	116	18	9.5	
23	Varel	--	---	6 ¹ / ₂	--	---	---	
24	Hughe	J22	527		69	43	12	16906.23
25	Amer.		---	"	73	51	12.8	6739.50

No.	Marca	Serie	Tipo	Ø	H	T	t	Costo/metro
26	Varel	-----	527	6 ¹ / ₂	14	9	13	15905.05
27	Hughe	J22	527	"	76	40.5	14	5679.00
28	Hughe	"	527	"	83	42	13.5	5276.50
29	Hughe	F4/F45	617	"	77	66 [‡]	14.2	7749.00
30	Smith	F3	537	"	---	---	---	
34	Varel	V2	221	"	---	---	---	

Donde:

Serie.- Clasificación del fabricante.

Tipo.- Clasificación API

H.- Metros perforados

T.- Tiempo perforado

t.- Tiempo de viaje

Christ. Christensen

Amer. American

(+) La definición de los parámetros más importantes se pueden ver en el anexo de Barrenas.

3.4 Seria de perforación.

a) Tuberías de perforación (+).

Se utilizaron los tipos diferentes de tubería de perforación:

- Primera tubería: Se utilizó para los diámetros de agujero de 20", 14³/₄" y 9¹/₂"; Las características principales de esta tubería:

Grado	K - 95
Diámetro exterior	4 ¹ / ₂ "
Peso	16.6 lb/pie
Rosca	Interiores lisos (I.F.)
Clase	Primera

- Segunda tubería: Se utilizó para perforar el último tramo del pozo (2052 - 2605 m.), con un diámetro de agujero de 6¹/₂", sus características son:

Grado	K - 95
Diámetro exterior	3 ¹ / ₂ "
Peso	13.3 lb/pie
Rosca	Interiores lisos (I.F.)
Clase	Primera

b) Herramienta.

Se seleccionaron cuatro diámetros de lastrabarrenas, cada uno de ellos para diferente diámetro de barrena. En la siguiente tabla se muestran los lastrabarrenas seleccionados para cada diámetro de barrena, así como el número de estabilizadores y su posición:

Prof.	D. A.	N.LB.	D. E.	D. I.	W	N.E.	T.E.	L.hta.
305	14 ³ / ₄ " 20"	3	9 ¹ / ₂	3	324.34	2	1 - 3	35
1200	14 ³ / ₄ "	5	7 ³ / ₄	2 ¹ / ₂	206.80	-	- - -	--
		6	6 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	135.38	2	1 - 3	115.7
2052	9 ¹ / ₂ "	15	7 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	177.05	3	1-3-15	156.0
2605	6 ¹ / ₂ "	24	5	2 ⁵ / ₁₆	77.36	3	1-2-24	228.0

Donde:

- D. A.- Diámetro de la barrenadora (pulgadas)
- N.LB.- Número de lastrabarreras.
- D. E.- Diámetro exterior del tubo (pulg.)
- D. I.- Diámetro interior del tubo (pulg.)
- W. - Peso por unidad de longitud de lastrabarreras ---
(Kg/m.)
- N. E.- Número de estabilizadores.
- T. E.- Número del lastrabarrera debajo del cual se en---
cuentan el estabilizador.
- L.hta.- Longitud total de la herramienta (metros).
Longitud máxima de un estabilizador 9.15 m. (30
pies) y de un estabilizador 2.75 m. (9 pies).

(*) Ver especificaciones de la perforación.

3.5 Tuberías de Revestimiento y accesorios. (+)

Se utilizaron tres tuberías de revestimiento y una conductora en el intervalo de 0 a 110 m. La descripción de las tres columnas de tuberías de revestimiento con los accesorios es:

- Tubería superficial.

De	0.0	a	3.30 m.	Elevación de la mesa rotaria -- (E.M.R.)
	3.30	275.00		26 tramos de tubería de 16" J-55 de 84 lbs/pie con rosca redonda, cople corto.
	275.00	297.40		Cople de retención Backer. 2 tramos de tubería de 16" J-55 de 84 lbs/pie. Zapata flotadora Backer.

Se utilizaron 15 centradores Fabrimex 16"x 20" distribuidos a lo largo de toda la tubería.

- Primer tubería intermedia.

De	0.0	a	2.80	E.M.R.
	2.80	748.5		58 tramos de tubería de 10 ³ / ₄ " J-55, de 51 lb/pie con rosca - redonda de 8 hilos, cople corto.
	748.50	749.5		Cople de cementación múltiple - Backer.
	749.50	1175.0		33 tramos de tubería de 10 ³ / ₄ " J-55, de 51 lb/pie.
	1175.00	1200.0		Cople diferencial Backer. 2 tramos de tubería de 10 ³ / ₄ " J-55, 51 lb/pie. Zapata guía Backer.

Se utilizaron 30 centradores Fabrimex 10³/₄" x 14³/₄" - distribuidos a lo largo de toda la tubería.

- Segunda tubería intermedia.

0.0	2.30	E.M.R.
2.30	1144.75	93 tramos de tubería de 7 ⁵ / ₈ " - N80 - de 33.7 lb/pie, con roscas reionia, cople largo.
1144.75	2026.31	81 tramos de tubería de 7 ⁵ / ₈ " - N80 - 33.7 con roscas "Extremos Planos" y - combinación de cople largo con Extremos planos.
2026.31	2026.90	Cople diferencial Backer.
2026.90	2049.60	2 tramos de tubería 7 ⁵ / ₈ " - N80, de - 33.7 lb/pie con Extremos Planos.
2049.60	2050.0	Tapata guía.

Se utilizaron 30 centradores 7⁵/₈" x 9¹/₂", con bisagra cada uno con un collarín Fabrimex 7⁵/₈", distribuidos en el intervalo 500 - 2052 m.

Se tenía programada una tubería de 5" para el agujero - de 6¹/₂" para el intervalo 0.0 - 3000 m. Como se abandonó -- parte del agujero, además por lo corto del intervalo productor y su característica litológica no se utilizó esta tubería.

(+) Ver anéndice de Tuberías de Revertimiento.

3.6 Aparaje de producción y conexiones superficiales (+).

Al meter el aparejo de producción el estudio mecánico - del pozo, se ilustra en la fig. 8. La distribución del aparejo es la siguiente:

0	-	2.30	A. B.
2.30		2022.8	210 tramos de tubería de producción de $2\frac{7}{8}$ " - N80, 6.5 lb/pie, rosca regular 31 N.
2022.80		2023.4	Junta Otis X 0 $2\frac{7}{8}$ " (abierto)
2023.4		2033.6	1 tramo de tubería de $2\frac{7}{8}$ " - N80 -- 6.5 lb/pie HUE
2033.6		2033.8	Cople localizador
		2033.8	Cima del empujador Becker 415.01 $7\frac{5}{8}$ "
2033.8		2036.4	Ancla, sellos, M.V. y tub. de producción. (../: Multi 7).

Las conexiones superficiales empleadas son:

- Cabezal de tuberías.

16" S - 900

16" x $10\frac{3}{4}$ " S - 900 - 1500

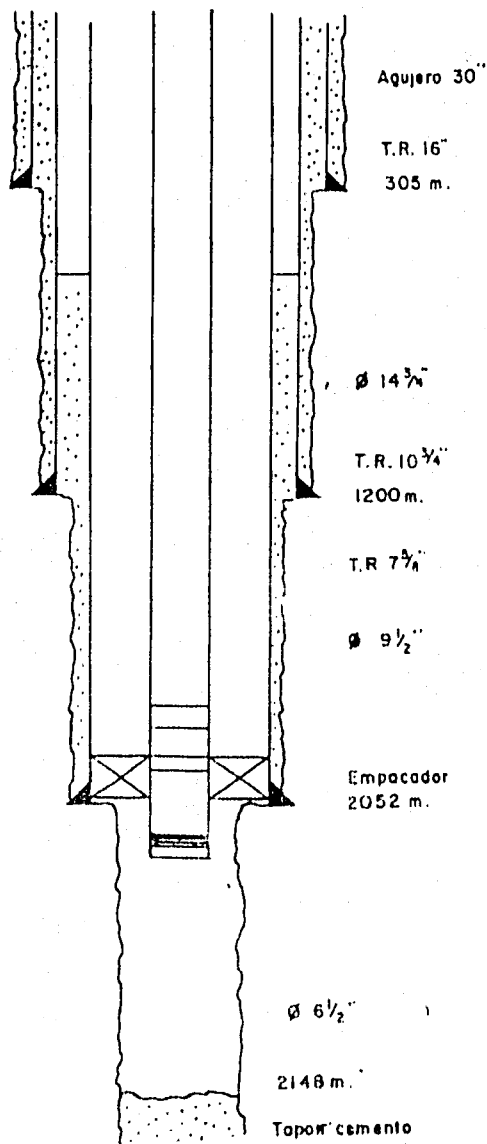
$10\frac{1}{4}$ " x $7\frac{5}{8}$ " S - 1500

- Arbol de válvulas.

16" x $10\frac{3}{4}$ " x $7\frac{5}{8}$ " x $2\frac{7}{8}$ " S - 1500

Todo este equipo es de marca CAMERON.

(+) Ver anéndice de Aparejo de producción y conexiones superficiales.



ESTADO MECANICO DEL POZO

Fig. N° 8

C A P I T U L O I V

OPERACION DE PERFORACION Y TERMINACION.

4.1 Avance de la perforación.

Una medida para controlar el avance de la perforación es el registro de profundidad vs. tiempo, a continuación se muestra una tabla que resume este registro y su gráfica correspondiente; fig. 9.

<u>Tiempo</u>	<u>Profundidad</u>	
15 de Sept. (1981)		Se inicia la perforación con bna. de 1 1/4" hasta la profundidad de 305 m.
5 de Oct.	305 m.	Se amplía el agujero con barrenos de 20" de Ø a 305 m.
10 de Oct.		Se retira y cementa la tubería de 16" (inciso 3.5, 4.2), se colocaron las conexiones superficiales.
25 de Oct.		Se corrigieron fallas en el cabezal.
27 de Oct.		Se perfora con barrenos de 1 1/4" de 305 m. hasta 1200 m.
7 y 8 de Nov.		Se cortó el Núcleo I, (i., 4.4)
10 de Enero	1200 m.	Se tomaron registros (i., 4.4)
3 de Enero		Se introduce y cementa la tubería de 10 3/4" (i., 3.5, 4.2); se colocan conexiones superficiales.
17 de Enero		Se perforó de 1200 a 2052 m. con barrenos de 9 1/2".
10 de Marzo	2052 m.	Se tomaron registros (i., 4.4)
3 de Marzo		Se introduce y cementa la tubería de 7 5/8" (i., 3.5, 4.2), se colocaron conexiones superficiales.
17 de marzo		Se perfora con bna. 9 1/2" de 2052 a 2605 m.

10 de Abril	2605 m.	Se cortó el Núcleo II (i., 4.4)
22 de Abril		Se cortó el Núcleo III (i., 4.4)
23 de Abril	2605 m.	Profundidad total del pozo.

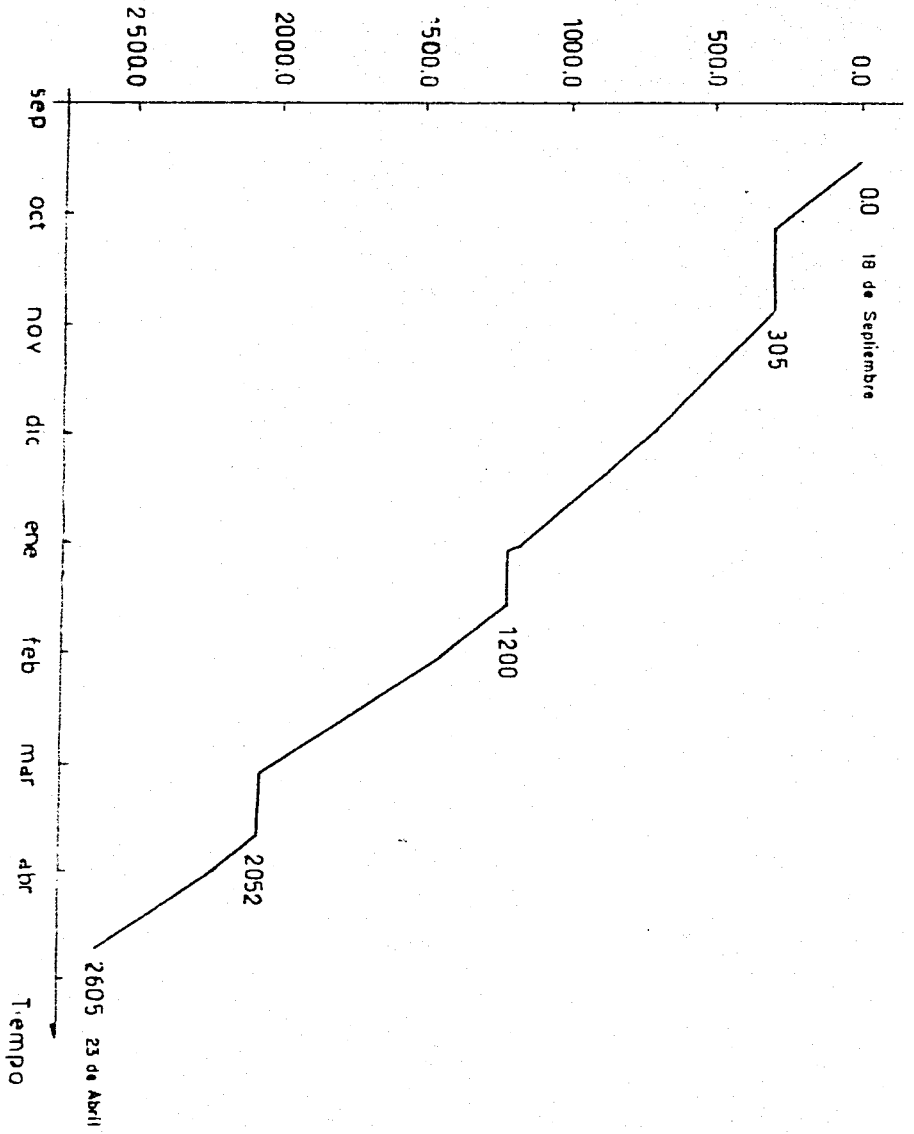


Fig. N° 9

4.2 Cementaciones.(4)

A continuación se resumen las tres cementaciones de las tuberías:

305 m. Se cementó la tubería de 16" con 900 sacos de cemento sin aditivos, el cemento salió a la superficie. Se verificó la llegada del tapón de desplazamiento con 70 Kg/cm². Se desplazó la lechada con flujo laminar. Para probar la cementación se perforó hasta un metro abajo de la zapata.

Presión de prueba.

Cabezal y conexiones superficiales 210 Kg/cm²

Cementación 56 Kg/cm²

1200 m. Se efectuó la cementación de la tubería de 10³/₄" - en dos etapas, con el cople de cementación múltiple a 749.5. La primera etapa se efectuó con 500 sacos de cemento tipo II con 0.5% de disminuidor de pérdidas por fricción (CFR-2) y 2% de acelerador de fraguado (KCL), se verificó la llegada del tapón de desplazamiento con 105 Kg/cm²; se abrió el cople de cementación múltiple; la segunda etapa se efectuó con 600 sacos de cemento tixotrópico Thix-Set y 500 sacos de cemento tipo II con 2% de acelerador de fraguado (KCL), se verificó la llegada del tapón de desplazamiento y cierre del cople de cementación múltiple "DV" con 105 Kg/cm², el cemento salió hasta la superficie. En ambas etapas se desplazó la lechada con flujo turbulento. Para realizar la prueba de cementación se perforó hasta un metro abajo de la zapata.

Presiones de prueba.

Cabezal y conexiones superficiales - 305 Kg/cm²

Cementación 105 Kg/cm²

2052 m. Se cementó la tubería de 7⁵/₈" con 450 sacos de --
cemento tipo II con 2% de acelerador de fraguado --
(KCL). El nivel teórico del cemento en el espacio
anular es de 515.17 m. Se desplazó la lechada con
flujo turbulento; para realizar la prueba de cemen-
tación se perforó hasta un metro abajo de la zapa-
ta.

Presiones de prueba:

Cabezal y conexiones superficiales -
350 Kg/cm²

Cementación 140 Kg/cm²

(+) Para mayor información sobre cementos, aditivos y
cementación múltiple ver el anexo.

4.3 Registros geofísicos, muestras de canal y núcleos (+).

Registros geofísicos.

A continuación se enumeran los registros geofísicos que se tomaron a diferentes intervalos:

<u>Intervalo</u>	<u>Registro</u>
295 - 1200 m.	Sónico de porosidad. Densidad compensado. Doble lateral.
1200 - 2052 m.	Neutrón compensado. Densidad compensado. Sónico de porosidad. Microlateral y microcalibrador. Medición de echados y temperatura.
2052 - 2605 m.	Densidad compensado. Neutrón compensado. Doble lateral.
Muestras de canal.	
0 - 2605 m.	Se tomó el registro de hidrocarburos.

Núcleos.

Se tomaron tres núcleos para descripción litológica;

Núcleo I	Se metió corona Christensen 8 ⁷ /16" con barril muestrero. Descripción del núcleo. Intervalo 855 - 860 Recuperación 2.5 m. (50%) Litología Mudstone arcilloso con microfauna - y escasas fracturas.
Núcleo II	Se metió corona Christensen de 5 ⁷ /16 Descripción del núcleo. Intervalo 2353 - 2358

Recuperación 5.0 (100%)
Litología Arenisca color gris de grano
fino a medio y conglomerado.

Núcleo III Se metió barril muestrero de 6¹/₄" y corona --
Christense de 6⁵/₁₆"

Intérvalo 2596.0 - 2605
Recuperación 1.0 (20%)
Litología Roca ígnea con abundantes tra--
zos de cuarzo.

(+) Ver apéndice de Registros geofísicos.

4.4 Registro de desviaciones.

A continuación se muestra una tabla del registro de desviaciones a diferentes profundidades; la desviación máxima programada, 30.

<u>Profundidad</u>	<u>Desviación</u>
600	0° 30'
900	0° 30'
1000	0° 30'
1100	2° 30'
1200	0° 30'
1645	0° 00'
1790	1° 00'
1895	0° 30'
2065	1° 30'
2160	1° 45'
2193	2° 15'
2207	2° 00'
2246	1° 00'
2395	1° 30'

4.5 Profundidad interna del pozo.

La profundidad total del pozo fue de 2605 m., como algunas de las formaciones resultaron invadidas de agua se tuvieron que abandonar, para ello se colocó un tapón por circulación. A continuación se resumen las operaciones para colocar dicho tapón.

Se metió tubería de perforación franca a 2250 m., se acondicionó el lodo con una densidad de 1.35; se levantó la tubería a 2206.0 m. y se colocó el tapón por circulación con 75 sacos de cemento tipo II, con 0.15% de reductor de viscosidad (HR-8) y 2% de acelerador de fraguado (KOL); se levantó la tubería a 1961 m., se acondicionó el lodo y se sacó la tubería, se esperó 10 horas para el fraguado, se metió barra de 6¹/₂" a 2148.0 m. que es la cima del tapón. Se probó el tapón con 5 toneladas de peso.

Profundidad interna del pozo: 2148.0 m.

4.6 Problemas y Operaciones especiales.

Profundidad

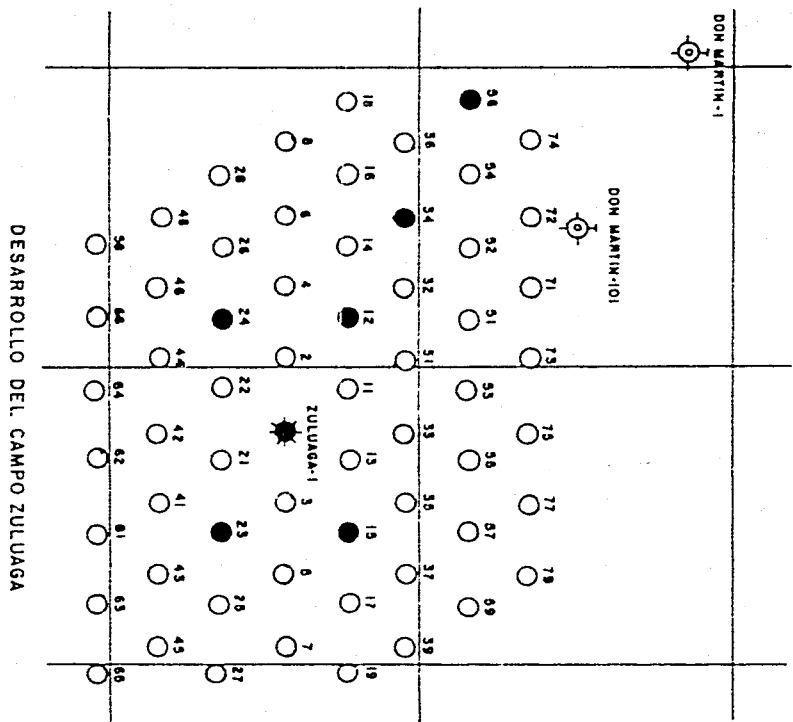
Problema u Operación.

- 884 m. Se presentó una pequeña gasificación - bajando la densidad de 1.47 a 1.42, ésta se debió a la presencia de pequeñas fracturas.
- 2064 m. Se pierde el cono de una barrena de -- $6\frac{1}{2}$ " , se recuperó éste en los etapas:
- Se metió molino de $6\frac{1}{8}$ " y canasta colectora de $5\frac{5}{8}$ " , se recuperó 0.5 kg., de fragmentos metálicos.
- Se metió barrena de $6\frac{1}{8}$ " y canasta colectora de $5\frac{5}{8}$ " , se sacó 0.5 kg., de fragmentos metálicos.
- 2139 m. Se observó pérdida de 11 m^3 del lodo, - debido a una fractura natural en el intervalo 2139 a 2142. La densidad bajó de 1.35 a 1.15 gr/cm^3 . Después de acondicionar el lodo se levanta la tubería de 1300 m. a - Se continúa la perforación.
- 2052 m. Pruebas de producción.
- Intervalo de prueba 2052 - 2148 m.
 - Empacador Backer 2026.5 m.
 - Orificio superior $1\frac{1}{4}$ "
 - Orificio inferior 2"
 - Tiempo abierto 12 horas
 - Presión en la superficie 169 Kg.
 - Presión en el pozo cerrado 225 Kg.
- Al instalar el árbol de válvulas se probaron las conexiones superficiales con 350 Kg/cm^2 , con resultados negativos, debido a una falla en el cabezal de la tubería - de producción.

- Intervalo de prueba 2052 - 2148.0
Fluye gas limpio por orificio 1/4"
Presión de flujo 175 Kg/cm.²
Presión cerrado 225 Kg/cm.²

4.7 Desarrollo del Campo.

Después de tener los primeros datos de producción del pozo 106 000 $\frac{\text{m}^3}{\text{día}}$. Se propuso la red de pozos para el desarrollo del campo Zuloaga, esta red se muestra en la fig. 10.





 Pozo Iaponado por
Invasión agua salada
 Localización aprobada

FIG. Nº 10

A N E X O S

Fluidos de perforación.

Las funciones principales de los fluidos de perforación y las propiedades de las cuales dependen estas funciones son:

- Levantar cortes y llevarlos a la superficie (Densidad, Punto Cedente, Gelatinosidad y Viscosidad).
- Control de las presiones subsuperficiales (Densidad).
- Mantener en suspensión los cortes y material denso --- cuando se interrumpe la circulación (Punto cedente, -- Gelatinosidad y Viscosidad).
- Protección de las paredes con una capa semipermeable - (Enjarre y filtrado).
- Disminuir el peso de la sarta por el efecto de flota-- ción (Densidad).
- Enfriamiento y lubricación de la barrena y a la sarta.

Características de los fluidos cromolignosulfonados.

Los fluidos con cromolignitos son los fluidos a base de agua, más completos; tienen gran capacidad para resistir condiciones adversas, como son altas temperaturas, contaminaciones, trabajan en un amplio rango de P.H.

Materiales utilizados.

La función principal de los materiales utilizados.

Barita: Proporciona peso al fluido.

Bentonita: Imparte las propiedades de Gel y Viscosidad.

Carbonato de Sodio: Precipita al ion calcio.

Cromolignitos y lignosulfonatos: Dispersantes de arcii-- llas orgánicas.

Sosa Caústica: Para aumentar el P.H.

Diesel: Para crear un fluido emulsificado.

Costos:

Barita.- - - - -	2 100.00	\$/ton.
Bentonita.- - - - -	975.00	"
Carbonato de Sodio. - - - -	4 712.00	"

Cromolignito.- - - - -	10	200.00	\$/ton.
Nignosulfonato.- - - - -	16	500.00	"
Sosa Caústica.- - - - -	156	364.00	"
Diesel.- - - - -		855.00	\$/m ³

Barrenas.

El control del rendimiento máximo de las barrenas es muy importante ya que está íntimamente ligado con el costo de la perforación. Es el Ingeniero quien tiene que analizar los parámetros para escoger el tipo óptimo de barrena; entre estos parámetros están el tipo de formación, profundidad y los componentes mecánicos de las barrenas.

Para determinar el tipo de cada barrena, se utiliza el código estándar de barrenas convencionales y de insertos; 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 (mediana), 7 (medio -- dura), 8 (dura), 9 (muy dura), para barrenas de insertos.

El siguiente 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 tercero y último dígito está en función de las características mecánicas de la barrena, correspondiendo:

- 1) Baleros no sellados sin protección en la hilera de calibre.
- 2) Hilera de calibre dientes en forma de T.
- 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) Barrenas de fricción con protección en la hilera de calibre y sellos.
- 7) Sistema fricción con un material que disminuye la fricción y protección en la hilera de calibre.

La profundidad también interviene en la selección de la --

barrena ya que al aumentar la profundidad, aumenta el tiempo de viaje siendo lo más conveniente mantener perforando mayor tiempo a la barrena aunque se incrementa el costo de ésta; - es por esta razón que las barrenas de insertos de carburo de tungsteno son preferentes al ir aumentando la profundidad.

En la perforación del pozo Zuloaga, se utilizaron 34 -- barrenas de las cuales 12 eran de dientes fresados, 19 de -- insertos de carburo de tungsteno y 3 de diamantes; el costo de las barrenas está en función del tipo y diámetro. A continuación se presenta una tabla con el precio de los diferentes tipos utilizados.

Diámetro	Tipos	Precio/barrena
14 ³ / ₄ "	111, 151	3 58 488.00
20"	111, 131, 211	147 533.00
14 ³ / ₄ "	527	344 925.00
9 ¹ / ₂ "	111	25 778.00
	527	127 303.00
6 ¹ / ₂ "	221	17 220.00
	527, 537, 617	81 310.00

El parámetro más importante para evaluar la eficiencia de una barrena es el costo por metro, este lo podemos obtener con la ecuación:

$$C = \frac{B + (T + t) R}{H}$$

Donde: C = Costo por metro.

B = Costo de la barrena.

T = Tiempo perforando.

t = Tiempo de viaje.

R = Costo por hora del equipo por metro.

H = Longitud perforada con la barrena.

Descripción de la Sarta de Perforación.

La sarta de perforación es el conjunto de tuberías que se utilizan para comunicar el movimiento mecánico y el peso necesario a la barrena; sus principales componentes son: -- la tubería de perforación y la herramienta (conjunto formado por lastrabarrenas y estabilizadores).

La función principal de la tubería de perforación es la de comunicar el movimiento a la sarta. Los parámetros más -- importantes para el diseño de una columna de tubería son:

- Grado del acero.
- Clase
- Peso
- Diámetros
- Dimensiones de las juntas.

La clase de una tubería se refiere al desgaste de la -- tubería y se identifica por bandas de diferentes colores. -- También se debe tomar en cuenta la resistencia de la tubería a diferentes esfuerzos que son:

- Torsión: Carga a la resistencia a punto cedente.
- Tensión: Carga a la resistencia mínima a punto cedente
- Colapso: Resistencia a la presión externa mínima.
- Presión interna: Resistencia a la presión interna a -- punto cedente.

La selección de los lastrabarrenas está en función del -- diámetro del agujero y del peso aplicado a la barrena, están diseñados para trabajar a la compresión. Los parámetros más -- importantes para seleccionar tipo y cantidad de lastrabarrenas son:

- Peso de los lastrabarrenas.
- Longitud
- Peso requerido por la barrena.

Los estabilizadores son una herramienta auxiliar que nos ayuda a conservar la verticalidad del agujero.

Algunas de las características de las tuberías usadas:

Característica	Tubería X-95, 4 ¹ / ₂ "	Tubería X-95, 3 ¹ / ₂ "
- Diámetro exterior del piñón y caja	6 ³ / ₈ "	5"
- Diámetro interior	3 ³ / ₄ "	2 ⁵ / ₁₆ "
- Longitud del piñón	11 ¹ / ₂ "	11"
- Longitud combinada de piñón y caja	17"	16 ¹ / ₂ "
- Par de torsión en el diáme- tro exterior para la junta	14800 pies/lb.	9600 pie/lb.

Resistencia de la tubería a los diferentes esfuerzos:

- Torsión	39 620 pie/lb.	23 500 pie/lb.
- Tensión	418 700 lbs.	3 43 990 lbs.
- Colapso	12 750 lb/ps. ²	17 220 lb/ps. ²
- Presión interna	12 450 "	17 480 "

Las condiciones del tubo más importantes correspondientes - a la Clase de Primera, se muestra enseguida.

Condiciones exteriores:

- | | |
|---|---|
| - Desgaste del Diámetro exterior (D.E.) | La pared remanente no menor que el 80% debido al desgaste uniforme. |
| - Golpes y Magulladuras: | No más del 3% del D.E. |
| - Esfuerzos inducidos variación del diámetro. | No más del 3% del D.E. |
| - Costas, Pegaduras y Corrosión. | La pared remanente no menor que el 80%. |

Condiciones interiores.

- Picaduras por corrosión

La pared remanente no menor que el 30%.

- Erosión y Desgaste.

Ninguna.

- Rotura por fatiga

Se identifica por dos bandas blancas.

Tuberías de Revestimiento.

La función principal de la tubería de revestimiento es de acuerdo al tipo de tubería. Los tipos utilizados fueron los siguientes:

<u>Tubería</u>	<u>Funciones</u>
Conductora.-	Confinar la circulación del fluido de perforación. Ayuda a contener formaciones no consolidadas. Previene pérdidas de circulación.
Superficial.-	En ella se colocará el equipo preventivo. Prevenir la contaminación de acuíferos. Servirá de asiento a las demás tuberías. Protege zonas poco profundas y previene pérdidas de circulación.
Intermedia.-	Ayuda a prevenir el suaveo y el engrosamiento del agujero en pozos profundos. Ayuda a prevenir pérdidas de circulación. Ayuda a confinar presiones anormales, así como formaciones problema.
Explotación.-	Protege la formación productora. Previene la migración de fluidos.

Parámetros de identificación.

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

Dímetros:	exterior e interior.
Grado:	propiedades del acero con que está fabricado el tubo.
Rango:	Longitud del tubo.
Peso:	Peso por unidad de longitud.

Diseño de Tuberías.

El diseño de la tubería de revestimiento consiste en seleccionar un conjunto de tuberías que cumpla las siguientes condiciones.

- resista a todos los esfuerzos.
- sea lo más económica posible.

Los principales esfuerzos a que se somete una tubería de revestimiento son:

- a) Tensión: Esta fuerza es producto del peso del conjunto de tubos; el máximo valor de esta se encuentra en la parte superior de la columna. El factor de seguridad a la tensión tiene un valor de - 1.5 a 1.8.
- b) Colapso: Esta presión es producto del peso de columna de fluido en el exterior de la tubería, el valor máximo de esta presión externa se encuentra en el fondo de la columna. El factor al colapso utilizado en el diseño, varía de 1.0 a - 1.25.
- c) Presión Interna: Se refiere a la presión que se ejerce - en la pared interna de la tubería principalmente cuando ésta se somete al descontrol de un pozo, tratamientos de estimulación o durante la inyección de fluidos para la recuperación secundaria. El factor de diseño varía de 1.1 a 1.33.

Existen varios métodos para diseñar tuberías de revestimiento, a continuación se muestra el diseño gráfico de la tubería de $7\frac{5}{8}$ ", se presenta el resultado del diseño gráfico de la tubería de $10\frac{3}{4}$ "

Diseño de la tubería de $7\frac{5}{8}$ " (fig. 11)

Densidad = 1.47 gr./cc.

Profundidad = 2052 m.

Resultados del diseño gráfico:

De 0 - 1300 m.	C 75 - 26.4	C.L.
1300 - 1400	N 80 - 26.4	C.L.
1400 - 1950	C 75 - 29.7	C.L.
1950 - 2052	N 80 - 29.7	C.L.

Revisión al colapso.

- Para la tubería N 80 - 29.7

Presión de Fondo: 4851 lb/ps.²

Resistencia de la tubería: 4790 lb/ps.²

F.c. = 0.98 < 1.125

Se cambia la tubería por una N 80 - 33.7

Resistencia de la tubería = 6560 lb/ps.²

F.c. = 1.3522 > 1.125

- Para C 75 - 29.7

Presión a 1950 m. 4557 lb/ps.²

Resistencia de la tubería: 4670 lb/ps.²

F.c. = 1.025 < 1.125

Se cambia por una tubería N 80 - 33.7

Resistencia de la tubería: 6560 lb/ps.²

F.c. = 1.4395

- Para N 80 - 26.4

Presión a 1400 m. 3307 lb/ps.²

Resistencia de la tubería: 3400 lb/ps.²

F.c. = 1.027 < 1.125

Cambiamos a una tubería N 80 - 29.7

F.c. = 1.41 > 1.125

- Para C 75 - 26.4

Presión a 1300 m. 3027 lb/ps.²

Resistencia de la tubería: 3280 lb/ps.²

F.c. = 1.062 < 1.125

- Cambiamos a C 75 - 29.7

Resistencia de la tubería: 4670

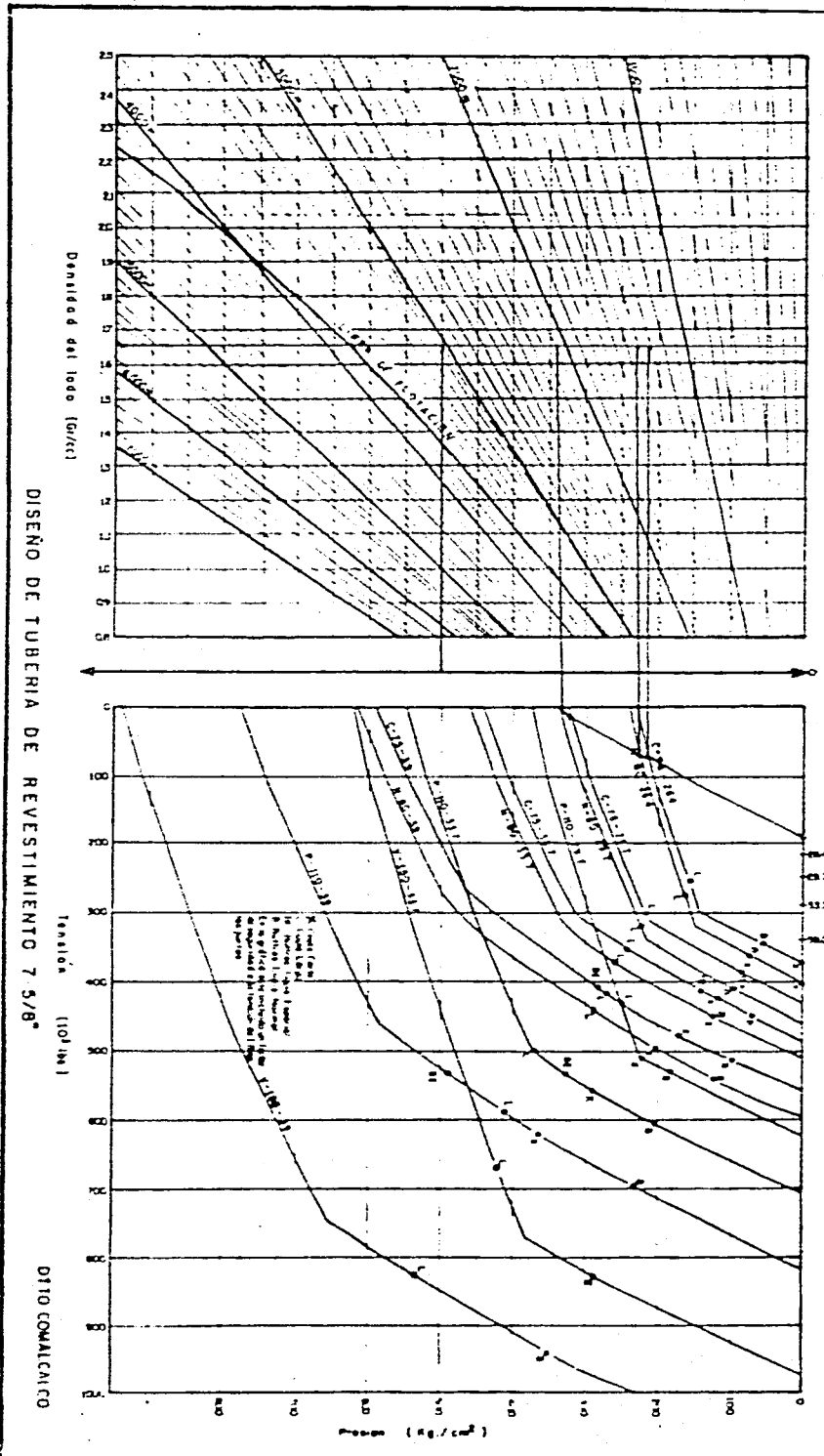


FIG. 11

DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 7 5/8"

$$F.c. = 1.51 > 1.125$$

Revisión a la tensión.

- Para C 75 - 26.4

Tensión en la superficie: 190×10^3 lbs.

Resistencia del C.L. 542×10^3

Resistencia de la tubería: 641×10^3

$$F.t. = 2.85 > 1.8$$

El diseño teórico resultante es:

De	0 - 1300	C 75	29.7	C.L.
	1300 - 1400	N 80	29.7	
	1400 - 1950	N 80	33.7	
	1950 - 2052	N 80	33.7	

Diseño teórico de la tubería de $10^3/4$

De	0.0	350 m.	J 55 - 55	Cople Corto (C.C.)
	350.0	1150	N 80 - 51	C.C.
	1150.0	1200	C 95 - 51	C.C.

Se introduce tubería J 55 - 55 en toda la longitud, con bajos factores de seguridad.

Conjuntamente con la tubería se introduce una serie de equipo, cuya función se resume enseguida:

Zapata guía.- (marca Backer, fig. 12), su función principal es guiar a la tubería dentro del pozo.

Cople de retención.- (marca Backer, fig. 12), detiene a los tapones de cementación.

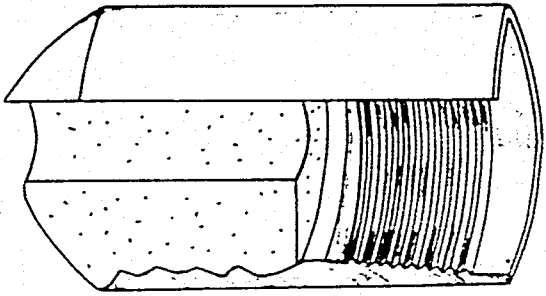
Zapata flotadora.- (marca Backer, fig. 13), guía la tubería dentro del pozo y previene el contraflujo de cemento.

Cople flotador.- (marca Backer, fig. 13), previene el contraflujo de cemento y detiene los tapones de cementación.

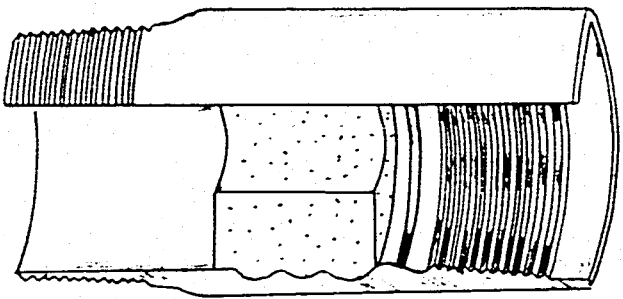
Cople de cementación múltiple.- (marca Halliburton, fig. 14), para realizar cementaciones de dos o más etapas.

Centrales.- (marca Fabrimex), centra la tubería dentro del pozo para mejor distribución del cemento y disminuir las pegaduras.

Collarines.- (marca Fabrimex), impide el desplazamiento vertical de resapadores y centrales.

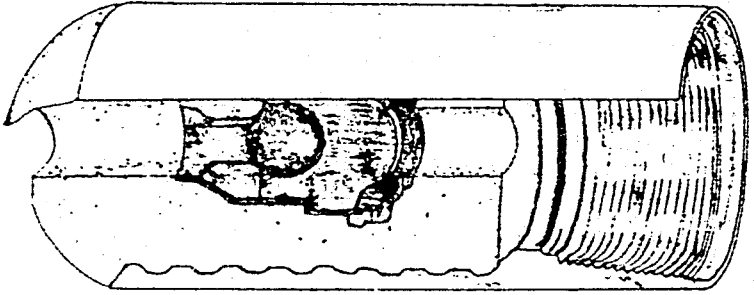


Zopoto guio Becker



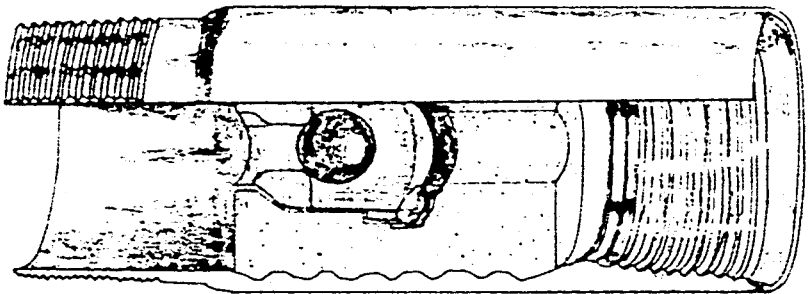
Cople de retencion Becker

FIG. 12



Zopato Fluorodora Becker

Fig. 13



Cople Differential Becker

Cementaciones.

La 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:

Cemento tipo H; se utiliza generalmente como cemento básico para profundidades de 0 a 8000 ft. (2439 m.); también puede utilizarse con aceleradores y retardadores en un amplio margen de profundidades y temperaturas.

Cemento Thick - Jet; es un cemento tixotrópico que se utiliza en cementaciones primarias, pérdidas de circulación y cementaciones forzadas. Este cemento es modificado y es fabricado por la Halliburton.

Aditivos utilizados:

- Cloruro de potasio (KCl).- Es utilizado como sustituto del cloruro de sodio con la ventaja de ser más efectivo a concentraciones menores que el NaCl. Los beneficios que se obtienen con este aditivo son:
 - Se comporta como acelerador del fraguado en bajas concentraciones y como retardador en altas.
 - La lechada se expande más que la de los cementos de agua dulce.
 - Incrementa la densidad de la lechada.
- H R - 2:- Reduce el tiempo de fraguado.
 - Reduce la viscosidad, mejorando las propiedades de flujo.
- C A F - 2:- Reduce las pérdidas por fricción.
 - Se puede utilizar como dispersante en cementos densificados.

Los cálculos resumidos de las cementaciones se presentan en el siguiente cuadro:

Tubería (pulg)	Densidad gr/cm ³	Rendimiento lt/saco	Sacos + 20% calculados	Sacos utilizados	Profundidad de la cima de cemento
16"	1.3	96.7	305	500	Superficie
10 ³ / ₄ "	1.47	61.72	473	500	749.5
			773	1100	Superficie
7 ⁵ / ₈ "	1.47	61.72		450	515.7

Cementación en dos etapas.

La cementación de dos etapas es utilizada cuando se cementan tuberías a considerable profundidad y en toda su extensión; para llevarla a cabo se utiliza un cople de cementación múltiple. La metodología para llevar a cabo esta operación se ilustra en la fig. 14:

- a).- Se desplaza la lechada de la primer etapa, antes de esta un tapón de diafragma para separar lechada y lodo y después de la lechada un tapón de desplazamiento.
- b).- Se finaliza la primer etapa y se lanza una bala que abrirá el cople de cementación múltiple.
- c).- Se lleva a cabo la segunda etapa a través del cople de cementación múltiple, se utiliza un tapón de desplazamiento.
- d).- El tapón de desplazamiento llega al cople de cementación múltiple y lo cierra. Finaliza la operación.



a)



b)



c)



d)

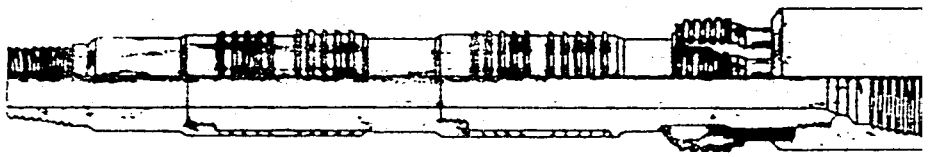
F i g. 14 Cementación en dos etapas

Aparejo de producción y conexiones superficiales.

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

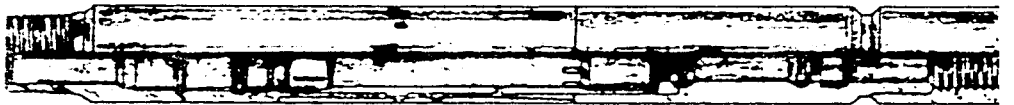
- Tubería de producción.- Es el medio de conducción -- de los hidrocarburos, tiene los mismos parámetros -- de identificación que la tubería de perforación. Se utilizaron coples EUE rosca redonda de 3 hilos, esta tiene las mismas características de los coples -- cortos rosca redonda de las tuberías de revestimiento.
- Camisa deslizable o válvula de circulación (m. Ctis, fig. 15) nos permite después de anclado el empa-- cador, poder comunicar el interior de la tubería de -- producción con el espacio anular de la tubería de re-- vestimiento.
- Empacador (marca Becker, fig. 16), produce un sello -- entre la formación productora y el espacio anular -- confinando el flujo por la tubería de producción -- aislando presiones y fluidos de la tubería de revestimiento. El empacador es de tipo mecánico y se ancla con la tubería de producción, aunque también -- puede utilizarse cable o tubería de perforación.
- Cople localizador (marca Becker, fig. 15), ayuda a -- determinar la cima del empacador.
- Ancla y sellos (marca Becker, fig. 15), sirven para -- contrarrestar las elongaciones y contracciones de -- la tubería.

El conjunto de cabezales y el árbol de válvulas marca Cameron que se utilizaron se muestran en las figs. 17 y 18 respectivamente.



COPLE LOCALIZADOR
ANCLA
SELLOS
MARCA BACKER

Fig 15



CAMISA DESLIZABLE OTIS
TIPO X0

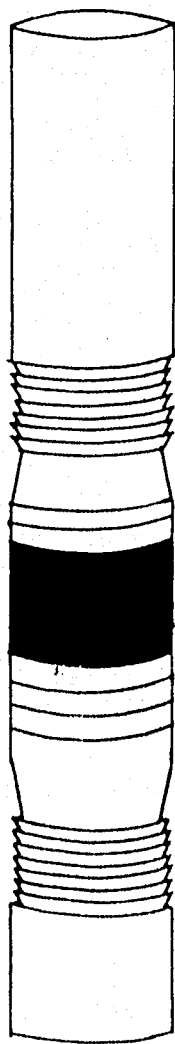


Fig. 16 Empocader Backer 415.01

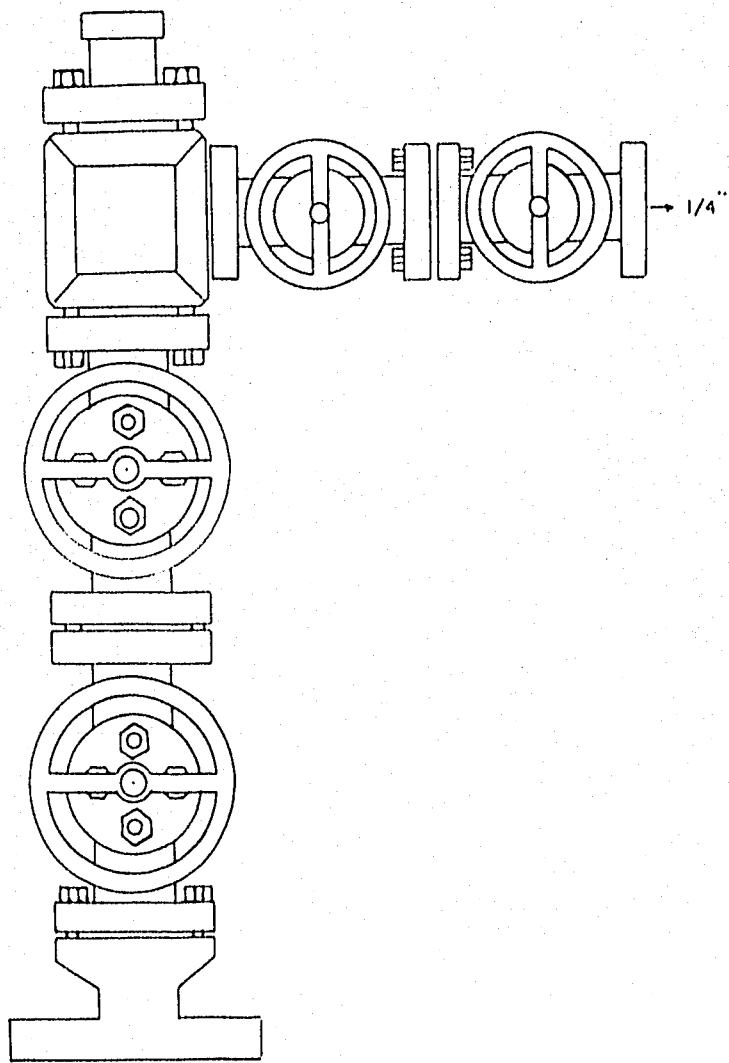


Fig. 17 Arbol de vlvulas Cameron

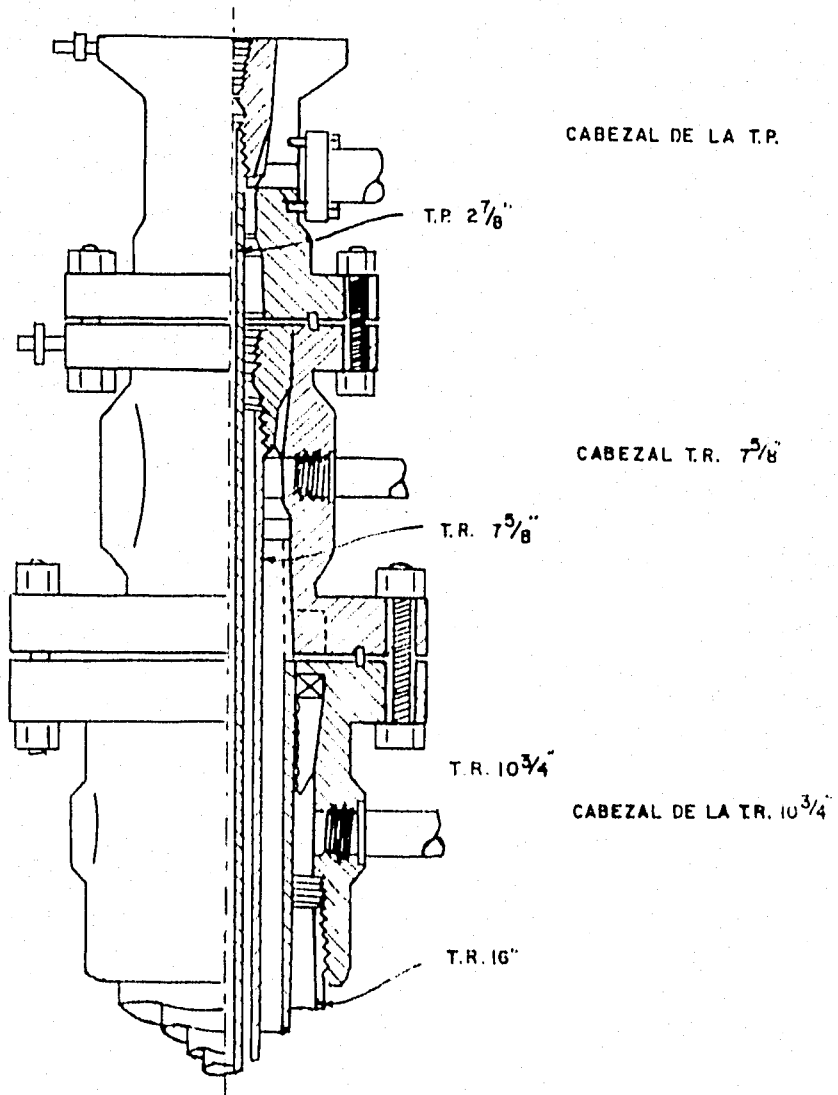


Fig. 18 CABEZAL DE TUBERIAS CAMERON

Registros Geofísicos.

Los registros geofísicos son una herramienta muy generalizada para la determinación de parámetros muy importantes como son: porosidad, saturación de agua, litología, espesor del intervalo productor, etc... El principio básico de los registros utilizados, se resume a continuación:

- Registros Electricos (Doble Lateral y Microesférico)

Estos registros son más comúnmente usados para la identificación de hidrocarburos, los parámetros buscados son R_{x_0} y R_t (resistividad de la zona lavada y resistividad de la zona no invadida por el filtrado de lodo). Para reducir el efecto que provoca el pozo y las formaciones adyacentes, se utiliza el Doble Lateral. Para la determinación de R_{x_0} y delimitar las capas permeables mediante la detección del enjarre del lodo se utilizan los dispositivos micro-resistivos, como el Microcalibrador.

- Registro Sónico de Porosidad.

El perfil Sónico es un registro de profundidad contra At , el tiempo requerido una onda sonora para recorrer un pie de formación. Conocido como tiempo de tránsito At , 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. Ellos responden 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 nos da el -
valor real del espacio poroso lleno de fluido.

- Registro de Densidad.

El perfil de Densidad de la formación se utiliza prin-
cipalmente como perfil de porosidad. La medición de la
densidad de la formación tiene también aplicación en -
la identificación de minerales en depósitos de evapori-
tas, descubrimientos de gas, determinación de la densi-
dad de hidrocarburos; evaluación de arenas arcillosas
y litológicas complejas y en la determinación del ren-
dimiento de lutitas petrolíferas.

- Registro de Medición e Echados.

La función principal de estos registros es determinar
sobre la línea (pozo) los echados y los rumbos de los
estratos atravesados, para utilizarlos como herrami-
ta en la construcción de las secciones geológicas y en
las correlaciones con los demás registros.

- Registro de Litología.

Los registros de litología son complementarios de ---
otros y sirven para determinar cualitativamente la li-
tología de las formaciones y las zonas permeables.

- Registro de Calibración.

El registro de Calibración es un complemento de otros
y se utiliza para medir las variaciones en el diámetro
del agujero; en forma indirecta se puede utilizar para
determinar las zonas permeables y permeables.

- Registro de Hidrocarburos.

El registro de Hidrocarburos no es un registro profisi-
co; esta es una historia resumida de la formación, la -
información que resulta:

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

C O N C L U S I O N

El desarrollo de las operaciones que envuelve la perforación de un pozo lleva consigo decisiones de planeación y operación; es por ello que el ingeniero Petrolero elabora programas basados en la experiencia y estadísticas de otros pozos y ajusta estos programas continuamente, según las condiciones operativas que se presenten durante la perforación.

Una vez terminado un pozo exploratorio, como es el caso, se manejan otros parámetros para determinar el desarrollo del campo, se calculan radios de drenaje para obtener el espaciamiento entre pozos, tomando en cuenta el gasto de producción, tiempo de explotación y máxima recuperación. El siguiente paso es proponer localizaciones y desarrollar el campo, perforando pozos y explotando los que resulten productores.

Para que el ingeniero Petrolero pueda resolver todos estos problemas y tome una decisión, necesita tener conocimiento de la técnica y herramientas con que cuenta, así como el manejo y limitaciones de estas.

Es necesario mencionar que los problemas que se presentaron no fueron de radical importancia, pero, estos se pueden presentar al perforar en el mismo campo localizaciones posteriores.