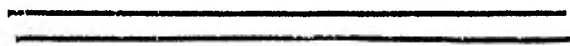


26
2ej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA



HISTORIA DEL POZO CUITLAHUAC No. 621 DEL DFNE

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

RAUL ROBBINS MARTINEZ

MEXICO, D. F.

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.

I N D I C E

	PAG.
INTRODUCCION	
I) ANTECEDENTES GENERALES -----	1
a) Nombre del Pozo -----	1
b) Nombre del Campo -----	1
c) Nombre del Distrito -----	1
d) Ubicación del Pozo -----	1
e) Coordenadas de Referencia -----	1
f) Localización -----	1
II) DATOS GEOLOGICOS-----	2
a) Provincia o cuenca sedimentaria -----	2
b) Plano de localización regional -----	3
c) Plano estructural del campo -----	3
d) Tipo de trampa geológica y descripción -----	3
e) Descripción, edad y litología de cada una de la formacio- nes perforadas-----	3
f) Horizontes con contenido de fluídos -----	5
III) CLASIFICACION DEL YACIMIENTO -----	6
a) Presión del yacimiento -----	6
b) Temperatura del yacimiento -----	6
c) Saturación media de agua -----	6
d) Porosidad -----	6
e) Tipo de hidrocarburo -----	6
f) Tipo de empuje -----	6
g) Cálculos de la recuperación unitaria de yacimientos volu- métricos de gas -----	6
h) Variación del índice de productividad antes y despues del fracturamiento Versa-Gel -----	7

	PAG.
IV) DATOS MECANICDS DEL POZO -----	9
a) Profundidad máxima del pozo original -----	9
b) Pozo único o gemelo -----	9
c) Tuberías cementadas -----	9
d) Fecha de inicio y terminación de la perforación -----	9
e) Equipo de perforación (características)-----	9
f) Fecha de inicio y final de la terminación -----	10
g) Equipo de terminación (características) -----	10
h) Elevación del terreno, mesa rotaria y K.Bushing -----	11
i) Barrenas empleadas -----	11
j) Tuberías de perforación y lastrabarrenas -----	11
k) Cementaciones realizadas -----	11
l) Distribución del aparejo de producción -----	13
m) Tipo de terminación -----	14
n) Conexiones superficiales -----	14
ñ) Intervalos perforados -----	14
o) Avance de la perforación y problemas que se presentaron - durante ésta -----	15
V) REGISTROS TOMADOS -----	17
a) Tipos de registros tomados y explicación de cada uno de - ellos -----	17
b) Análisis de los registros tomados-----	19
c) Registros de verticalidad del agujero -----	19
d) Correlación de los Registros Geofísicos -----	20
VI) FLUIDOS DE PERFORACION -----	21
a) Tipo de lodo -----	21
b) Tabla de balance general -----	21
c) Costo total del lodo -----	21

	PAG.
d) Costo por metro perforado -----	21
e) Porcentaje de barita -----	21
f) Equipo auxiliar disponible -----	21
g) Material disponible para emergencias -----	21
h) Condiciones del lodo durante la perforación -----	21
i) Variación de la densidad del lodo de perforación con res- pecto a la profundidad -----	21
VII) ESTIMULACIONES -----	23
a) Primera estimulación -----	23
b) Segunda estimulación -----	23
VIII) DATOS DE PRODUCCION -----	26
a) Primera prueba de producción -----	26
b) Segunda prueba de producción -----	26
IX) CONCLUSIONES -----	29
APENDICE "A",- Características del tipo de Barrenas -----	31
APENDICE "B",- Características de Tuberías de perforación, revesti- miento y producción -----	35
APENDICE "C",- Características de los tipos de cementos y de los - aditivos empleados en las cementaciones del pozo --	37
APENDICE "D",- Procedimiento para la colocación y uso de centrado-- res, raspadores y collarines -----	40
APENDICE "E",- Características de la terminación sencilla en aguj <u>e</u> ro ademado, con tubería de producción y accesorios-	43
APENDICE "F",- Principales funciones de las herramientas empleadas en el aparejo de produccion y características del - empacador SET-DOWN -----	47

	PAG.
APENDICE "G".- Lodo lignosulfonato y aditivos que lo componen ---	50
APENDICE "H".- Fracturamiento Versa-Gel y aditivos empleados en - este fracturamiento. Tratamiento selectivo con bo-- las selladoras y descripción del MCA -----	53
BIBLIOGRAFIA -----	57

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

En la actualidad, la Industria Petrolera constituye una rama muy importante en la economía de nuestro país, por lo tanto, es necesario una búsqueda y desarrollo de nuevos campos petroleros para así satisfacер las necesidades requeridas.

En el presente trabajo se habla de las operaciones que se realizaron en un campo petrolero de desarrollo. Abarcando desde el inicio de la perforación hasta la terminación del pozo, además se dan a conocer las características principales y funciones de algunas de las herramientas, equipos, materiales y aditivos que se emplearon en la perforación y en la terminación del pozo.

I ANTECEDENTES GENERALES

- a) Nombre del pozo. CUITLAHUAC NO. 621
- b) Nombre del Campo. CUITLAHUAC
- c) Nombre del Distrito. DISTRITO FRONTERA NORESTE
- d) Ubicación del pozo. TERRESTRE
- e) Coordenadas de referencia. BAJO RIO SAN JUAN
 - Y - 1 802,40
 - X + 71 369,81
- f) Localización. A 2 207.11 M. AL S $35^{\circ}54' 21''$ E del pozo Oregano No. 1.

II DATOS GEOLOGICOS

- a) Provincia o cuenca sedimentaria.- El campo se encuentra localizado en la cuenca Terciaria de Burgos. Esta cuenca es llamada, en la porción sur del Estado de Texas, Embaiamiento del Río Grande y constituye geológicamente el extremo sur del geosinclinal terciario del Golfo de México, que alcanza su máxima amplitud en Texas y Louisiana.

De hecho la cuenca sólo comprende el flanco Oeste del geosinclinal, ya que el centro de éste deberá pasar aproximadamente en la costa actual del Golfo de México, desde el Oriente de Matamoros hasta el Oriente de Soto la Marina.

Sus límites geográficos son: Por el Norte el Río Bravo, al Oriente el Golfo de México, al Sur y Suroeste el Río Soto la Marina y el flanco Oriental de la Sierra de Cruillas pasase al Oriente de Monte Morelos y que de este punto siguiese hacia el Norte para pasar al Poniente de la de Nuevo Laredo, Tamaulipas. La línea mencionada, de manera tan general, representa el contacto Cretácico-Eoceno. La superficie comprendida dentro de tales límites es de aproximadamente 45 000 Km².

La cuenca está formada por sedimentos del Paleoceno al reciente y las formaciones se encuentran expuestas a manera de franjas orientadas con un rumbo general NNW-SSE, dispuestas de manera que, estratigráficamente las capas mas antiguas yacen en la porción occidental, siendo mas jóvenes hacia el Oriente y notándose un marcado engrosamiento de los sedimentos en esa misma dirección.

Litológicamente, los depósitos están representados por una alternancia de lutitas y arenas, las cuales varían en su composición de acuerdo al

medio ambiente de depósito, ya que el mar de aquella época se retiraba paulatinamente hacia el Oriente y tubo una serie de transgresiones y - regresiones que dieron origen a diversos depósitos clásticos, principalmente areno-arcillosos, de origen deltáico o de barras (Oligoceno) y por supuesto marino somero (Epinerfítico).

Las arenas son generalmente de grano fino a medio, de color café a gris y su grado de compactación varía de acuerdo al cementante, siendomas o menos bien consolidadas en el Oligoceno y el Mioceno. Las lutitas son de colores variables, ocasionalmente yesíferas, con pequeñas intercalaciones de cenizas volcánicas y contienen algunos restos de plantas; su grado de dureza varía de semiduras a suaves y son fósiles.

- b) Plano de localización Regional. (ver figura 11.1 y 11.1.A.)
- c) Plano estructural del campo. (ver figura 11.2)
- d) Tipo de trampa Geológica y Descripción.- La trampa se debe a un anticlinal afallado, que es el producto de movimientos verticales, tensión horizontal y plegamientos.
- e) Descripción, edad y litología de cada una de las formaciones perforadas.

FORMACIONES	PROGRAMADA	B.M.R.	REAL
Mioc-Oligo, sup. (indef.)	aflora	aflora	Mioceno Catahoala
O. Med. (conglo. Norma)	645 m.	750 m.	Ol. Frio Marino
O. Inf. (discordante)	845 m.	765 m.	Ol. Vicksburg
		2210m.	Eoc. Superior.

Elevación del terreno.- 101.4 m. snm.

Elevación de la Mesa Rotaria.- 105.6 m. snm.

Elevación del K. Bushing.- 106.0 m. snm.

FORMACION CATAHOALA.- Se compone de lutitas y arenas con abundancia de material tobáceo. Las lutitas son de color gris, las tobas son de colores gris claros, gris verdoso y verdes, la textura es fina, los sedimentos de esta formación están en general bien estratificados y parecen haber sido depositados a lo largo de una zona costera de aguas poco profundas. En términos generales la formación no tiene fauna. Hasta la fecha no ha resultado productora de hidrocarburos.

FORMACION FRIO MARINO.- Su espesor varía de unos cuantos metros hasta aproximadamente 1000 m. se componen principalmente de lutitas de colores gris, verde y café con abundancia de foraminíferos. En algunos campos se presentan hacia la parte media de la sección de Frio Marino, una serie de arenas con intercalaciones delgadas de lutita. En algunas de tales arenas se han registrado manifestaciones de hidrocarburos.

FORMACION VICKSBURG.- Tiene espesores hasta de 3 000 m., representa la base del Oligoceno, es de interés económico por los desarrollos arenosos que presentan en su sección, que son productores de aceite y gas en varios campos de México como en el sur de Texas. Está constituida por sedimentos marinos y salobres, arcillas y arenas de grano fino a medio que alternan con lechos de ceniza volcánica, con abundancia de microfósiles.

EOCENO SUPERIOR.- El Eoceno Superior es el intervalo delimitado por la cima de las Biozonas Truncorotaloides Rohri y Globorotalia Cerroazulensis, encontrándose discordante en muchos casos con el Oligoceno y en ocasiones con el Eoceno Medio. Está constituido por dos biozonas crono-

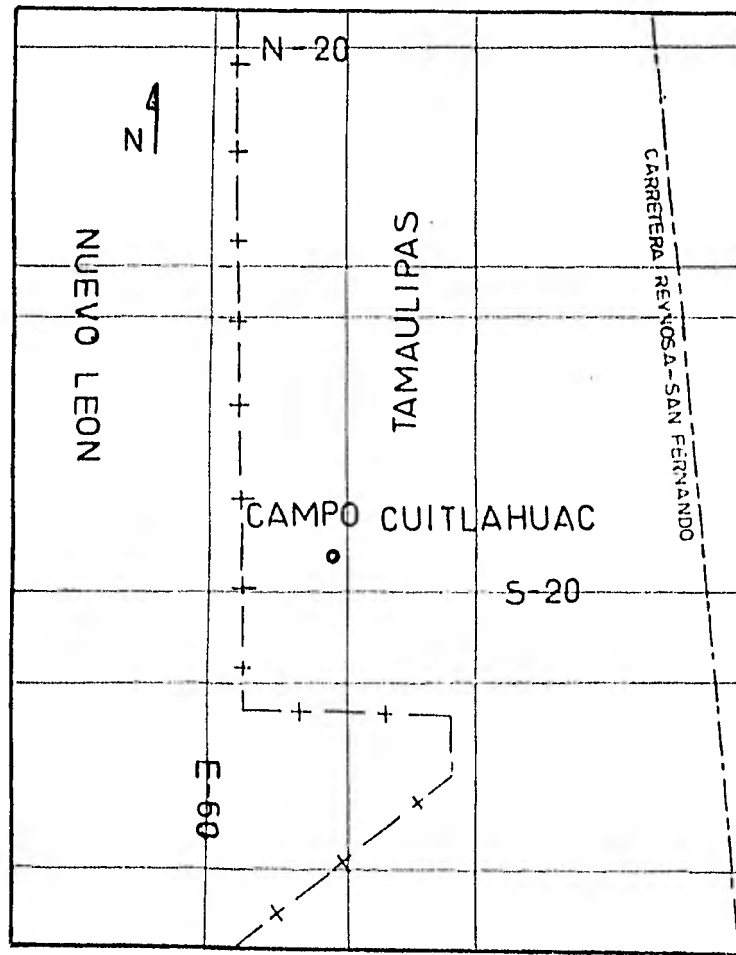
estratigráficas que son Globigerapsis, Semienvoluta y Globorotalia -- Cerroazulensis. Las formaciones Yegua, Jackson (inferior y medio), son intervalos importantes como productores de hidrocarburos.

f) Horizontes con contenido de fluidos:

NO. DE ORDEN	HORIZONTES	INTERVALO (m)	Ø (%)	Sw (%)	LOC. FRENTE A LA T.R.	DENS. LODO ₃ (gr/cm ³).
1	0-26	1926-1965.0	0.14	0.60	5 1/2"	1.60
2	0-26	1900-1924.0	0.14	0.58	5 1/2"	1.60
3	0-26	1870-1897.0	0.14	0.59	5 1/2"	1.60
4	S/N	1642-1660.0	0.18	0.45	9 5/8"	1.35
5	S/N	1540-1552.0	0.14	0.43	9 5/8"	1.35

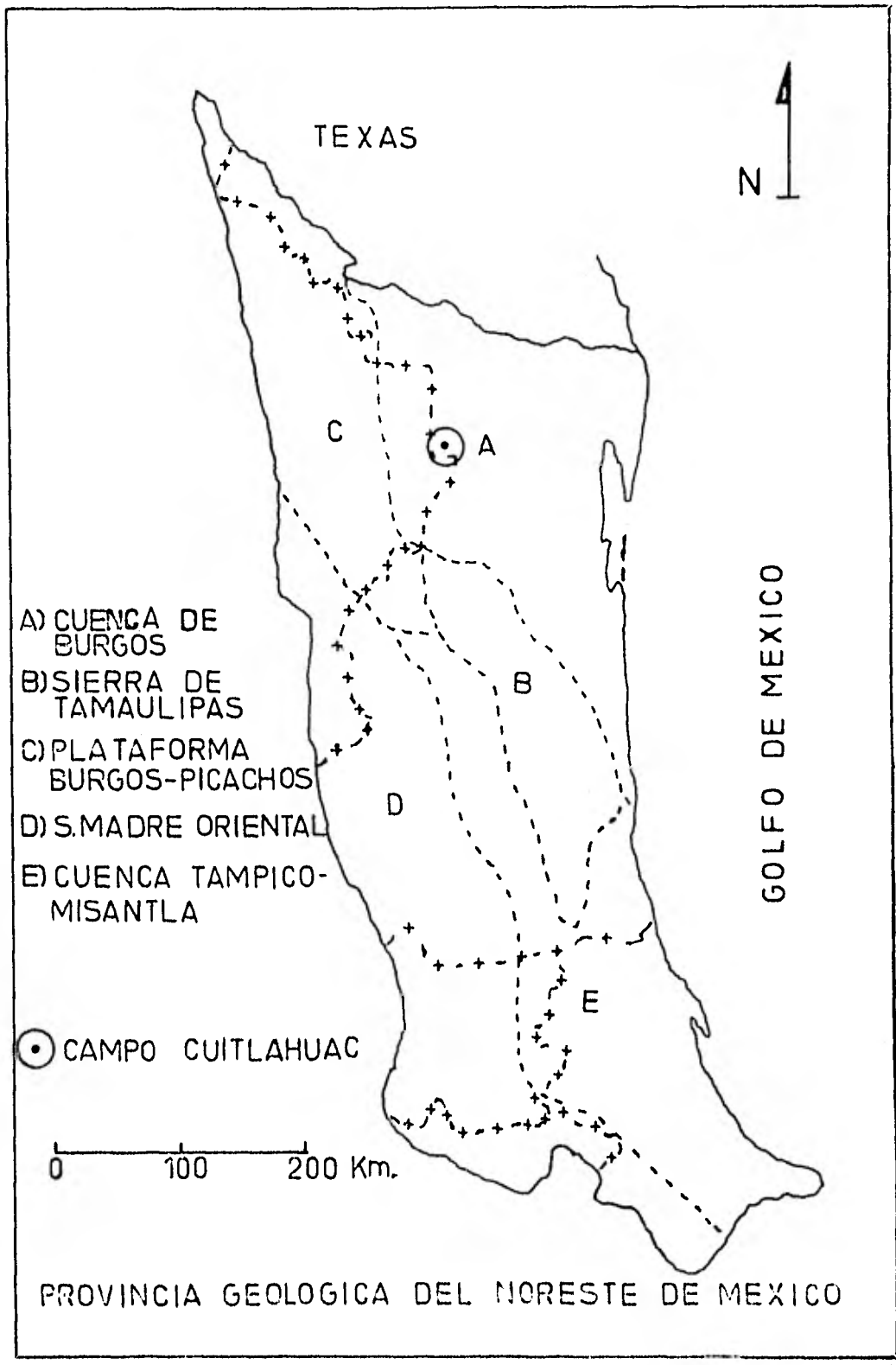
NOTA: Todos estos intervalos se encuentran en la formación del Eoceno Superior.

PLANO DE LOCALIZACION REGIONAL



esc: 1:500 000

(FIGURA.II.1)



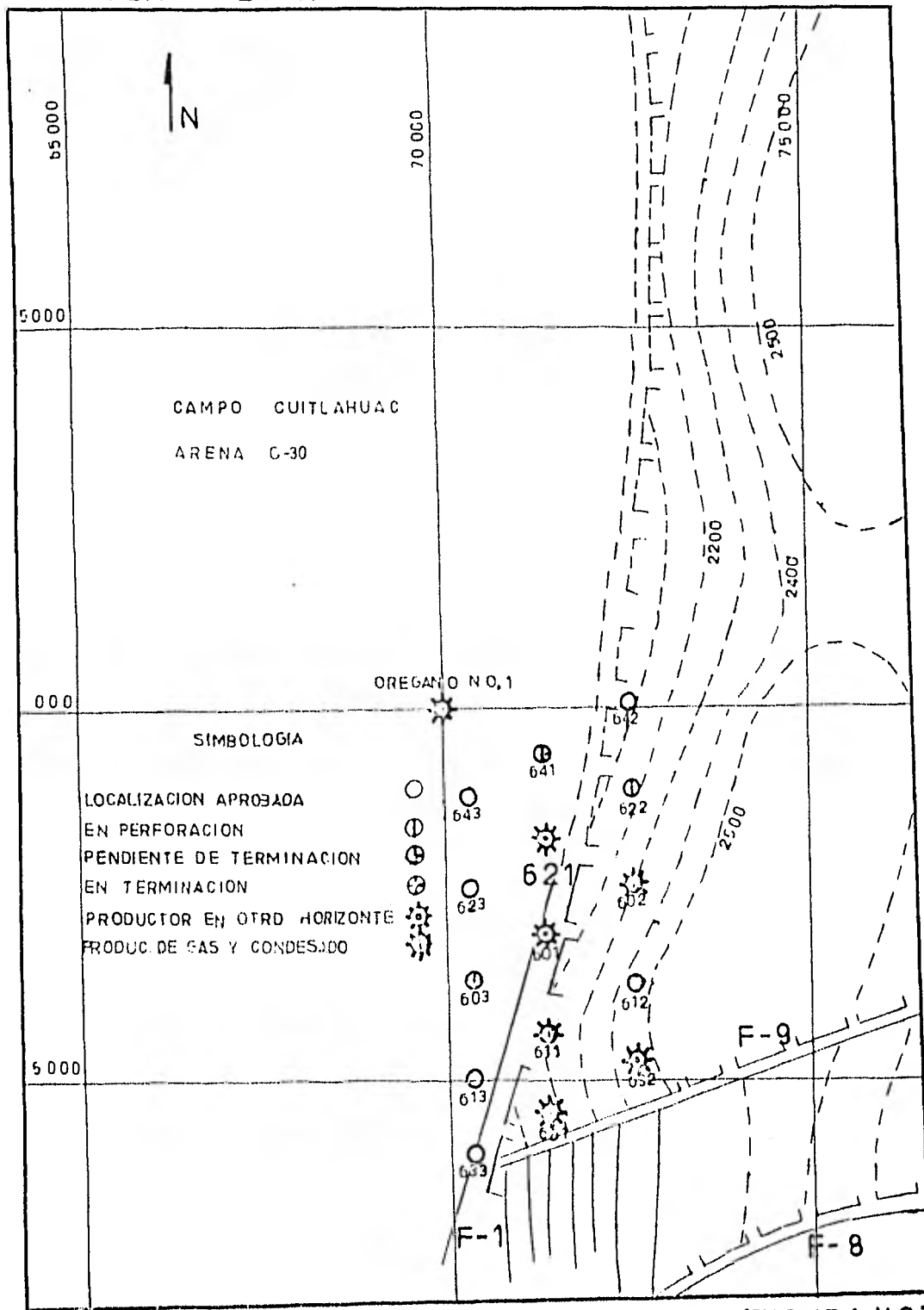
- A) CUENCA DE BURGOS
 - B) SIERRA DE TAMAULIPAS
 - C) PLATAFORMA BURGOS-PICACHOS
 - D) S. MADRE ORIENTAL
 - E) CUENCA TAMPICO-MISANTLA
- CAMPO CUITLAHUAC

0 100 200 Km.

PROVINCIA GEOLOGICA DEL NORESTE DE MEXICO

(FIGURA II.1.A)

PLANO ESTRUCTURAL DEL CAMPO



(FIGURA II.2)

III CLASIFICACION DEL YACIMIENTO

- a) Presión del yacimiento.- 252.0 Kg/cm^2
- b) Temperatura del yacimiento.- 98°C .
- c) Saturación media de agua.- 0.54%
- d) Porosidad.- 0.15%
- e) Tipo de Hidrocarburo.- Gas Humedo no asociado
- f) Tipo de empuje.- Volumétrico
- g) Cálculos de la recuperación unitaria de yacimientos volumétricos de gas:

En muchos yacimientos de gas, particularmente durante la etapa de desarrollo, no se conoce el volumen total. En este caso, es mejor hacer los cálculos del yacimiento en base unitaria; por lo general se utiliza un volumen de yacimiento de 1m^3 . Es conveniente saber que una unidad de 1m^3 de volumen total de roca de yacimiento contiene:

$$\text{Volumen de agua innata en metros cúbicos: } 1 \times \emptyset \times S_w \text{ ----- (1)}$$

$$\text{Espacio poroso disponible para gas en } \text{m}^3: 1 \times \emptyset \times (1-S_w) \text{ ----- (2)}$$

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

$$\text{El volumen inicial de gas en } \text{m}^3 \text{ estandar en el yacimiento en la unidad es: } G = 1 \times \emptyset \times (1-S_w) \times B_{gi} \quad (\text{Mg}^3 @ \text{c.s./m}^3) \text{ ----- (4)}$$

G se expresa en metros cúbicos normalmente cuando el factor volumétrico del gas B_{gi} se expresa en metros cúbicos normales por metro cúbico del yacimiento. Las condiciones normales son las empleadas en el cálculo del factor volumétrico del gas pero puede cambiarse a otras condiciones por medio de la ley de los gases perfectos.

La porosidad, \emptyset , se expresa como una fracción del volumen bruto o volumen total, y la saturación de agua innata, S_w , como una fracción del volumen poroso. En un yacimiento volumétrico se considera que no varía la saturación de agua intersticial de manera que el volumen de gas en el yaci-

miento permanece constante. Los metros cúbicos normales de gas residual al tiempo de abandono son:

$$G_a = 1 \times \emptyset \times (1-S_w) \times B_{ga} \text{ (Mg}^3 \text{ @ c.s./m}^3\text{)} \text{ ----- (5)}$$

La recuperación unitaria es la diferencia entre el gas inicial en el yacimiento en una unidad de volumen total de roca y el gas remanente en el yacimiento en la misma unidad de roca al tiempo de abandono, es decir, - el gas producido hasta la presión de abandono, o:

$$\text{Recuperación unitaria} = 1 \times (1-S_w) \times (B_{gi}-B_{ga}) \text{ (Mg}^3 \text{ @ c.s./m}^3\text{)} \text{ --- (6)}$$

La recuperación unitaria también se denomina reserva inicial unitaria o por unidad, y generalmente es inferior al gas original por unidad en el yacimiento. La reserva inicial en cualquier etapa de agotamiento es la diferencia entre la reserva inicial unitaria y la producción unitaria - hasta esa etapa del agotamiento. La recuperación fraccional o factor - de recuperación expresado en porcentaje del gas inicial "in-situ" es:

$$\text{Factor de recuperación} = \frac{100(G-G_a)}{G} = \frac{100(B_{gi}-B_{ga})}{B_{gi}} \text{ (\%)} \text{ ----- (7)}$$

La experiencia con yacimientos volumétricos de gas indican que las recuperaciones varían entre 80 y 90%. Algunas compañías de gasoductos fijan la presión de abandono en 100 Lb/pul² por 1000 pies de profundidad o sea 7.04 Kg/cm² por cada 305 m. de profundidad.

h) Variación del índice de productividad antes y después del fracturamiento Versa-Gel. ⁽¹⁾

Antes del fracturamiento:

$$P_{ws} = 168 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{wf} = 15 \text{ Kg/cm}^2$$

$$Q_g = 10\ 000 \text{ M}^3\text{/dfa}$$

$$j = \frac{10000}{168-15} = 65.359$$

$$j = 65.34 \text{ M}^3\text{/dfa/Kg/cm}^2$$

(1) Se recomienda ver el apéndice "H" para una mayor explicación del fracturamiento Versa-Gel.

Despues del fracturamiento:

$$P_{ws} = 196 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{wf} = 161 \text{ Kg/cm}^2$$

$$Q_g = 98\,000 \text{ M}^3/\text{día}$$

$$j = \frac{98\,000}{196-161} = 2\,800$$

$$j = 2\,800 \text{ M}^3/\text{día}/\text{Kg/cm}^2.$$

IV DATOS MECANICOS DEL POZO

- a) Profundidad máxima del pozo original.- 2 402.0 m. y la profundidad interior del pozo es de 1 935.0 m., esto es debido a la colocación de un tapón de cemento por circulación. (ver figura IV.1)
- b) Este pozo es único con agujero original.
- c) Tuberías cementadas: (ver figura IV.1)

Ø	GRADO	PESO (Lb/pie)	CEMENTADA DESDE	HASTA	CIMA CEMENTO	PESO LODO (gr/cc)
13 3/8"	J-55	54.5	0.0	151.2	0.0	1.15
9 5/8"	J-55	36.0	0.0	939.4	-	1.37
	N-80	40.0	939.4	1750.0	-	1.37
5 1/2"	N-80	17.0	0.0	2155.0	-	1.60

- d) Fecha de inicio y terminación de la perforación: 3 de Julio de 1980 a - 27 de agosto de 1980.
- e) Equipo de perforación: EQUIPO PEMEX No. 1 000 antigüedad.- 1958.

M A S T I L

MARCA	MODELO	LONGITUD (PIES)	CAP. Lb X 1000
IDECO	FULL	138.0	645.0

M A L A C A T E

MARCA	MODELO	Ø CABLE	H.P NOMINAL
IDECO	SUPER H-750	1 1/8"	2 900.00

M O T O R E S

NO. DE MOTORES	MARCA	MODELO	H.P. (n)	R.P.M.
3	CATERPI	D-346	480	1 800

BOMBAS DE LODOS

BOMBA NO.	MARCA	MODELO
1	IDECO	600 FDPX acoplada a trans. comp.
2	G.D.	PZ8-TPX

M O T O R E S

NO. DE MOTORES	MARCA	MODELO	H.P. (n)	R.P.M.
1	WAWKES	LS792DU	750	1 100

PLANTAS DE LUZ

NO.	GENERADOR C.A.			MOTORES C. L.	
	MARCA	MODELO	KWN	MARCA	MODELO
1	KATOMEX	175-SUGE	175	CUMMINS	335 GS
2	KATOMEX	175-SUGE	175	CUMMINS	335 GS

f) Fecha de inicio y final de la terminación del pozo: del 1ro. de Enero de 1981 al 26 de Febrero de 1981.

g) Equipo de terminación: EQUIPO PEMEX No. 5660

NOTA.- Equipo de reparación

Antigüedad.- 1980.

M A S T I L

MARCA	MODELO	LONGITUD	CAP. X 1000	Ø CABLE
KREMCO	100-217	100 pies	217	1.0"

M A L A C A T E

MARCA	MODELO	CAPACIDAD T.P. 3 1/2"	E.U.E (rosca) 2 7/8"	2 3/8"
KREMCO	K-600	2000	3200	4000

BOMBAS DE LODOS

MARCA	MODELO	H.P.(Disponible)
G.D	PZ-7	560

- h) Elevación del terreno: 101.4 m.
Elevación de la mesa rotatoria 105.6 m.
- i) Barrenas empleadas en la perforación del pozo: (ver tabla IV.1)
- j) Tuberías de perforación y lastrabarrenas empleadas: (ver tabla IV.2)
- k) Cementaciones realizadas: (2)
- k1.) Cementación de T.R de 13 3/8" J-55, 54.5 lbs/píe hasta la profundidad de 151.2m. y se efectuó con 350 sacos de cemento tipo H sin -- aditivos.
La distribución de la T.R fue la siguiente.
- | | | | |
|-------|---|----------|---|
| 0.0 | - | 5.8 m. | Espacio mesa rotatoria |
| 5.8 | - | 139.7 m. | 12 tramos de tubería J-55, 54.5 lbs/píe |
| 139.7 | - | 151.2 m. | Cople de retención, 2 tramos de tubería y zapata flotadora. |
- La T.R. llevó 10 centradores. Se verificó la llegada del tapón con una presión de 70 kg/ cm². La tubería se cemento hasta la superficie.
- (2) Se recomienda ver los apéndices B,C, D y E para una mayor descripción de las tuberías de revestimiento, de los tipos de cementos y aditivos emplea dos, de la colocación de los centradores, raspadores y collares tope, así como la descripción del empacador Set-Down.

Objetivo del ADEME.- Instalar conexiones superficiales de control.

- k2.) Cementación de T.R de 9 5/8" combinada N-80, 40 lbs/píe y J-55 -- 36 lbs/píe, se cementaron hasta la profundidad de 1749.0 m. y la cementación se realizó con 600 sacos de cemento THIX-SET y 200 sacos de cemento tipo H con 0.15% de HR-5, 0.75 % de CFR-2 y 2.0% de KCl.

La distribución de la T.R fue la siguiente:

0.0	-	5.4 m.	Espacio mesa rotatoria
5.4	-	939.4 m.	86 tramos de tubería J-55, 36 lbs/píe, 8H
939.4	-	1732.6 m.	78 tramos de tubería N-80, 40 lbs/píe, 8H
1732.6	-	1750.0 m.	Cople flotador, dos tramos de tubería -- N-80 y la zapata guía.

La T.R llevó colocados 22 raspadores verticales, 17 centradores y 17 collares tope. Se verificó la llegada del tapón con una presión de 105 Kg/cm².

Objetivo del ADEME.- Cubrir las secciones arenosas del conglomerado Norma y poder aumentar la densidad del lodo para, así, poder seguir perforando.

- k3.) Cementación de T.R de 5 1/2", N-80, 17 lbs/píe hasta la profundidad de 2155.1 m. La cementación se realizó con 250 sacos de cemento -- tipo H, con 0.15% de HR-12, 0.6% de Halad 22-A, 0.75% de CFR-2 y -- 2.0% de KCl.

La distribución del aparejo fue la siguiente:

0.0	-	4.8 m.	Espacio mesa rotatoria
4.8	-	2130.8 m.	194 tramos de T.R de 5 1/2", N-80, 17 lbs/píe
2130.8	-	2155.2 m.	Cople diferencial, dos tramos de tubería de 5 1/2" N-80 y la zapata guía.

La T.R llevó 30 centradores, 60 raspadores verticales y 90 collares

tope. Antes de bombear el cemento se bombearon 2 m^3 , de CS-2 - como frente limpiador, éste es un solvente que sirve para limpiar el enjarre que se forma en las paredes del agujero. Se verificó la llegada del tapón con una presión de 140.0 Kg/cm^2 .

Objetivo del ADEME.- Cubrir los horizontes con posibilidades de producción y dejar listo el pozo para que se efectue la terminación del mismo.

k4.) Cementación forzada en el intervalo (1947.0 - 1965.0) m. Esta cementación se efectuó con empacador Set-Down colocado a la profundidad de 1953.3 m. y se utilizaron 100 sacos de cemento tipo H -- con 0.15% de HR-12 y 2.0% de KCl.

Presiones:

Ruptura	98.0 Kg/cm^2
Inyección	56.0 Kg/cm^2
Final	91.0 Kg/cm^2

Objetivo de la cementación.- Taponar el intervalo (1947.0 - 1965.0) m. que resultó incosteable para su producción.

k5.) Colocación de un tapón por circulación.- Con tubería de perforación de $4 \frac{1}{2}$ " franca a la profundidad de 1948.0 se colocó el tapón por circulación con la cantidad de 25 sacos de cemento tipo "H" con 0.15% de HR-12 y 2.0% de KCl.

Objetivo de la cementación.- Aislar por completo el intervalo -- (1947.0 - 1965.0) m.

1) Distribución del aparejo de producción: ⁽³⁾ (ver figura IV.2).

(3) Se recomienda ver el apéndice "E" para la descripción de las principales herramientas empleadas en el aparejo de producción.

0.0	-	4.45 m.	Espacio mesa rotaria
4.45	-	1790.0 m.	186 tramos de tubería de producción de 2 7/8", N-80, 6.5 lbs/pie, E.U.E.
1790.0	-	1790.1 m.	Combinación de tubería de 2 7/8" X -- 2 3/8" E.U.E
1790.1	-	1828.5 m.	4 tramos de T.P. de 2 3/8", N-80, 4.7-lbs/pie E.U.E.
1828.5	-	1829.3 m.	Camisa Otis tipo XA de 2 3/8" (abierta)
1829.3	-	1838.9 m.	Un tramo de T.P. de 2 3/8", N-80, 4.7 lbs/pie E.U.E.
1838.9	-	1839.2 m.	Niple de asiento marca Otis X 2 3/8"
1839.2	-	1848.9 m.	Un tramo de T.P. de 2 3/8", N-80, 4.7 lbs/pie E.U.E.
1848.9	-	1850.0 m.	Empacador Baker Lock-set de 5 1/2" de 20 a 30 lbs/pie.

NOTA: El aparejo quedó instalado con dos toneladas de peso.

m) Tipo de terminación⁽⁴⁾.- terminación sencilla con empacador y agujero ademado.

n) Conexiones superficiales.-

Arbol de válvulas	13 3/8" X 9 5/8" X 5 1/2" X 2 7/8"
Marca	FIP
Serie	S-1500
Bola colgadora	V-41, 6" X 2 7/8", S-1500
Niple colgador	FIP

ñ) Intervalos perforados.- Con T.P. franca a 1800 m. y pistolas Scallop --

(4) Para un mayor entendimiento de este tipo de terminación vease apéndice "F".

1 9/16", se perforó el intervalo (1947.0 - 1965.0) m. con tres orif./metro.

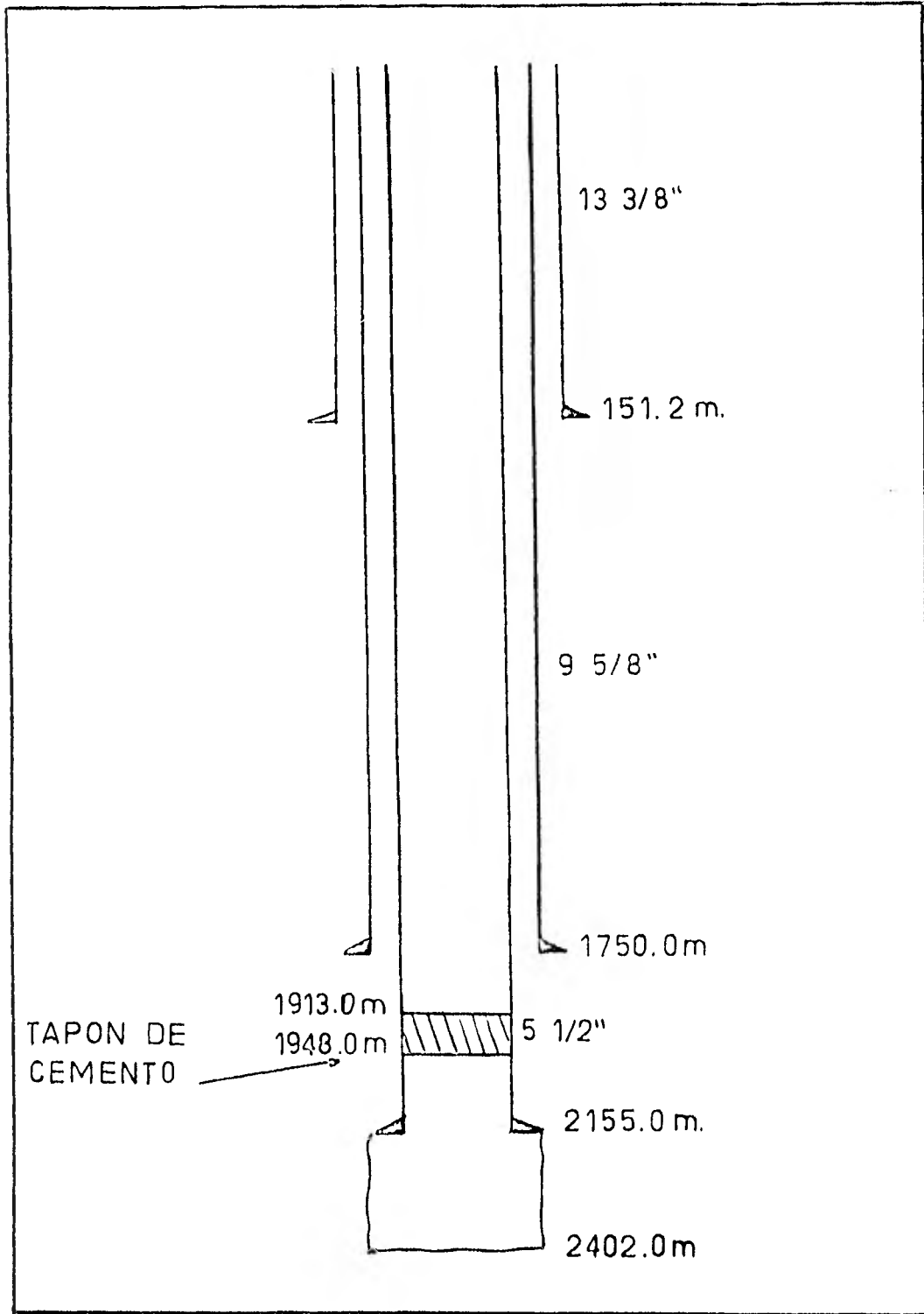
Con aparejo de producción definitivo (ver inciso (1) de este cap.) y - pistolas Scallop 1 9/16" se perforó el intervalo (1900.0 - 1924.0) m. - con tres orif./metro.

- o) Avance de la perforación y problemas que se presentaron durante ésta:
(ver gráfica IV.1)

DIAS	NO. DE LA GRAFICA	PROFUNDIDAD (m.)	OPERACIONES
1-4	1	153.0	Perforando con barrena de 17 1/2".
5-7	2	153.0	Se cemento T.R de 13 3/8", se -- instalaron y probaron las conexiones superficiales de control.
8-21	3	1594.0	Perforando con barrena de 12 1/4".
22	4	1594.0	Se repara equipo con barrena en el fondo.
23	5	1680.0	Continuaron perforando con barrena de 12 1/4".
24	6	1680.0	Se reparó equipo con barrena en el fondo.
25	7	1750.0	Continuo perforando con barrena de 12 1/4".
26-31	8	1750.0	Se tomó registro de inducción del - intervalo (150-1750)m., registro de porosidad y registro de micro-calibración del intervalo (151-1697)m. Se cemento T.R de 9 5/8". Se instala- laron y probaron las conexiones superficiales de control.
32-33	9	1893.0	Perforando con barrena de 8 1/2".
34-38	10	1893.0	Con barrena en la zapata se abatió el maztil por mal tiempo para des- pues volverlo a levantar y acondicio

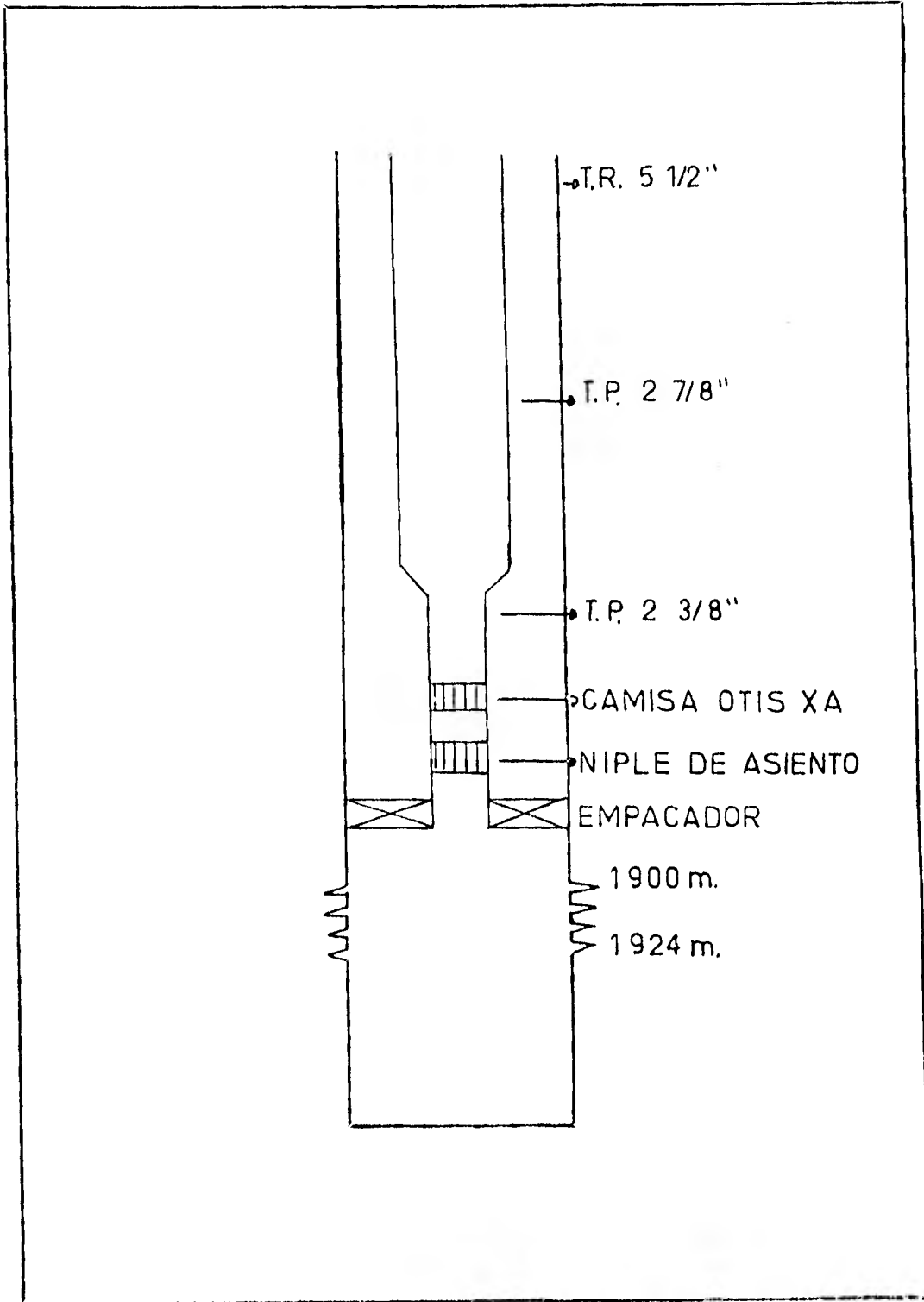
DIAS	NO. DE LA GRAFICA	PROFUNDIDAD (m.)	OPERACIONES
			nar el lodo para proseguir con la perforación.
39-47	11	2402.0	Continuo perforando con barrena de 8 1/2".
47-52	12	2402.0	Se tomaron registros de inducción sónico y micro-registro del intervalo - (1750-2411) m. Se saco la T.P y se metio T.R de 5 1/2" para cementarla. Se instaló y probó el árbol de válvulas (13 3/8" X 9 5/8" X 5 1/2" X 2 7/8"), para dejar el pozo pendiente de su terminación.

TUBERIAS CEMENTADAS



(FIGURA IV.1)

DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION.



(FIGURA IV.2)

Barrena No.	No. de serie	Ø (pulg.)	Marca	Tipo ⁽⁵⁾	Ø Toberas	metros perf.	\$/m.	m/hr.	Tiempo (hrs.)
1	3244	17 1/2	VAREL	1-1-1	1/2 (1,1,1)"	150	440.8	3.12	48
2	4807	12 1/4	VAREL	1-1-1	1/32 (16,14,12)"	160	440.8	17.17	9
3	3918	12 1/4	VAREL	1-1-1	1/32 (14,14,12)"	489	375.4	16.30	30
4	MV934	12 1/4	SMITH	5-2-7	1/32 (14,14,14)"	489	1076.1	5.96	82
5	MV906	12 1/4	SMITH	5-2-7	1/32 (14,14,14)"	232	2238.6	2.95	78.3
6	5610	12 1/4	VAREL	1-3-1	1/32 (12,12,14)"	71	1898.5	4.17	17
7	5508	12 1/4	VAREL	1-3-1	1/32 (12,12,14)"	59	2362.4	3.47	17
8	MV876	12 1/4	SMITH	5-2-7	1/32 (14,14,15)"	100	3656.0	2.27	44
9	7529	8 1/2	VAREL	1-3-1	1/32 (14,14,14)"	56	2144.7	3.5	16
10	4881	8 1/2	T.F.	1-1-1	1/32 (14,12,12)"	93	1340.8	5.8	16
11	MV068	8 1/2	SMITH	2-1-7	1/32 (11,12,13)"	133	1866.4	3.4	39
12	MV502	8 1/2	SMITH	5-2-7	1/32 (13,12,12)"	162	2600.7	2.34	69
13	MV064	8 1/2	SMITH	1 3 5	1/32 (14,14,14)"	76	2727.8	2.23	34
14	MV277	8 1/2	SMITH	5 2 7	S/T	130	1809.9	3.42	38

Barrenas empleadas en la perforación del pozo.

(TABLA No. IV.1)

(5) TIPO DE BARRENA (ver apéndice A)

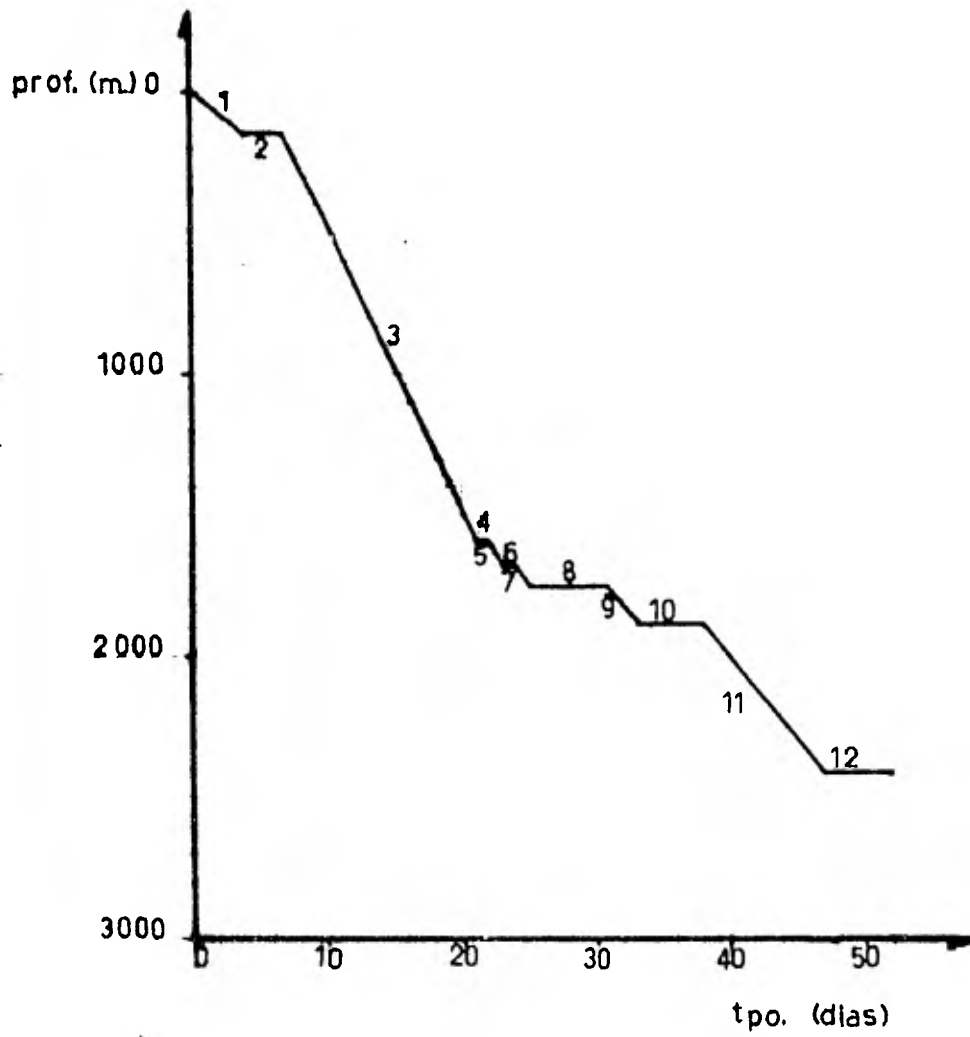
BARRENA No.	LASTRABNA No.	Ø EXT.	Ø INT.	LONG. DE LA HERRA.	Ø T. P.	CONEXION.	PESO (lb./pie)	GRADO	PESOSOBRE LASTRABNA.	EST. SOBRE TRAMO T. P.
1	9	8"	3"	89.0 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	26 TN.	1-3-5
2	9	8"	3"	89.0 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	35 TN.	1-3-5
3	9	8"	3"	106.7 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	40 TN.	1-3-5
4	11	8"	3"	106.7 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	46 TN.	1-3-5
5	11	8"	3"	106.7 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	55 TN.	1-3-5
6	11	8"	3"	106.7 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	56 TN.	1-3-5
7	11	8"	3"	106.7 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	58 TN.	1-3-5
8	11	8"	3"	106.7 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	61 TN.	1-3-5
9	24	6 1/2"	2 7/8"	224.9 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	64 TN.	1-3-5-9
10	24	6 1/2"	2 7/8"	224.9 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	65 TN.	1-3-5-9
11	24	6 1/2"	2 7/8"	224.9 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	67 TN.	1-3-5-9
12	24	6 1/2"	2 7/8"	224.9 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	70 TN.	1-3-5-9-24
13	24	6 1/2"	2 7/8"	224.9 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	70 TN.	1-3-5-9-24
14	24	6 1/2"	2 7/8"	224.9 M.	4 1/2"	XH	16.6	X-95	70 TN.	1-3-5-9-24

(TABLA No. IV. 2)

Tuberías de perforación y lastrabarrenas.

118

AVANCE DE LA PERFORACION



(GRAFICA IV.1)

V REGISTROS TOMADOS

a) Tipos de registros tomados y explicación de cada uno de ellos.

REGISTRO	INTERVALO (M.B.K.B.)	CORRIDA	FECHA
Inducción	151.0-2410.3	1 y 2	Jul. 30 y Agos. 20/80
Sónico	151.0-2150.0	1 y 2	Jul. 30 y Agos. 21/80
Micro-Reg.	151.0-2409.0	1 y 2	Jul. 30 y Agos. 20/80

REGISTRO DE INDUCCION.- El perfil de inducción fue diseñado para medir la resistividad de la formación, operando en pozos que contienen lodos a base de aceite. Los dispositivos con electrodos no pueden trabajar - en lodos no conductores, y los intentos para usar electrodos rascadores fueron poco satisfactorios. La experiencia demostró pronto que los aparatos de Inducción tienen muchas ventajas sobre el Perfil Eléctrico convencional para perfilar pozos con lodos a base de agua.

El dispositivo de inducción se enfoca a fin de disminuir la influencia del pozo y de las formaciones adyacentes. Se han diseñado para investigación profunda y para disminuir la influencia de la zona invadida.

FUNDAMENTO.- La sonda de Inducción consiste en un sistema de varias -- bobinas transmisoras y receptoras. Se puede entender mejor el fundamento, considerando una sonda con una sola bobina transmisora y una receptora.

A la bobina transmisora se envía corriente alterna de intensidad constante y de alta frecuencia. El campo magnético alterno que se produce induce corrientes secundarias en la formación. Las corrientes fluyen - en la formación en trayectorias circulares (anillos) coaxiales con la -

bobina transmisora. Estas corrientes crean, a su vez, campos magnéticos que inducen señales en la bobina receptora. Las señales recibidas son prácticamente proporcionales a la conductividad de la formación. Cualquier señal producida por acoplamiento directo entre bobina transmisora y receptora se compensa y elimina en los circuitos de medición.

El Perfil de Inducción opera con ventajas cuando el fluido del pozo no es conductor, aún en aire o gas. Pero el aparato funciona perfectamente cuando el pozo tiene lodo conductor, siempre que éste no sea muy salado, que la formación no sea demasiado resistiva y que el diámetro del pozo no sea muy grande.

REGISTRO SONICO.- El Perfil es un registro de la profundidad contra Δt el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como tiempo de tránsito, Δt es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología, hace que el perfil sónico sirva como registro de porosidad. El tiempo de tránsito sónico integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos.

REGISTROS MICRO-RESISTIVOS.- Los dispositivos micro-resistivos permiten medir R_{xo} (resistividad de la zona lavada) y delimitar las capas permeables mediante la detección del revoque (costra, enjarre) del lodo.

Varias son las razones que hacen importante la medición de R_{xo} . Cuando la invasión es de moderada o profunda, el conocimiento de R_{xo} permite una determinación más exacta de la resistividad verdadera y por lo tan-

to de la saturación. Así mismo, para formaciones limpias, puede calcularse F a partir de R_{xo} y R_{mf} , si S_{xo} es conocida o estimada. A partir de F puede determinarse la porosidad.

b) Análisis de los registros tomados.

INOUCCION, SONICO Y MICRO-REGISTRO.

La columna litológica registrada, constituida por una secuencia de lutitas y areniscas del Oligoceno, es la que normalmente se encuentra en los pozos del campo. Las arenitas 0-20 y 0-26 fueron identificadas formando una sola sección arenosa como en el pozo Cuitláhuac 611.

De acuerdo al análisis cuali-cuantitativo efectuado a los registros geofísicos, los intervalos mencionados a continuación son los únicos que se determinaron como susceptibles de ser almacenadores de hidrocarburos. El resto de los horizontes se encuentran compactados o invadidos de agua.

INTERVALO ANALIZADO (m.B.K.B)	FORMACION	POROSIDAD	Sw	$\frac{m^3 \text{ hc. a c. y.}}{m^2 \text{ de t.}}$
1540.0-1552.0	C-1540.0 m.	0.14	0.43	-
1642.0-1660.0	C-1652.0 m.	0.13	0.45	0.79
1870.0-1897.0	0-26	0.14	0.59	-
1900.0-1924.0	0-26	0.14	0.58	-
1925.0 1965.0	0-26	0.26	0.60	-

Este análisis de registros fue realizado por ingenieros del departamento de geofísica del OFNE.

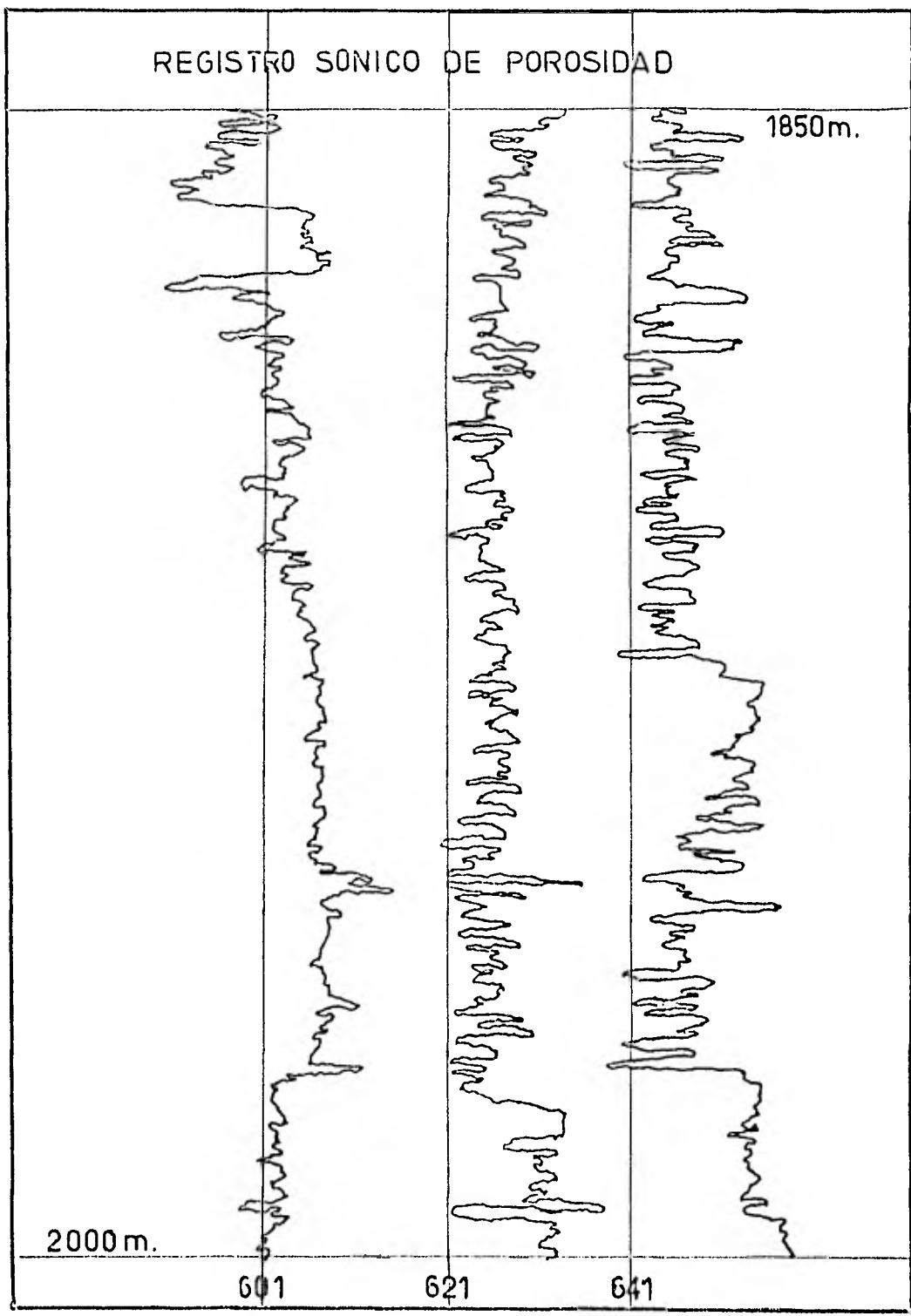
c) Registros de verticalidad del agujero.

c.1) A la profundidad de 800.0 m. se tomó el primer registro de verti-

calidad del agujero siendo la desviación de 1° y por lo tanto, se siguió la perforación sin hacer ninguna corrección por esta desviación.

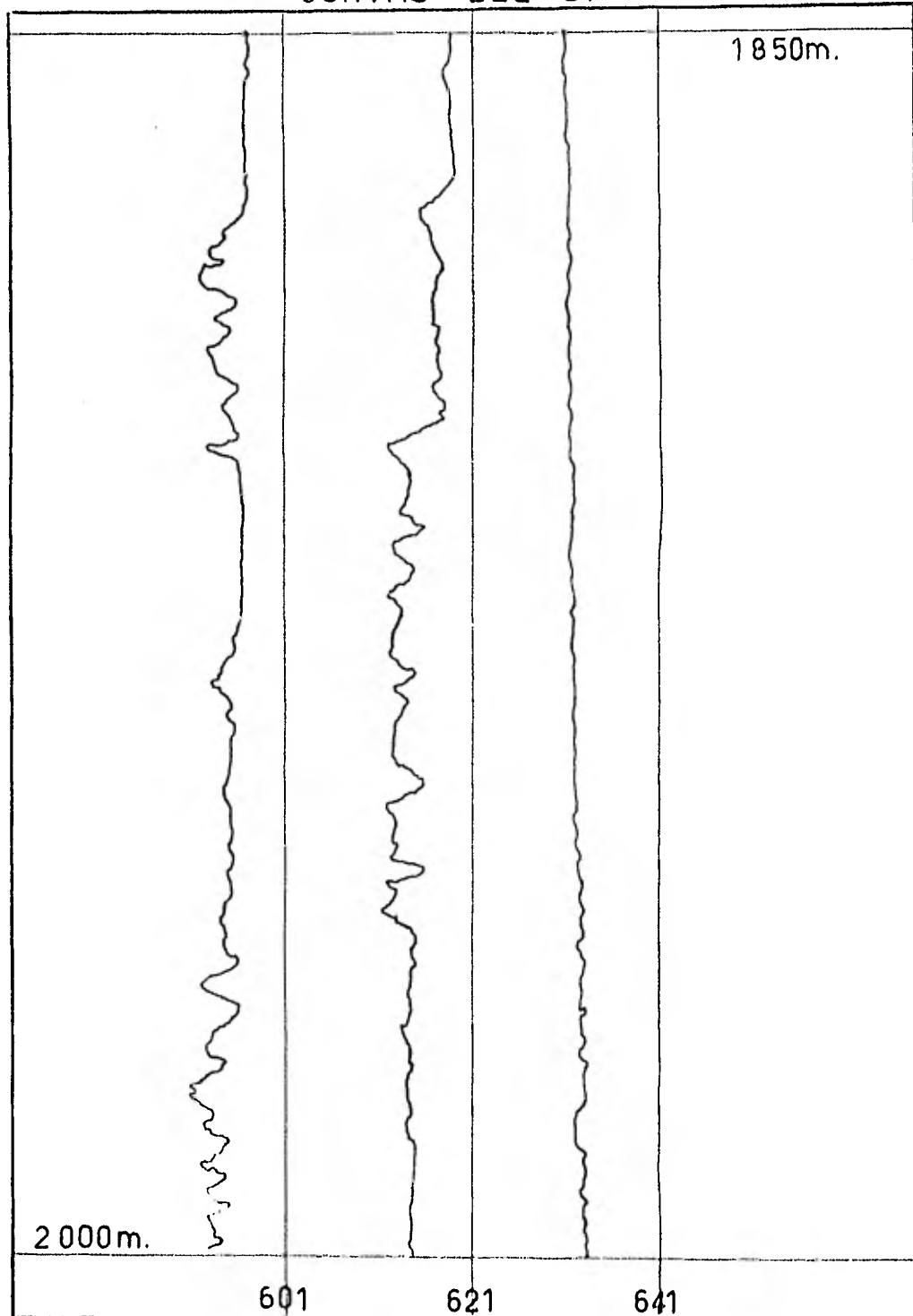
c.2) A la profundidad de 1415.0 m. se tomó el segundo registro de verticalidad del agujero siendo la desviación de éste de 1° 15' también aquí se siguió con la perforación sin hacer ninguna corrección, por estar dentro de una tolerancia programada.

d) Correlación de los Registros Geofísicos. (ver figuras V.1 y V.2).



(FIGURA V.1)

CURVAS DEL SP



(FIGURA V.2)

VI FLUIDOS DE PERFORACION

a) Tipo de lodo⁽⁶⁾.- Lignosulfanato.

b) Tabla de balance general:

MATERIAL	CANTIDAD (TN.)	COSTO (\$)
Barita	215.000	451 500.00
Bentonita	26.000	27 300.00
Carbonato de Sodio	.700	3 302.60
Lignex	15.200	155 040.00
Super Caltex	12.500	206 250.00
Sosa Caustica	2.200	37 400.00
Diesel	68.00 (M ³).	45 220.00

c) Costo total del lodo.- \$ 925 802.00

d) Costo por metro perforado.- \$ 385. 75

e) Porcentaje de barita.- 48.76%

f) Equipo auxiliar disponible:

Desgasificador Drilco

Desarenador Demco

g) Material disponible para emergencias.- Obturantes Químicos.

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

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

(6) Explicación del lodo Lignosulfonato y sus componentes en el apéndice - "G",

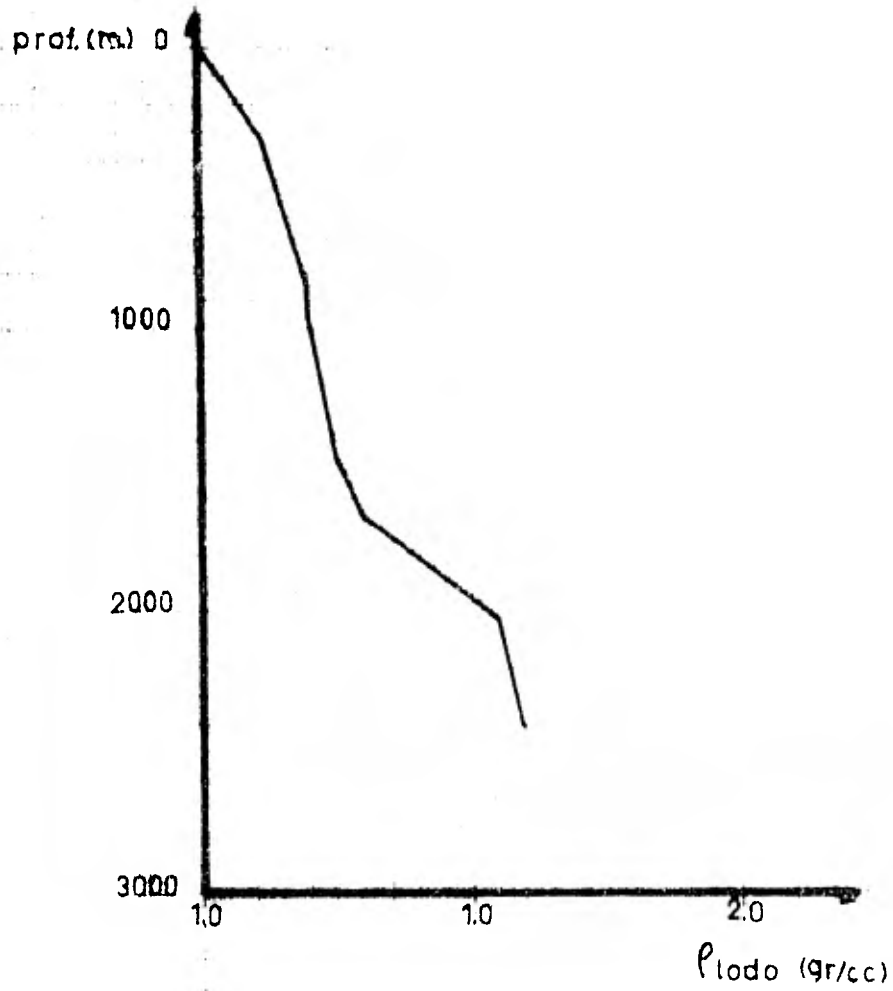
PROFUNDI- DAD (m.)	PESO E. (gr/cc)	Marsh (seg.)	Pc. (lb/100ft)	GEL 0'	GEL 10'	Filtrado A.P.I.	Enjarre (mm.)	PH	Temp. °C	Arena (%)	Acei. (%)	Solid. (%)
0-150	1.15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150-034	1.2	42	4.0	3	10	11.0	1.0	8.5	28	1.0	5.0	10.0
034-934	1.2	45	16.0	2	15	8.4	1.0	9.0	28	1.0	6.0	14.0
934-1428	1.25	45	8.0	3	12	8.0	1.0	9.5	32	0.8	8.0	14.0
1428-1680	1.3	45	10.0	4	12	6.0	1.0	9.5	42	0.2	8.0	14.0
1680-1750	1.37	45	9.0	3	12	5.0	1.0	9.5	52	1.0	10.0	24.0
1750-2402	1.60	50	12.0	2	12	4.6	1.0	9.0	53	1.0	8.0	25.0

(TABLA VI.1)

Condiciones del lodo durante la perforación.

13

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



(GRAFICA VI.1)

VII ESTIMULACIONES ⁽⁷⁾

a) Primera estimulación.-

Intervalo.- 1900-1924 m. (0-26).

Procedimiento.- Se bajo con barrena calibradora de 1 3/4" de diámetro a la profundidad de 1930.0 m. y se desplazaron los fluidos contenidos en la tubería de producción con 900.00 m³. de Nitrogeno, se procedió a cerrar la camisa Otis XA 2 3/8" a la profundidad de 1830.0 m. Después se abrió la tubería de producción por 1/4" y 2" fluyendo Nitrogeno y gas sin presión para después proceder a hacer un tratamiento selectivo con 18.9 m³. de MCA al 10% utilizando 71 bolas selladoras y 650 m³. de Nitrogeno en el desplazante.

Presiones:

Ruptura	227 Kg/cm ²
Inyección	154 Kg/cm ²
Final	171 Kg/cm ²
P ci.	171 Kg/cm ²
T iny.	52 min.
Gasto	0.363 m ³ /min.

Posteriormente por 1/4" y 2" se desalojaron productos del tratamiento sin manifestación.

Después de continuó con la prueba de producción en el mismo intervalo (1900-1924)m.

b) Segunda estimulación.-

Intervalo.- 1900-1924 m. (0-26).

- (7) Se recomienda ver el apéndice "H" para entender más claramente los tipos de estimulaciones que se realizaron, así como la explicación de los aditivos que se emplearon en éstas.

Procedimiento.- Con cinco unidades Howco se efectuó un fracturamiento Versa-gel, a través de la tubería de producción con 647.2 m³ de gelatina base agua, empleándose como apuntalante 143.2 TN. de arena malla 20-47 y 9.1 TN. de arena malla 10-20.

Aditivos empleados por cada 1000 galones de pre-colchón:

10 lbs. de WG-11
10 lbs. de CW-1
20 lbs. de WAC-9
1.0 gal. de CLA-STA
2% de KCl
0.1 gal. de BE-3

Aditivos empleados por cada 1000 galones de colchón:

50 lbs. de WG-11
2.5 lbs. de K-34
2.5 lbs. de HYG-3
1.5 lbs. de GBW-3
0.5 lbs. de AP-BREAKER
0.5 gal. de CL-11
0.1 gal. de BE-3
2.0% de KCl
30 lbs. de WAC-9
1.0 gal. de TRI-S

DISTRIBUCION DE GELATINA Y ARENA

CONCENTRACION (lbs/gal)	GELATINA M ³		ARENA (Tons.)	
	parcial	acum.	parcial	acum.
precolchón	71.9			
colchón	113.5	184.4		
1.0	75.7	261.2	9.1	
2.0	94.6	355.8	22.7	31.8
3.0	132.5	488.3	47.7	79.5
4.0	132.5	620.7	63.6	143.2
4.0 (10-20)	18.7	639.6	9.1	152.3
desplaz.	7.6	647.2		

PRESIONES:

Ruptura	280 Kg/cm ²
Inyección	350 Kg/cm ²
Final	322 Kg/cm ²
C. Instantaneo	133 kg/cm ²
Gasto	3.0 M ³ /min.
T iny.	176 min.
Potencia	2328 HP.
Grad. Frac.	0.75 lbs/pul ² /pie.

Despues de la estimulación durante un tiempo de 4:00 hrs. se abrió la T.P. por 1/8" con una presión de 84 Kg/cm² fluyendo agua de la gelatina, se cambió el estrangulador por uno de 3/16" y se continuo con el pozo abierto, y se siguieron tomando mas datos de producción.

VIII DATOS DE PRODUCCION

a) Primera prueba de producción.-

Datos generales:

Intevalo	1947-1965m.
Arena	S/N
Empacador (SET-DOWN)	1935.5m.
O.i. O.s.	2" - 1/4"
T. abierto	7:00 hrs.
T. cerrado	-----
P. abierto	154.0 Kg/cm ²

Procedimiento: Se abrió la tubería de producción por 1/4" con una presión de 154.0 kg/cm², fluyendo gas y condensado durante 24:00 hrs. - - despues se abrió la tubería de producción por 2", fluyendo gas y condensando con 27 Kg/cm² hasta que la presión disminuyo a 15 Kg/cm² y a esta presión siguió fluyendo gas y condensado, pero ahora, acompañado de agua de PH-7 y 7 000 ppm.

NOTA.- Este intervalo se opto por taponarlo y dejarlo fuera de producción por ser incosteable su explotación.

b) Segunda prueba de producción.- Con conexiones de producción definitivas (ver inciso "I" del cap. IV) a la profundidad de 1850.0 m. en el intervalo (1900-1924) m. que esta constituido por la arena (0-26), se realizó la prueba de producción.

Procedimiento.- Se abrió la tubería de producción por 2" con una presión de 50 Kg/cm², fluyendo gas y agua. Luego se procedió a cerrar el pozo durante 24:00 hrs. acumulando así, una presión de 70 Kg/cm², al abrirlo nuevamente por 2" fluyó gas limpio sin presión. Por lo cual -

se decidió hacer una estimulación. (ver cap. VII inciso a).

Después de efectuarse esta primera estimulación se continuó con la prueba de producción cerrando y abriendo la tubería de producción por 2" durante un tiempo de 8:00 hrs. acumulando una presión de 70 Kg/cm^2 , fluyendo gas y condensado con agua de PH-6 y 7 500 ppm. de Cl. Posteriormente empieza a fluir gas sin presión y se procede a cerrar el pozo durante 15:00 hrs. acumulando una presión de 168 Kg/cm^2 , se procede a abrirlo nuevamente fluyendo en esta ocasión gas y condensado y muy poca agua, estabilizándose en 15 Kg/cm^2 .

DATOS DE PRODUCCION ESTIMADA:

Intervalo	1900-1924m.
Arena	(0-26)
Empacador	1848.9 m.
O. s.	1/4"
O. i.	2"
P. s.	15 Kg/cm^2
Prod. est. gas	$10\ 000 \text{ m}^3/\text{día}$
P. cerrado	168 Kg/cm^2

Este pozo fue terminado como productor sencillo de gas y condensado el 28 de Enero de 1981.

Debido a la baja productividad de este pozo y a la gran caída de presión se decidió hacerle una nueva estimulación. (ver cap. VII.b). Después de efectuar este fracturamiento y de cambiar el estrangulador de 1/8" por uno de 3/16". Empezó a fluir por éste, gas con agua de la gelatina a una presión de 84 Kg/cm^2 . Se continuó con la tubería de producción - abierta por 1/4" fluyendo gas y condensado con una presión de 157 Kg/cm^2 .

Después de un tiempo de fluir así, la presión se estabilizó en 161.0 Kg/cm² para después cerrar el pozo durante un tiempo de 5:00 hrs. y llegar a una presión en la superficie de 196.0 Kg/cm².

DATOS DE PRODUCCION ESTIMADA:

Intevalo	1900-1924m.
Arena	(0-26)
Fluye por	T.P de 2 7/8"
Orificio	1/4"
P.s.	161.0 Kg/cm ²
Prod. est. de gas	98 000 m ³ /día
P. cerrado	196.0 Kg/cm ²

Pozo terminado oficialmente como productor sencillo de gas y condensado el día 16 de Febrero de 1981.

IX CONCLUSIONES

Este trabajo trata de resumir todas las operaciones que se llevaron a cabo para perforar y poner en producción el pozo CUITLAHUAC No. 621, abarcando todas las operaciones que se llevaron a cabo desde su localización geológica hasta obtener los datos de producción totales.

Aunque se elaboraron previamente programas de perforación de lodos, de tuberías de revestimiento, de terminación de pozos, de estimulaciones, datos de producción estimados, etc., con lo cual se tiene una base que junto con las experiencias de otros pozos que fueron perforados en el mismo campo de desarrollo (CUITLAHUAC), que sirvieron para una perforación y terminación del pozo adecuadas, estos en ocasiones no pueden ser aplicados correctamente ya sea por fallas del personal técnico, de los equipos de perforación y/o terminación, así también al encontrarse anomalías no previstas al atravesar las formaciones que se perforan al no ser detectadas a tiempo como pueden ser: presiones anormales que ocasionen brotes imprevistos, zonas de alta permeabilidad o fracturas inducidas que provoquen pérdidas de fluido, desviaciones excesivas o en ocasiones por no contarse con los materiales y herramientas programados, como por ejemplo: el que no se disponga en el campo de las tuberías de revestimiento diseñadas y que hacen que en un momento dado se tengan que adaptar cambios y medidas para evitar pérdidas de tiempo y seguridad en el pozo.

De aquí la conveniencia de que el ingeniero petrolero este suficientemente capacitado y/o relacionado con las técnicas y diversidades de materiales, equipos y herramientas para tomar las decisiones más apropiadas.

A continuación se da una breve descripción de algunos de los principales -

materiales y herramientas que se emplearon en la perforación y terminación del pozo CUITLAHUAC No. 621. Esta descripción la presentamos en apéndices brevemente especificados en los capítulos anteriores.

A P E N D I C E "A"

CARACTERISTICAS DEL TIPO DE BARRENAS

CARACTERISTICAS DEL TIPO DE BARRENAS

Como se puede observar en la clasificación (API) de las barrenas, entra el tipo de éstas, el cual se caracteriza por tener tres números con los cuales podemos darnos cuenta de las principales características de la barrena.

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

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

Por último el tercer número o dígito varia del número 1 al 8 y nos indica -

lo siguiente;

1. Indica que es barrena "estandar" de diente maquinado.
2. Indica que el cono de la barrena tiene protector para conservar el diámetro de ésta, (el diente tiene terminación en "T").
3. Indica que los conos de la barrena tienen protector del diámetro.
4. Indica que los baleros de los conos son sellados.
5. Indica que los baleros de los conos son sellados y además que tienen -- protector de diámetro.
6. Indica que los baleros de los conos de la barrena son "Journal".
7. Indica que los baleros de los conos de la barrena son "Journal" y tienen protección del diámetro.
8. Indica que la longitud de las toberas es grande.

Así bien, con esta breve descripción de los dígitos del tipo de barrena podemos saber que características tienen las barrenas que emplearon en la perforación del pozo CUITLAHUAC No. 621:

Tipo 1-1-1. Nos indica que es una barrena con dientes maquinados para formaciones suaves y que la excentricidad de los conos es grande, los dientes de la barrena son grandes y que es una barrena estandar de dientes maquinados.

Tipo 5-2-7. Esta es una barrena con dientes de insertos para formaciones -- suaves, la excentricidad de los conos es ligeramente grande los dientes de -- la barrena son también algo grandes y los baleros de los conos de la barrena son "Journal" y tienen protección del diámetro.

Tipo 1-3-1. Es una barrena con dientes maquinados para formaciones suaves, la excentricidad de los conos es ligeramente pequeña al igual que el tamaño

de los dientes y es una barrena estandar.

Tipo 2-1-7. Barrena con dientes maquinados para formaciones de dureza mediana, la excentricidad de los conos es grande al igual que el tamaño de los dientes de los conos y es una barrena con baleros "Journal" con protección del diámetro.

A P E N D I C E "B"

CARACTERISTICAS DE TUBERIAS DE PERFORACION,
REVESTIMIENTO Y PRODUCCION

CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO CEMENTADAS

Ø (pulg.)	GRADO	PESO (lb/pie)	ESPELOR (pulg.)	Ø int. (pulg.)	RESISTENCIA AL COLAPSO (PSI)	CAPACIDAD (brl/pie)
13 3/8	J-55	54.5	0.380	12.615	1 130	0.15458
9 5/8	J-55	36.0	0.352	8.921	2 020	0.07730
	N-80	40.0	0.395	8.835	3 090	0.07582
5 1/2	N-80	17.0	0.304	4.892	6 280	0.02324

PRESIONES DE PRUEBA PARA INSTALACIONES SUPERFICIALES

T.R. CEMENTADA	GRADO	PESO (lb/pie)	CABEZAL Y PREV. (PSI)	CURAS Y ANILLO (PSI)	SOLDADURA Y EMPAQUES (PSI)
13 3/8"	J-55	54.5	1 500	-	-
9 5/8"	N-80	40.0	3 600	2 800	2 800
9 5/8"	J-55	36.0	2 500	1 500	1 500
5 1/2"	N-80	17.0	2 000	5 000	5 000

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA DE PERFORACION

Ø (pulg.)	GRADO	PESO (lb/pie)	Ø ext. de la junta	Ø int. del tubo	Ø int. de la junta
4 1/2"	X-95	16.6	5 3/4"	3 53/64"	3.0"

CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION

Ø (pulg.)	GRADO	PESO (lb/pie)	ESPELOR (pulg.)	Ø int. (pulg.)	CAPACIDAD (brl/pie)
2 7/8	N-80	6.5	0.217	2.441	0.005794
2 3/8	N-80	4.7	0.190	1.995	0.003870

A P E N D I C E "C"

CARACTERISTICAS DE LOS TIPOS DE CEMENTOS Y DE LOS ADITIVOS
EMPLEADOS EN LAS CEMENTACIONES DEL POZO

CEMENTO CLASE H: Para usarse como cemento básico desde la superficie hasta 2400 m. (8000) pies, de profundidad, tal como se manufactura, o puede usarse con aceleradores y/o retardadores para cubrir una amplia gama de profundidades y temperaturas del pozo.

Durante la manufactura del cemento de clase H no se hacen otras adiciones aparte del sulfato de calcio, del agua o de ambos, intermolidas, ni otras mezclas con la escoria del cemento. Puede obtenerse unicamente en el tipo de resistencia moderna a los sulfatos. Los cementos C y H, básicos, son similares a los de la clase B con la única diferencia que son manufacturados bajo especificaciones físicas y químicas rigurosas, dando como resultado un producto mas uniforme. El cemento de la clase H es similar al de la clase G excepto que tiene mas facilidad para ser molido, siendo compatible con aceleradores o retardadores dentro de un rango completo de las condiciones API, el cemento de la clase G con aditivos puede reemplazar a cualquier otro cemento de la clasificación API.

El cemento clase H tiene una densidad de 17.0 lbs./saco, 1,94 gr./ml., y la temperatura de trabajo varia de 27 a 94°C.

CEMENTO THIX-SET: Es un cemento tixotrópico, se puede utilizar para cementaciones primarias, así como para cementaciones forzadas. Este se puede usar tambien con:

- a) Aditivos para cementaciones en áreas secas
- b) Con acelerador CaCl_2 y/o retardador HR-4
- c) Con cementos hidratables
- d) Para formaciones bastante consolidadas
- e) El cemento es compatible con aditivos tales como: Gilsonita, Sal, -- SSA-1 y SSA-2.

HR-5: Es un retardador de cemento mejorado para usarse hasta temperaturas de 206°F.

HR-12: Retardador de fraguado para trabajar con temperaturas hasta de 500°F y es compatible con los siguientes cementos: D, E, G y H de la clasificación API y además con los cementos Pozmix y Pozmix 140.

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

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

A P E N D I C E "D"

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

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

Para las tuberías de revestimiento intermedias, el uso de centradores, raspadores y collarines, sólo tienen la finalidad de darle al cemento, una mejor distribución, uniformidad y adherencia entre la T.R. y el agujero.

El programa de centradores, raspadores y collarines para la tubería de revestimiento de explotación, será proporcionado por el Departamento de Ingeniería Petrolera, con base a las zonas de interés localizadas por el registro eléctrico. Su número se calcula de acuerdo con la columna de cemento, rango de la tubería, etc.

Fórmulas:

a). Para T.R. Rango 2.

$$\text{Centradores} = \frac{N + 2}{3}$$

$$\text{Raspadores} = 2 \ N + 2$$

b). Para T.R. rango 3.

$$\text{Centradores} = \frac{N + 3}{2}$$

$$\text{Raspadores} = 3 \ N + 1$$

donde "N" es el número de tramos por cubrir.

Ejemplo:

Programa de centradores, raspadores y collarines tope para T.R. intermedia (10-3/4", 9-5/8").

TRAMO	CENTRADORES	RASPADORES	COLLARINES
1	2	5	2
2	2	3	1
3	1	2	1
4	1	2	1
5	1	2	1
6	1	2	1
7	1	cada tres tramos hasta la cima del cemento.	

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

COLOCACION:

- a). Centradores. Se colocarán alternando la dirección de sus ejes en caso de ser helicoidales y se fijarán con prisioneros (sin usar soldadura).
- b). Raspadores. Serán colocados entre dos collarines ó entre un collarín tope y un centrador, alternando su dirección uno con respecto al otro.
- c). Collarines tope. Serán colocados para limitar el desplazamiento de los raspadores, sujetándose también con prisioneros.

A P E N D I C E "E"

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

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

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

Ventajas:

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

Desventajas:

- a) Mayor tiempo para la terminación debido a los diversos viajes que se hacen con diferentes herramientas, así como mayor costo.
- b) Mayor costo por los accesorios que lleva el aparejo de producción.
- c) Al tenerse aceites viscosos es mas difícil la explotación.

DESARROLLO DE LA OPERACION: Una vez tomados los registros que nos indiquen que la cementación de la T.R. de explotación es correcta, lo primero que debe hacerse es:

-
- a) Con las conexiones provisionales que debe tener el pozo, se baja con barrenadora y escariador hasta la profundidad interior.
 - b) Se desplaza el lodo por agua y se saca la herramienta.
 - c) Si el empacador es permanente, se baja éste con cable o con la T.P. se ancla a la profundidad programada y posteriormente se introduce la T.P. con el mandril de anclaje del empacador y demás accesorios.
 - d) Se hace el ajuste para que las unidades selladoras puedan en tal forma hacer sello con el empacador y a la vez la T.P. quede colgada en la parte superior, (Niple colgador).
 - e) Se quitan los preventores y se instala la parte del árbol de válvulas que se tiene, se prueba la eficiencia de las conexiones con la presión indicada por el fabricante, sin que ésta se comunique a la tubería de producción.
 - f) Con las pistolas adecuadas se baja el número de cargas previamente seleccionadas por unidad de longitud, tantas como sea necesarias para el intervalo programado.
 - g) Si el pozo se represiona al momento del disparo, una vez que se ha sacado el cable y la cabeza utilizada para efectuar los disparos se abre el pozo y se limpia y posteriormente se pasa a la batería.
 - h) Sino acumula presión una vez recuperada la cabeza de disparos, se baja con línea de acero la herramienta y se abre la válvula de circulación.
 - i) Se desplaza el fluido de la T.P. con gas inerte, se cierra la válvula

de circulación, se recupera la herramienta y se descarga la presión del nitrógeno a la atmósfera, se induce el pozo, se limpia y se pasa a la batería.

A P E N D I C E "F"

PRINCIPALES FUNCIONES DE LAS HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN EL APAREJO
DE PRODUCCION Y CARACTERISTICAS DEL EMPACADOR SET-DOWN

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

EMPACADOR: Se utilizó un empacador modelo LOK-SET el cual es recuperable y se puede operar tanto con tubería como con línea, este empacador puede ser utilizado en pozos de inyección como en pozos de producción. Entre las funciones principales del empacador resaltan las de poder hacer estimulaciones al pozo en el intervalo que uno quiera, evita que la presión del yacimiento afecte a la tubería de revestimiento y puede recuperarse fácilmente para -- cuando se quiera taponar el intervalo que estaba en producción.

CAMISA DESLIZABLE: También conocida como válvula de circulación, aquí se utilizó una camisa de circulación marca OTIS modelo XA, Entre sus principales funciones destacan las siguientes: Puede comunicar al espacio anular -- entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, ésto es para obtener un mayor gasto de hidrocarburos si así es requerido, o bien, para inducir el pozo a fluir mediante la inyección de gas para que de esta manera el fluido que ocupa la tubería de producción pase al espacio anular.

NIPLA DE ASIENTO: Se utilizó un niple de asiento marca OTIS X 2 3/8". Este es otro de los accesorios que se introducen en el aparejo de producción, los niples de asiento son accesorios que sirven para: separar horizontes mediante la colocación de un tapón para estrangular flujo, para abandonar intervalos, etc.

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA DE PRODUCCION:

Ø (pulg.)	GRADO	PESO (lb/pie)	ESPEJOR (pulg.)	Ø INT. (pulg.)	CAPACIDAD (brl/pie)
2 7/8	N-80	6.5	0.217	2.441	0.005794
2 3/8	N-80	4.7	0.190	1.995	0.003870

EMPACADOR SETDOWN: Este es un empacador recuperable el cual nos permite -
realizar cementaciones forzadas en el intervalo que se requiera, así como
también estimulaciones y tiene las mismas características que el empacador
recuperable LOK-SET, ambos se anclan y desanclan de la misma manera que es
la siguiente: dando vuelta a la izquierda, después se tensiona, se le car-
ga peso y por último se dá vuelta a la izquierda y se tensiona al mismo --
tiempo.

A P E N D I C E "G"

LODO LIGNOSULFONATO Y ADITIVOS QUE LO COMPOEN

LIGNOSULFONATOS: Son derivados obtenidos del proceso del Bisulfuro sobre la pulpa de la madera en la obtención de la celulosa, reactivados con varios cationes (Fierro y Cromo) para formar las diferentes variedades comerciales de dispersantes.

Son un poco mas caros que los Cromolignitos y los taninos pero su rendimiento es mejor que el de éstos últimos.

Se fabrican diferentes tipos de los mismos, según los requerimientos, así, hay un Lignosulfonato de Cálcio para usarse en control de viscosidades en lodos cálcicos el cual trabaja con un alto PH medio (8-9.5) y se usa generalmente en nuestro medio para control de la hidratación de las lutitas perforadas.

El tipo de Lignosulfonato mas usual es el ferrocromolignosulfonato, el cual trabaja en cualquier tipo de lodos salados y lodo para controlar lutitas, trabajando igualmente el PH alto y bajo y puede usarse como dispersante y reductor de filtrado, siendo así mismo, resistente a las contaminaciones comunes y a las altas temperaturas, actuando además como emulsificante al agregar aceite o diesel al lodo sin necesidad de usar otro material.

Los mas usados en nuestro medio son actualmente los diferentes tipos de la marca supercaltex, el cual se usa en combinación con un cromolignito, dando buenos resultados, tanto como dispersante, como reductor de filtrado, siendo la consentraci3n óptima de 25 Kg/m³.

LIMITACIONES DE LOS LIGNOSULFONATOS: Dependiendo del grado de calidad de los mismos, por el catión con que se reactivan (Cromo y/o Fierro), trabajarán con bajo o alto PH, lo cual los hará no eficientes en siertos casos, así mismo, su eficiencia se reduce en lodos saturados de sal.

Aditivos que componen el lodo Lignosulfonato:

ADITIVO	FUNCION
Barita	Densificante
Bentonita	Coloides para agua dulce
Carbonato de Sodio	Presipitante de ion Sodio
Lignex	Cromolignito
Supercaltex	Lignosulfonato
Sosa Caustica	Material para incrementar el PH y la alcalinidad
Diesel	Material para lodos emulsionados.

A P E N D I C E "H"

FRACTURAMIENTO VERSA-GEL Y ADITIVOS EMPLEADOS EN ESTE FRACTURAMIENTO
TRATAMIENTO SELECTIVO CON BOLAS SELLADORAS Y DESCRIPCION DEL MCA

FRACTURAMIENTO VERSA-GEL: Es un fracturamiento hidráulico (hidrofractura) que se constituye por una gelatina base agua (dulce). Este fracturamiento tiene las siguientes ventajas:

- a) Reduce los peligros de incendios.
- b) Es de menor costo comparado con otros tipos de fracturamientos hidráulicos como son: base aceite, base ácidos y emulsiones de agua o ácido en aceite.
- c) Es un buen agente transportador de arena.
- d) En adición a su capacidad fracturante puede disolver sales de la formación.
- e) Dada su mayor densidad que los fluidos a base aceite aumenta la carga hidrostática reduciendo por lo tanto las presiones de bombeo en la superficie para romper la formación.

ADITIVOS EMPLEADOS EN EL FRACTURAMIENTO VERSA-GEL:

Pre-colchón:

ADITIVO	FUNCION
WG-11	Gelatinizante primario
CW-1	Controlador de PH
WAC-9	Silice molido para controlar la pérdida de fluido
CLA-STA	Agente estabilizador de arcillas
KCI	Impide la hidratación de las arcillas
BE-3	Bacterizida

Colchón:

ADITIVO	FUNCION
WG-11	Gelatinizante primario
K-34	Rompedor de gelatina

ADITIVO	FUNCION
HYG-3	Rompedor de gelatina
GBW-3	Rompedor de gelatina
AP-BREAKER	Rompedor de gelatina
CL-11	Gelatinizante secundario
BE-3	Bactericida
KCl	Impide la hidratación de las arcillas
WAC-9	Silice molido para controlar la pérdida de fluido
TRI-S	Surfactante.

TRATAMIENTO SELECTIVO: El gasto de un pozo, según las ecuaciones de Darcy, es entre otras variables, función directa del espesor expuesto a producción éste puede estar reducido al quedar parte de los agujeros obturados perforados frente a la formación o bien para aportación variable de estratos con diferentes permeabilidades. Para corregir lo anterior o bien para tratar con éxito formaciones con zonas de diferente permeabilidad u otras de gran espesor en que el ácido penetra por zonas aisladas preferentemente, existen técnicas de estimulación selectiva que consisten en aislar temporalmente -- las zonas que han tomado ácido y forzar éste por otras zonas nuevas.

Una de las técnicas que actualmente están en uso es la del uso de bolas selladoras.

El procedimiento consiste en obturar temporalmente con el uso de las bolas selladoras las perforaciones de la T.R. que admiten ácido para lograr así incrementos de presión que permitan abrir otras perforaciones que originalmente no admitían ácido.

Las bolas selladoras están constituidas por lo general de un centro de nay-

lón o neopreno duro y recubiertas con una capa de hule natural o sintético y las hay de diferentes diámetros y densidades.

La secuela de operación consiste en introducir al pozo el fluido estimulante con baches de bolas alternando con baches de fluido estimulante sin bolas, de tal manera que el que no lleva bolas abra perforaciones y estimule la formación y el que lleva obture temporalmente las perforaciones.

El número de bolas que debe incluirse en cada bache se determina con la ayuda de un registro de molinete hidráulico o de capacidad de admisión.

Para evitar que las bolas se presipiten indebidamente al fondo del pozo el fluido dentro del mismo debe estar en constante movimiento por lo que la operación de la inclusión de las bolas a la corriente del fluido debe hacerse aunque en forma alternada sin interrumpir el bombeo del fluido. Lo anterior se logra utilizando en la línea de descarga de la bomba un desviador de flujo cuyo interior se introduce un cartucho portador de bolas, éste se carga con el número de bolas programado para cada bache.

MCA: Este producto estimulante está constituido por una solución de ácido Clorhídrico y un surfactante los cuales actúan disolviendo sales minerales que constituyen la formación productora, para así incrementar la productividad del horizonte productor.

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

- 1) Geología de México, Tomo II, por E. López Ramos.
- 2) Geología del Petróleo, por Kennet K. Landes.
- 3) Ingeniería aplicada a yacimientos petrolíferos, por B. C. Craft y M.F. Haw Kins.
- 4) Composite Catalog of Oil Field Equipment & Services, volúmenes 1, 2 y 3 (1974-75).
- 5) Interpretación de Perfiles, Volúmen 1 (fundamentos) de Schlumberger.
- 6) Trabajo Escrito, por Manuel Puente R. "Terminación de Pozos" .
- 7) The Fracbook, Desgn/Data Manual; by Halliburton.
- 8) Manual de procedimeinto para la rama de perforación de PEMEX.
- 9) Manual de tecnología de lodos del I.M.P. K/PI/47.
- 10) Apuntes tomados en clase del Ing. Oscar Arreola Rovelo (Estimulación y reparación de pozos).