



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"HISTORIA DEL POZO CONSTITUCIONES

No. 525 - A DEL D. N. Z. N."

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JORGE PIERDANT CUEVAS

MEXICO, D. F.

1983



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## INDICE

PAGINA

### INTRODUCCION

#### CAPITULO I

I.1. ANTECEDENTES GENERALES. . . . .	1
--------------------------------------	---

#### CAPITULO II

DATOS GEOLOGICOS. . . . .	3
---------------------------	---

II.2.1.CUENCA SEDIMENTARIA. . . . .	3
-------------------------------------	---

II.2.2.GEOLOGIA GENERAL. . . . .	3
----------------------------------	---

II.2.3.ESTRATIGRAFIA. . . . .	4
-------------------------------	---

II.2.4.COLUMNNA GEOLOGICA DE LAS FORMACIONES PERFORADAS. . . . .	7
--	---

II.2.5.TIPO DE TRAMPA GEOLOGICA Y DESCRIPCION. . . . .	7
--	---

II.2.6.SECUENCIA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO TAMAULIPAS-CONSTITU- CIONES. . . . .	7
---	---

II.2.7.DESCRIPCION, ORIGEN, CONDICIONES DE ACUMULACION Y CON- TACTOS DE FLUIDOS DE LA FORMACION SAN ANDRES. . . . .	7
--	---

II.2.8.POSICION GEOLOGICA O ESTRUCTURAL. . . . .	9
--	---

II.2.9.PLANO DE LOCALIZACION REGIONAL. . . . .	9
--	---

II.2.10PLANO ESTRUCTURAL DEL CAMPO. . . . .	10
---	----

#### CAPITULO III

CLASIFICACION DEL YACIMIENTO. . . . .	11
---------------------------------------	----

III.3.1TIPO DE YACIMIENTO . . . . .	11
-------------------------------------	----

	PAGINA
III.3.2. PRESION DEL YACIMIENTO. . . . .	11
III.3.3. PERMEABILIDAD. . . . .	11
III.3.4. ANALISIS PVT. . . . .	12
III.3.5. SATURACION DE FLUIDOS. . . . .	12
III.3.6. POROSIDAD. . . . .	.13
III.3.7. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO Y CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS. . . . .	.13
III.3.8. VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS. . . . .	.13
III.3.9. FACTOR DE RECUPERACION. . . . .	13
III.3.10. ANALISIS DEL AGUA DE FORMACION. . . . .	13

#### CAPITULO IV.

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION. . . . .	15
IV.4.1. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE PERFORACION (CARACTERISTI- CAS). . . . .	15
IV.4.2. FECHA DE INICIO DE LA PERFORACION. . . . .	.16
IV.4.3. ELEVACIONES. . . . .	.16
IV.4.4. BARRENAS. . . . .	.16
IV.4.5. FLUIDOS DE PERFORACION. . . . .	.17
IV.4.6. SARTA DE PERFORACION. . . . .	.18
IV.4.7. TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS. . . . .	.19
IV.4.8. AVANCE DE LA PERFORACION. . . . .	.21
IV.4.9. PROBLEMAS QUE SE PRESENTARON DURANTE LA PERFORACION.	23

IV.4.10. REGISTROS GEOFISICOS, ANALISIS CUATITATIVO DE LOS REGISTROS, MUESTRA DE CANAL Y CORRELACION DE LOS REGISTROS GEOFISICOS, . . .	25
IV.4.11. CEMENTACIONES . . . . .	29
IV.4.12. FECHA DE TERMINACION DE LA PERFORACION . . . . .	31
IV.4.13. PROFUNDIDAD INTERIOR Y TOTAL . . . . .	31
IV.4.14. ESTADO MECÁNICO AL FINAL DE LA PERFORACION . . . . .	31

CAPITULO V

DATOS, OPERACIONES REALIZADAS DURANTE LA TERMINACION Y ESTADO MECANICO DEL POZO AL FINAL DE LA TERMINACION. . . . .	32
V.5.1. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE TERMINACION (CARACTERISTICAS) . . . . .	32
V.5.2. FECHA DE INICIO DE LA TERMINACION . . . . .	32
V.5.3. PROGRAMA DE TERMINACION DEL POZO . . . . .	32
V.5.4. OPERACIONES REALIZADAS DURANTE LA TERMINACION . . . . .	35
V.5.5. TIPO DE TERMINACION . . . . .	37
V.5.6. APAREJO DE PRODUCCION Y CONEXIONES SUPERFICIALES . . . . .	38
V.5.7. ESTADO MECANICO DEL POZO AL FINAL DE LA TERMINACION . . . . .	39
V.5.8. FECHA DE TERMINACION DEL POZO . . . . .	39
V.5.9. DATOS DE PRODUCCION . . . . .	39

## APENDICES

	PAGINA
BARRENAS . . . . .	40
FLUIDOS DE PERFORACION . . . . .	43
SARTA DE PERFORACION . . . . .	45
TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS . . . . .	47
CEMENTOS, ADITIVOS, COBLE DE CEMENTACION MULTIPLE Y CALCULO DE LAS - - TRES CEMENTACIONES. . . . .	54
CEMENTADOR RECUPERABLE C-1 . . . . .	66
APAREJO DE PRODUCCION . . . . .	68
TRATAMIENTOS CON ACIDOS Y ADITIVOS . . . . .	71
TIPO DE TERMINACION . . . . .	76
CABEZALES DE TUBERIA, ARBOL DE VALVULAS Y COLGADOR . . . . .	77
CONCLUSIONES . . . . .	79

## INTRODUCCION

El pozo Constituciones No. 525-A es un pozo de desarrollo que viene a sustituir al pozo Constituciones No. 525, taponado por accidente mecánico.

El objetivo principal de la perforación de este pozo es para incrementar la recuperación de hidrocarburos del yacimiento Jurásico San Andrés, mediante la perforación de localizaciones intermedias en el campo Tamaulipas-Constituciones.

El presente trabajo trata de explicar las operaciones que se llevaron a cabo en la exploración del campo Tamaulipas-Constituciones, localización, -- características del yacimiento, así como la perforación y terminación del pozo Constituciones No. 525-A

Además presento una serie de apéndices donde se dan a conocer las características y funciones principales de los materiales, herramientas, cemento y -- y aditivos que se emplearon durante la perforación y terminación del pozo; así como los cálculos efectuados en la cementación de las tuberías de revestimiento y descripción de los tratamientos con ácido, efectuados durante la terminación del mismo.

CAPITULO I



### ANTECEDENTES GENERALES

El pozo Constituciones 525-A se encuentra localizado en el Distrito Norte Zona Norte (D.N.Z.M.), al extremo Sureste del Estado de Tamaulipas en el municipio de Altamira aproximadamente 2.5 Km. al NE de dicha ciudad.

El pozo se encuentra localizado en el campo Tamaulipas-Constituciones, cuya ubicación del pozo es terrestre.

La perforación se hará en terreno del rancho San Luisito, que pertenece - al municipio de Altamira con las siguientes colindancias:

AL NORTE con la planta de inyección de agua.

AL SUR con el camino pavimentado asfáltico al pozo Constituciones No. 204.

AL ESTE con la baterfa de separadores No.5 Constituciones.

AL OESTE con el camino troncal Tamaulipas-Constituciones.

Para el sistema de referencia se utilizaron los lados de los pozos Constituciones No. 200, ref. 1 (C-525) y pozos Constituciones No. 525, ref. 2 - - (C-525)

Los elementos de estos lados son:

V E R T I C E	Y	X	DISTANCIA	RUMBO LINEA
POZO CONST. No. 200 REF. 1 (C-525)	14,758.55 14,808.55	10,287.92 10,374.53	100.0	N 66°00'E
POZO CONST. No. 525 REF. 2 (C-525)	14,858.55 14,760.62	10,461.15 10,481.37	100.0	S 11°40'E

El pozo perforado más cercano es el pozo Constituciones No. 525 que dista 20 mts. , rumbo N 60°00'E del pozo Constituciones No. 525-A.

Las coordenadas del pozo Constituciones No. 525-A son:

Y= 14,853.35 m.

X= 10,452.49 m.

Referidas al sistema Tamaulipas-Constituciones.

La cota del terreno en el lugar de la perforación es de 12,113 m. sobre -  
la marea media del mar.

## CAPITULO II

## DATOS GEOLOGICOS

### II.2.1.- CUENCA SEDIMENTARIA( CARACTERISTICAS)

El campo Tamaulipas-Constituciones se encuentra localizado en la cuenca - Tampico-Misantla, comprendida dentro la planicie costera del Golfo de México.

Su posición geográfica , con respecto al meridiano Greenwich es: 97°55' - 57" longitud Oeste y 22°43'40" latitud Norte.

Se encuentra situada en el extremo Sureste del Estado de Tamaulipas, en el municipio de Altamira, aproximadamente 2.5 Km. al Noreste de Altamira -- y aun distancia de 25 Km. al N 10°W de la ciudad y puerto de Tampico.

### II.2.2.- GEOLOGIA GENERAL.

La estructura Tamaulipas-Constituciones se encuentra situada sobre la lla mada plataforma Tamaulipas que se extiende desde la sierras de San Carlos y Cruillas al Norte, y al Sur hasta cerca de Misantla, siguiendo una orientación de N-NW a S-SE similar a la de la Sierra Madre Oriental.

Esta plataforma está constituida por estructuras de pendiente suave, estando los anticlinales mas acentuados, asociados en general con intrusiones ígneas.

El campo en estudio corresponde a una estructura de pendiente suave ya -- que su relieve estructural parte del centro de la estructura hacia los flancos, descendiendo gradualmente 400 m. al Norte, 150 m. al Noreste, 500 m. al Sureste y 450 m. 'al Oeste.

Las rocas mas antiguas, petrográficamente han sido clasificadas como graníticas o metamórficas, siendo agrupadas con el nombre de Basamento-Complejo Metamórfico, habiendoseles asignado una edad Permotriásica o sea, entre el -

fin del Paleozoico Superior y principios del Mesozoico.

Los Sedimentos del Triásico (Formación Huizachal) y del Jurásico Inferior (formación Huayacocotla), se hallan ausentes; el Jurásico medio está representado por lechos rojos de la formación Cahuasas y descansa en discordancia angular sobre el Basamento-Complejo Metamórfico, siendo su distribución bastante irregular.

El Jurásico Superior en la cual se encuentra la Formación San Andrés (calizas Oolíticas), se halla en contacto directo pero discordante con la formación Cahuasas, y se ha subdividido como sigue ;

FORMACION	EDAD	DEPOSITO
Tepéji (areniscas)	Calloviano Oxfordiano	Aguas Coste - ras.
San Andrés (Calizas Oolíticas)	Kimmeridgiano	Neríticas- <u>Some</u> ras.
Pimienta (Calizas bien estratificadas).	Portlandiano	Neríticas.

El Cretácico se halla presente y bien definido, siendo representado por las formaciones Tamaulipas Inferior y Otates (Cretácico Inferior), Tamaulipas Superior (Cretácico Medio) y Agua Nueva, San Felipe y Méndez (Cretácico Superior).

El Tercario Marino se halla mal desarrollado debido a las grandes discordancias existentes entre los depósitos que lo representan, aquí están comprendidas las formaciones: Velazco, Aragón, Palma Real Superior y Mesón.

### II.2.3.- ESTRATIGRAFIA

En la cuenca Tampico-Misantla, la formación más antigua del Tercario es la Velazco-Chicontepec.

Está constituida por dos facies bien definidas:

La facie Velazco compuesta por lutitas grises, verdes y rojizas o amarillentas con capas de selenita.

Puede distinguirse de la formación Méndez, subyacente porque estas lutitas son mas suaves e intemperizan en arcillas, además de que contiene una microfaua muy diferente a la de la Méndez, su espesor es de unos 300m.

La facie Chicontepec consiste de margas arenosas interestratificadas con areniscas duras, lajosas, bien estratificadas, de textura generalmente fina; las areniscas en fractura son generalmente lenticulares y algunas veces de color pardo oscuro debido a la impregnación de petróleo, su porosidad es pobre debido generalmente a su textura fina y compacta, a su carácter lenticular y al hecho de que están bien cementadas con calcita.

Las capas son de origen de aguas marinas someras como lo comprueban las rizaduras en las lajas de arenisca y las huellas de gusano y grietas en las margas.

La proporción de arenisca a marga varía tanto lateral como verticalmente y no se han distinguido divisiones litológicas en toda la cuenca.

En general la cantidad de arenisca es mayor cerca de la cuenca, que mas al Este indicando que la principal fuente de sedimentos se encuentra al Oeste.

Localmente hay un conglomerado con cantos de areniscas probablemente del Cretácico y a veces se presentan también calizas delgadas y puras.

Los fósiles incluye pequeños foraminíferos, algunos restos de plantas y muy raramente moluscos.

La facie Chicontepec forma una faja que aflora a lo largo del pie de la Sierra y se extiende en el subsuelo hasta la Faja de Oro y la Aguada.

Se han hecho varias subdivisiones algunas basadas en la litología y otras en los foraminíferos con lo que respecta a la litología se le dió el nombre de Chicontepec Inferior y a los foraminíferos, Chicontepec Superior.

Se han encontrado en el Chicontepec Inferior que es equivalente a la Velazco Superior en edad y ambas han sido asignadas al Paleoceno.

La parte basal de la facie Velazco ultimamente ha sido asignada al Damiano, pero que actualmente se considera la base del Paleoceno, la facie Chicontepec alcanza su espesor máximo de 3300,0m.

La facie Velazco cubre de la Aguada al Norte y rodea el área de Pánuco, penetrando en toda la extensión de la cuenca Xicotencatl situada al Oeste de Pánuco y en general en el subsuelo en la mayor parte de la plataforma de Tamaulipas excepto en el Norte y Sur de la Faja de Oro, la parte media y superior de la facie Chicontepec ha sido asignada al Eoceno Inferior.

La cima de los sedimentos de esta edad, está representada por la formación Aragón, constituida por una marga gris clara a oscura y verdosa que intertemperiza en crema o amarillenta.

En los afloramientos grandes la estratificación es visible debido a un bandeo de color o manchas de bentonita, las arenas, areniscas están ausentes en la localidad tipo y raras veces se encuentran en la parte inferior donde quiera que se presente esta formación.

No hay límite preciso entre la Chicontepec y la Aragón pues la parte superior de la primera contiene localmente mucha marga, aunque en general las primeras areniscas masivas pueden tomarse como la cima de la Chicontepec.

El espesor medio de la formación Aragón es de unos 180m.

#### II.2.4.- COLUMNA GEOLOGICA DE LAS FORMACIONES PERFORADAS.

La tabla No. II.1. detalla las subdivisiones de las distintas épocas así como las formaciones de cada una con su variación en espesor.

#### II.2.5.- TIPO DE TRAMPA GEOLOGICA Y DESCRIPCION.

Por medio de levantamientos de sismología de reflexión, se determinó la existencia de un alto estructural (anticlinal) localizado en las inmediaciones de la laguna de Champayán, y más al Norte, la existencia de un plegamiento con dos altos estructurales, que al ir desarrollando estas estructuras se demostró que se trataba de un solo campo, que actualmente se denomina Tamaulipas-Constituciones.

#### II.2.6.- SECUENCIA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO TAMAULIPAS-CONSTITUCIONES.

Dentro de la secuencia estratigráfica del campo se encuentran cinco yacimientos productores de aceite que en orden creciente de profundidad son:

Tamaulipas Superior  
Tamaulipas Inferior (Sección A)  
Tamaulipas Inferior (Sección B)  
Jurásico San Andrés (Caliza Oolítica).  
Arenisca Tepéji.

#### II.2.7.- DESCRIPCION, ORIGEN, CONDICIONES DE ACUMULACION Y CONTACTOS DE FLUIDOS DE LA FORMACION SAN ANDRES.

DESCRIPCION.- La formación San Andrés está constituida por calizas oolíticas que se hallan distribuidas en toda la estructura, subyaciendo a las calizas de la formación Pimienta y sobreyaciendo, en ocasiones transicionalmente a las areniscas calcáreas de la formación Cahuasas.

La Caliza Oolítica esta constituida de clásticos de estructura concéntrica de 0.25 a 2 mm. de diámetro, compuesto de carbonato de calcio con núcleos--



de calcita y a veces cuarzo y dolomita. Debido a la variación del tamaño de sus granos se les ha llamado calcarenitas y Oolitas cuando varían de grano fino a medio, y Pisolitas cuando varían de medio a grueso e irregular.

También se encuentran frecuentemente, zonas irregulares de caliza cristalina de grano fino, posiblemente coralina, en toda su secuencia estratigráfica. En la cima de la formación las calcarenitas, calizas Oolíticas, pisolitas y espergenitas, están compuestas principalmente de  $Ca\ CO_3$  y en mínima proporción de  $Si\ O_2$ , graduando paulatinamente hacia la base a calcarenitas-silizosas.

El color varía de blanco cremoso a crema y de café a café oscuro cuando están impregnadas de hidrocarburos.

ORIGEN.- Los sedimentos que constituyen la formación San Andrés tienen mala estratificación, la forma arredondada y subarredondada de los clásticos, tipos de restos biogénicos y cementante, induce a pensar que fueron depositados durante una transgresión marina bajo condiciones de aguas someras, caudalientes y muy agítadas.

Dicha transgresión tuvo lugar en el Jurásico Superior durante el Calloviano, y alcanzó su máximo apogeo a fines del Kimmeridgiano.

Después del depósito de las areniscas de la formación Tepéji, el área estudiada quedó sumergida completamente bajo las aguas del mar agitado del Kimmeridgiano proporcionando la sedimentación de los clastos rellenando primero las depresiones más profundas y alcanzando grandes espesores con tendencia a disminuir gradualmente hacia las partes más altas de la paleotopografía del Basamento-Complejo Metamórfico.

CONDICIONES DE ACUMULACION.- Las grandes unidades estratigráficas con rocas generadoras de petróleo, son el Geosinclinal Mexicano y el Geosinclinal del Golfo, ambos orientados de NW-SE y separados por la plataforma de Tamaulí

pas y su continuación al NW; la plataforma BURGO-PICACHOS,

Al ser afectadas tectónicamente estas unidades, los hidrocarburos generados en ellas, emigraron a partes más altas adyacentes a la plataforma de Tamaulipas, almacenándose en rocas permeables Jurásicas y Cretácicas.

El petróleo encontrado en los sedimentos autóctonos de las formaciones Tepéji y San Andrés, posiblemente pudo emigrar lateralmente para saturar las areniscas y calizas Oolíticas porosas del Calloviano y Kimmeridgiano.

#### CONTACTOS DE FLUIDOS

Como consecuencia de los frecuentes cambios en porosidad y permeabilidad de la roca y del desarrollo estructural de la formación, el contacto agua - aceite no muestra un nivel definido; sin embargo, en promedio, su profundidad se ha determinado a 1868.0m. b.n.m.

La prueba de producción efectuada en el pozo T-28, indicó la existencia de un pequeño casquete de gas en la porción Suroeste del campo en el área originalmente denominada campo Tamaulipas, cubriendo una superficie aproximada de 2.2 Km<sup>2</sup> y en contacto con el aceite a una profundidad de 1745 m.b.n.m.

Mediante datos de producción, su posición actual ha sido fijada a 1780m. b.n.m.

#### II.2.8.- POSICION GEOLOGICA O ESTRUCTURAL

La cima del yacimiento Jurásico San Andrés del pozo Constituciones No. 525-A se espera 2m. más alto que la del pozo Constituciones No. 200

#### II.2.9.- PLANO DE LOCALIZACION REGIONAL.

La figura No. 1 muestra la localización regional del campo Tamaulipas-Constituciones.

II.2.10.- PLANO ESTRUCTURAL DEL CAMPO.

La figura No. 2 muestra el plano estructural del mismo.

COLUMNA GEOLOGICA DE LAS FORMACIONES  
PERFORADAS

ERA	PERIODO	E P O C A		FORMACION	ESPESOR (m)		
					CAMPO	TAMPS-CONST.	
					min.	max.	
CENOZOICO	TERTIARIO	OLIGOCENO	SUPERIOR	MESON	0	350	
			MEDIO	PALMA REAL SJP.	220	1381	
		EOCENO	MEDIO	GUAYABAL	0	60	
			INFERIOR	ARAGON	0	130	
				VELAZCO	0	185	
	MESOZOICO	CRETACICO	SANTONIANO	MAESTRICHTIANO	MENDEZ	0	263
				CAMPANIANO			
				SANTONIANO	SAN FELIPE	0	200
				CONIACIANO			
				TURONIANO			
MEDIO			CENOMANIANO	TAMPS.-SUPERIOR	30	130	
			ALBIANO				
INFERIOR			APTIANO	OTATES	0	7	
			NEOCOMIANO	TAMPS.-INFERIOR	349	467	
			JURASICO	SUPERIOR	PORTLANDIANO	PIMIENTA	12
KIMMERIDGIANO	SAN ANDRES	5			251		
OXFORDIANO	TEPEJI	0			112		
CALLOVIANO							
MEDIO	D I S C O R D A N C I A						
	BATHONIANO	CAHUASAS FACIE CONT.	0	206			
	BAJOCIANO						
D I S C O R D A N C I A							
PREJURASICO				BASAMENTO - COMPLEJO MET.	0	74	

TABLA N° II-I

# LOCALIZACION DEL CAMPO TAMAULIPAS-CONSTITUCIONES

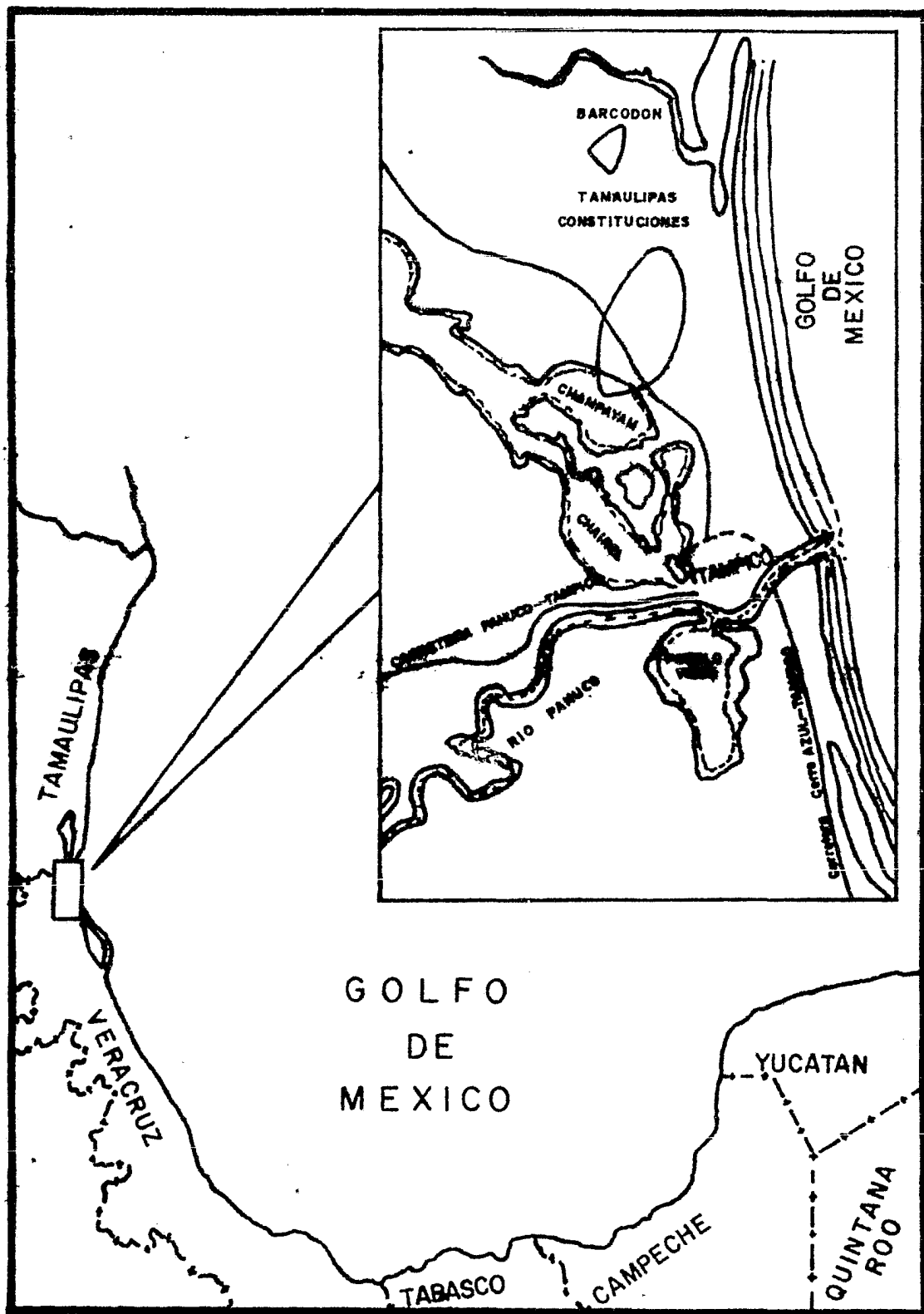


FIG N° 1



CAPITULO III

## CLASIFICACION DEL YACIMIENTO

### III.3.1.- TIPO DE YACIMIENTO (EMPUJE).

El Yacimiento Jurásico San Andrés tiene un mecanismo de expulsión o desplazamiento del tipo gas disuelto.

### III.3.2.- PRESION DEL YACIMIENTO.

En el año de 1957 fue obtenido del pozo Constituciones No. 102 una curva de incremento de presión de cuyo análisis se determinó una presión estática de  $215 \text{ kgs/cm}^2$  al plano de referencia de 1875 m.b.n.m.

Por las condiciones imperantes en el campo en esta época de su desarrollo, se consideró que el valor calculado, corresponde a la original del yacimiento.

### III.3.3.- PERMEABILIDAD.

La formación San Andrés, está formada por estructuras concéntricas de  $\text{Ca Co}_3$  (Oolitas) cementadas en una matriz predominante calcárea presentándose generalmente en forma irregular, ya que no están agrupadas de acuerdo a su semejanza en tamaño.

La forma arredondada y subarredondada de las Oolitas, hace pensar que la influencia de la compactación diferencial perturbó la estructura original de ellas, y que su efecto fue contrarrestado posiblemente por la plasticidad del lodo calcáreo (MATRIZ) en el que están diseminadas, ya que es de notarse que donde la roca alcanza espesores potentes, se cuenta con mayor número de tramos porosos.

Con el objeto de conocer las condiciones de permeabilidad y algunas otras características de la formación, se tomaron núcleos de los diferentes pozos, del análisis de los diferentes núcleos recuperados, se ha obtenido una serie



de valores de permeabilidad, cuyo rango de variación oscila desde 0.05 md - - hasta 171 md, teniéndose un valor promedio de 3.62 md.

Del análisis de las curvas de incremento de presión se obtuvieron los siguientes valores promedio:

Permeabilidad efectiva al aceite: 15.44 md.

Permeabilidad efectiva al gas: 0.0664 md.

Permeabilidad efectiva al agua: 0.0097 md.

#### III.3.4.- ANALISIS PVT

A través del pozo C-102 se inició la explotación del campo por lo que con los núcleos tomados de la formación se determinaron los valores resultantes del análisis, los que a continuación menciono.

$P_s = 173.7 \text{ Kgs/cm}^2$

$B_{os} = 1,235 \text{ m}^3/\text{m}^3$

T. Yac = 90°C.

$C_o = 109.49 \times 10^6 \text{ (kgs/cm}^2\text{)}^{-1}$  a T. Yac.

$\mu_{os} = 7.49 \text{ c.p.}$

$\rho_o = 0.956 \text{ Gr/c.c. a } 20^\circ\text{C y Pa.}$

#### III.3.5.- SATURACION DE FLUIDOS.

La saturación de agua se determinó relacionando los parámetros de resistividad y factor de formación en la forma indicada por la ecuación de Archie.

El valor promedio de la saturación de agua para el yacimiento Jurásico - - San Andrés es el siguiente:

$\bar{S}_w = 0.18 = 18\%$ .

### III.3.6.- POROSIDAD.

La porosidad se cuantificó a partir de los registros sónico de porosidad y radioactivo, haciendo uso de las correlaciones de porosidad de núcleos contra tiempo de tránsito y frecuencia neutrón respectivamente.

Un valor promedio de porosidad para el yacimiento es el siguiente:

$$\bar{\phi} = 0.12 = 12\%$$

### III.3.7.- CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO Y CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS.

La tabla No. III.1 indica las características del yacimiento y de los fluidos.

### III.3.8.- VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

El volumen original de hidrocarburos en el área total del yacimiento Jurásico San Andrés es de aproximadamente:

$$N = 161,855.167 \text{ m}^3 \text{ a C.A.}$$

### III.3.9.- FACTOR DE RECUPERACION.

Con el mecanismo natural de empuje originado por la liberación del gas en solución, se predijo para este yacimiento una recuperación primaria del 8% de su volumen original.

$$N = 16.1855 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a C.A.}$$

### III.3.10.- ANALISIS DEL AGUA DE FORMACION.

El análisis del agua de formación se obtuvo a partir del pozo Tamaulipas-- No. 47.

La siguiente tabla nos ilustra el análisis de dicha agua.

COMPONENTE	p.p.m.	p.p.m, de NaCl,
Sodio (Na <sup>+</sup> )	29303	29303.0
Calcio (Ca <sup>++</sup> )	0	0.0
Magnesio (Mg <sup>++</sup> )	9404	18808.0
Sulfatos (SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> )	2505	1252.5
Cloruros (Cl <sup>-</sup> )	70432	70432.0
Bicarbonatos (HCO <sub>3</sub> )	534	144.2
	T O I A L:	119939.7 ppm.

TABLA III.1

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

PROF. MEDIA (m.b.n.m.)	AREA PROB. Km <sup>2</sup>	h (m)	Ø (Frac.)	Sw (Frac.)	Ko (m.d.)	PRESION (Kgs/cm <sup>2</sup> )			CONT.GAS-AC. (m.b.n.m.)	CONT AG.-AC. (m.b.n.m.)
						ORIGINAL	ACTUAL	SATURACION		
1820.0	49.309	41.0	0.12	0.18	15.4	215.0	144.6	173.7	1810.0-1820.0	1868.0

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

$\rho_o$	$\rho_g$	Uoi	Bof
Gr/c.c. a 20°C	Gr/c.c.(Aire=1)	(c.p)	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
0.956	0.755	8.0	1.229

CAPITULO IV

DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION

IV.4.1.- DESCRIPCION DEL EQUIPO UTILIZADO DURANTE LA PERFORACION.

En la perforación del pozo Constituciones No. 525-A, se empleó el equipo-P.M. No. 88 , el cual es un equipo rotatorio de combustión interna.

A continuación se describen las características del equipo y los principales elementos que componen al equipo.

EQUIPO	MARCA	MODELO	CAPACIDAD ( M )
88	Wilson	Super Mogul	2500.0

a) CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS

Tabla representativa de los elementos principales del equipo.

MASTIL:

MARCA	MODELO	No. SERIE	TIPO	CAPACIDAD
EMSCO	CONTINENTAL	15	B-133	300 TONS.

CORONA:

EMSCO	B-142	16	CABLE	250 TONS.
			1 1/8"	

POLEA VIAJERA:

MARCA	MODELO	No. SERIE	TIPO	CAPACIDAD
EMSCO	NCH-36	S/N	-	135 TONS.

UNIO GIRATORIA:

EPN-GRAY	4130	S/N	B-44	500 TONS.
----------	------	-----	------	-----------

ROTARIA:

IDEAL	M-8	T-2462	20 1/2"	250 TONS.
-------	-----	--------	---------	-----------

MOTOR DE COMBUSTION INTERNA:

MARCA	MODELO	No. SERIE	TIPO	CAPACIDAD
G.M.	6055-C	S/N	LC-6-71 DIESEL.	130 H.P.

MOTOR DE ARRANQUE DE COMBUSTION INTERNA:

G.M.	6055-C	12 A 5104	LC-6-71 DIESEL	130 H.P.
------	--------	-----------	-------------------	----------

BOMBA CENTRIFUGA DE LODOS:

MISSION	6 X 8R	J-296	CENTRIFUGA.	1200 G.P.M.
---------	--------	-------	-------------	-------------

MOTOR DE COMBUSTION INTERNA:

G.M.	1044	40-211304	RC-4-71	87 H.P.
------	------	-----------	---------	---------

BOMBAS PARA LODOS:

IDECO	600	195	DUPLEX 7 1/4" x 16	700 H.P.
-------	-----	-----	-----------------------	----------

IV.4.2.- FECHA EN QUE INICIO LA PERFORACION

Inició la perforación el 10 de noviembre de 1981

IV.4.3.- ELEVACIONES

Elevación terreno: 12.1m.

Elevación mesa rotaria: 16.3m.

Espacio mesa rotaria: 4.2m.

IV.4.4.- BARRENAS EMPLEADAS EN LA PERFORACION.

En la perforación del pozo se emplearon tres diferentes diámetros de barrenas de las cuales difieren en el tipo.

La tabla IV.1 presenta el record de las barrenas usadas, así como el avance de la perforación con respecto al tiempo.

NOTA: Se recomienda ver el apéndice de barrenas para la descripción de los diferentes tipos de barrenas empleadas durante la perforación, como también la gráfica No. 1

#### IV.4.5.- FLUIDOS DE PERFORACION

Durante la perforación se utilizó un fluido de control de tipo bentonítico, a continuación se presenta la siguiente tabla con las principales propiedades del fluido a diferentes profundidades.

PROFUNDIDAD (M)	PESO Gr/c.c.	VISCOSIDAD MARSH/Seg.	FILTRADO c.c./tiempo	ENJARRE m.m.
102	1.06	32	11.5	1.0
341	1.10	42	10.4	1.0
370	1.32	45	10.2	1.5
424	1.30	50	9.6	1.5
460	1.28	45	9.4	1.5
668	1.30	48	9.3	1.5
821	1.32	45	10.0	1.5
910	1.33	48	10.2	1.5
1000	1.12	47	9.8	1.5
1024	1.14	45	9.0	2.0
1162	1.17	45	8.0	2.0
1276	1.17	45	7.5	2.0
1295	1.15	35	6.3	2.0
1366	1.14	37	8.0	1.5
1444	1.15	44	6.2	1.0



1510	1.16	42	8.3	1.0
T599	1.18	45	8.2	1.0
1674	1.15	45	5.4	1.5
1697	1.18	40	5.7	1.5
1742	1.24	50	8.0	2.0
1747	1.25	40	7.5	1.5
1796	1.36	47	8.0	1.5
1835	1.35	50	8.0	1.5
1882	1.36	45	8.0	1.5
1975	1.24	38	8.0	1.5

NOTA:

Se recomienda ver el apéndice de fluidos de perforación para mayor información de las propiedades del fluido.

IV.4.6.- SARTA DE PERFORACION,

a) TUBERIA DE PERFORACION

En la perforación del pozo se utilizó un solo tipo de tubería de perforación, a continuación menciono las características principales de dicha tubería.

Diámetro exterior: 4 1/2"

Peso: 16.6 lbs/pié,

Grado: E.

b) HERRAMIENTAS (LASTRABARRENAS Y ESTABILIZADORES)

El número de lastrabarreras y estabilizadores empleados para cada diámetro de barrena utilizada en la perforación de los distintos agujeros perforados fueron los siguientes:

DIAMETRO BARRENA	No. L.B.	DIAMETRO L.B.	No. EST.	DIAMETRO EST.
17 1/2"	9	6 1/2"	2	17 1/2"
12 1/4"	9	6 1/2"	3	12 1/4"
8 1/2"	9	6 1/2"	3	8 1/2"

NOTA: Para mayor información de tubería de perforación y herramientas se recomienda ver el apéndice de la sarta de perforación.

#### IV.4.7.- TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS

Para ademar el pozo se emplearon tres diferentes diámetros de tubería de revestimiento, a continuación presento una visión general del ademe, así como también los diferentes accesorios que se utilizaron en cada diámetro de tubería.

##### a) ADEME.

###### PRIMERA OPERACION.

###### TUBERIA SUPERFICIAL:

Diámetro del agujero: 17 1/2" de 0 a 100m.

T.R. 13 3/8", J-55, 54.5 lbs/pié, c.c. de 0 a 100m.

Equipo de flotación: Zapata guía 13 3/8", cople flotador 13 3/8"

5 Centraores de 13 3/8"

Tapón limpiador y tapón de desplazamiento.

###### SEGUNDA OPERACION

###### TUBERIA INTERMEDIA:

Diámetro del agujero: 12 1/4" hasta 1000m.

T.R. 9 5/8", J-55, 40 y 36 lbs/pié, c.c. y c.l. de 0 a 1000m.

Equipo de flotación: Zapata flotadora de 9 5/8", cople flotador de - - -

9 5/8"

20 Centradores de 9 5/8"

Tapón de desplazamiento.

TERCERA OPERACION.

TUBERIA DE EXPLOTACION:

Diámetro del agujero: 8 1/2" de 1000 a 1975m.

T.R. 6 5/8", J-55, 24 lbs/pié, c.l. de 0 a 1975 m.

Equipo de flotación: Zapata flotadora 6 5/8", cople flotador de 6 5/8".

50 Centradores de 6 5/8"

80 Raspadores de 6 5/8"

80 Collarines de 6 5/8"

Cople de cementación múltiple DV 6 5/8", 24 lbs/pié

Tapón de desplazamiento (primera etapa)

Tapón de cierre del cople DV (segunda etapa)

b) OBJETIVO DEL ADEME

TUBERIA SUPERFICIAL:

Para poder perforar hasta 1000 m. e instalar cabezal de tuberías y conexiones superficiales de control.

TUBERIA INTERMEDIA:

Para aislar las formaciones no consolidadas, el flujo de agua y derrumbes que se presentaron en el pozo Constituciones No. 525.

TUBERIA DE EXPLOTACION:

Explotar los hidrocarburos de la formación "Jurásico San Andrés".

c) PRESIONES DE PRUEBA DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

TUBERIA SUPERFICIAL:

Después de cementada: 70 kgs/cm<sup>2</sup>.

Cabezal: 105 kgs/cm<sup>2</sup>.

TUBERIA INTERMEDIA:

Después de cementada: 140 kgs/cm<sup>2</sup>.

Cabezal: 210 Kgs/cm<sup>2</sup>.

TUBERIA DE EXPLOTACION:

Después de cementada: 140 kgs/cm<sup>2</sup>.

Cabezal: 210 Kgs/cm<sup>2</sup>,

Conexiones: 175 kgs/cm<sup>2</sup>.

d) CEMENTO

A continuación presento en forma de tabla la cantidad de cemento teórico-que requiere cada tubería de revestimiento.

TUBERIAS	NORMAL
Tubería superficial 13 3/8"	7.5 tons.
Tubería intermedia 9 5/8"	50.0 "
Tubería de explotación 6 5/8"	30.0 "

NOTA.- Se recomienda ver el apéndice de tuberías de revestimiento y accesorios.

IV.4.8.- AVANCE DE LA PERFORACION.

La perforación del pozo está controlada mediante el avance, este es llevado por un registro de profundidad contra tiempo.

A continuación se hace un listado que resume el registro del pozo Constituciones 525-A con su respectiva gráfica No. 1.

TIEMPO (días)	PROFUNDIDAD (m)	OPERACIONES
10 nov.1981	0.0	Con barrena 17 1/2" inició perforación y perforó hasta 102.0m.,- hizo preparativos para meter la-

		T.R. 13 3/8".
11	102.0	Metió la T.R. 13 3/8" a 101.5m.- misma que cementó
12	102.0	Instaló conexiones superficiales,
13 al 15	341.0	Probó conexiones superficiales y- T.R., con barrena 12 1/4" conti- nuó perforando.
16 al 21	910.0	Perforó y cambió barrena por igual
22	1000.0	Continuó perforando.
23 al 24		En espera de T.R. 9 5/8" efectuó- viajes de reconocimiento.
25 al 26	1000.0	Hizo preparativos y bajó la T.R.- 9 5/8" a 998.2m. misma que cemen- tó
27	1000.0	Esperó fraguado, eliminó conexio- nes superficiales e instaló cabe- zal 9 5/8".
28	1000.0	Instaló conexiones mismas que pro- bó y probó la T.R.
29	1024.0	Efectuó registro sónico de cemen- tación y continuó perforando, con barrena 8 1/2"
30	1162.0	Perforó.
1º al 10 dic.	1747.0	Perforó
11	1747.0	Repasó a fondo.
12 al 16	1975.0	Continuó perforando.
17 al 18		Repasó de 1966 a 1975 m., acondi -

		cionó todo y efectuó registro de inducción y neutrón compensado.
19	1975 .0	Efectuó registro de microproximidad.
20	1975.0	Repasó a fondo y efectuó registro-sónico de porosidad.
3 ENERO/82	1975.0	Acondicionó todo e hizo preparativos y metió la T.R. 6 5/8" a 1974.0
4	1975.0	Efectuó cementación 1ra. etapa, es pero fraguado, y efectuó 2da. etapa.
5	1975.0	Instaló la T.R. en sus cuñas y -- apretó tornillería del preventor.

IV.4.9.- PROBLEMAS QUE SE PRESENTARON DURANTE LA PERFORACION.

TIEMPO (días)	PROFUNDIDAD (m)	PROBLEMAS.
15 nov. 1981	341.0	Se suspendió la perforación por incremento en la presión de circulación, sacó la T.P. y destapó la barrena, reparó equipo.
16	370 .0	Se suspendió la perforación por incrementarse la presión de circulación, sacó la barrena a superficie notandola tapada con pedazos de hule, revisó, limpió y bajó misma,

26	1000.0	Al estar cementando se observó pérdida total de circulación.
29	1000.0	Al tomar el registro sónico de cementación se determinó mala la cementación.
1º de dic. 1981.	1276.0	Al estar perforando se observó pérdida de presión.
7	1674.0	Se suspendió la perforación por observar torsión, sacó la T.P. con atorones a 1131.6m. y fricción de 75 tons.
10	1747.0	Por taponarse las toberas de la barrera, sacó T.P. y cambió barrera, bajó a 1497.0m. por resistencia.
12	1796.0	Suspende la perforación, reparó equipo.
17	1975.0	Intentó efectuar registro geofísico, encontrando resistencia a 1960.0m.
22	1975.0	Metió la T.R. 6 5/8" a 1451.0m. donde encontró resistencia, levantó a 1441.0m. con resistencia sin lograr vencerla tensionando hasta con 20 tons. sobre su peso.
23	1975.0	Continuó trabajando la T.R. con 32 tons. sobre su peso sin despegar, se bombeó aceite crudo, dejando reposar

28	1975.0	el bache en el intervalo 1441-1381m, se tensionó la T.R, con 70 tons. sobre su peso logrando despegarse, Terminó de sacar la T.R. a superficie quedando dentro del pozo dos centradores y 28 raspadores, bajó barrena a 1441.0m. con resistencia franca, circuló y acondicionó lodo.
3 enero 1982	1975.0	Al estar metiendo la T.R. 6 5/8" y -- circulando por intervalos perdió la -- circulación.

#### IV.4.10.- REGISTROS GEOFISICOS, ANALISIS CUANTITATIVO DE LOS REGISTROS, - MUESTRAS DE CANAL Y CORRELACION DE LOS REGISTROS GEOFISICOS,

##### a) REGISTROS

Durante la perforación del pozo se tomaron los siguientes registros geofísicos.

T I P O	INTERVALO (m)
Inducción	1000-1975
Microproximidad	1000-1975
Sónico de porosidad	1000-1975
Neutrón compensado	1000-1975
Sónico de cementación	En los intervalos de interés.



b) ANALISIS CUANTITATIVO DE LOS REGISTROS.

Los intervalos analizados corresponden a las formaciones del Cretácico Superior e Inferior y Jurásico San Andrés, los que de acuerdo con los valores de porosidad y saturación obtenidos de su interpretación se consideran como probables productores de hidrocarburos.

A continuación se resume la siguiente tabla con los intervalos analizados de las formaciones antes mencionadas.

INTERVALO (m.b.m.r.)	FORMACION	$\phi$ (FRACC.)	Sw (FRACC.)	PREDICION
1294.0-1299.0	K.Tamaulipas S	0.22	0.16	Probable prod.-
1301.0-1302.0	"	0.19	0.32	de Hcs.
1316.0-1319.0	"	0.14	0.26	"
1334.0-1335.0	"	0.11	0.30	"
1380.0-1382.0	"	0.12	0.55	"
1386.0-1389.0	K.Tamaulipas I	0.18	0.11	"
1408.0-1410.0	"	0.11	0.37	"
1415.0-1417.0	"	0.17	0.10	"
1424.0-1427.0	"	0.22	0.09	"
1430.0-1432.0	"	0.17	0.17	"
1455.0-1457.0	"	0.18	0.21	"
1472.0-1474.0	"	0.16	0.22	"
1475.0-1479.0	"	0.13	0.41	Probable prod.de
1494.0-1496.0	"	0.11	0.46	aceite y agua.
1508.0-1512.0	"	0.11	0.46	"
1542.0-1543.0	"	0.11	0.48	"
1553.0-1554.0	"	0.08	0.75	"

1554.0-1557.0	"	0.10	0,45	"
1775.0-1777.0	"	0.05	0.46	Probable prod. --
1780.0-1782.0	"	0,08	0,31	de hidrocarburos,
1785.0-1792.0	"	0,07	0.40	"
1827.0-1831.0	Jurásico San-	0.19	0,06	"
1841.0-1848.0	Andrés,	0,18	0.07	"
1856.0-1861.0	"	0.16	0,12	"
1867.0-1868.0	"	0,16	0,09	"
1875.0-1878.0	"	0,16	0,23	"
1886.0-1888.0	"	0.16	0,09	"
1890.0-1893.0	"	0.16	0.09	"
1903.0-1905.0	"	0,15	0,19	Probable prod: - -
1914.0-1916.0	"	0,09	0.34	de Hcs.
1928.0-1931.0	"	0.10	0.40	"
1931.0-1936.0	"	0,10	0.25	"
1936.0-1938.0	"	0,06	0,21	"

c) MUESTRAS DE CANAL,

Durante la perforación del pozo se tomaron muestras de las formaciones -- atravezadas, a continuación se resumen las características de las formaciones mas importantes con probable impregnación de hidrocarburos,

INTERVALO	LITOLOGIA	FORMACION
1365.0-1385.0	Caliza gris clara y café claro por pobre impregnación de aceite, poco porosa, criptocristalinas, eventuales fragmentos de caliza gris oscuro arcillosa y	Cretácico Tamaulipas-Superior,

- escaso pedernal café oscuro a negro y gris ahumado.
- 1400.0-1411.0 Caliza gris clara a arena criptocristalina, muy escasa caliza blanca cretosa y eventuales fragmentos de pedernal gris oscuro y negro. Cretácico Tamulipas Inferior.
- 1411.0-1414.0 Caliza café oscuro arcillosa. Cretácico Tamulipas Inferior.
- 1414.0-1440.0 Caliza blanca arenosa criptocristalina, escasa caliza blanca y café claro por ligera impregnación de aceite, poco porosa, cretosa, muy escasa calcarenita café claro por ligera impregnación de aceite. Cretácico Tamulipas Inferior.
- 1765.0-1793.0 Caliza blanca cremosa densa, compacta, escasa caliza blanca cretosa, y eventuales fragmentos de calcarenita crema en partes café claro por ligera impregnación de aceite poco porosa. Cretácico Tamulipas Inferior.
- 1827.0-1830.0 Caliza Oolítica de café a café oscuro, buena impregnación de aceite, porosa, se observan Oolítas sueltas indicando buena porosidad, Jurásico San Andrés.



0.15% HR-4, 0.25 D-Air, se bombeó previamente  $4\text{m}^3$  de TF-2, bombeó lechada -- de cemento con densidad de 1.60 gr/c.c., desplazó con 244.5 bls. de lodo bentonítico con densidad de 1.12 gr/c.c., previo a la lechada, checó equipo de flotación satisfactoriamente, soltó tapón de desplazamiento, la presión de desplazamiento fue de  $35\text{ kg/cm}^2$ , presión final de  $105\text{ kgs/cm}^2$ , se observó cemento en la superficie, posteriormente pérdida parcial de circulación.

La T.R. quedó distribuída de la siguiente manera:

Zapata guía 9 5/8"	998.2-997.8
2 Tramos T.R. 9 5/8", J-55, 40 lbs/pié	997.8-980.7
Cople flotador	980.7-980.2
80 Tramos T.R. 9 5/8" , J-55, 40 lbs/p.	980.2-121.7
11 Tramos T.R. 9 5/8", J-55, 36 lbs/pié	121.7- 4.2
Espacio mesa rotaria.	4.2 -0.0

#### TUBERIA DE EXPLOTACION:

Cementó T.R. 6 5/8" a 1974.3m., la 1ª etapa se realizó con nueve tons. de cemento tipo H, dosificado con 0.5% de CFR-2, 0.25% DAIR-1, 0.4% Hallad-22-A previo bombeo  $3\text{m}^3$  de agua -lignex, checó equipo de flotación satisfactoriamente, bombeó lechada de cemento con densidad de 1.95 gr/c.c. soltó tapón de desplazamiento y desplazó lechada con 217. bls. de lodo bentonítico con densidad de 1.24 gr/c.c., verificó la llegada del tapón con presión final de --  $119\text{ kgs/cm}^2$ , no se observó circulación durante la operación, soltó torpedo y abrió cople de cementación múltiple con  $70\text{ kgs/cm}^2$ , esperó fraguado.

Efectuó 2ª etapa de la cementación, bombeó  $4\text{m}^3$  de CF-2 y  $6\text{m}^3$  de Morflo 2, bombeó lechada de cemento con densidad de 1.55 gr/c.c., soltó tapón de cierre y desplazó lechada con 173.0 bls. de lodo bentonítico de densidad 1.24 gr/c.c., se verificó el cierre del cople DV con presión final de  $126\text{ Kg/cm}^2$ .

La T.R. quedó distribuída de la siguiente manera:

Zapata guía 6 5/8"	1974,3-1973,9
2 Tramos de T.R. 6 5/8". J-55,24 lbs/pié	1973,9-1949,9
Cople flotador	1949,9-1949,4
32 Tramos T.R. 6 5/8", J-55, 24 lbs/pié	1949,4-1553,3
Cople de cementación múltiple DV 6 5/8"	1553,3-1552,0
131 Tramos T.R. 6 5/8", J-55, 24 lbs/pié	1552,0- 3,7
Espacio mesa rotaria	3,7- 0,0

NOTA: Para mayor información de los cementos, aditivos y cementación en dos etapas con cople de cementación múltiple se recomienda ver el apéndice.

#### IV.4.12.- FECHA DE TERMINACION DE LA PERFORACION.

Terminó la perforación el 5 de enero de 1982.

#### IV.4.13.-PROFUNDIDAD INTERIOR Y TOTAL

La profundidad total del pozo es de 1975.0m.

La profundidad interior es de 1949.0m. , esto se debe a que la perforación del pozo está programada a 1975.0m., por lo que ya no fue necesario perforar más, por tanto a la profundidad de 1949.0m. se encuentra el cople flotador de 6 5/8" de la última tubería cementada.

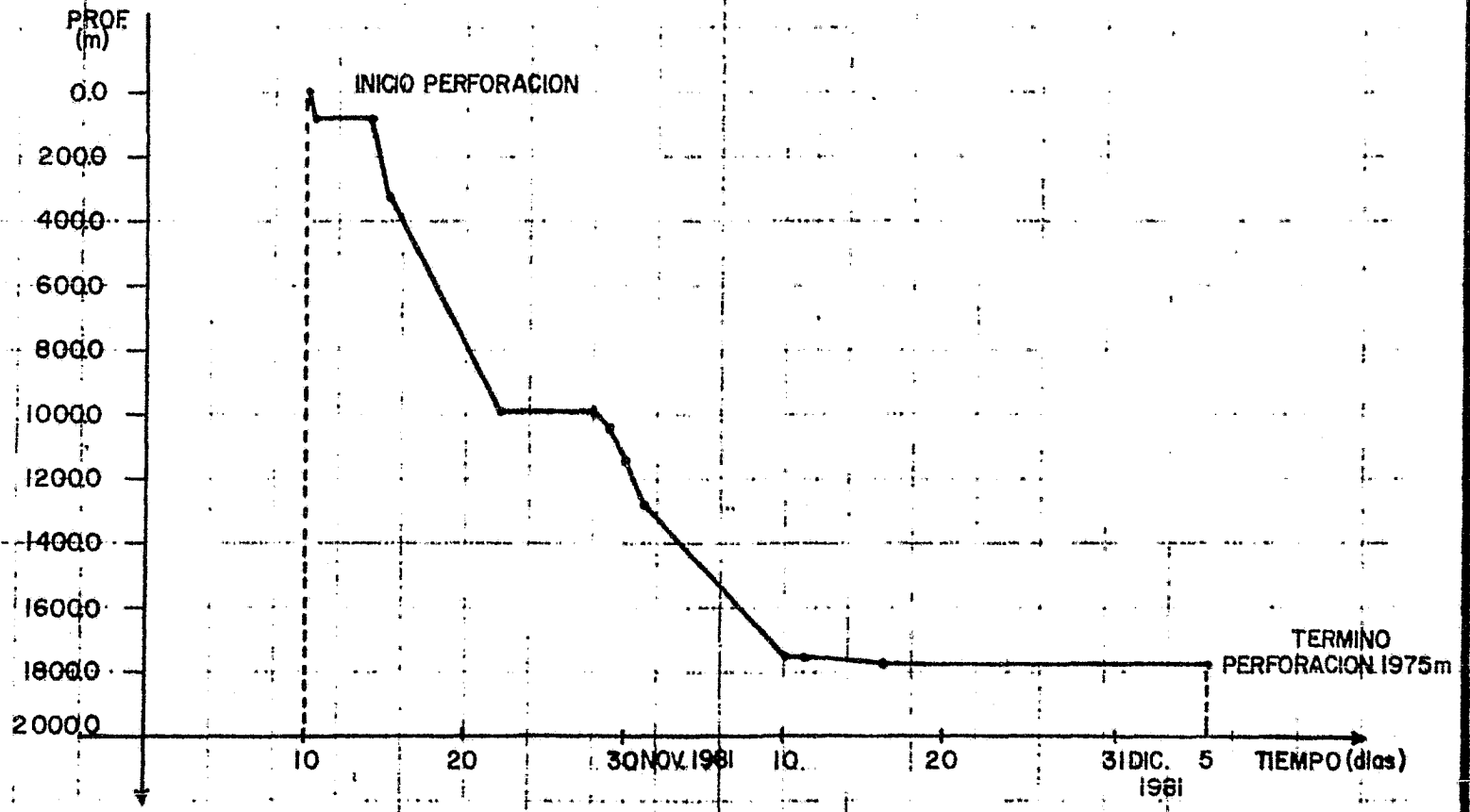
#### IV.4.14.- ESTADO MECANICO AL FINAL DE LA PERFORACION.

La figura número 4 nos ilustra el estado mecánico del pozo al final de la perforación.

TABLA N° IV-1

ENV. No.	FECHA	BARRENA ANTERIOR	T I P O	Ø T OPERAS	BARRENA ACTUAL	T I P O	Ø TORERAS	AVANCE DE PER.	HRS.	METROS PER.
1	NOV-10-81	-	-	-	17 1/2	1-1-1	3 1/2	67	9	102
	NOV-11-81	17 1/2	1-1-1	3 1/2	-	-	-	0	0	102
	NOV-12-81	17 1/2	1-1-1	3 1/2	-	-	-	0	0	102
2	NOV-13-81	17 1/2	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	2 13/32	0	0	102
	NOV-14-81	17 1/2	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	2 13/32	0	0	102
	NOV-15-81	12 1/4	1-1-1	2 13/32	12 1/4	1-1-1	2 13/32	239	12	374
	NOV-16-81	12 1/4	1-1-1	2 13/32	12 1/4	1-1-1	2 13/32	29	15	370
3	NOV-17-81	12 1/4	1-1-1	2 13/32	12 1/4	1-1-1	3 1/2	54	18	424
	NOV-18-81	12 1/4	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	3 1/2	36	9	468
	NOV-19-81	12 1/4	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	3 1/2	202	18	668
	NOV-20-81	12 1/4	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	3 1/2	162	16	832
4	NOV-21-81	12 1/4	1-1-1	3 1-2	12 1/4	1-1-1	3 1/2	80	9	910
	NOV-22-81	12 1/4	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	3 1/2	90	9	1000
	NOV-23-81	12 1/4	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	3 1/2	0	0	1000
	NOV-24-81	12 1/4	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	3 1/2	0	0	1000
	NOV-25-81	12 1/4	1-1-1	3 1/2	12 1/4	1-1-1	3 1/2	0	0	1000
	NOV-26-81	-	-	-	-	-	-	0	0	1000
	NOV-27-81	-	-	-	-	-	-	0	0	1000
5	NOV-28-81	-	-	-	8 1/2	1-3-5	3 1/2	0	0	1000
6	NOV-29-81	12 1/4	1-1-1	3 1/2	8 1/2	1-3-4	3 1/2	24	9	1024
	NOV-30-81	8 1/2	1-3-4	3 1/2	8 1/2	1-3-4	3 1/2	138	19	1162
	DIC- 1-81	8 1/2	1-3-4	3 1/2	8 1/2	1-3-4	3 1/2	114	13	1276
7	DIC- 2-81	8 1/2	1-3-4	3 1/2	8 1/2	5-1-7	3 3/8	10	6	1286
	DIC- 3-81	8 1/2	2-3-4	4 1/2	8 1/2	5-1-7	3 3/8	71	15	1357
	DIC- 4-81	8 1/2	1-3-4	3 1/2	8 1/2	5-1-7	3 3/8	78	20	1435
	DIC- 5-81	8 1/2	1-3-4	3 1/2	8 1/2	5-1-7	3 3/8	66	21	1501
	DIC- 6-81	8 1/2	1-3-4	3 1/2	8 1/2	5-1-7	3 3/8	89	23	1590
	DIC- 7-81	8 1/2	5-1-7	3 3/8	8 1/2	5-1-7	3 3/8	75	22	1665
8	DIC- 8-81	8 1/2	5-1-7	3 3/8	8 1/2	5-2-7	3 3/8	23	11	1688
	DIC- 9-81	8 1/2	5-1-7	3 3/8	8 1/2	5-2-7	3 3/8	45	21	1733
9	DIC-10-81	8 1/2	5-1-7	3 3/8	8 1/2	5-2-7	3 3/8	5	3	1738
	DIC-11-81	8 1/2	5-2-7	3 3/8	8 1/2	5-2-7	3 3/8	49	17	1787
	DIC-12-81	8 1/2	5-2-7	3 3/8	8 1/2	5-2-7	3 3/8	0	0	1787
10	DIC-13-81	8 1/2	5-2-7	3 3/8	8 1/2	5-2-7	S/T	39	17	1826
	DIC-14-81	8 1/2	5-2-7	3 3/8	8 1/2	5-2-7	S/T	47	22	1873
	DIC-15-81	8 1/2	5-2-7	3 3/8	4 1/2	5-2-7	S/T	60	19	1933
	DIC-16-81	8 1/2	5-2-7	3 3/8	8 1/2	5-2-7	S/T	43	22	1976
	DIC-17-81	8 1/2	5-2-7	S/T	8 1/2	5-2-7	S/T	0	0	0
	DIC-18-81	8 1/2	5-2-7	S/T	8 1/2	5-2-7	S/T	0	0	0

# AVANCE DE LA PERFORACION



GRAFICA Nº.1



# CORRELACION DE LOS REGISTROS

( R. Inducción — Neutron Compensado — Micro Proximidad )

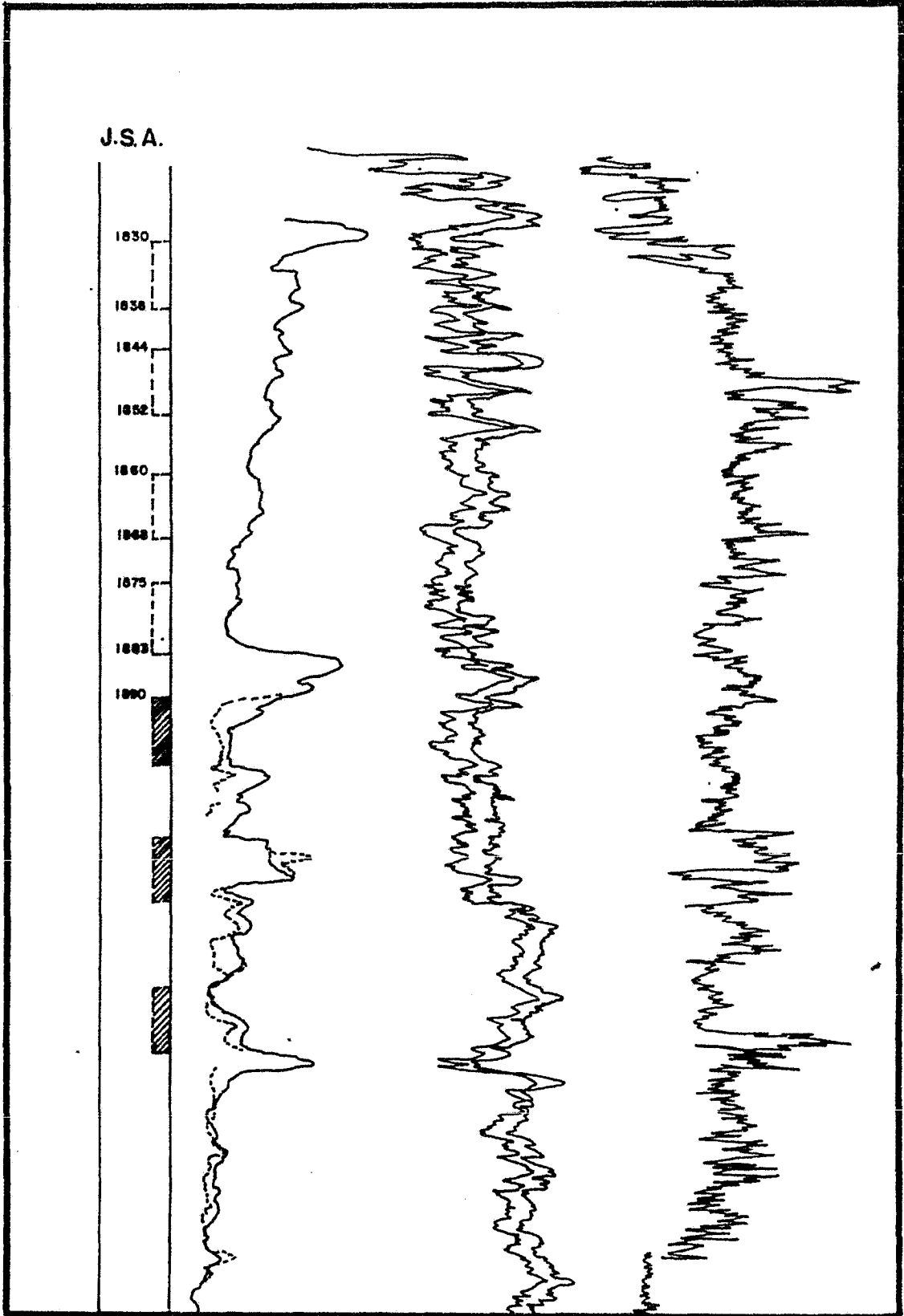


Fig. Nº 3

# ESTADO MECANICO DEL POZO AL FINAL DE LA PERFORACION

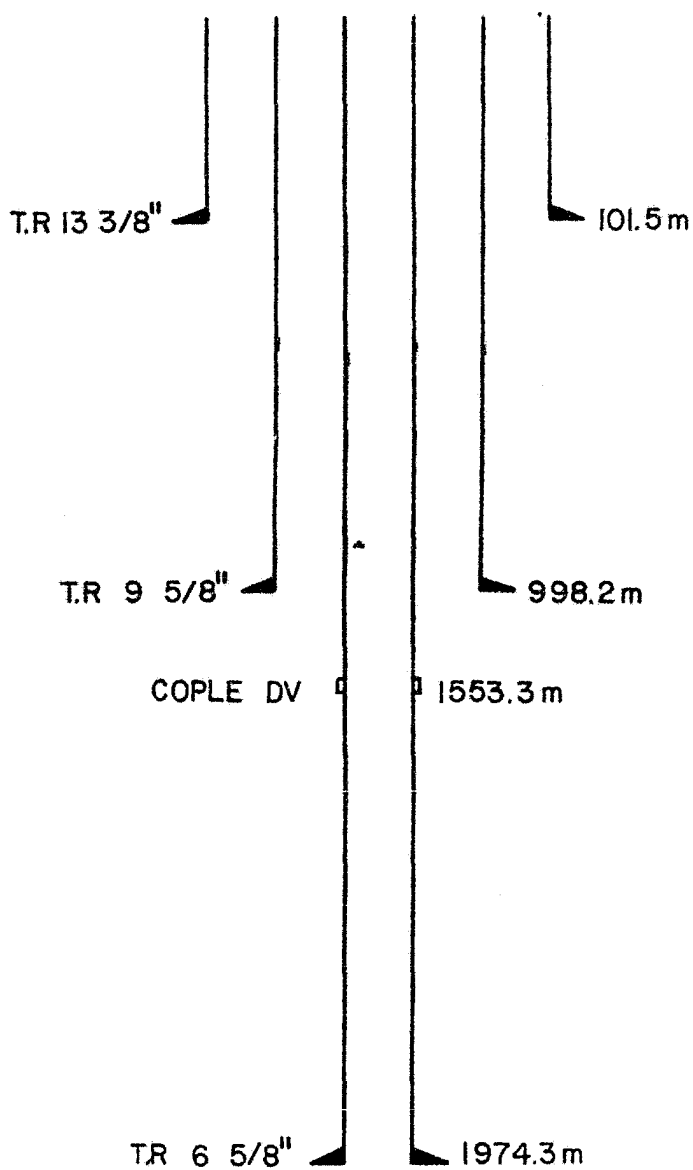


FIG. Nº 4

CAPITULO V

DATOS, OPERACIONES REALIZADAS DURANTE LA  
TERMINACION Y ESTADO MECANICO DEL POZO AL  
FINAL DE LA TERMINACION

V.5.1.- DESCRIPCION DEL EQUIPO UTILIZADO DURANTE LA TERMINACION.

El pozo se termin6 con equipo de reparaci6n PM-5567, a continuaci6n describo algunas de las partes que constituyen al -- equipo.

a) CARACTERISTICAS.

MALACATE:

MARCA	MODELO	CAPACIDAD T.P.	
		2 7/8"	2 3/8"
Cooper	T-420-36	800	1100

MASTIL:

MARCA	MODELO	DIAMETRO CABLE	LONGITUD (Pies)	CAPACIDAD (Miles de lbs)
F.E.Cooper	W-104	7/5"	96	145

BOMBAS LODOS:

MARCA	MODELO	H.P.
IDECO	MM-200	200

V.5.2.- FECHA DE INICIO DE LA TERMINACION DEL POZO.

Inici6 la terminaci6n 2 de febrero de 1982.

V.5.3.- PROGRAMA DE TERMINACION DEL POZO.

a) OBJETIVO

Terminar el pozo para incrementar la recuperaci6n de hidrocarburos de la formaci6n Jurásico San Andrés.

b) COORDENADAS.

X= 10,452.49 m.

Y= 14,853.35 m.

ELEVACION MESA ROTARIA: 15.9m.

ELEVACION TERRENO: 12.1m.

ESPACIO MESA ROTARIA: 3.8m.

c) ESTADO MECANICO

T.R. 6 5/8", 24 lbs/pié a 1974.3m. (Cople D.V. a 1553.3m.)

Profundidad total 1975.0m.

Profundidad interior 1949.0m.

d) COLUMNA GEOLOGICA.

Cretácico Tamaulipas Superior 1271.0m.

Horizonte Otates 1383.0m.

Cretácico Tamaulipas inferior. 1386.0m.

J. Pimienta 1793.0m.

Jurásico San Andrés 1825.0m.

e) INTERVALOS PERFORADOS CON POSIBILIDADES DE PRODUCCION POR PROBAR(J.S.A.)

1831-1841

1849-1859

1867-1877

1890-1898\*

1908-1916\* 1ºEtapa (\*)

1928-1936\*

f) PROGRAMA DE OPERACIONES

1) Con barrena 5 5/8" y escariador para T.R. 6 5/8" limpiar hasta 1949.0(Tapón de hule).

- 2) Efectuar registro radioactivo con coples de 1700 a 1949 m, y registro sónico de cementación del fondo a 50m. arriba de la cima de cemento.
- 3) Si la cementación resulta satisfactoria, meter la T.P. 2 7/8" franca al fondo y cambiar lodo por agua.
- 4) Con equipo de geofísica anclar empacador Baker 415-D de 6 5/8" con charnela a 1750m.
- 5) Con pistolas Scallop 1 9/16"; 2 cargas/mt. disparar los intervalos siguientes:  
1831-1841, 1849-1859, 1867-1877, 1890-1898\*, 1908-1916\*, 1928-1936\*  
\*.- Primera etapa.
- 6) Meter el aparejo de producción como sigue:  
2 Metros de sellos MV.  
Un tramo de T.P. 2 7/8", J-55, 6.5 lbs/pié.  
Conectar soltador Otis SD de 2 7/8"  
T.P. 2 7/8", J-55, 6.5 lbs/pié.
- 7) Efectuar ajuste, cambiar el agua por diesel, conectar los sellos al empacador 415-D.
- 8) Instalar árbol de válvulas S-2900 (10,000 Psi)
- 9) Efectuar un tratamiento con 8 m<sup>3</sup> de ácido MCA al 15% y N<sub>2</sub>, observar sondeando en caso necesario.
- 10) Efectuar un fracturamiento con 40 m<sup>3</sup> de HV-60 y observar sondeando en caso necesario hasta limpiar.
- 11) Si fuere necesario meter aparejo de bombeo neumático.
- 12) Desmantelar el equipo.

NOTA: Este programa estuvo sujeto a cambios, según las condiciones que se encontraron durante su terminación.

Los incisos 9, 10 y 11 son opcionales en caso de que el pozo no tenga suficiente presión para fluir. A continuación se resume el programa de las operaciones realizadas durante la terminación del pozo.

#### V.5.4.- OPERACIONES REALIZADAS DURANTE LA TERMINACION.

TIEMPO (Días)	OPERACION
2 al 3 de febrero 1982	Bajó barrena 5 5/8" y escariador con T.P. 2 7/8" a 1508.0m. donde encontró cople de cementación múltiple.
4	Sacó barrena, escariador a la superficie, eliminando escariador y mete barrena 5 5/8" a - - 1373.0m.
5 al 8	Continuó bajando barrena de 5 5/8" hasta 1520m. donde encontró cople de cementación DV, perforó éste, bajó a 1813.0m. encontró cima de cemento, rebajó a 1818.0m.
9 al 10	Continuó rebajando a 1836.0m.
11	Sacó barrena a superficie, cambió por igual y comienza a meterla.
12 al 14	Terminó de bajar barrena y continuó rebajando cemento a 1949.0m.
15 al 16	Sacó barrena a superficie, mete misma barrena - y escariador 6 5/8" a 1949.0m. Tomó registros rayos gamma con coples de 1700- a 1952m. y registro sónico de cementación de - 1700 a 1952 m. sin determinar cima de cemento -

y la cementación en mal estado y de 1000 a 1600, Om. determinando la cima de cemento y la cementación en buenas condiciones.

17 Con pistolas 1 9/16" disparó el intervalo 1941 - 1941.5m. , bajó cementador C-1 a 1916 m,

18 (A) Ancló cementador C-1 a 1916m. y efectuó cementación forzada, disparó el intervalo 1885,0-1885,5m.

19 al 21 Con cementador C-1 efectuó cementación forzada, - disparó el intervalo 1828,0-1828,5m., con cementador C-1 anclado a 1813.0m. efectuó cementación forzada, disparó el intervalo 1772.0-1772,5m. y - con cementador C-1 anclado a 1756.0m. efectuó recementación, sacó cementador y metió barrena - - 5 5/8" a 1754.0m.

22 al 25 Con barrena 5.5/8" rebajó cemento hasta 1941,9m, sacó barrena a superficie, mete misma y escarificador para T.R. 6 5/8" y continuó rebajando cemento hasta 1949,0m.

26 al 28 (B) Sacó barrena a superficie y metió empacador Otis Permalach de 6 5/8", con nipple Camco tipo D de - 2 7/8" en su parte inferior y soldador S.D. de -- 2 7/8" hasta 1800.0m., se cambió el agua por diesel, se ancló empacador a 1800.0m.

Con pistolas Scallop de 1 9/16" se dispararon los intervalos primera etapa: 1890-1898, 1908-1916, - 1928-1936m.



- (C). Se efectuó un tratamiento con  $8\text{m}^3$  de ácido MCA - al 15% en los intervalos indicados, abrió el pozo por 1/4" desalojando  $\text{N}_2$  y productos de la reacción, posteriormente aceite y gas sin registrar presión.
- 1º marzo Continué pozo fluyendo aceite, gas y agua al quemador.  
Con empacador a 1800m., efectuó un tratamiento -- con  $50\text{m}^3$  de ácido HV-60 en los intervalos indicados anteriormente, esperó reacción del ácido y cerró pozo.
- 2 Continué pozo fluyendo por 10 mm aceite y gas al quemador, se conectó pozo a la batería por 6 mm.
- 3 Continué pozo fluyendo a la batería por orificio de 10 mm.
- 4 Equipo desmantelado 100%.

NOTA:

(A) Se recomienda ver el apéndice del cementador C-1.

(B) Se recomienda ver el apéndice de los accesorios del aparejo de producción.

(C) Se recomienda ver el apéndice de los tratamientos con ácido y aditivos-- empleados

V.5.5.- TIPO DE TERMINACION.

El pozo se terminó como sencillo productor de aceite, con empacador recuperable anclado a 1800m. en la tubería de explotación 6 5/8".

NOTA: Se recomienda ver el apéndice para una mayor descripción del tipo - de terminación que se efectuó en el pozo.

#### V.5.6.- APAREJO DE PRODUCCION Y CONEXIONES SUPERFICIALES.

##### a) DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION.

El aparejo de producción quedó como sigue:

1801.9-1801.6	Niple Camco tipo "D" 2 7/8"
1801.6-1800.0	Empacador Permalach 6 5/8", 24-28 lbs/pié.
1800.0-1799.6	Soltador Otis SD de 2 7/8"
1799.6- 3.8	225 Tramos de T.P. 2 7/8", J-55, 6.5 lbs/pié.
3.8- 0.0	Espacio mesa rotaria.

##### b) CONEXIONES SUPERFICIALES.

Las conexiones superficiales que se emplearon en el pozo son las siguientes:

##### CABEZALES DE TUBERIAS:

13 3/8"	La T.R. va roscada en el cabezal
13 3/8" x 9 5/8"	La T.R. va colgada con cuñas.
9 5/8" x 6 5/8"	La T.R. va colgada con cuñas.

##### ARBOL DE VALVULAS:

13 3/8" x 9 5/8" x 6 5/8" x 2 7/8"	Serie: 900
------------------------------------	------------

##### COLGADOR:

Se utilizó un colgador del tipo U-41.

(Ver figura No. 23)

NOTA: (B) Para mayor información de los accesorios del aparejo de producción se recomienda ver el apéndice.

Para mayor información de cabezales de tuberías, árbol de válvulas y colgador se recomienda ver el apéndice.

V.5.7.- ESTADO MECANICO DEL POZO AL FINAL DE LA TERMINACION,

El estado mecánico final del pozo se ilustra en la figura No.5,

V.5.8.- FECHA DE TERMINACION DEL POZO.

Fecha que terminó: 3 de marzo de 1982.

V.5.9.- DATOS DE PRODUCCION,

Se dió por terminado oficialmente como productor de aceite el pozo Constituciones 525-A.

Clasificación: 7-7-1

Orificio: 10 mm.

Producción bruta: 38m<sup>3</sup> /dfa.

Producción neta: 23m<sup>3</sup>/dfa.

Gas: 3030m<sup>3</sup>/dfa.

RGA: 131m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

Presión en T.P.: 10 kgs/cm<sup>2</sup>

Água: 40%

NOTA: La clasificación 7-7-1 nos indica lo siguiente:

La primera cifra nos dice el objetivo de la localización.

La segunda cifra nos dice la definición del pozo a su terminación.

La tercera cifra nos dice el resultado del pozo.

Entonces:

La primera cifra No. 7 nos indica que el objetivo del pozo es de desarrollo.

La segunda cifra No. 7 nos indica que la terminación del pozo fue de desarrollo.

La tercera cifra No. 1 nos indica que el pozo es productor de aceite.

# ESTADO MECANICO DEL POZO AL FINAL DE LA TERMINACION

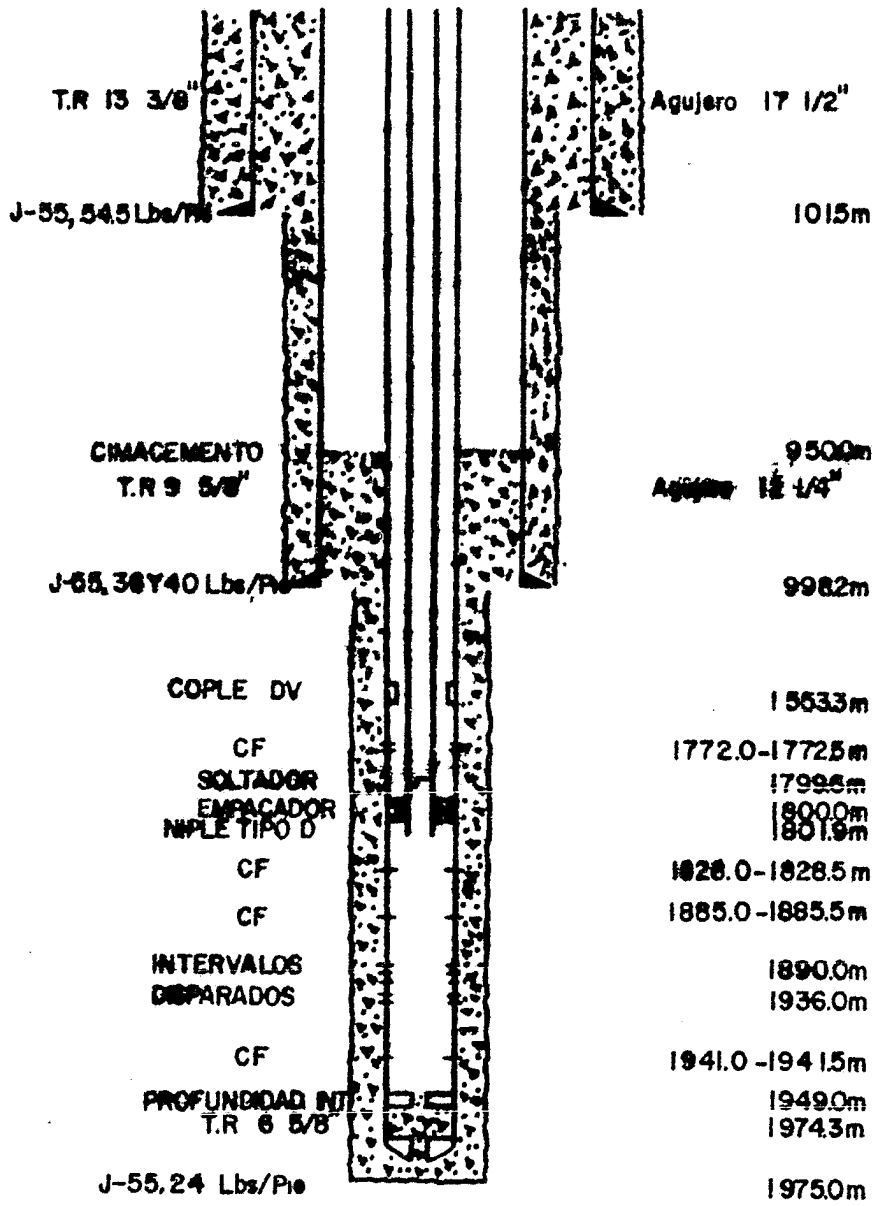


FIG. N° 5

APENDICES

**APENDICE DE BARRENAS**

## BARRENAS

La selección del tipo de barrena a emplear para atravesar las diferentes capas que se van perforando es un problema que tiene que resolver el Ingeniero del Departamento de Perforación, ya que generalmente para una determinada formación se le asigna siempre un cierto tipo de barrena.

Una selección adecuada del tipo de barrena en muchos casos puede darnos el costo mínimo por metro perforado.

Para determinar el tipo de cada barrena utilizamos la clasificación que dicta (A.P.I.), esta consta de tres números, los cuales nos indican las características principales de la barrena.

El primer número varía del 1 al 8 y nos dice que la barrena tiene dientes maquinados e insertados.

Del número 1 al 4 se dice que los dientes de la barrena son maquinados y del 5 al 8 que los dientes están insertados.

También el primer número nos indica el tipo de formación. A continuación menciono el número correspondiente para cada tipo de formación.

El número 1 se usa para formaciones suaves.

El número 2	"	"	"	"	medianas
El número 3	"	"	"	"	duras
El número 4	"	"	"	"	muy duras
El número 5	"	"	"	"	suaves
El número 6	"	"	"	"	medianas
El número 7	"	"	"	"	duras.
El número 8	"	"	"	"	muy duras.

El segundo número varía del 1 al 4 y corresponde a una subclasificación -- que en función de las características de la formación nos indica la longitud

de los dientes de los conos y la excentricidad de los conos,

El número 1 es para formaciones muy suaves, además nos indica que la excentricidad de los conos es muy grande y también los dientes.

El número 2 para formaciones suaves, además indica que la excentricidad de los conos es ligeramente grande y también los dientes.

El número 3 es para formaciones medianas, además indica que la excentricidad de los conos es muy ligera y el tamaño de los dientes son pequeños.

El número 4 es para formaciones duras, además indica que la excentricidad de los conos es pequeña y el tamaño de los dientes también lo es.

El tercer número varía del 1 al 8 y está en función de las características mecánicas de la barrena.

El número 1 nos dice que la barrena es de dientes maquinados y baleros no sellados sin protección en la hilera.

El número 2 nos dice que los conos de la barrena tienen protector para -- conservar el diámetro y los dientes terminan en "T".

El número 3 nos dice que los conos de la barrena tienen protector del diámetro y además que los baleros no son sellados.

El número 4 nos dice que los baleros de los conos son sellados y sin protección de diámetro.

El número 5 nos dice que los baleros de los conos son sellados y con protección de diámetro.

El número 6 nos dice que son barrenas de fricción con protección en el diámetro.

El número 7 nos dice que los baleros de los conos tienen un material que disminuye la fricción y además tiene protección en el diámetro.

El número 8 nos dice que el diámetro de las toberas es grande.



Con la descripción del tipo de barrena podemos decir que durante la perforación del pozo Constituciones 525-A se utilizaron barrenas con las siguientes características:

#### TIPO DE BARRENAS.

El tipo 1-1-1 nos dice que la barrena es de dientes maquinados, se utiliza para formaciones suaves, además nos indica que la excentricidad de los conos es muy grande y también los dientes, además los baleros no son sellados sin protección.

El tipo 1-3-5 nos indica que la barrena es de dientes maquinados, se utiliza para formaciones suaves, además nos dice que la excentricidad de los conos es muy ligera y el tamaño de los dientes son pequeños, además nos dice que los baleros de los conos son sellados y con protección de diámetro.

El tipo 1-3-4 nos indica que la barrena es de dientes maquinados, se utiliza para formaciones suaves, nos dice que la excentricidad de los conos es muy ligera y el tamaño de los dientes son pequeños, además nos dice que los baleros de los conos son sellados y sin protección de diámetro.

El tipo 5-1-7 nos indica que los dientes de la barrena están insertados, se utiliza para formaciones muy suaves, además indica que la excentricidad de los conos es muy grande y también los dientes, además nos dice que los baleros de los conos tienen un material que disminuye la fricción y tiene protección en el diámetro.

El tipo 5-2-7 nos indica que los dientes de la barrena están insertados, se utiliza para formaciones suaves, además indica que la excentricidad de los conos es ligeramente grande y también los dientes, nos dice también que los baleros de los conos tienen un material que disminuye la fricción y con protección en el diámetro.

APENDICE DE FLUIDOS DE PERFORACION

## FLUIDOS DE PERFORACION

En la perforación rotaria son necesarios lodos que en función de sus características puedan reunir los siguientes requisitos:

- 1.- Elevar los recortes producidos por la barrena.
- 2.- Enfriar la sarta de perforación.
- 3.- Limpiar los baleros de la barrena.
- 4.- Equilibrar las presiones que se encuentran para que formaciones con fluidos de alta presión no fluyan al pozo, en forma análoga con formaciones de baja presión absorban los fluidos que se encuentran en el pozo.
- 5.- Evitar que se derrumben las paredes.

### PROPIEDADES DEL LODO DE PERFORACION

#### PESO ESPECIFICO.

El peso específico de un fluido de perforación es de gran importancia, ya que determina la presión hidrostática que el lodo ejercerá a una profundidad determinada.

Las unidades en que se expresa son: Gr/c.c., Kg/lts., Lbs/gal.

#### VISCOSIDAD

La viscosidad de un fluido se define como la resistencia que presenta el fluido al escurrimiento o bien al flujo.

Los lodos de perforación son aquellos fluidos que no presentan una viscosidad constante a la temperatura y presión a la que se encuentren, a estos se les llama fluidos no newtonianos.

En particular los lodos de perforación Tixotrópicos, son aquellos que manifiestan una estructura de "GEL" cuando están en reposo .

Para el caso del fluido de perforación, la viscosidad generalmente disminuye al aumentar la velocidad de flujo.

## FILTRADO DE LODO Y ENJARRE

Para que se tenga filtrado de lodo, es necesario que la formación que se esté perforando sea permeable.

A la pérdida por filtrado del lodo, se le llama comunmente pérdida de - - agua del lodo, el filtrado se expresa en c.c/tiempo.

Los lodos más usados son aquellos que tienen baja pérdida de agua con el fin de que no formen costras gruesas de sólidos en zonas permeables, a estas costras es a lo que se le da el nombre de enjarre.

**APENDICE DE LA SARTA DE PERFORACION**

### SARTA DE PERFORACION

La mayor parte de la sarta de perforación la constituye la propia tubería de perforación, los elementos que componen a la sarta de perforación son:

- a.- Tubería de perforación
- b.- Lastrabarrenas.
- c.- Estabilizadores.

A continuación menciono las características principales de cada uno de los elementos de la sarta de perforación.

#### TUBERIA DE PERFORACION

La siguiente tabla nos ilustra las características de la tubería de perforación.

DIAMETRO EXTERIOR	PESO (Lbs/Pié)	GRADO	DIAMETRO INTERIOR	PRESION AL COLAPSO (PSI)	PRESION INTERNA (PSI)	TENSION (Lbs.)
4 1/2"	16.6	E	3.826"	10390	9830	331,000

#### RESISTENCIA A LA TORSION

(Pié/Lbs.)

26,700

#### LASTRABARRENAS

##### DESCRIPCION

Los lastrabarrenas (Drill-Collars) tienen por objeto principal suministrar peso y rigidez a la sarta de tubería, también para mantener el agujero recto.

El número de lastrabarrenas se determina en función del peso que se le vaya a aplicar sobre la barrena.

Los lastrabarrenas se hacen esencialmente con diámetros interiores uniformes, llevan piñón en la parte inferior y caja en la parte superior.

CARACTERISIIICAS Y ESPECIFICACIONES.

Las caracterfsticas principales de los lastrabarrenas usados durante la perforación son los siguientes:

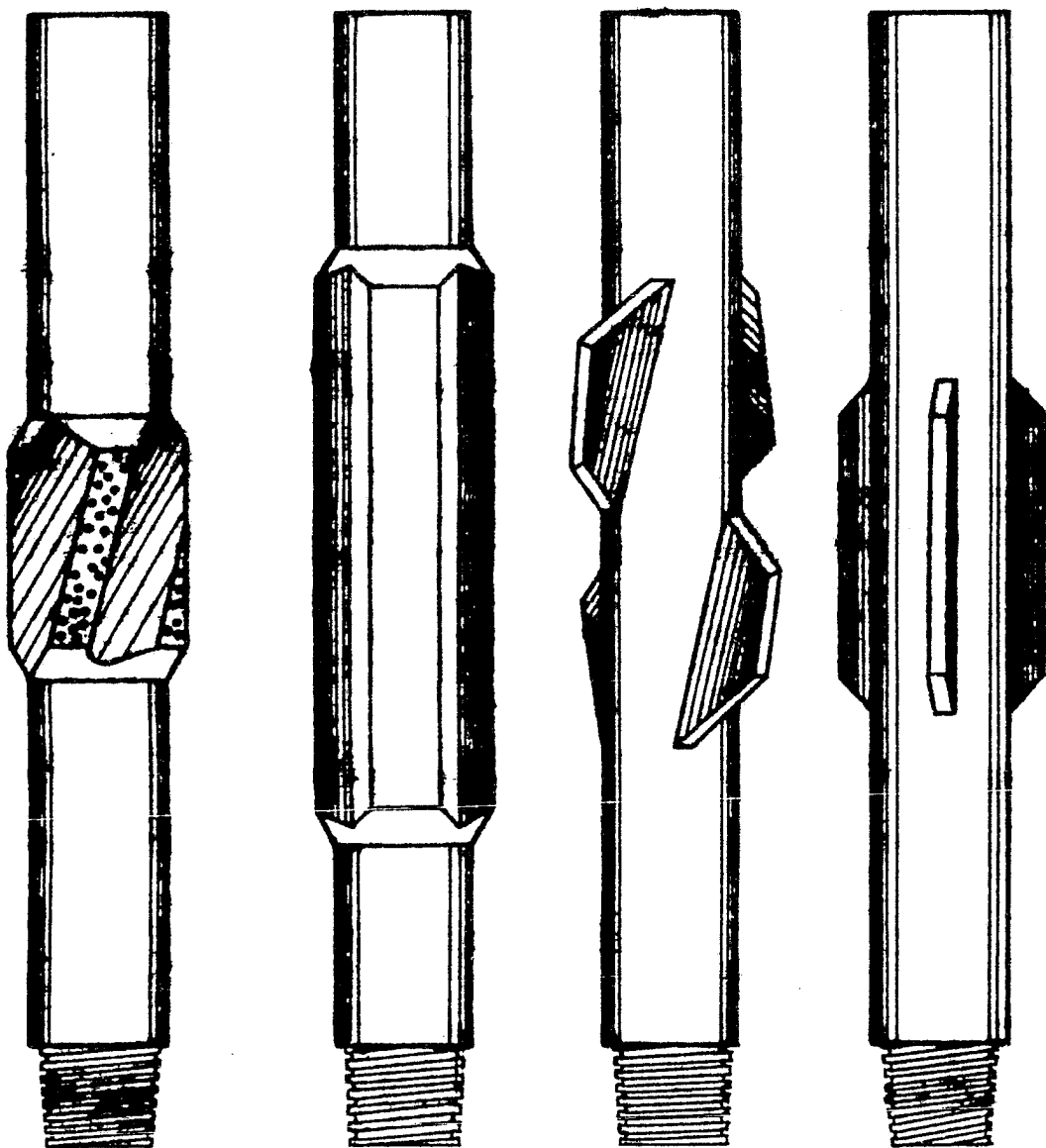
DIAMETRO MINIMO	DIAMETRO INTERIOR	TAMAÑO Y ESTILO DE CONEXION	LONGITUD TOTAL ( Pies)
6 1/2"	2 13/16"	4" I.F.	30-32

ESTABILIZADORES

Los estabilizadores es una manga acostillada montada en un mandril de manera que la manga acanalada permanece estacionada en el agujero mientras el el mandril y la sarta de perforación giran durante las operaciones de perforación.

Las costillas pueden ser de hule sólido o neopreno, de hule o neopreno -- reforzados con aluminio o acero, de aluminio recubierto de carburo de Tungsteno o de acero recubierto de carburo de Tungsteno.

Se recomienda ver la fig. No. 6 para una mejor visión de ésta herramienta.



ESTABILIZADORES DE ALETAS  
INTEGRABLES

ESTABILIZADORES CON ALETAS  
SOLDADAS

FIGURA N° 6



TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS  
EMPLEADOS EN EL CAMPO

## TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS.

### a.- DEFINICION DE TUBERIA

La tubería de revestimiento se puede definir de acuerdo al diámetro, así pues se considera tubería de revestimiento desde 20" hasta 4 1/2".

### b.- FUNCIONES DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

#### CONDUCTOR.

Esta tubería normalmente es de diámetro grande y generalmente su profundidad fluctúa entre 30 y 60 mts., normalmente se cementa hasta la superficie.

Las funciones principales del conductor son:

1.- Sirve para la instalación de una línea de flujo con suficiente elevación para ayudar al retorno del lodo y retirar el recorte durante la perforación.

2.- Sirve para instalar un preventor y un sistema desviado de flujo para que en caso de encontrarse cuerpos con hidrocarburos someros y si estos llegaran a fluir pudieran alejarse del equipo de perforación, protegiendo así al personal y al equipo de posibles riegos.

#### SUPERFICIAL

Esta tubería sirve principalmente para proteger las formaciones cercanas a la superficie de las condiciones de la perforación más profunda, sus principales funciones son:

1.- Proteger las arenas someras de agua dulce de la contaminación de los fluidos de la perforación mientras se perfora y además de los fluidos de producción durante la vida productiva del pozo, normalmente se cementa hasta la superficie.

2.- Nos da suficiente gradiente de fractura para ayudar a continuar la perforación hasta el siguiente asentamiento de tubería.

3.- Esta T.R. con su anillo de cemento deberá ser capaz de soportar la carga máxima de todas las tuberías que se metan posteriormente dentro del pozo.

## TUBERIA INTERMEDIA

El uso básico de esta T.R. es para ayudar a la integridad del agujero durante las siguientes operaciones de perforación, se le denomina T.R. protectora porque sirve para proteger formaciones de aquellos lodos de alta densidad y para prevenir contaminaciones de los fluidos de la perforación con las formaciones indicadas. Sus principales funciones son:

1.- Ayuda a controlar el pozo si son encontradas presiones más altas que puedan levantar el lodo usado y evita que halla un reventón, cubre detrás de ella formaciones con gradientes de fractura bajos manteniendo la integridad del agujero durante las operaciones de control.

2.- Ayuda al control del pozo, si este es sondeado o si los fluidos de -- perforación son completamente expulsados por el gas.

3.- Ayuda a perforar formaciones profundas y aislar formaciones problemáticas tales como arcillas que se hinchan, presiones anormales, flujos de agua salada o formaciones que contaminen el lodo y que deben ser aisladas para prevenir interferencias con operaciones subsecuentes de perforación.

## TUBERIA DE EXPLOTACION.

Se llama así porque a través de ella se abre a producción las zonas con hidrocarburos y ayuda principalmente a aislar las zonas productoras de las zonas indeseables, también nos permite colocar un empacador y a través de -- ella introducir una tubería de producción, nos sirve para matar el pozo o circular fluidos de control.

## c.- CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

### 1.- PROPIEDADES FISICAS DEL TUBO.

#### DIAMETRO NOMINAL.

Es el diámetro interior teórico y físico exterior sin importar el espesor de pared, ni el grado del acero.

#### ESPEJOR DE PARED

Es el espesor de pared teórico, correspondiente al espesor promedio tomando en cuenta las tolerancias en menos permitidas sobre el espesor de pared y las tolerancias en más permitidas sobre el peso teórico.

#### GRADO

Es la calidad de acero( La cedencia en  $\text{Kg/cm}^2$  o en  $\text{lbs/pie}^2$ ).

#### PESO UNITARIO

Es el peso medido en Kg, o Lb, por unidad de longitud en metros o pies.

#### DRIFF

Es el diámetro máximo de una herramienta que puede pasar a través de un tubo libremente.

#### RANGO

El rango de una tubería no es mas que la longitud de la tubería.

Las tuberías de revestimiento vienen en tres largos o rangos.

RANGO A: Tiene una longitud de 5.49 a 6.70 m.

RANGO B" Tiene una longitud de 8.23 a 9.14 m.

RANGO C: Tiene una longitud de 11.5 a 13.72 m.

#### 2) CARACTERISTICAS DEL COPLE.

##### RESISTENCIA DE JUNTAS,

Es la tensión máxima que resiste una cuerda.

##### PAR DE APRIETE

Es una fuerza que se requiere para el sello perfecto en las roscas.

#### d) ESFUERZOS A QUE SE SOMETEN LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

##### TENSION

La tensión no es más que la fuerza que ejerce el conjunto de tubos en el pozo, esta fuerza se encuentra en la parte superior de la columna de tubería de revestimiento.

#### PRESION INTERNA

La presión interna no es mas que la presión que se ejerce en la pared interna de la tubería, cuando esta se somete al descontrol del pozo. Esta presión se ejerce en la parte superior de la columna de tubería.

#### PRESION AL COLAPSO

Es la presión máxima externa que resiste el cuerpo del tubo antes de deformarse o colapsarse, esta presión es producto del peso que ejerce una columna de fluido en la parte externa de la tubería.

La máxima presión al colapso se presenta en la parte inferior de la columna de tubería de revestimiento.

#### f) IDENTIFICACION DE LOS GRADOS DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

Los diferentes grados que tienen las tuberías de revestimiento, están dados mediante una franja de color que se encuentra en el cuerpo del tubo.

La siguiente tabla resume los códigos de colores con respecto al grado de cada tubería:

#### CODIGO DE COLORES:

GRADO	FRANJA DE COLOR
H-40	Negro
J-55	Verde
K-55	Verde y rosa
C-75	Azul
L-80	Roja y cafe
N-80	Roja
C-95	Cafe
P-110	Aluminio
V-150	Aluminio y rosa.

#### g) CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO USADA EN EL POZO.

La siguiente tabla resume las características de las tuberías.

TUBERIA	DIAMETRO EXTERIOR	GRADO	PESO ( Lbs/pié)	DIAMETRO INTERIOR
SUPERFICIAL	13 3/8"	J-55	54.5	12.615"
INTERMEDIA	9 5/8"	J-55	40.0	8.835"
	9 5/8"	J-55	36.0	8.921"
EXPLOTACION	6 5/8"	J-55	24.0	5.921"

DIAMETRO DRIF	TIPO DE JUNTA
12.459"	Cople corto
8.679"	Cople corto
8.765"	Cople largo
5.796"	Cople largo

RESISTENCIAS Y CAPACIDADES DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

TENSION (1000 lbs)	PRESION INTERNA (lbs/pulg <sup>2</sup> )	COLAPSO (lbs/pulg <sup>2</sup> )	CAPACIDAD (lbs/pié)	TUBERIA
514	2730	1130	0.1545	SUPERFICIAL
561	3950	2570	0.0758	INTERMEDIA
755	3520	2020	0.0773	"
548	5110	4560	0.0340	EXPLOTACION

ACCESORIOS

a.- EQUIPO DE FLOTACION.

El equipo de flotación que se usó en el pozo Constituciones 525-A consta de lo siguiente: Zapatas guías, Zapatas flotadoras y Coples flotadores.

A continuación menciono las principales funciones de los accesorios.

ZAPATA GUIA

La zapata es un tubo que sirve para guiar la tubería de revestimiento al ir bajandola dentro del pozo, ésta va colocada en el extremo inferior de la tubería de revestimiento. Ver fig. No. 7

ZAPATA FLOTADORA

Es una herramienta básica de cementación y se coloca en el extremo infe -

rior de la tubería que se va a cementar, su forma facilita la introducción - de la tubería dentro del pozo.

La herramienta está provista de una válvula de retención con la que facilita las operaciones de circulación y cementación. Ver fig. No. 8.

#### COPLES FLOTADORES.

Es una herramienta que sustituye al cople de unión entre dos tuberías y - generalmente se coloca uno o dos tramos arriba de la zapata.

El cople flotador cumple la doble función de servir como asiento al tapón de cementación y como elemento flotador debido a la válvula de reten que lleva en su interior. Ver fig. No. 9.

#### b.- CENTRADORES

Son unos flejes que van montados sobre unos haros, a los que se les meten unos collarines con el fin de que queden fijos.

La función de los centradores es como su nombre lo dice, para centrar la tubería de revestimiento en el agujero con el fin de darle al cemento un mejor llenado entre agujero y tubería, y una buena adherencia del cemento.

Ver fig. No. 10.

#### RASPADORES Y COLLARINES

Los raspadores son alambres acerados que sirven para quitar el enjarre -- viejo que forma el lodo durante la perforación.

Estos se colocan entre dos collarines o bien entre un collarín tope y un - centrador.

Los collarines nos impiden el desplazamiento vertical de los raspadores y - centradores. Ver fig. No. 11 y 12.

#### c.- TAPONES

##### TAPON LIMPIADOR.

Este sirve para limpiar el interior de la tubería de revestimiento, ver -

fig. No. 13.

TAPON DE DESPLAZAMIENTO.

Este sirve para separar la lechada de cemento con un fluido que nos cause reacciones tal como el lodo de perforación. Ver fig. No. 14.





FIG. No. 7  
ZAPATA GUA



FIG. No. 8  
ZAPATA FLOTADORA



FIG. No. 9  
COPEL FLOTADOR

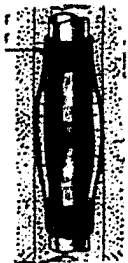


FIG. No. 10  
CENTRADORES

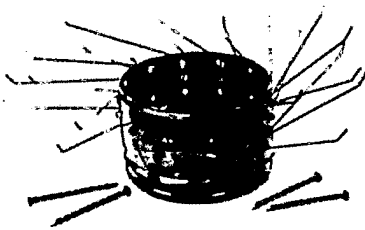


FIG. No. 11  
RASPADORES



FIG. No. 12  
COLLARINES



FIG. No. 13  
TAPON LIMPIADOR



FIG. No. 14  
TAPON DE DESPLAZAMIENTO

APENDICE DE CEMENTOS, ADITIVOS, CEMENTACION EN DOS ETAPAS  
CON COUPLE DE CEMENTACION MULTIPLE Y CALCULOS DE LAS TRES -  
CEMENTACIONES

CEMENTOS, ADITIVOS, COPLÉ DE CEMENTACION MULTIPLE Y  
CALCULOS DE LAS TRES CEMENTACIONES

Para cementar las tres diferentes tuberías de revestimiento del pozo Cons  
tituciones 525-A, se utilizaron cementos tipo II y tipo "H"

La tabla siguiente presenta el tipo de cemento usado para cada tubería de  
revestimiento.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE CEMENTO
13 3/8"	II
9 5/8"	H
6 5/8"	H

a.- CARACTERISTICAS DE LOS CEMENTOS TIPO II Y "G" O "H"

CEMENTO TIPO II

Este cemento es equivalente al cemento clase "B" que dicta el A.P.I.

El empleo de este cemento es desde la superficie hasta profundidades de -  
1830 m., la relación agua cemento es 0.46.

Se dice que es un cemento común portlan; el cemento tipo II tiene las si  
guientes propiedades:

AGUA REQUERIDA= 23.6 lts./saco.

DENSIDAD DE LA LECHADA= 1.87 gr/c.c.

RANGO DE PROFUNDIDAD= 0- 1830 m.

TEMPERATURA= 26.6- 76.7 °c.

CEMENTO TIPO "G" O "H"

Estos cementos se emplean para profundidades de 0-2440 m. básicamente, pe  
ro con la adición de aceleradores o retardadores de fraguado su uso se puede  
generalizar para cualquier tipo de presión y temperatura.

El cemento tipo "G" tiene las siguientes propiedades:

RELACION AGUA CEMENTO = 0.44  
AGUA REQUERIDA = 23.36 lts./saco.  
DENSIDAD DE LA LECHADA = 1.87 gr/c.c.  
RANGO DE PROFUNDIDAD = 0-2440 m.  
TEMPERATURA = 26.6- 93.3 °C.

El cemento tipo "H" tiene las siguientes propiedades:

RELACION AGUA CEMENTO = 0.38  
DENSIDAD DE LA LECHADA = 1.97 gr/c.c.  
AGUA REQUERIDA = 19,3 Lts./saco.

El rango de profundidad y la temperatura son idénticas al cemento tipo --  
"G"

b.- DESCRIPCION DE LOS ADITIVOS EMPLEADOS EN CADA UNA DE LAS CEMENTACIONES -  
REALIZADAS DURANTE LA PERFORACION,

#### TUBERIA SUPERFICIAL.

##### ACELERADORES

Cuando existen temperaturas bajas en pozos someros o en pozos perforados -  
en zonas frias, el cemento fragua lentamente. Para acelerar el fraguado se -  
le agregan aditivos como el Cloruro de Calcio ( $\text{CaCl}_2$ )

##### CLORURO DE CALCIO ( $\text{CaCl}_2$ )

El cloruro de calcio es un aditivo que sirve para acelerar el fraguado de  
la lechada, también disminuye el tiempo bombeable e incrementa la resistencia  
a la compresión inicial.

Las propiedades principales de este acelerador son:

GRAVEDAD ESPECIFICA = 1.96 gr/c.c.  
REQUERIMIENTO DE AGUA = cero  
VOLUMEN ABSOLUTO = 0.5107 lts./kg.  
RANGO DE USO:

PROFUNDIDAD= hasta 1829.0m.

TEMPERATURA= 4.4- 49 °C.

### TUBERIA INTERMEDIA

#### RETARDADORES

Los retardadores sirven para retardar la lechada de cemento, uno de los -  
aditivos mas usados en la lechada de cemento es el HP-4.

"HR-4"

Este aditivo incrementa el tiempo bombeable del cemento cuando las tempe-  
raturas de circulación de fondo son desde 43 °C. a 77 °C., las propiedades -  
físicas de este aditivo son:

GRAVEDAD ESPECIFICA= 1,56 Gr/c.c.

REQUERIMIENTO DE AGUA = cero.

VOLUMEN ESPECIFICO= 0.6426 Lts./saco.

#### RANGO DE USO:

PROFUNDIDAD= de 1829 a 3658m.

TEMPERATURA= 43 °C a 77 °C.

CONCENTRACION= 0.1 a 1.5 por el peso del cemento.

#### MATERIALES PARA CONTROLAR PERDIDA DE CIRCULACIÓN

#### CEMENTO THIX-SET

Este cemento está compuesto por dos materiales, uno es el componente A y-  
el otro es el componente B; este material es suficientemente resistente.

Las propiedades físicas de estos componentes son:

GRAVEDAD ESPECIFICA:

COMPONENTE A= 1.97 gr/c.c.

COMPONENTE B= 1.37 gr/c.c.

REQUERIMIENTO DE AGUA= cero.

RANGO DE USO;

TEMPERATURA= 15.6 a 77 °C.

CONCENTRACION:

COMPONENTE A= 1.0%

COMPONENTE B= 0.25%.

ADITIVOS ESPECIALES:

D-AIR-1

Este aditivo reduce el aire entre la lechada, permitiendo mezclar con mas facilidad las densidades adecuadas.

Las propiedades fisicas de este aditivo son:

GRAVEDAD ESPECIFICA= 1.35 gr/c.c.

REQUERIMIENTO DE AGUA= cero.

RANGO DE USO;

PROFUNDIDAD= 0- 4267 m.

TEMPERATURA= 15.6 a 143.3 °C.

CONCENTRACION = 0,1 a 2.5% por el peso del cemento.

### TUBERIA DE EXPLOTACION (1° ETAPA Y 2°ETAPA)

ALTA DENSIDAD

CFR-2

Es un producto químico que reduce la viscosidad, también puede utilizarse para reducir el requerimiento de agua de una lechada y así aumentar la densidad.

El uso del CFR-2 y una relación de agua baja permitirá densificar, pero también aumentará la viscosidad de la lechada incrementando el gasto para tener turbulencia.

Los aditivos para aumentar la densidad son: Hematita, Barita, Arena, sal, etc.

El CFR agregado a la mezcla reduce el requerimiento de agua esto permite densificar la lechada aumentando la densidad.

Las propiedades específicas son:

GRAVEDAD ESPECIFICA= 1.30 Gr/c.c.

REQUERIMIENTO DE AGUA= cero.

VOLUMEN ABSOLUTO= 0.770 Lts/Kg.

RANGO DE USO:

PROFUNDIDAD= Se usa hasta 9144 m.

TEMPERATURA= 15.6 a 177 °C.

CONCENTRACION= 0.5 a 1.5% por el peso del cemento.

ADITIVOS ESPECIALES

D-AIR-1

Este aditivo ya se explicó anteriormente.

CONTROLADORES DE FILTRADO

Las funciones de los aditivos para controlar el filtrado en las lechadas son:

- 1.- Para disminuir la deshidratación o la pérdida de agua (de la lechada) a zonas porosas
- 2.- Para proteger formaciones sencibles.
- 3.- Para mejorar las cementaciones forzadas.

Con una lechada de baja pérdida de filtrado, en muchos de los casos disminuye la necesidad de reparar o cementar con cementaciones forzadas para terminar un pozo.

Uno de los principales aditivos controladores del filtrado es el:

HALLAD-22-A.

Este aditivo controla el filtrado en las lechadas de cemento, se usa para temperaturas altas, las propiedades físicas son:

GRAVEDAD ESPECIFICA= 1.43 gr/c.c.

REQUERIMIENTO DE AGUA= 1.77 a 2.32 Lts/saco.

VOLUMEN ABSOLUTO= 0.8212 Lts./kg.

RANGO DE USO:

PROFUNDIDAD= De 1219 a 6096 m.

TEMPERATURA= De 52 a 182°C.

CONCENTRACION= 0.4 a 2.5% por el peso del cemento.

Para la segunda etapa se utilizaron los mismos aditivos únicamente varió el porcentaje de CFR-2(0.2%).

#### c.- CARACTERISTICAS DEL COUPLE DE CEMENTACION MULTIPLE.

USO:

Este se utiliza para cementar dos secciones separadas (etapas) de una -- misma sarta de tubería de revestimiento, para cementación de " columna larga" en dos etapas (para prevenir la contaminación del cemento en toda una zona - de cementación), y para eliminar la posibilidad de derrumbar una formación - débil.

MANEJO:

POSICION DE PAJADA.

La figura No. 15 muestra la posición de los varios elementos del coplé an tes y durante la cementación de la primera etapa.

Los orificios cementadores estan sellados por la camisa interior inferior, la camisa interior superior y la camisa exterior sellante se sostiene en - -



posición mediante tornillos rompibles.

La abertura a través de las camisas es lo suficientemente grande para dar paso libre a ambos, el tapón desviador flexible de cementación (usado al extremo de la primera etapa), sin cortar los tornillos rompibles que aguantan las camisas en sus puestos.

#### ORIFICIO DE CEMENTACION ABIERTA

La figura No. 16 muestra la posición de los elementos del cople durante la segunda etapa de cementación.

Los orificios cementadores se han abierto al aplicar presión hidráulica, después de que el tapón abridor (torpedo) se ha sentado en la camisa interior, al alcanzar presión de 63 a 73 Kgs/cm<sup>2</sup> se cortan los tornillos que aguantan la camisa interior inferior.

Este baja entonces hasta topar con las trabas, la bajada de la camisa interior es suficiente para descubrir los orificios cementadores.

El torpedo sirve de puente y cierra la parte baja de la tubería, por tanto el fluido o el cemento bombeado debajo de la tubería pasará por los orificios cementadores.

#### CAMISA OBTURADORA SE CIERRA CON EL TAPON DE CIERRE.

En la figura No. 17 se ve la posición de los elementos del cople después de haberse cementado la segunda etapa; y los orificios cementadores se han cerrado y sellado por la camisa obturadora exterior.

Ahora se le aplica presión hidráulica a la tubería, luego que el tapón de cierre haya sentado sobre la camisa interior superior.

Los tornillos que aguantan en posición la camisa interior superior, se --trozan y dan paso descendiendo a la camisa hasta que las chavetas den con el reborde del diámetro inferior de la camisa obturadora, la fuerza bajante

transmitida por las chavetas trozan los tornillos rompibles que aguantan a-- la camisa obturadora, entonces, tanto la camisa obturadora exterior y la superior bajan hasta que el anillo en O, en la camisa obturadora, pasa y sella los orificios cementadores.

La bajada continúa de la camisa interior superior y es irrumpida por el fluido atrapado entre las camisas interiores superior e interior, sin embargo, una diferencia entre presiones sigue actuando en la zona provista por el reborde(en el que actúan las chavetas) labrado a máquina en el interior de la camisa sellante.

Como resultado, la camisa sellante, sigue bajando hasta llegar al reborde donde traba en posición de cerrado.

#### d.- CALCULOS DE LAS OPERACIONES DE CEMENTACION

##### TUBERIA SUPERFICIAL.

##### DATOS:

Diámetro del agujero: 17 1/2"

T,R, 13 3/8", J-55, 54.5 lbs/pié.

Profundidad: 101.5m.

Cemento tipo "H"= 17,5 tons.

Densidad del cemento: 1.82 gr/c.c.

Rendimiento: 38 lts/saco.

Agua : 22 Lts/saco.

##### CAPACIDADES:

Capacidad entre agujero de 17 1/2" y T,R. 13 3/8"= 64.5347 Lts/m.

Capacidad T,R. 13 3/8"= 80.6450 Lts/m.

##### VOLUMEN CEMENTO REAL

$$\text{No. sacos} = 17.5 \text{ tons.} \times \frac{1000 \text{ Kg.}}{1 \text{ ton.}} \times \frac{1 \text{ saco}}{50 \text{ Kg.}} = 350 \text{ sacos}$$

$$\text{Vol. cemento.} = 350 \text{ sacos} \times \frac{38 \text{ Lts.}}{1 \text{ Saco}} = 13,300 \text{ Lts.}$$

VOLUMEN DE CEMENTO TEORICO

$$\text{Vol. cemento} = 64.5347 \frac{\text{Lts.}}{\text{m}} \times 101.5\text{m.} = 6550 \text{ Lts.}$$

VOLUMEN DE EXCESO.

$$\begin{aligned} \text{Vol. Exc.} &= \text{Vol. real} - \text{Vol. Teórico} \\ &= 13,300 - 6550 = 6750 \text{ Lts.} = 50\% \text{ de exceso.} \end{aligned}$$

VOLUMEN DE LODO PARA DESPLAZAR LA LECHADA.

$$\text{Vol. lodo} = 80.6450 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}} \times 87.8\text{m.} = 7080.63 \text{ Lts.}$$

$$\text{Vol. lodo} = 7080.63 \text{ lts.} \times \frac{1 \text{ Brl.}}{159 \text{ lts.}} = 44.5 \text{ bls.}$$

TUBERIA INTERMEDIA

DATOS:

Diámetro del agujero: 12 1/4"

T.R. 9 5/8", J-55, 36 y 40 lbs/pié.

Profundidad: 998.2m.

Cemento tipo H= 85 tons.

Densidad = 1.60 gr/c.c.

Rendimiento = 38 lts./saco.

Agua = 22 Lts/saco.

CAPACIDADES:

$$\text{Capacidad entre agujero } 12 \frac{1}{4}'' \text{ y T.R. } 9 \frac{5}{8}'' = 29.099 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}}$$

$$\text{Capacidad entre T.R. } 13 \frac{3}{8}'' \text{ y } 9 \frac{5}{8}'' = 33.6891 \frac{\text{lts}}{\text{m}}$$

$$\text{Capacidad T.R. } 9 \frac{5}{8}'' \text{, } 36 \text{ lbs/pié} = 40.3318 \frac{\text{lts}}{\text{m.}}$$

$$\text{Capacidad T.R. } 9 \frac{5}{8}'' \text{, } 40 \text{ lbs/pié} = 39.5514 \frac{\text{lts}}{\text{m.}}$$

VOLUMEN DE CEMENTO REAL.

$$\text{No. sacos} = 85 \text{ Tons.} \times \frac{1000 \text{ kgs.}}{1 \text{ Tons.}} \times \frac{1 \text{ saco}}{50 \text{ Kgs.}} = 1700 \text{ sacos}$$

$$\text{Vol. cemento} = 1700 \text{ sacos} \times 38 \frac{\text{Lts.}}{\text{Saco}} = 64,600 \text{ Lts.}$$

#### VOLUMEN DEL CEMENTO TEORICO

$$\begin{aligned} \text{Vol. cemento entre agujero } 12 \frac{1}{4}'' \text{ y T.R. } 9 \frac{5}{8}'' &= 29,099 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}} \times 896.7\text{m.} \\ &= 26,093 \text{ Lts.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Vol. cemento entre T.R. } 13 \frac{3}{8}'' \text{ y T.R. } 9 \frac{5}{8}'' &= 33.6981 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}} \times 101.5\text{m.} \\ &= 3,420 \text{ Lts.} \end{aligned}$$

$$\text{Vol. cemento teórico} = 26,093 + 3,420 = 29,513 \text{ Lts.}$$

#### VOLUMEN DE EXCESO

$$\text{Vol. exc.} = 64,600 - 29,513 = 35,087 = 54\% \text{ de exceso.}$$

#### VOLUMEN DE LODO PARA DESPLAZAR LA LECHADA

$$\text{Vol. lodo.} = 39.514 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}} \times 858.5\text{m.} = 33,955 \text{ Lts.}$$

$$\text{Vol. lodo} = 40.3318 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}} \times 121.7\text{m.} = 4,909 \text{ Lts.}$$

$$\text{Vol. lodo total} = 33,955 \text{ Lts.} + 4,909 \text{ Lts.} = 38,864 \text{ Lts.}$$

$$\text{Vol. lodo total} = 38,864 \text{ Lts.} \times \frac{1 \text{ Brl.}}{159 \text{ Lts.}} = 244.5 \text{ Brls.}$$

#### TUBERIA DE EXPLOTACION ( 1º ETAPA)

##### DATOS:

Diámetro del agujero: 8 1/2"

T.R. 6 5/8", J-55, 24 Lbs/pié.

Profundidad: 1974.3m.

Cemento tipo H = 9 tons.

Densidad cemento 1.95 Gr/c.c.

Rendimiento = 38 Lts./ saco.

Agua = 19.1 Lts/saco.

CAPACIDADES:

Capacidad entre agujero 8 1/2" y T.R. 6 5/8" =  $14.34 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}}$

Capacidad T.R. 6 5/8", 24 lbs/pié =  $17.73 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}}$

VOLUMEN CEMENTO REAL

No. sacos = 9 tons.  $\times \frac{1000 \text{ Kg.}}{1 \text{ ton.}} \times \frac{1 \text{ saco}}{50 \text{ Kg.}} = 180 \text{ sacos}$

Vol. cemento. = 180 sacos  $\times \frac{38 \text{ lts}}{\text{saco}} = 6,840 \text{ lts.}$

VOLUMEN DE CEMENTO ENTRE EL COPLE DE RETENCION Y ZAPATA.

Vol. entre cople y zapata =  $17.73 \frac{\text{lts.}}{\text{m.}} \times 25 \text{ m.} = 443.25 \text{ lts.}$

Vol. cemento en el espacio anular =  $6840 - 443.25 = 6396.75 \text{ Lts.}$

ALTURA DE CEMENTO EN EL ESPACIO ANULAR.

$h = \frac{6,396.75 \text{ lts.}}{14.34 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}}} = 446 \text{ m.}$

$$14.34 \frac{\text{Lts.}}{\text{m}}$$

CIMA DEL CEMENTO EN EL ESPACIO ANULAR 1°ETAPA

$h = 1974 - 446 = 1528 \text{ m}$ ; el cemento sobrepasa el cople de cementación múltiple por lo que abrieron el cople y circularon el exceso de cemento.

VOLUMEN DE LODO PARA DESPLAZAR LA LECHADA.

Vol. lodo =  $1949 \text{ m.} \times 17.73 \frac{\text{Lts.}}{\text{m.}} = 34,555 \text{ Lts.} = 217 \text{ Brls.}$

2° ETAPA

Profundidad cople de cementación "DV" : 1553.3 m.

Cemento tipo H: 12 tons.

Densidad cemento = 1.55 Gr/c.c.

Rendimiento = 38 Lts./saco

#### VOLUMEN DE CEMENTO REAL

$$\text{No. sacos} = 12 \text{ Tons.} \times \frac{1000 \text{ Kgs.}}{1 \text{ ton.}} \times \frac{1 \text{ saco}}{50 \text{ kgs.}} = 240 \text{ sacos}$$

$$\text{Vol. cemento} = 240 \text{ sacos} \times \frac{38 \text{ lts.}}{\text{saco}} = 9,120 \text{ lts.}$$

#### ALTURA DEL CEMENTO EN EL ESPACIO ANULAR

$$h = \frac{9120 \text{ lts.}}{14.34 \frac{\text{lts.}}{\text{m.}}} = 636 \text{ m.}$$

#### CIMA CEMENTO TEORICA EN EL ESPACIO ANULAR

$$h = 1553 - 636 = 917 \text{ m. Cima cemento teórico}$$

#### VOLUMEN DE LODO PARA DESPLAZAR LA LECHADA

$$\text{Vol. lodo} = 1553.3\text{m.} \times \frac{17.73 \text{ Lts.}}{\text{m.}} = 27,540 \text{ Lts.} = 173 \text{ Brls.}$$

# COPLE DE CEMENTACION MULTIPLE

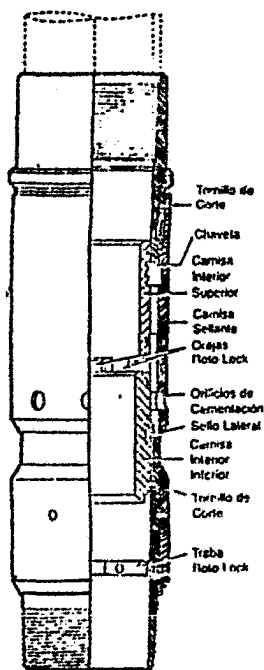


FIG. 16  
POSICION DE LAJADA

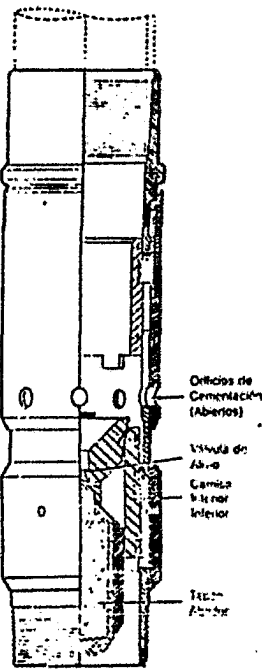


FIG. 18  
ORIFICIOS DE CEMENTACION ABERTOS

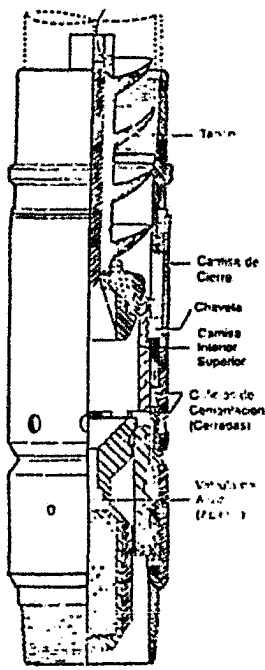


FIG. 17  
CAMERA SELLANTE CERRADA

APENDICE DEL CEMENTADOR RECUPERABLE C-1



## CEMENTADOR RECUPERABLE MODELO C-1

### DESCRIPCION

El cementador recuperable Baker modelo C-1, es una herramienta de diámetro interior máximo, que soporta presiones elevadas tanto arriba como abajo de ella. Debido a esta característica, permite la corrida de instrumentos de registro y pistolas a través de la herramienta.

Una vez que el intervalo ha sido disparado pueden efectuarse operaciones de cementación forzada, fracturas, acidificaciones y pruebas posteriores a las mismas, también pueden efectuarse dichas operaciones, corriendo el cementador con un tapón recuperable marca Baker debajo de él.

La ventaja que se obtiene con el empleo de esta herramienta, es que las operaciones antes mencionadas pueden efectuarse tantas veces como sea necesario en un solo viaje.

Utilizando al mismo tiempo el probador Baker modelo "N", puede probarse la T.R. antes de las operaciones de cementación a presión, como también probar la T.R. en cualquier momento.

El cementador está provisto de dos juegos de cuñas del tipo opuesto, diseñadas cada juego para anclar en una sola dirección. El arreglo de las cuñas es tal, que una vez empacado, la presión tanto arriba como abajo del cementador se transmite automáticamente a la T.R. a través del juego de las cuñas apropiadas.

Otra de las características es el elemento empacador de diseño triple, los elementos superior e inferior son de dureza 90 y el central de dureza 80, esta combinación previene la extensión de los hules y proporciona un sello eficiente contra cualquier presión diferencial tanto arriba como abajo del cementador.

Con una vuelta a la derecha y aplicando peso a la herramienta se anclan --

las cuñas superiores, pero no empaican los elementos de hule; en estas condiciones puede establecerse circulación arriba, abajo y al rededor del cementador.

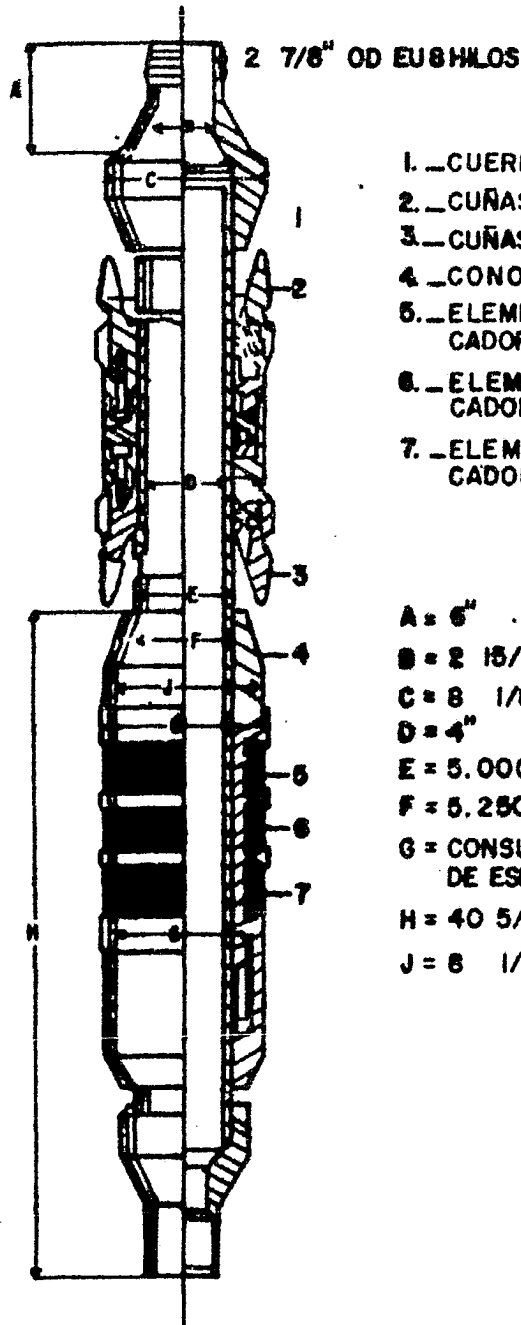
El peso aplicado a la herramienta durante la circulación compensa en forma automática cualquier contracción que pueda ocasionarse en la T.R.; para empaicar el cementador, es necesario aplicar tensión; el movimiento hacia arriba de la T.P. libera las cuñas superiores, ancla las inferiores y empaica los elementos de hule.

#### DISEÑO

En lo que respecta a la construcción del cementador recuperable modelo -- C-1, es sencilla; consiste esencialmente de un juego de cuñas opuestas colocadas arriba de los tres elementos empacadores.

#### CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES

Se recomienda ver la figura No. 18.



- 1. \_CUERPO
- 2. \_CUÑAS SUPERIORES
- 3. \_CUÑAS INF.
- 4. \_CONO
- 5. \_ELEMENTO EMPA—  
CADOR LARGO
- 6. \_ELEMENTO EMPA—  
CADOR CORTO
- 7. \_ELEMENTO EMPA—  
CADOR LARGO

- A = 6"
- B = 2 15/32"
- C = 8 1/8"
- D = 4"
- E = 5.000"
- F = 5.250"
- G = CONSULTAR GUIA  
DE ESPECIFICACIONES
- H = 40 5/16"
- J = 8 1/8"

CEMENTADOR RECUPERABLE C-1

FIG. Nº 18

**APENDICE DE LOS ACCESORIOS DEL APAREJO DE PRODUCCION**

## ACCESORIOS DEL APAREJO DE PRODUCCION

El aparejo de producción está integrado de los siguientes accesorios:

- 1.- Niple de asiento tipo "D"
- 2.- Empacador Otis permalach
- 3.- Soltador Otis SD
- 4.- Tubería de producción.

### FUNCIONES

#### NIPLE CAMCO TIPO "D"

Este se coloca abajo del empacador, además se coloca un tapón desechable-PE-500 abajo del niple "D", con la colocación de estas dos herramientas Camco nos permite colocar un tapón temporal en la tubería de producción.

La función principal del niple de asiento es alojar herramientas como válvulas de pie "A", tapones ciego, estranguladores de fondo y además para anclar el empacador.

Ver figura No. 19)

### ESPECIFICACIONES

T.P.	NIPLE TIPO	DIAMETRO EXT.	DIAMETRO INT.	LONGITUD
2 7/8"	D	3. 093"	2,250"	6"

#### EMPACADOR

Es un dispositivo que sirve para aislar la T,R. con la T,P.; las funciones principales de este accesorio son:

- 1.- Aprovechar al máximo la energía del yacimiento para mejorar la eficiencia del flujo y prolongar su etapa fluyente.
- 2.- Proteger las tuberías de revestimiento de las altas presiones en los puntos de menor resistencia.
- 3 - Proteger a las T,R. de los fluidos corrosivos que se producen con hidrocarburos y de la acumulación de parafinas.

4.- Aislar dos o más intervalos y explotarlos en forma selectiva. En la terminación del pozo Constituciones 525-A se utilizó un empacador - OTIS PERMALACH, la figura No. 20 nos ilustra los principales elementos que componen al empacador.

#### ESPECIFICACIONES DEL EMPACADOR CON RESPECTO AL DIAMETRO DE LA T.R.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO	EMPACADOR
Diámetro exterior 6 5/8"	Diámetro exterior 5.60"
Diámetro interior 5.921"	Diámetro interior 2.44"
Peso: 24 lbs/pié	Longitud: 63"

#### ANCLAJE DEL EMPACADOR

Para anclar el empacador, se levanta la sarta uno o dos metros y se gira 1/3 de vuelta a la derecha.

Se baja la tubería de producción y se le carga peso al empacador, esta acción sirve para liberar la llave J y así colocar el seguro fuera del empacador, se continúa bajando y automáticamente se ensamblará la llave "J" superior (ver esquema B)

Cuando la llave "J" superior se acopla, el empacador puede ser anclado con peso con la tubería de producción.

Un conjunto de cuñas de fricción sirve para evitar movimientos hacia abajo o hacia arriba del empacador cuando están accionándose las cuñas superiores e inferiores. Una vez anclado el empacador la tubería de producción puede ponerse en tensión, compresión o neutral.

#### DESANCLAJE DEL EMPACADOR

Para desanclar el empacador se le carga peso, se gira nuevamente la tubería 1/3 de vuelta a la derecha, se levanta la tubería de producción con el

objeto de que la llave "J" llegue al seguro inferior (ver esquema C), esta acción sirve para liberar las cuñas superior e inferior y así librar las fuerzas de compresión en los elementos de empaque del empacador, como el empacador es liberado la presión a través del empacador se estabiliza por el paso del fluido del ensamble del mandril interior con la parte exterior del cuerpo del empacador a través del BYPASS.

### TUBERIA DE PRODUCCION

Para la terminación del pozo se utilizó tubería de producción 2 7/8" J-55-6.5 lbs/pié. A continuación describo las características principales de esta tubería.

ESPEJOR DE PARED	DIAMETRO INTERIOR	DIAMETRO DRIF.	RESISTENCIA AL COLAPSO	RESISTENCIA A PRESION INT.
0.217"	2.441"	2.347"	6800 PSI	9,910 PSI.

# ANCLAJE Y DESANCLAJE DEL EMPACADOR OTIS PERMALACH



ESQUEMA - A



ESQUEMA - B



ESQUEMA - C



NIPLE TIPO "D"

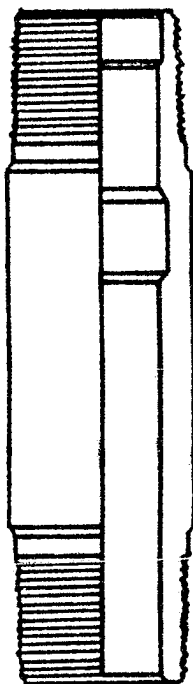


FIG. Nº 19

EMPACADOR OTIS PERMALACH

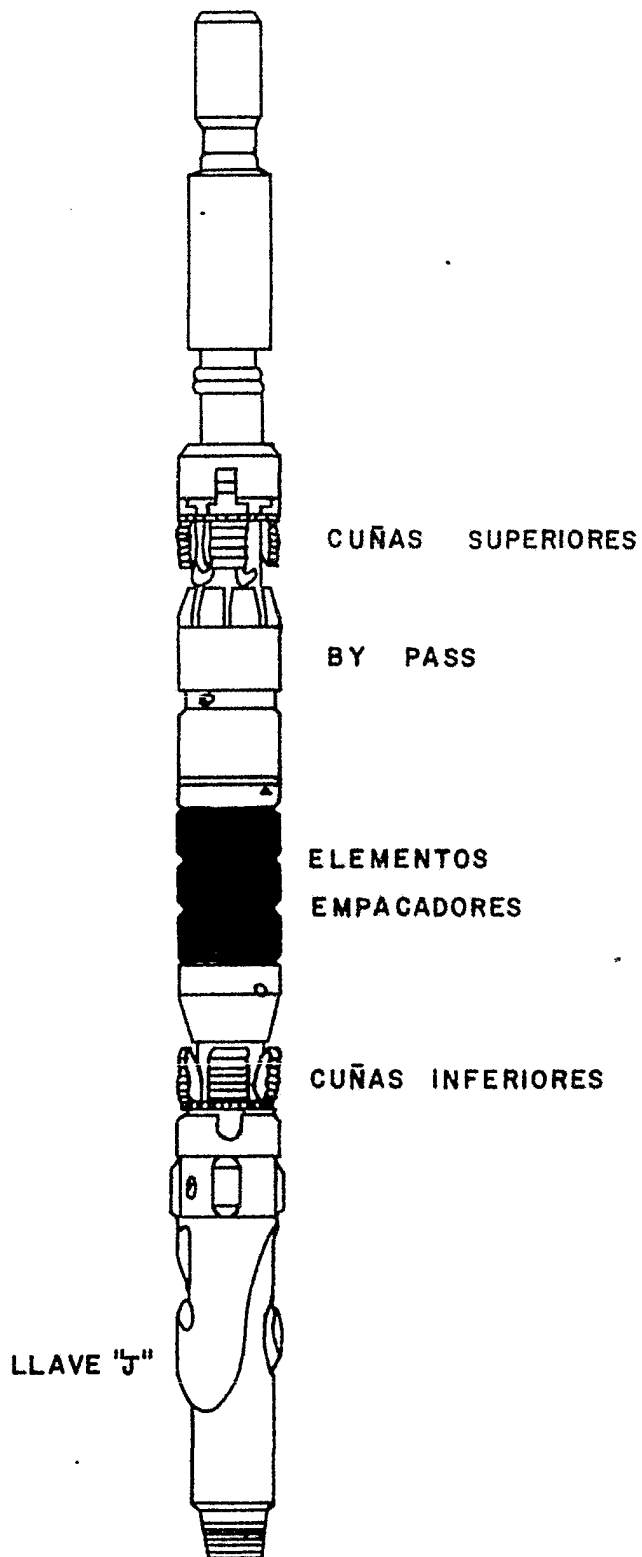


FIG. Nº 20

TRATAMIENTOS CON ACIDOS Y ADITIVOS

## TRATAMIENTOS CON ACIDOS Y ADITIVOS

### ESTIMULACION

El día 28 de febrero de 1982, se efectuó un tratamiento con  $8\text{m}^3$  de ácido, al 15% de MCA con los siguientes aditivos: 30.3 Lts. de HAI, 242 Lts. de -- Morflo II en los intervalos disparados (1890-1898, 1908-1916, 1928-1936)

El ácido se mezcló con  $400\text{m}^3$  y se despalzó con  $800\text{m}^3$  de  $\text{N}_2$  durante el bombeo se observaron las siguientes presiones:

Presión de ruptura =  $203\text{ Kgs/cm}^2$

Presión de Inyección =  $140\text{ Kgs/cm}^2$ .

Presión final =  $140\text{ Kgs/cm}^2$ .

El gasto de inyección del ácido fue de 2 Brls./min., se abrió el pozo por 1 1/4" desalojando  $\text{N}_2$  y productos de la reacción, posteriormente aceite y gas sin registrar presión.

### CARACTERISTICAS DEL MCA

#### AGENTE LIMPIADOR DEL LODO (MCA)

El MCA es un sistema compuesto por ácido clorhídrico (HCL), inhibidores de corrosión para las tuberías de revestimiento y un surfactante o quebrador de emulsión; el MCA es usado en concentraciones del 5% al 15%.

#### ACIDO CLORHIDRICO:

El ácido clorhídrico es usado comunmente al 15% en estimulaciones de limpieza, en roscas carbonatadas debido a su gran capacidad de ataque en el carbonato de calcio (Caliza) y carbonato de magnesio (Dolomias).

En este tipo de tratamientos generalmente se usan volúmenes pequeños, dependiendo este de las presiones de admisión y del espesor del intervalo disparado y la magnitud del daño causado por los fluidos de perforación.

### INHIBIDOR DE CORROSION:

Cuando un ácido es bombeado al pozo, reaccionará con la tubería y causará severa corrosión y posiblemente completa desintegración de la misma.

Para prevenir esto, han sido desarrollados los inhibidores de corrosión - los cuales retardan efectivamente la velocidad de reacción del ácido sobre el acero.

Algunos factores que influyen la velocidad de reacción sobre el acero son:

- 1.- Temperatura
- 2.- Tiempo de contacto
- 3.- Tipo de ácido
- 4.- Presión.
- 5.- Tipo de acero
- 6.- Concentración del ácido
- 7.- Relación entre el volumen de ácido y la superficie de metal expuesta.

Los inhibidores de corrosión no detienen totalmente la corrosión pero aminoran la velocidad en que esto sucede. Aumentando la concentración de inhibidores, es posible extender el tiempo de contacto o estimular formaciones - con alta temperatura de fondo sin causar significativa corrosión.

Estos materiales funcionan por absorción sobre el acero y forman una barrera protectora entre este y el ácido.

Uno de los aditivos que se usa como inhibidor de corrosión es el HAI-75.

### SURFACTANTE:

Uno de los aditivos que se le agrega al ácido es el MORFLO II, el cual - sirve para disperar partículas de lodo, e incrementar las propiedades de - penetración del ácido disminuyendo la tensión superficial y además previene y rompe emulsiones viscosas de aceite-agua.

## FRACTURAMIENTO

El día 1º de marzo de 1982, se efectuó un tratamiento (Fractura Hidráulica) con 50 m<sup>3</sup> de ácido al 15% HV-60 relación 85-15, con los siguientes aditivos: 126 Lts, AF-61, 98,4 Lts, HAI-75 en los intervalos indicados anteriormente.

Delante del ácido se bombearon 20m<sup>3</sup> de diesel y se desplazó el ácido con 900 m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub>, durante el bombeo se observaron las siguientes presiones:

Presión de Ruptura = no se observó

Presión de Inyección= 329-378 kgs/cm<sup>2</sup>

Presión Final = 378 Kgs/cm<sup>2</sup>

Presión de Cierre = 161 Kgs/cm<sup>2</sup>

Presión de Cierre Instantaneo= 154 Kgs/cm<sup>2</sup>

El gasto de inyección del ácido fue de 9.5 brls/min., se esperó reacción del ácido 2:00 hrs. y continuó pozo fluyendo por 10 mm. aceite y gas al quemador con presión en T.P. 24 Kgs/cm<sup>2</sup>.

## CARACTERISTICAS DEL HV-60

El ácido HV-60 derivado de los ácidos HV de alta viscosidad, está compuesto por emulsiones controladas de fluidos base aceite ya sea crudo o refinado como la fase continua y ácido clorhídrico como la fase dispersa.

El ácido HV-60 tiene dos funciones en los tratamientos a pozos:

1.- Esta diseñado precisamente para retardar la reacción química del HCl con las formaciones calcáreas o dolomitizadas.

2.- Puede ser utilizado en pequeñas cantidades como material desviador entre etapas de acidificaciones convencionales.

En la primera opción el ácido HV-60 se comporta como un ácido retardado alcanzando una gran distancia de penetración de la reacción del ácido, - - -

resultando un incremento en el drene comparado con tratamientos convencionales.

Como agente desviador mantiene la viscosidad para una longitud controlada previniendo pérdidas de fluido en otras secciones de la formación tratada.

Aunque este ácido tiene excelentes propiedades suspensoras los sólidos solubles en aceite o agua son ocasionalmente atacados por el ácido y pueden usarse como agentes puentes para aumentar las propiedades desviadoras del ácido en otras zonas permeables.

Los aditivos usados son: AF-61, HAI-75.

El AF-61 es un aditivo que sirve para crear la emulsión y el HAI-75 es un inhibidor de corrosión.

#### FLUIDOS UTILIZADOS EN UNA FRACTURA.

##### 1.- ACIDO VIVO

Es utilizado como agente limpiador y grabador de la formación en las inmediaciones del pozo.

##### 2.- PREFLUSH ENFRIADOR

Este fluido, base agua, se utiliza con el doble propósito de enfriar la formación para adecuarla a la reacción del ácido, e iniciar el proceso de fractura.

##### 3.- PREFLUSH VISCOSO

Consiste en una gelatina de alta viscosidad la cual aumenta el ancho de las fracturas ya iniciadas y las mantiene abiertas permitiendo que el ácido penetre profundamente en la formación.

##### 4.- ACIDO PRINCIPAL RETARDADO (HV-60)

Al inyectar el ácido este disminuye su capacidad de disolución a medida que penetra en las formaciones; cuando se ha gastado totalmente o cuando su-

velocidad de reacción es prácticamente nula, para obtener mayor penetración es necesario:

- a.- Aumentar la concentración del ácido.
- b.- Aumentar la velocidad de flujo del ácido
- c.- Disminuir la velocidad de reacción.

#### 5.- SOBRE DESPLAZAMIENTO

Se usa un fluido de base acuosa, que permite la penetración profunda del ácido aumentando de esta forma, la efectividad del mismo.

#### 6.- DESPLAZAMIENTO

Se utiliza para colocar fluidos fracturantes dentro de la formación.



APENDICE DEL TIPO DE TERMINACION DEL POZO CONSTITUCIONES

525- A

## TIPO DE TERMINACION

Existen tres tipo de terminación\*

- 1.- En agujero descubierto.
- 2.- Con tubería corta (Liner)
- 3.- Con T.R. perforada.

El tipo de terminación que se llevó a cabo en el pozo fue con T.R. perforada, para este tipo de Terminación la T.R. debe estar cementada en la zona productora y es selectivamente perforada.

### VENTAJAS:

- 1.- Fácil de controlar la producción excesiva de agua y gas.
- 2.- Puede ser estimulado selectivamente.
- 3.- Puede ser profundizado.
- 4.- Máximo diámetro al flujo.
- 5.- Adaptable a todas las Terminaciones múltiples.
- 6.- Trabajos de cementación mas fácil que en las T.R. cortas.
- 7.- Tiempo menor de equipo.

### DESVENTAJAS:

- 1.- El costo de la perforación puede ser significante.
- 2.- Mayor daño en la formación.

### TERMINACION SENCILLA

En este tipo de terminación, va instalado un empacador dentro de la T.R. y posteriormente corrida la T.P., por lo regular va una válvula de circulación con el objeto de comunicar la T.P. con la T.R.

APENDICE DE CABEZALES DE TUBERIA, ARBOL DE VALVULAS Y COLGADOR.

CABEZALES DE TUBERIAS, ARBOL DE VALVULAS Y COLGADOR,

CABEZALES

Durante la terminación del pozo se instalaron tres diferentes diámetros de cabezales para los distintos diámetros de tubería de revestimiento.

Los diferentes cabezales que se utilizaron son los siguientes:

CABEZAL 13 3/8" x 9 5/8"

La T.R. va unida o roscada en la parte inferior del cabezal de 13 3/8", - este cabezal se caracteriza por tener en su parte inferior rosca de 8 hilos - o Buttres o preparación para soldar, consta de dos salidas laterales.

En su parte superior tiene una brida que sirve para instalar conexiones - superficiales de control, para seguridad del pozo al continuar la perfora - ción. Además consta de un nido donde se aloja el colgador para la siguiente - tubería en este caso es de 13 3/8" x 9 5/8"

CARRETE 9 5/8" x 6 5/8"

Este carrete se caracteriza por tener en su parte inferior una brida de - la misma medida que la del cabezal anterior, consta de dos salidas laterales - bridadas, en su parte superior tiene brida para hacer conexiones superficia - les o de control y nido para colgar la T.R. 6 5/8" con cuñas.

CABEZAL DE PRODUCCION

Este se caracteriza por tener en su parte inferior una brida de la misma - medida que la del carrete anterior, tiene sus salidas laterales bridadas.

En su parte superior tiene una brida con tornillos opresores y nido para - alojar el colgador de la tubería de producción 2 7/8". La figura No. 21 nos - ilustra la forma en que quedó instalado el programa de tuberías en sus res - pectivos cabezales (13 3/8", 9 5/8", 6 5/8", 2 7/8") para el pozo Constitu - ciones 525-A.

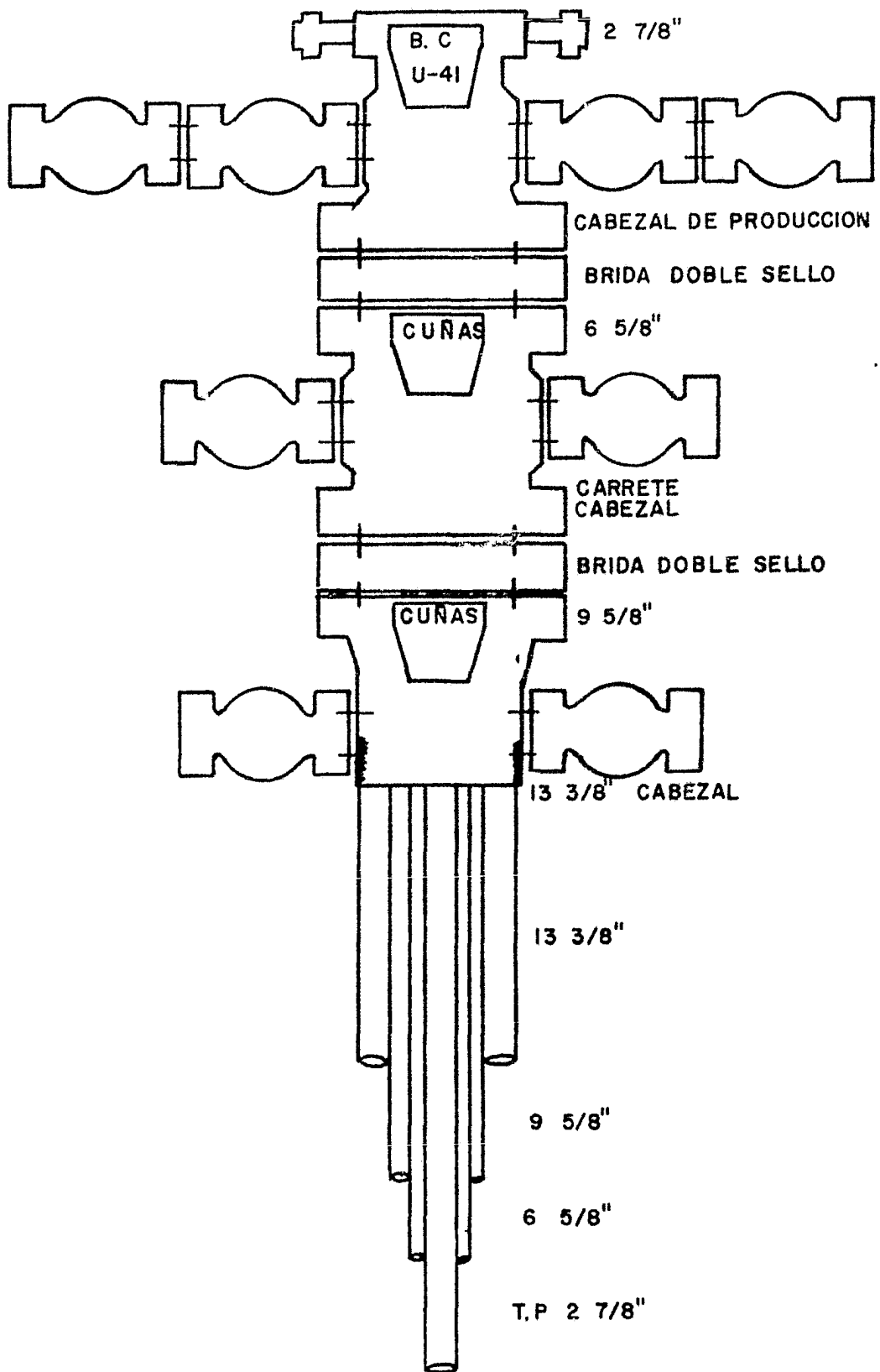


FIG. Nº 21

ARBOL DE VALVULAS.

El tipo de árbol que se usó es marca "FIP" y fue el siguiente: (13 3/8" x-  
9 5/8" x 6 5/8" x 2 7/8").

COLGADOR

El colgador usado fue el tipo U-41: (FIP). este tiene la característica-  
que es partido envolvente, este colgador se usa para sarta sencilla de tube-  
ría de producción.

Se recomienda ver la figura No. 23.

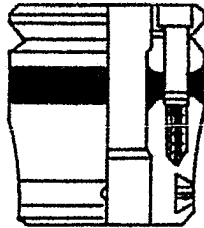


Fig. No. 23.

### CONCLUSIONES

En el pozo Constituciones No. 525 se presentaron problemas de flujo de agua y derrumbes.

Estos problemas fueron originados por la falta de control en la inyección de agua, la cual se efectuó a través de roturas en las tuberías de revestimiento de algunos pozos, por lo que fue necesario taponarlo.

Por tanto para el pozo Constituciones No 525-A, el programa de derrumbes se solucionó cambiando el programa de tuberías de revestimiento.

La perforación de este se hizo en base a las experiencias que se obtuvieron de otros pozos perforados en el campo Tamaulipas-Constituciones.

El Ingeniero Petrolero es el encargado de elaborar programas de perforación y Terminación, correlacionando la información obtenida en los pozos ya perforados.

Sin embargo durante la intervención del pozo se presentan problemas que determinan modificaciones en estos programas, los cuales se ajustarán de acuerdo a las condiciones existentes.

De aquí que el Ingeniero deberá estar suficientemente preparado y/o capacitado con las técnicas, materiales y herramientas, así como contar con suficiente información, capacitación y actualización, para que en un momento dado tome decisiones y así solucionar los problemas que se presenten desde el inicio de la perforación hasta la terminación y producción del pozo.

## REFERENCIAS

- 1.- Reportes semanales de Perforación y Terminación del pozo Constituciones 525-A; Pemex.
- 2.- Estudio del campo Tamaulipas-Constituciones; Ingeniería de Yacimientos,- Zona Norte.
- 3.- Historia del pozo Cuitlahuac No. 621 del D.F.N.E.(TESIS).
- 4.- Lecciones sobre Perforación Rotaria, Unidad II, Lección 1, IMP, 1980.
- 5.- Lecciones sobre Perforación , rotaria, Unidad II, Lección 3, IMP, 1980
- 6.- Tablas de cementación, Halliburton de México.
- 7.- Apuntes del curso Ingeniería Petrolera; Cd. Pemex, Tab., 1982.
- 8.- Manual de cementos y aditivos, Halliburton de México.
- 9.- Manual Técnico, diciembre , 1980.
- 10.- Manual de herramientas especiales IMP, 1976.
- 11.- Catálogo de empacadores Otis, 1978.
- 12.- Catálogo de Equipo de control (FIP).