



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“ INYECCION DE AGUA AL CAMPO CASTARRICAL ”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

José Luis Fong Aguilar



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.

CONTENIDO

Página

CAPITULO

I.	INTRODUCCION	1
II.	GENERALIDADES	3
II.1.	Exploración y descubrimiento.	3
II.2.	Localización del campo	5
II.3.	Vías de comunicación	5
II.3.1.	Terrestres	5
II.3.2.	Fluviales	6
II.3.3.	Radiocomunicación	6
II.4.	Hidrografía y Clima	6
II.4.1.	Hidrografía	6
II.4.2.	Clima	7
II.5.	Distribución de la producción	7
II.5.1.	Líneas de recolección de aceite	7
II.5.2.	Batería de Recolección.	7
II.5.3.	Oleoducto	7
III.	INTERPRETACION GEOLOGICA DEL CAMPO - - - CASTARRICAL	9
III.1	Desarrollo	9
III.2.	Estratigrafía del campo	11
III.3.	Tipo de estructura geológica	14
III.4.	Tipo de fallas geológicas	15
III.5.	Causas del desplazamiento vertical de las fallas	18
III.6.	Efectos de las fallas sobre las -- arenas productivas	19

IV.	DISCUSION GEOLOGICA DE LOS YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA INYECCION DE AGUA. . .	20
IV.1.	Yacimientos elegidos para la inyección de agua.	20
IV.2.	Criterios que se tomaron en cuenta	20
IV.2.1.	Tamaño del yacimiento. . .	20
IV.2.2.	Recuperación primaria. . .	21
IV.2.3.	Entrada de agua	21
IV.2.4.	Número y arreglo de pozos	21
IV.2.5.	Continuidad del yacimiento	22
IV.3.	Discusión de los yacimientos elegidos	23
IV.3.1.	Arena 20, Yacimiento I. . .	23
IV.3.2.	Arena 22, Yacimiento I. . .	25
IV.3.3.	Arena 22A, Yacimiento II . .	27
IV.3.4.	Arena 26, Yacimiento I y III	27
IV.3.5.	Arena 31, Yacimiento I. . .	30
IV.3.6.	Arena 34A, Yacimiento II . .	32
IV.4.	Fallas principales que afectan los yacimientos elegidos	34
IV.5.	Planos de configuración de bases y cimas	34
IV.6.	Selección de pozos inyectoras y productores	35
IV.7.	Cálculo de los volúmenes originales	38
IV.8.	Factores de recuperación y reservas adicionales	41
IV.9.	Historia de producción de cada yacimiento elegido y del campo . . .	45

CAPITULO

V.	SISTEMA DE INYECCION DE AGUA Y SU TRATAMIENTO	54
V.1.	Planta de tratamiento	54
V.2.	Factores que se consideraron al diseñar la planta de tratamiento. . .	54
V.2.1.	Factores principales . . .	54
V.3.	Tipo de sistema	55
V.3.1.	Sistema cerrado	55
V.4.	Fuente de suministro de agua . . .	56
V.5.	Pozos actuales de captación . . .	57
V.6.	Localización general de la planta.	58
V.7.	Tratamiento del agua	58
V.8.	Análisis del agua	60
V.9.	Compatibilidad de las aguas . . .	61
V.9.1.	Tipos de arcillas	61
V.10.	Estabilización del agua	62
V.11.	Precipitación de compuestos insolubles	64
V.12.	Proceso de filtración	65
V.13.	Tipos de corrosión	67
V.14.	Prevención de la corrosión	68
V.15.	Control de los microorganismos . .	70
V.15.1.	Bactericidas y Bacterios-tatos	70
VI.	EVALUACION DE LA INYECCION DEL AGUA . . .	71
VI.1.	Selección de gastos y presiones de inyección	71
VI.1.1.	Selección de gastos	71
VI.1.2.	Presiones de inyección	71
VI.2.	Presión máxima de operación de la planta	72

VI.3.	Gastos de admisión de los yaci- - mientos	72
VI.4.	Volumen de agua necesario para el barrido y tiempo de desplazamiento	75
VII.	ESTUDIO ECONOMICO	76
VII.1.	Costo total estimado del proyecto.	76
VII.1.1.	Costo de las instalacio-- nes superficiales	77
VII.1.2.	Costo de la obra civil. .	77
VII.1.3.	Costo de la perforación - de nuevos pozos	78
VII.1.4.	Costo del acondicionamien- to de pozos	78
VII.1.5.	Costo de la operación y - mantenimiento	79
VII.1.6.	Gastos administrativos, - imprevistos e ingeniería.	79
VII.2.	Ingresos	79
VII.3.	Egresos	80
VII.4.	Utilidades	80
VIII.	CONCLUSIONES	81
VIII.1.	Estado final del campo	81
VIII.2.	Pozos propuestos por perforar . . .	84
VIII.3.	Factibilidad del proyecto	86
VIII.4.	Recomendaciones	87
IX.	REFERENCIAS	89

LISTA DE PLANOS

Página

Plano

1.	Localizaciones	4
2.	Plano índice	10
3.	Plano estructural cima de arena 38	16
4.	Plano de la falla "A"	17
5.	Plano estructural base de arena 20	24
6.	Plano estructural base de arena 22	26
7.	Plano estructural cima de arena 22A.	28
8.	Plano estructural base de arena 26	29
9.	Plano estructural cima de arena 31	31
10.	Plano estructural cima de arena 34A.	33
11.	Planta inyección de agua.	59

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica

1.	Historia de arena 20, Yacimiento I	46 .
2.	Historia de arena 22, Yacimiento I	47
3.	Historia de arena 22A, Yacimiento II	48
4.	Historia de arena 26, Yacimiento I	49
5.	Historia de arena 26, Yacimiento III.	50
6.	Historia de arena 31, Yacimiento I	51
7.	Historia de arena 34A, Yacimiento II	52
8.	Historia de producción del campo	53

INTRODUCCION I

El Campo Castarrical es uno de los 12 campos que forman el Distrito Comalcalco. Ocupa el cuarto lugar en cuanto a la producción de aceite se refiere. Se encuentra desarrollado casi en su totalidad, quedando algunas localizaciones - por perforarse.

Los yacimientos de este campo se encuentran en una etapa muy avanzada de explotación primaria, y la presión de los mismos tiene un valor inferior al de la presión de saturación.

Lo anteriormente expuesto hace necesario la aplicación de energía externa para mejorar la recuperación del campo. La Compañía H.J. Gruy, realizó un estudio previo, de la interpretación geológica del campo, para la selección de los yacimientos a los cuales se les aplicará la inyección de agua, con objeto de obtener una producción adicional de -- aceite.

Tomando en cuenta la interpretación geológica del campo - realizada por la H.J. Gruy, se seleccionaron los yacimientos que presentaron las características más favorables para la inyección de agua. Se determinaron los volúmenes -- originales de aceite de cada uno de los yacimientos elegidos, así como sus producciones acumulativas. Mediante estos valores se obtuvieron sus factores de recuperación - - actuales. Mediante curvas de inclinación, se determinaron los factores de recuperación por vida primaria, esperados para cada yacimiento. Los factores de recuperación totales, considerando la inyección de agua, se obtuvieron de - las correlaciones del A.P.I.

Con la información anterior, fué posible obtener los volúmenes adicionales de aceite, atribuibles a la inyección de agua.

Se seleccionaron los pozos inyectoros, de acuerdo con su posición estructural, y su cercanía con el contacto agua - aceite. Los pozos productores fueron seleccionados tomando en cuenta su posición respecto al área de barrido, así como la continuidad de los cuerpos arenosos a través de todo el yacimiento.

Para cada pozo inyector, se calculó el volumen de admisión esperado. En este cálculo se tomó en cuenta el intervalo que se pretende disparar y el dato estadístico de cantidad de agua admitida, por metro disparado, en la prueba piloto llevada a cabo en el campo El Golpe. También se consideraron los resultados de las pruebas de inyektividad, que se llevan a cabo en los yacimientos de este campo.

Se analizó el problema del tratamiento del agua, ya que es necesario dejar un agua adecuada para la inyección a los yacimientos, a fin de evitar los diversos problemas que se presentan al utilizar un agua mal tratada.

Se hace un balance económico, comparando el valor actual del aceite adicional que se espera recuperar, por inyección de agua, con el costo total del proyecto.

Finalmente se presentan las conclusiones del proyecto, donde se hace hincapié en la factibilidad económica de su realización.

CAPITULO II

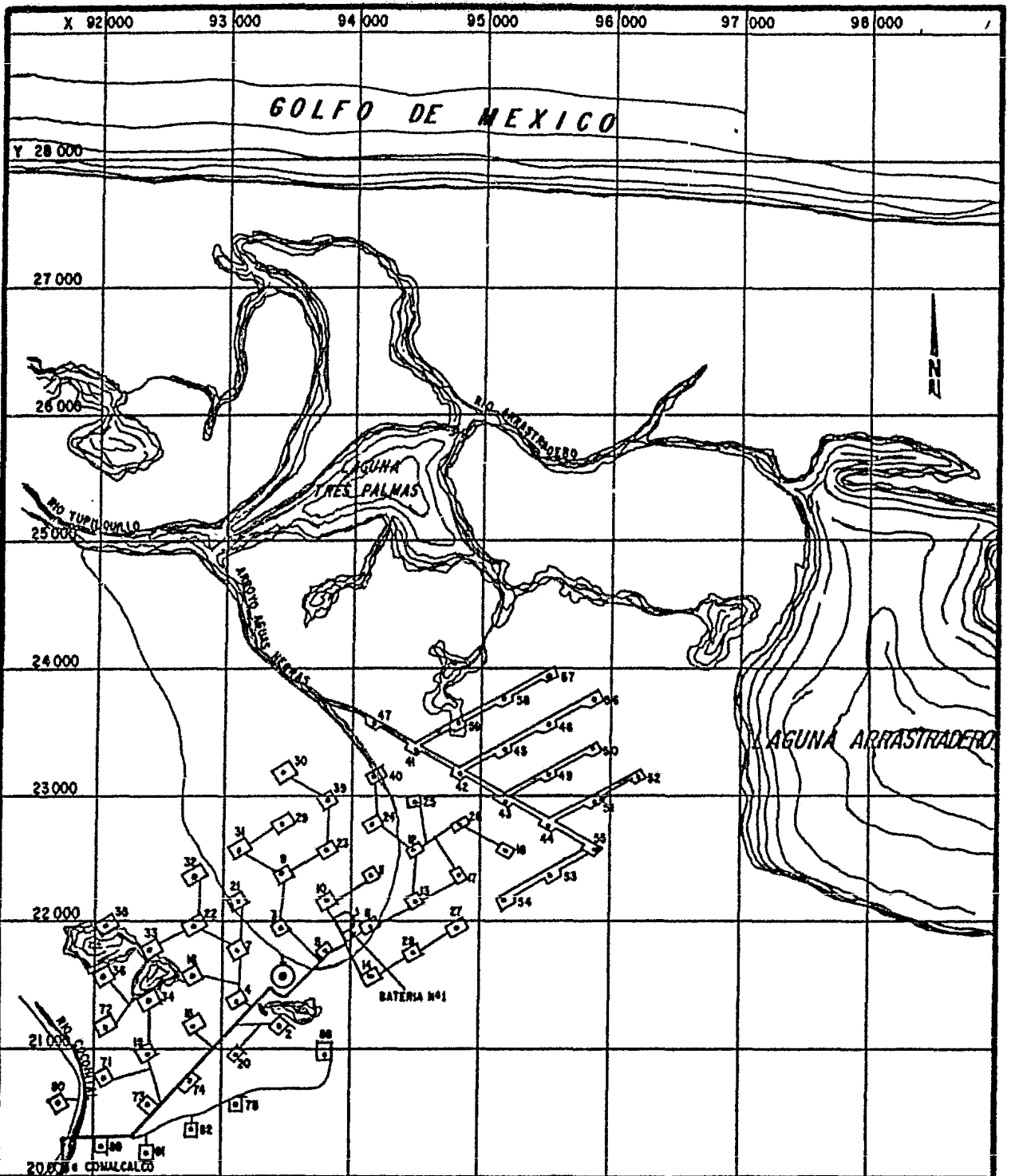
GENERALIDADES

II.1. EXPLORACION Y DESCUBRIMIENTO.

Se tiene conocimiento que desde el año de 1927 se han venido efectuando estudios Geológicos, Gravimétricos y Geofísicos en varias regiones de la cuenca salina del Istmo de Tehuantepec, donde mediante la perforación de pozos, se ha llegado al descubrimiento de varios campos petroleros.

Reinterpretaciones recientes de los trabajos de sismología de reflexión y geología de sub-suelo, así como los datos obtenidos en la perforación de pozos en el área Tupilco-Encrucijada-Comalcalco, determinaron la existencia de bloques estructurales cerrados contra fallas normales, en dirección NE - SW, que por su posición podrían ser rocas con posibilidad de almacenar hidrocarburos en cantidad comercial; por lo que era necesario perforar un pozo que investigara concretamente esas posibilidades en los desarrollos arenosos del mioceno inferior, hasta la profundidad de 3800.0 m.

El pozo descubridor del Campo Castarrical fué el pozo No.1 (plano 1), perforado en 1967 en una arena del mioceno y probado en el intervalo 3075.0 - 3090.0 m. resultando productor de aceite y gas en cuerpos arenosos de la formación Concepción Superior. En las pruebas de producción efectuadas con separador portátil, se obtuvo una producción de 80 m³ de aceite y 7300.0 m³ de gas por día, fluyendo por estrangulador de 3/16" con 130 Kg/cm² en la tubería de producción.



**DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL**

ESC. 1:40 000
COORD. SIST. PUNTA GORDA

⊙ POZO DESCUBRIDOR

U N A M	
FACULTAD DE INGENIERIA	
LOCALIZACIONES	
PLANO 1	
J. L. FONG A.	JULIO / 83

El Campo Castarrical forma parte de los 12 campos en explotación que componen actualmente el Distrito Comalcalco, y ocupa el 4º lugar en cuanto a producción del Terciario - - (mioceno inferior).

II.2. LOCALIZACION DEL CAMPO.

Se localiza en el extremo oriental de la cuenca salina del Istmo de Tehuantepec (plano 1), en una parte de la planicie costera del Golfo de México, en el Estado de Tabasco. Tiene por coordenadas geográficas el paralelo 18°23' de Latitud Norte y 93°21' de Latitud Oeste del meridiano de Greenwich.

Localmente está situado a 40 Km. al NW de la Ciudad de Comalcalco, su terreno natural es bajo e inundable y la posición NE, que está dividido por el río Aguas Negras, es una zona completamente lacustre en la que se han situado los pozos lacustres del 40 al 70 de Castarrical.

II.3. VIAS DE COMUNICACION.

II.3.1. Terrestres:

Se dispone de un camino principal pavimentado que enlaza con el de acceso al Campo Castarrical.

El acceso entre pozos y localizaciones construídas para este campo, se hace por caminos de terracería construídos para tal y que pertenecen del camino de acceso al campo. El Distrito y Municipio de Comalcalco está comunicado con el interior del territorio nacional, a través de la carretera -

Cárdenas-Comalcalco-Puerto Ceiba, que entronca con la carretera Costera del Golfo.

II.3.2. Fluviales:

La perforación del flanco NE del Campo, se decidió hacer con equipos lacustres (Barcazas), debido a que el terreno natural de ésta área tiene un valor de soporte muy escaso, y se mantiene todo el año bajo el agua (terreno pantanoso); para dar acceso fluvial, tanto a los equipos de construcción como de perforación, se planeó acondicionar el río Tupilquillo con una longitud de 19+600 Km. desde su desembocadura en la barra de Tupilco hasta la confluencia con el arroyo Aguas Negras, sobre el que se construyó un canal de 1.74 Km. de longitud como iniciación de la perforación lacustre en este campo; acondicionándose una localización (dársena) como embarcadero.

II.3.3. Radiocomunicación.

Para comunicarse del campo con las oficinas generales del Distrito, se cuenta con una unidad fija de F.M., que opera con baterías de 16 volts.

La comunicación con los demás Distritos y oficinas centrales de la Zona Sur, se hace por el sistema de Micro-ondas y Teléfonos de México.

II.4. HIDROGRAFIA Y CLIMA

II.4.1. Hidrografía.

La hidrografía de este campo está constituida al N. y NE., por las lagunas de Tupilquillo, Tres Palmas y Arrastradero; el río Cocohital al Poniente, el arroyo Aguas Negras y

laguna de las Flores al Oriente, que limitan el campo geográficamente.

II.4.2. Clima.

El clima imperante es cálido y húmedo de tipo tropical, -- con abundantes lluvias predominando las de Otoño; los vientos dominantes son del Noreste, y en el verano los del Sureste. La región es azotada por los "Nortes" que son comunes en la época de mediados de Otoño a fines de Invierno.

II.5. DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION.

II.5.1 Líneas de Recolección de Aceite.

Se cuenta con una tubería instalada de 3 pg. de diámetro, que van de los pozos a la batería No. 1 (plano 1) del Campo Castarrical.

II.5.2. Batería de Recolección.

Se encuentra instalada entre los pozos 8 y 10, una batería para la recolección y separación de aceite y gas que proviene de los diferentes pozos, constando de:

- 10 Separadores de prueba
- 10 Separadores de grupo
- 1 Separador rectificador
- 10 Tanques de prueba de 500 bl. c/u.

II.5.3. Oleoducto.

Para transportar el aceite producido del campo, se dispone de un oleoducto de 6 pg. de diámetro y 6 Km. de longitud, que se extiende hasta el oleoducto de 8 pg. que va de la -

batería Tupilco No. 2 a la batería Tupilco No. 1. Este --
oleoducto está protegido mecánica y catódicamente.

Se dispone de un oleoducto auxiliar de 6 pg. localizado en
la dirección del camino principal de acceso al campo.

CAPITULO III

III. INTERPRETACION GEOLOGICA DEL CAMPO CASTARRICAL.

III.1. DESARROLLO

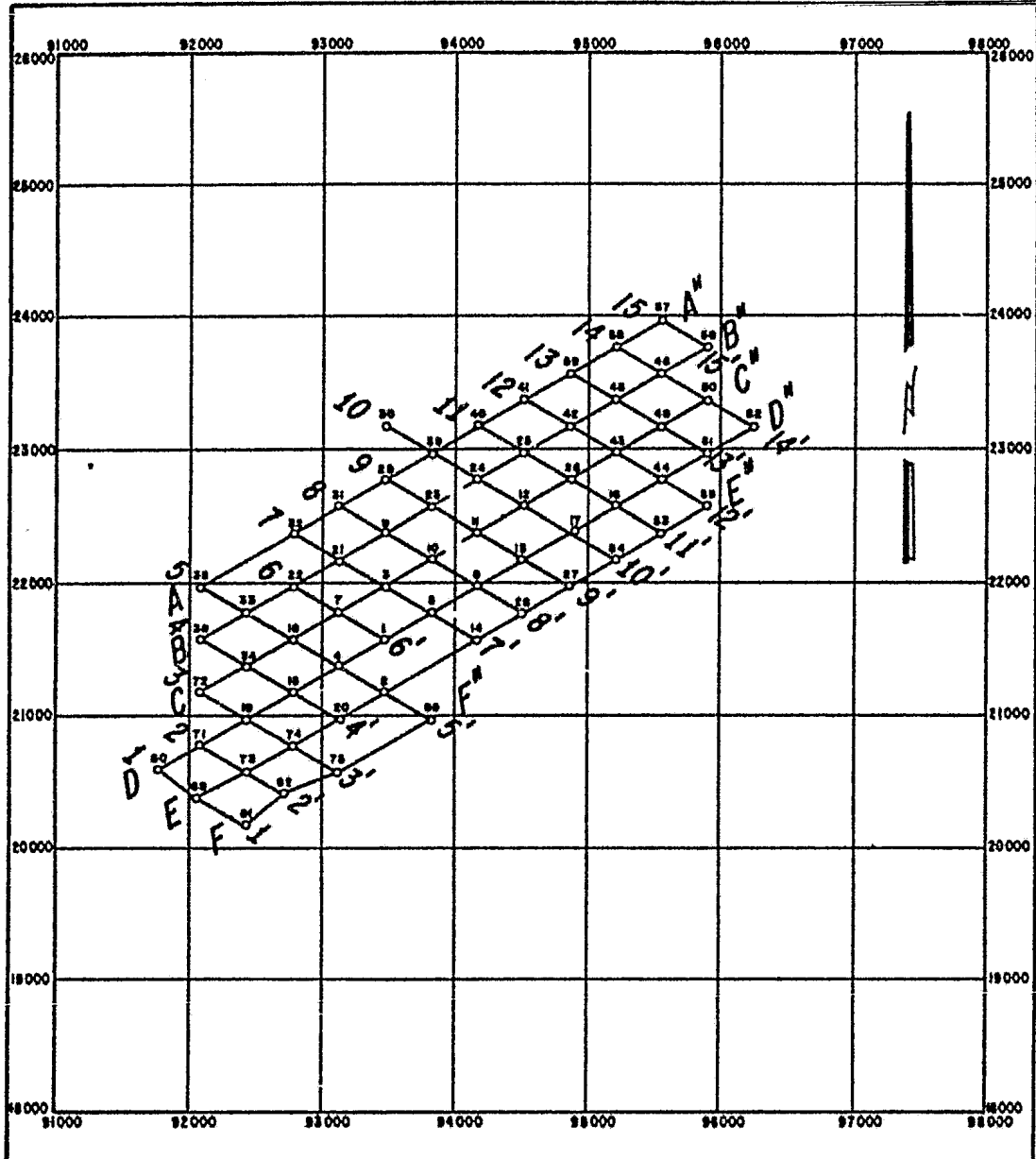
El grado del afallamiento geológico dentro del Campo Castarrical complica grandemente la correlación de los registros eléctricos. En la mayoría de los pozos se encontraron fallas. Para definir la columna estratigráfica sin fallas, fué necesario construir un registro tipo, en escala 1:2000, utilizando 17 partes de registros de nueve pozos localizados en el área central del campo.

En su proceso, primeramente se trazó el plano índice de Secciones Transversales (plano 2.) y se utilizaron los registros eléctricos, reducidos a escala vertical 1:2000 y fueron correlacionados con el registro tipo.

Se puso mucha atención al carácter de la curva de resistividad dentro de las secciones de lutita ya que ésta característica de una arena en particular es la más correlacionable de los registros eléctricos dentro del Campo Castarrical.

La identificación de las secciones de lutita correlacionables reducen el error que ocurre al correlacionar solamente de arena a arena. Este procedimiento detallado de correlación da lugar a una definición mucho más precisa de los estratos ausentes.

El registro eléctrico de cada pozo fué correlacionado con



DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL



U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANO INDICE		
PLANO 2	J.L. FONG A	JULIO / 83

los de los demás pozos en la dirección de buzamiento, con los adyacentes y con otros cercanos. Las correlaciones entre los pozos en la dirección de buzamiento sí definieron los estratos ausentes que habían sido identificados previamente por la correlación con el registro tipo. Este procedimiento permitió la identificación de las arenas, la localización de las fallas geológicas, de las discordancias y la determinación precisa del espesor que debería tener el estrato ausente. La definición exacta de la capa ausente se necesita para estimar el desplazamiento vertical de las fallas.

Para realizar la interpretación geológica del campo, se identificó la columna estratigráfica presente, sus características litológicas definidas por las curvas de potencial natural (SP) y de resistividad, hasta determinar los puntos de pasos de fallas. La justificación del afallamiento, en la estructura geológica, es precisamente la ausencia de estratos o reducción notable de la columna estratigráfica presente, comparada con la del pozo tipo.

III.2. ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO.

La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en la estructura de éste campo, la constituyen los sedimentos que fueron depositados en diferentes épocas, que oscilan del Reciente al Oligoceno, detectándose los contactos paleontológicamente, por medio de los registros geofísicos, muestreo de canal (litología) y muestreo mecánico (núcleos).

A continuación se describe en forma de tabla la columna geológica atravesada:

PERIODO	EPOCA	FORMACION	ESPEJOR APARENTE (m.B.M.R.)
CUATERNARIO	Reciente	Reciente	0 - 155
	Mioceno Superior	Paraje Solo	155 - 755
		Filisola	755 - 1120
	Mioceno Medio	Zona equivalente	1120 - 1375
		Filisola	1375 - 3120
	TERCIARIO	ALTA	Concepción Superior
Mioceno MEDIANO		Concepción Inferior	Ausente
Inferior BAJA		Encanto	4275 - 4350 *
Oligoceno Superior		Oligoceno Depósito	4350 - 4390 *
Oligoceno Medio		Oligoceno Rupeliano	4390 - *
Eoceno			
	Paleoceno		

*. No se han investigado bien los sedimentos de éstas formaciones.

Reciente: Está formado por arcilla café oscuro, suave y plástica; arena de grano grueso de color amarillo ocre a rojiza, trazade gravillas y en ocasiones se encuentran restos de moluscos.

Paraje Solo: Representado por cuerpos de lutita con arenas, predominando ésta en la parte inferior, donde existen cuerpos potentes hasta de 70.0 m de espesor.

La lutita es suave, de color azul a gris verdoso; la arena es de grano fino a mediano y ocasionalmente grueso, de color gris claro. En esta capa se han observado escasos restos de moluscos en su parte media, presenta también con frecuencia lentes de arenisca gris de grano fino mal cementada.

Filisola. Constituida casi en su totalidad por arena gris claro, de textura granular media a gruesa y a veces fina. Los escasos lechos de lutita observados alcanzan los 10.0 M. de espesor. La lutita es suave y de color gris verdoso; ocasionalmente se cortaron lechos delgados de arenisca de grano fino mal cementada y restos de moluscos. El contacto fué determinado apoyándose en el estudio del registro eléctrico y de las muestras de canal.

Zona equivalente filisola: En ésta capa se pueden distinguir dos horizontes con características diferentes. El primero varía de los 1120 a 1375 m. aproximadamente y lo forman una serie alternada de cuerpos de arena y lutita; en el segundo, que va de los 1375 a los 3120 m., la formación se vuelve muy arcillosa con tendencia a desaparecer las capas de arena, que parcialmente quedan separadas por lechos de lutita de aproximadamente 250.0 m. de espesor. En este se han atravesado delgados lentes de arenisca gris claro, en ocasiones bien cementada con material calcareo.

La arena y lutita en los dos horizontes que forman esta capa, son de características similares; en el primero es de color gris claro, de grano fino a medio y en el segundo es

de color verdoso y suave, volviéndose semidura y ligeramente arenosa. La cima de ésta formación y las siguientes fueron determinadas paleontológicamente observándose restos de microfósil.

Concepción Superior: Esta constituida en su mayor parte por lutita de color gris verdoso, semidura con intercalaciones de arena de color gris claro, de grano medio a fino, con trazas de arenisca gris, de grano fino cementada; predominando la arena hacia la cima de la formación.

Concepción Inferior: No se describe por ausencia de esta capa, debido a afallamiento en este campo.

Encanto: Está formado por lutita gris verdoso a gris oscuro, semidura a dura, a veces laminar ligeramente arenosa y calcarea, con trazas de arena gris claro de grano fino a muy fino.

III.3. TIPO DE ESTRUCTURA GEOLOGICA.

La estructura del Campo Castarrical se interpreta como un anticlinal con rumbo Noreste-Suroeste. La cima del anticlinal se localiza a lo largo del límite Sureste del Campo.

La explicación de la creación de la estructura anticlinal, que está en evidencia en el Campo Castarrical se cree que fué formada por deformación estructural. El levantamiento de los sedimentos del Mioceno pudo ser originado por fuerzas compresionales del Noroeste hacia el Sureste, dentro de la Subcuenca Comalcalco, por un movimiento vertical pro

fundo, causado por una lutita masiva sin compactar.

Este anticlinal se observa en la arena 38 (plano 3) que es la arena productora más profunda que existe en todo el campo.

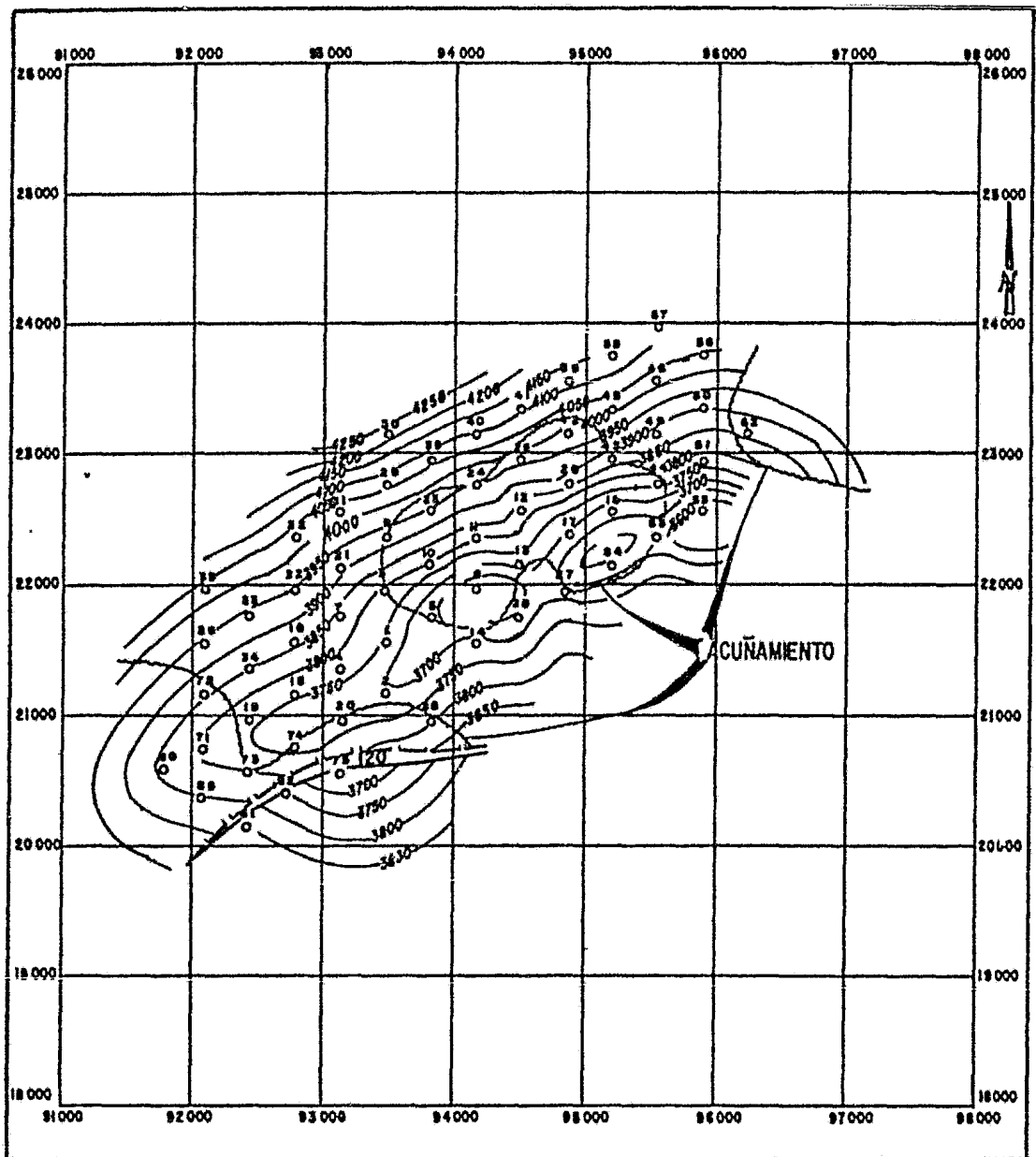
Las arenas productoras tiene un echado de aproximadamente 20 grados hacia el Noroeste a lo largo del flanco Noroeste del anticlinal. En el flanco Sureste del anticlinal no se han perforado suficientes pozos para definir el echado.

Las calizas del cretácico que son productoras en el área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, pueden estar presentes en el Campo Castarrical, pero a gran profundidad. Los depósitos de arena dentro de los niveles productivos parecen ser relativamente uniformes a lo largo del campo, con excepción de la parte Noreste donde varias de las arenas sufren acumamiento. En donde la acumulación del aceite dentro del Campo Castarrical parece estar controlada más por la distribución de las arenas netas que por la estructura.

III.4. TIPOS DE FALLAS GEOLOGICAS.

La interpretación que se hace, es sobre la concepción del tipo de "Falla Normal" existentes en la geología del subsuelo, en la cual puede manifestarse el deslizamiento, tanto de su bloque inferior como del superior sobre el "plano de falla", con la ausencia de capas en su columna estratigráfica.

La estructura del campo está afectada por una serie de fallas geológicas, con rumbo Noreste-Suroeste, principalmente por la falla "A" (plano 4) que es una falla geológica grande que buza hacia el Suroeste y que llega a tener des-

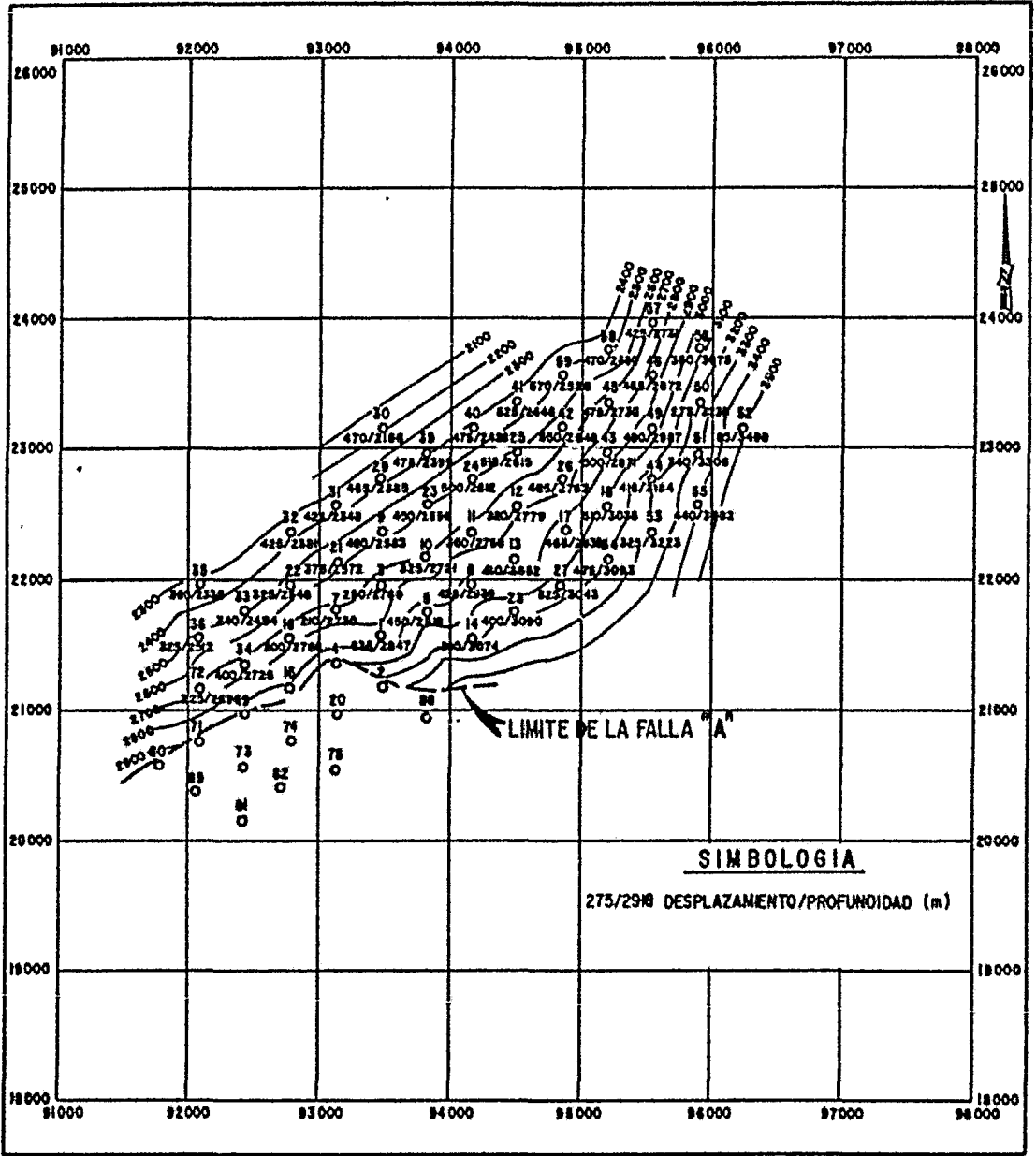


**DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL**

INCREMENTO DE CONTORNO : 50 METROS
ESCALA EN METROS



U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANO ESTRUCTURAL CIMA DE ARENA-38		
PLANO 3	J.L.FONG A.	JULIO /83



DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL
 INCREMENTO DE CONTORNO : 100 METROS
 ESCALA EN METROS



U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANO DE LA FALLA "A"		
PLANO 4	J.L.FONG A.	JULIO /83

plazamientos verticales de 300 a 600 m.

La falla geológica "A" pierde su desplazamiento hacia el Suroeste y no se encuentra en los horizontes profundos de la parte Suroeste del Campo.

Otras fallas geológicas complementarias se presentan a lo largo del lado inferior de esta falla dominante. Estas fallas buzcan hacia el Noroeste, y en los horizontes más someros pierden el desplazamiento rápidamente, en función de la profundidad al acercarse a la falla "A" y, aparentemente no se extienden más allá de su intersección con ella.

Las fallas que existen a lo largo del flanco Noroeste de la estructura buzcan hacia el Sureste, y las fallas que existen a lo largo del flanco Sureste de la estructura tienen su buzamiento hacia el Noroeste. Estas fallas geológicas desaparecen con la profundidad y no se extienden más allá de su intersección con las fallas opuestas cerca de la cima del anticlinal.

A causa de que las fallas pierden su desplazamiento con la profundidad y no se prolongan más allá de su intersección de la una con la otra, los horizontes más profundos tienen una configuración estructural menos complicada.

III.5. CAUSAS DEL DESPLAZAMIENTO VERTICAL DE LAS FALLAS.

Las correlaciones de los registros eléctricos dentro del campo muestran estratos ausentes, con promedio de espesor de 25 m., arriba de los cortes de las fallas mayores. Estas capas ausentes pueden representar fallas menores, paralelas a las mayores.

Son fallas pequeñas complementarias, que no se extienden más allá del pozo en donde se encontraron los límites, --- echado abajo, de fallas grandes complementarias que se observaron en los horizontes más someros.

En este estudio, los estratos menores ausentes se intepre-
tan como una pérdida de espesor dentro del bloque inferior,
debido a flujo plástico.

Si la ausencia de estos estratos representan fallas, el --
desplazamiento vertical no es suficientemente considerable
para tener efecto y controlar la acumulación de hidrocarbu-
ros en el campo. La pérdida de desplazamiento vertical de
una falla con la profundidad, se puede llevar a cabo, sola-
mente por el adelgazamiento de la sección inferior, causa-
do por una deformación plástica de la formación, cerca de
la intersección de las fallas opuestas.

Tal parece que el patrón de fallas geológicas evidentes --
dentro del Campo Castarrical se puede relacionar a la de--
formación estructural que formó el anticlinal.

III. 6. EFECTOS DE LAS FALLAS SOBRE LAS ARENAS PRODUCTIVAS.

Los efectos que sufren las arenas debido a las fallas, es_
que las cortan severamente, creando por lo general, blo---
ques de poco volumen; en éste caso, las arenas más someras
son las más afectadas por las fallas.

A mayor profundidad, las fallas empiezan a desaparecer, co-
mo se aprecia en la arena 38 (plano 3), dejando arenas pe-
trolíferas de mayor extensión.

CAPITULO IV.

DISCUSION GEOLOGICA DE LOS YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA INYECCION DE AGUA.

IV.1. YACIMIENTOS ELEGIDOS PARA LA INYECCION DE AGUA.

El propósito principal del estudio, es obtener una recuperación adicional de aceite.

Los yacimientos tienen que satisfacer ciertos criterios para poder ser considerados candidatos para un proceso de inyección de agua.

Siete fueron los yacimientos que cumplían con estos requisitos para ser elegidos para la inyección de agua. Ellos son:

- Arena 20, Yacimiento I.
- Arena 22, Yacimiento I.
- Arena 22A, Yacimiento II.
- Arena 26, Yacimiento I.
- Arena 26, Yacimiento III.
- Arena 31, Yacimiento I.
- Arena 34A, Yacimiento II.

Los cuales proporcionarán un volumen adicional de aceite - de 9'666,640 bl.

IV.2. CRITERIOS QUE SE TOMARON EN CUENTA.

IV.2.1. TAMAÑO DEL YACIMIENTO.

Es obvio que el tamaño del yacimiento, es de suma importancia al escoger candidatos para proyectos de inyección. Mientras más grande sea el yacimiento, más grandes son las reservas de aceite recuperables.

Esto significa que para una inversión de cierta cantidad -- para el equipo requerido, mayor será el rendimiento económico.

IV.2.2. RECUPERACION PRIMARIA.

Los yacimientos con buena recuperación primaria, generalmente tendrán buena recuperación secundaria, debido a sus características favorables de porosidad, permeabilidad, -- viscosidad del aceite, etc. .Lo que significa que el volumen adicional obtenido por la inyección de agua es bastante significativo en la producción total de un yacimiento.

IV.2.3. ENTRADA DE AGUA.

Para que un proyecto de inyección de agua tenga éxito en -- un yacimiento, su producción primaria debe ser por agotamiento natural y no por entrada de agua del acuífero. Un barrido por entrada natural de agua, reduciría la saturación de aceite a tal grado que la inyección de agua no tendría efectos notables. Si se observa la producción de -- agua en algunos pozos, durante la etapa de recuperación -- primaria, es necesario determinar el origen del agua. Frecuentemente, el agua se canaliza por los estratos más permeables, lo que resulta en producción de agua prematura, -- debido al avance irregular del agua.

También las malas cementaciones en los pozos son causa de producción de agua proveniente de otras arenas.

IV.2.4. NUMERO Y ARREGLO DE POZOS.

Es muy ventajoso, desde el punto de vista económico y de -- tiempo, que el yacimiento candidato tenga suficiente número

ro de pozos productores existentes en una distribución que abarque el área uniformemente. De ésta manera, las reparaciones mayores se pueden llevar a cabo para obtenerse un arreglo de pozos inyectores y productores. Asimismo, el número de pozos adicionales requeridos se reduce al mínimo, ahorrando tiempo y dinero.

La selección de los pozos inyectores en cada yacimiento, se efectúa para formar un frente de inyección en los yacimientos, que permita obtener la mejor eficiencia de barrido. En los yacimientos donde existe el contacto agua-aceite, se escogieron los pozos que estuvieran en la zona invadida, o dentro de la zona impregnada, pero lo más cerca del contacto agua-aceite. En los yacimientos candidatos se seleccionaron como inyectores, los pozos situados en la posición estructural más baja.

En cuanto a los pozos productores, se utilizarán los que produzcan en mejor posición en dichos yacimientos.

IV.2.5. CONTINUIDAD DEL YACIMIENTO.

Uno de los criterios más importantes que fué tomado en cuenta, y que debe estar presente en todo estudio de recuperación secundaria, es la "continuidad" de sus cuerpos productores a través de todo el yacimiento. Se ha observado al evaluar el volumen original de un yacimiento, que cuando se obtiene una variación considerable entre el calculado por balance de materia y el obtenido por método volumétrico, ésto se debe en gran medida a la continuidad de los cuerpos productores, y a la efectiva terminación de los pozos.

La baja eficiencia de desplazamiento en la inyección de agua, se debe generalmente a la discontinuidad natural de los estratos, y a la inefectiva terminación de los pozos.

Por lo tanto, es necesario contar con una buena descripción geológica, que determine la cantidad y distribución de los estratos netos porosos y permeables. Esto debe tomarse muy en cuenta, para establecer la distancia entre los pozos inyectores y los productores.

IV.3. DISCUSION DE LOS YACIMIENTOS ELEGIDOS.

A continuación se presenta una discusión de la interpretación geológica y la distribución de las arenas de los yacimientos elegidos, que son los que presentan las mejores posibilidades para implantar con éxito la inyección de agua.

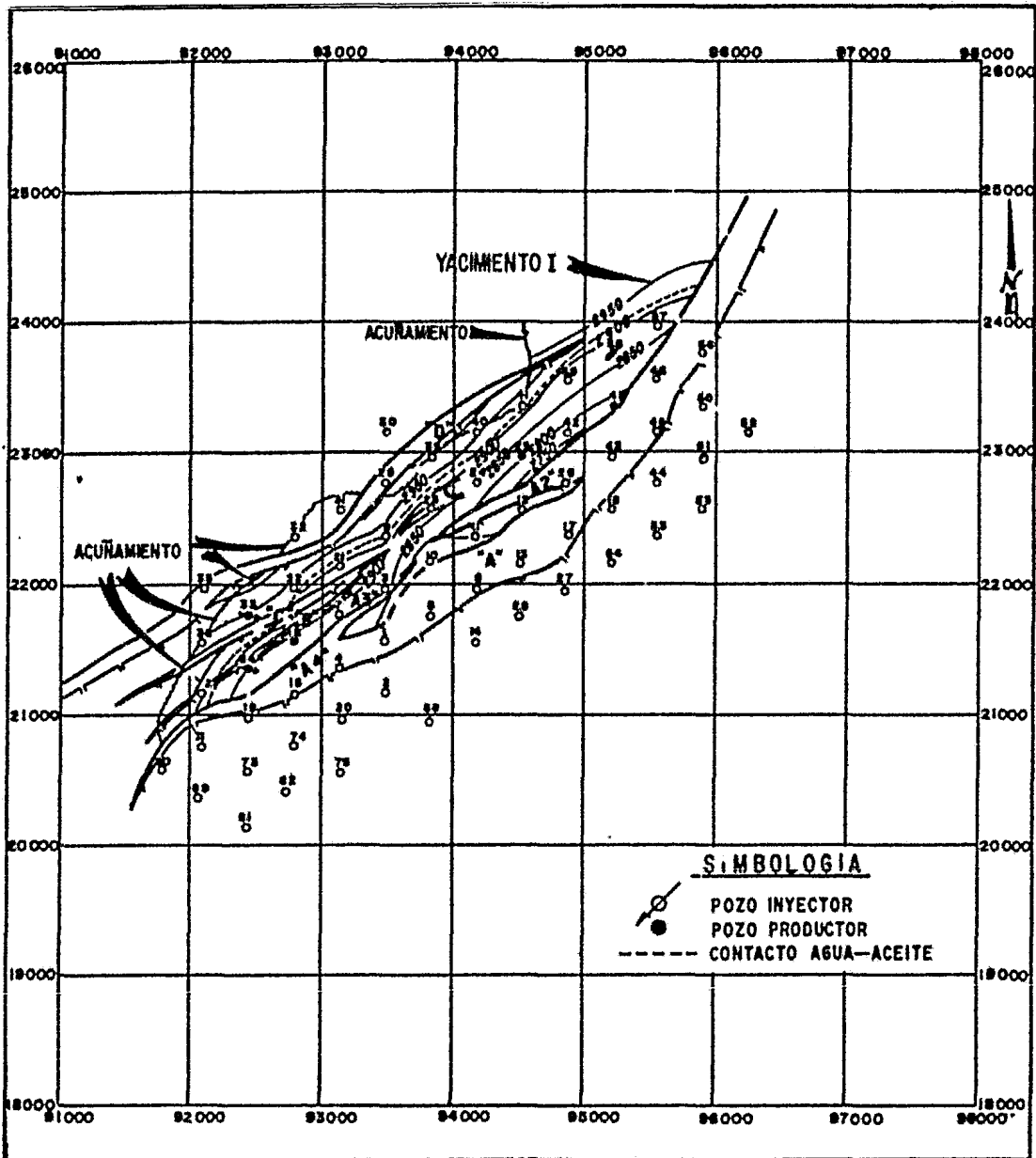
IV.3.1. ARENA 20, YACIMIENTO I(plano 5).

Es la más somera de las de mayor producción en el campo. Esta arena es la más compleja estructuralmente, su contenido de lutitas y su impermeabilidad aumentan hacia los flancos de la estructura. La variación del espesor de la arena, se debe más a un adelgazamiento posterior de la sección sedimentaria a lo largo del lado inferior de muchas fallas que cortan la arena 20, que a la distribución de la arena al ser depositada.

La falla "A" es la que afecta principalmente a la arena 20 en donde ocupa la proyectada cima del anticlinal.

Hay una interrupción en la continuidad lateral de las fallas "C", "A2", "A3", lo que ocurre comúnmente cerca de los límites inferiores de las fallas.

El yacimiento es relativamente grande, con una extensión areal de 2'604,000 m². Está limitado por las siguientes fallas "A", "B", "C", "D", "A2", "A3", "A4", las cuales se encuentran distribuidas de la siguiente manera:



**DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL**

INCREMENTO DE CONTORNO : 50 METROS
ESCALA EN METROS



U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANO ESTRUCTURAL BASE DE ARENA-20		
PLANO 5	J.L. FONG A.	JULIO / 83

Su límite, estructura - arriba, se dibuja a lo largo del lado superior de la falla "A".

El límite estructura - abajo se define por un acuñamiento causado por la falla "B", o sea en la parte Suroeste del yacimiento donde se encuentran las fallas "C", "A4", "A3", y en la parte Oeste la falla "D".

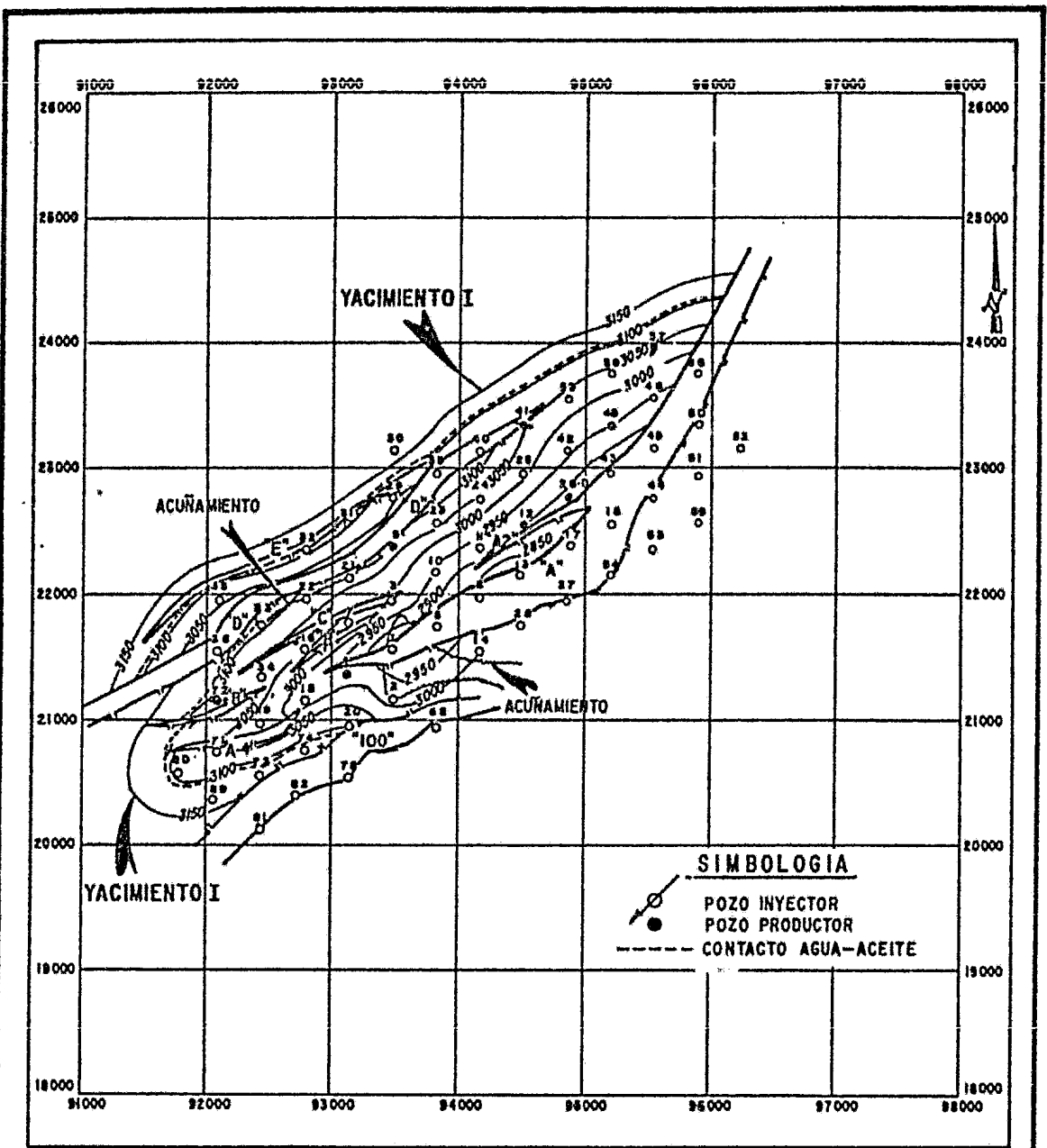
El nivel de aceite más bajo conocido se encuentra a 2920 m.B.N.M. (metros bajo el nivel del mar). El punto estructural más alto del yacimiento se localiza en el pozo 10, a la profundidad de 2721 m.B.N.M. de la que resulta un relieve estructural o cierre económico del yacimiento de 199.0 m.

IV.3.2. ARENA 22, YACIMIENTO I (plano 6).

La configuración estructural de esta arena es semejante, pero más sencilla que la de la arena 20, que es la inmediata superior. Esto es debido a la pérdida de la continuidad lateral y del desplazamiento vertical de las fallas -- "C", "B", "A2" y "A4", y la falla "A" que todavía se presenta en la cima de la estructura, pero no se extiende a través del área Suroeste de dicha arena.

El yacimiento tiene un área de 5'970,000 m², y está afectado por las fallas "A", "B", "C", "D", "E", "A2", "A4" y -- "100", las cuales lo limitan al Sureste, por la falla "A", la falla "100" y el acuñamiento. El límite Noroeste del yacimiento se define por el contacto agua-aceite y las fallas "E", "D", "C", "B" y "A4".

El contacto agua-aceite se encuentra a una profundidad de 3,115.0 m.B.N.M., y el punto estructural más alto del yacimiento se tiene en el pozo 26, a 2,849.5 m.B.N.M. a 265.5 m. arriba del contacto agua-aceite.



**DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL**

INCREMENTO DE CONTORNO : 50 METROS
ESCALA EN METROS



U N A M	
FACULTAD DE INGENIERIA	
PLANO ESTRUCTURAL	
BASE DE ARENA-22	
PLANO 6	J.L. FONG A. JULIO /83

IV.3.3 ARENA 22A, YACIMIENTO II (plano 7).

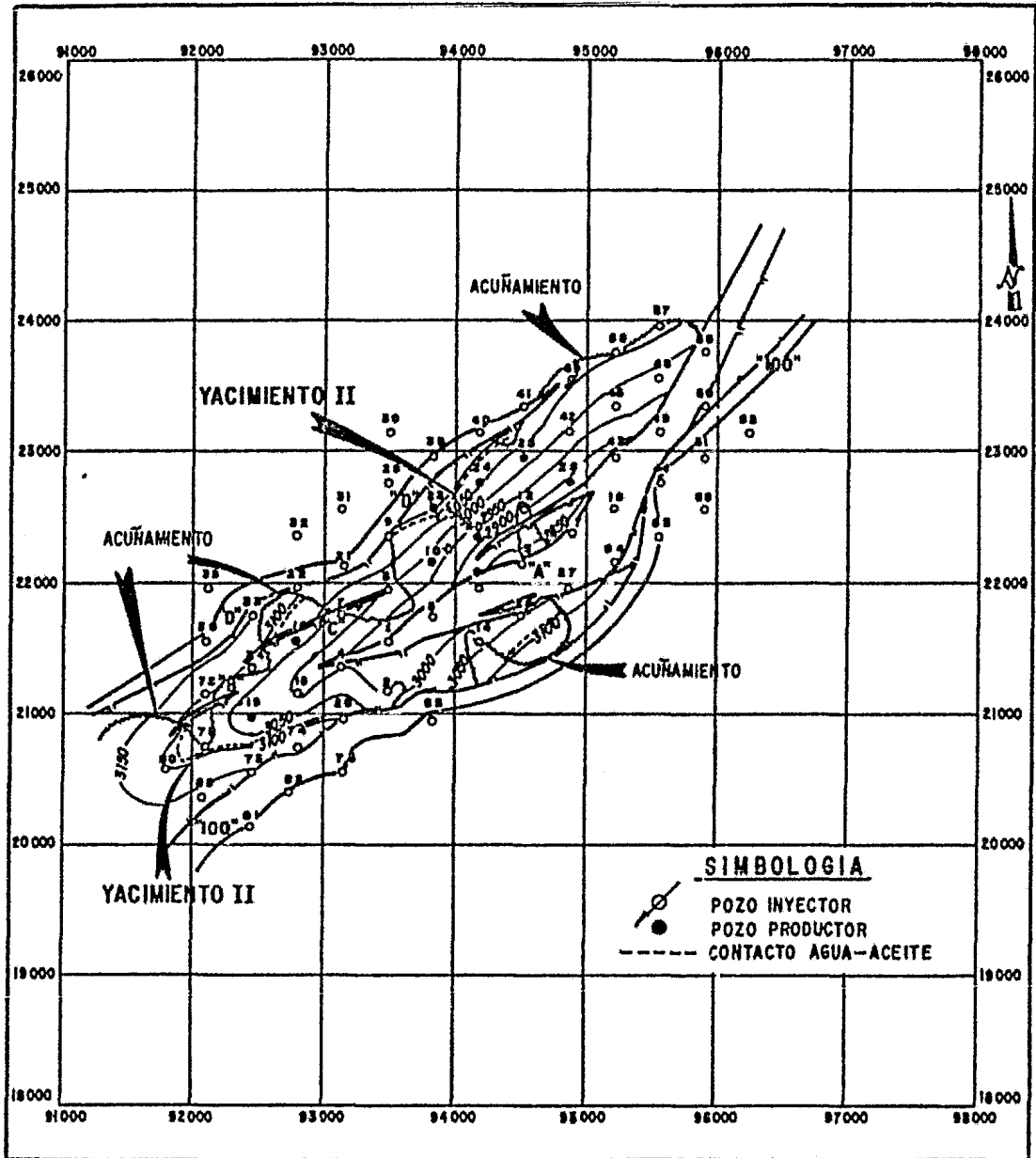
Es una arena productora menor, que yace por debajo de la arena 22. Entre estas arenas la falla "A4" se ha desvanecido. Esta arena que sigue siendo afectada principalmente por la falla "A" y los acuñamientos, es una de las menos explotadas dentro del campo. El yacimiento es relativamente grande, con una extensión de 3'109,000 m². Su continuidad es interrumpida y limitada por las fallas "A", "B", "C", "D" y "100". Está limitado en el Sureste por las fallas "A" y "100" y en el Noroeste, por un acuñamiento y la falla "D".

El contacto agua-aceite se encuentra a 3,099.0 m.B.N.M. El punto estructural más alto del yacimiento se tiene en el pozo 26, a una profundidad de 2,888 m.B.N.M., de lo cual resulta un relieve estructural de 211 m.

IV.3.4. ARENA 26, YACIMIENTO I Y III (plano 8).

La configuración estructural de esta arena es mucho más sencilla que la de las arenas más someras, debido a que algunas fallas se han desvanecido por completo, permitiendo con esto una mejor continuidad de la misma. Las fallas "A" y "D" son las principales limitadoras de la arena, así como los acuñamientos que sufre. Es la arena más explotada del campo, pero a su vez, es la de mayor volumen original en todo el campo y la que mejor posibilidades presenta para la inyección de agua, ya que cuenta con buenos y bastantes pozos productores y buena continuidad, para lograr un avance regular del frente de agua a través de toda la arena.

El yacimiento I tiene una extensión de 2'830,000 m². Está limitado por las fallas "D", "E", los acuñamientos y el --

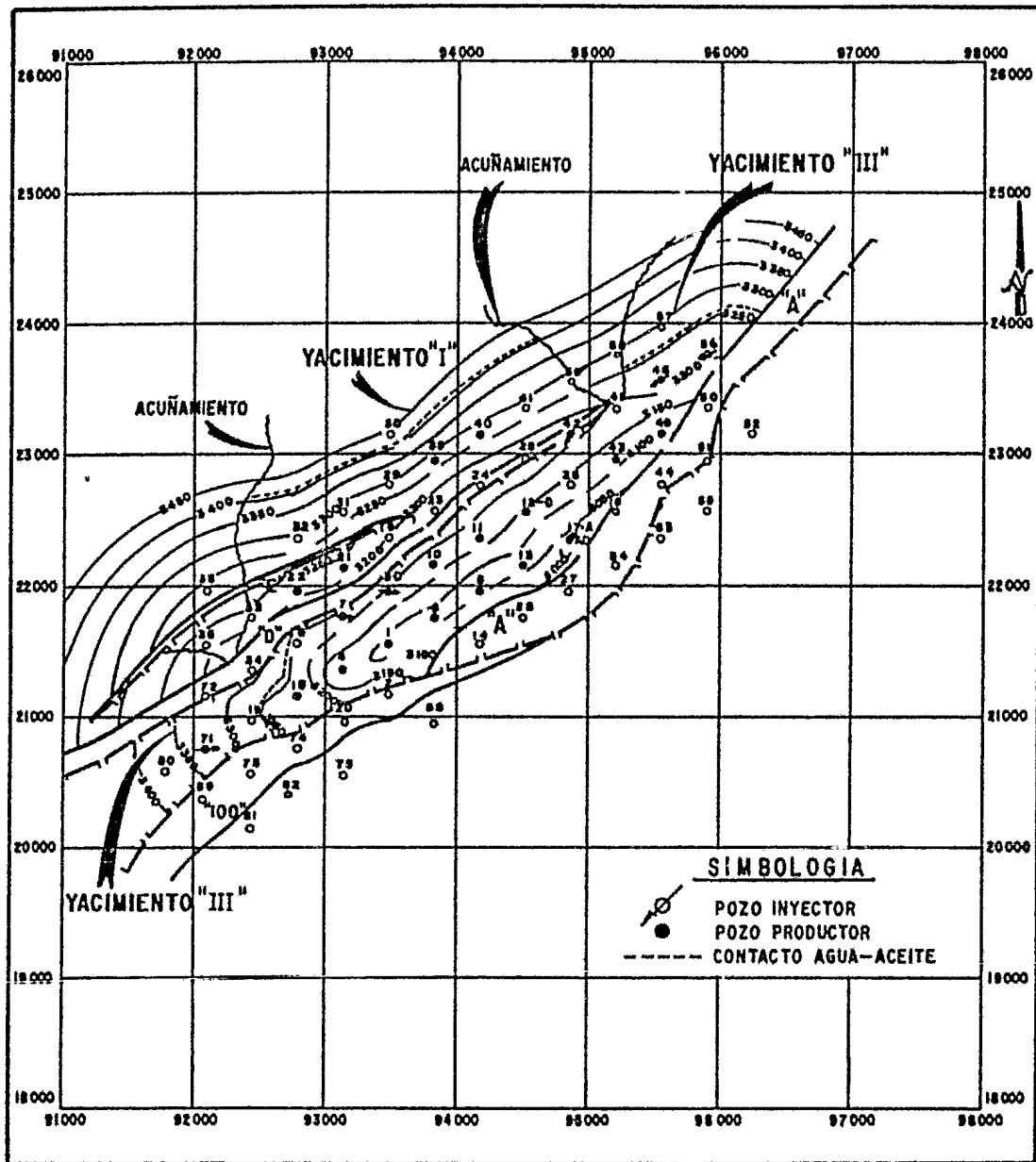


**DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL**

INCREMENTO DE CONTORNO: 50 METROS
ESCALA EN METROS



U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANO ESTRUCTURAL CIMA DE ARENA-22A		
PLANO 7	J.L.FONG A.	JULIO /83



**DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL**

INCREMENTO DE CONTORNO : 50 METROS
ESCALA EN METROS



U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANO ESTRUCTURAL		
BASE DE ARENA-26		
PLANO 8	J.L.FONG A.	JULIO /83

contacto agua-aceite.

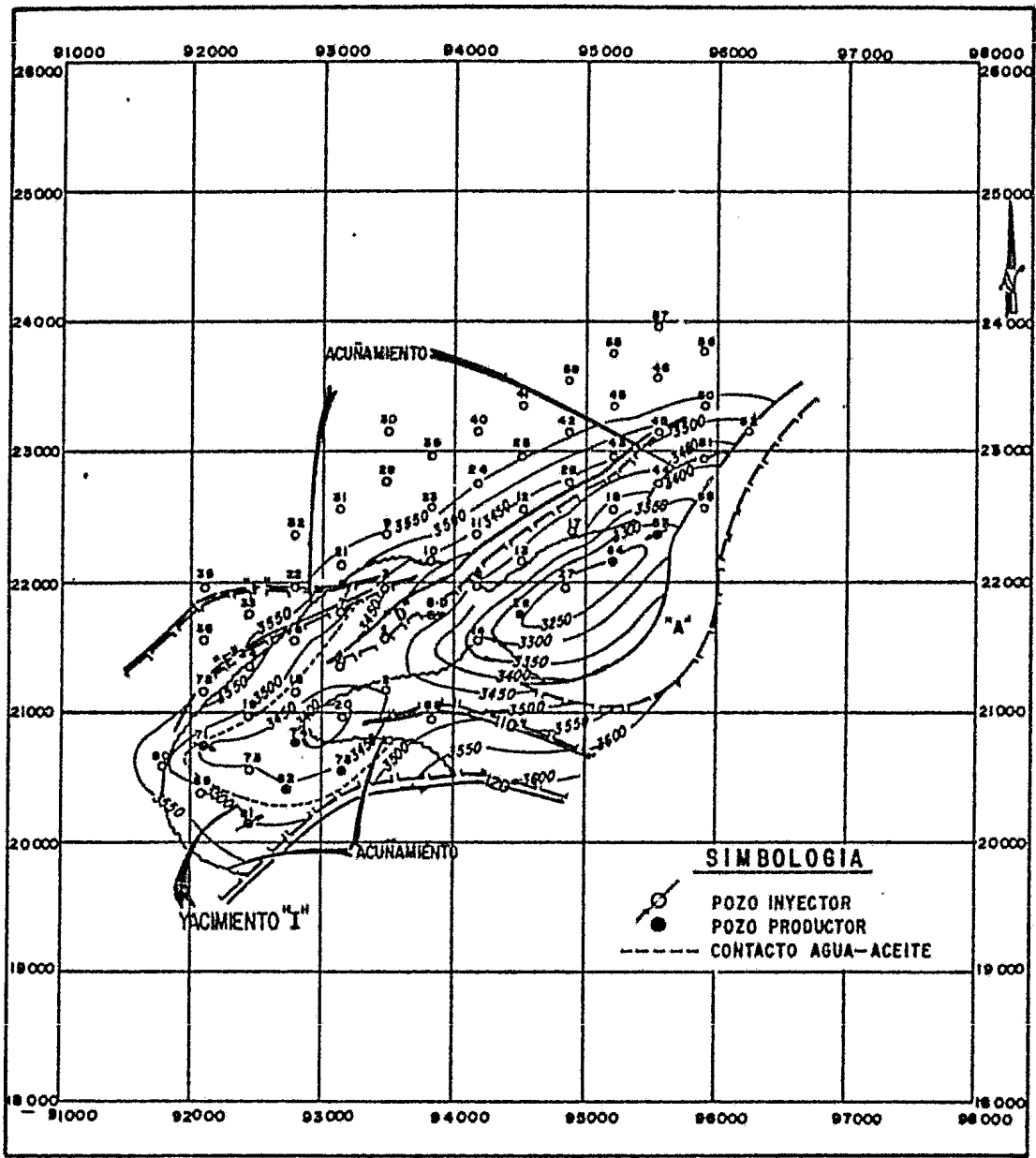
En el Suroeste está limitado por la falla "D" y "E", y en el Noroeste por un acuñamiento y el nivel estructural más bajo de aceite conocido, a una profundidad de 3,405.0 - m.B.N.M. El punto estructuralmente más alto del yacimiento ocurre en el pozo 9, a 3,175.5 m.B.N.M., resultando un relieve estructural de 229.5 m.

El yacimiento III tiene una extensión de 3'700,000 m². Sus límites están bien definidos por las fallas "A" y "100" en el Noreste y Sureste y en la parte Noroeste, por la falla "D" y un acuñamiento. Este yacimiento es el que mejor continuidad presenta, y su recuperación actual ha sido la más grande del campo, por lo cual presenta la mayor posibilidad de éxito en la inyección de agua, contando para ello con buenos pozos productores en toda la extensión de dicho yacimiento.

El nivel del contacto agua-aceite se encuentra a 3,255.0 - m.B.N.M., y el punto estructuralmente más alto del yacimiento, se localiza en el pozo 17-A, a una profundidad de 2,978.0 m.B.N.M. El relieve estructural del yacimiento es por tanto de 277.0 m.

IV.3.5. ARENA 31, YACIMIENTO I (plano 9).

En esta arena la falla "A" ha quedado fuera con excepción de la parte Noreste de la arena. Esta arena está afectada por las fallas "A", "D", "E", "F", "110" y "120" y los acuñamientos, los cuales limitan su continuidad. El yacimiento tiene una extensión de 3'440,000 m². La proyección del lado superior de la falla "A" y el lado inferior de la falla "120", así como un acuñamiento forma el límite de este yacimiento en el flanco Sureste de la estructura.



**DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL**

INCREMENTO DE CONTORNO : 50 METROS
ESCALA EN METROS



U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANO ESTRUCTURAL CIMA DE ARENA-31		
PLANO 9	J.L. FONG A.	JULIO / 83

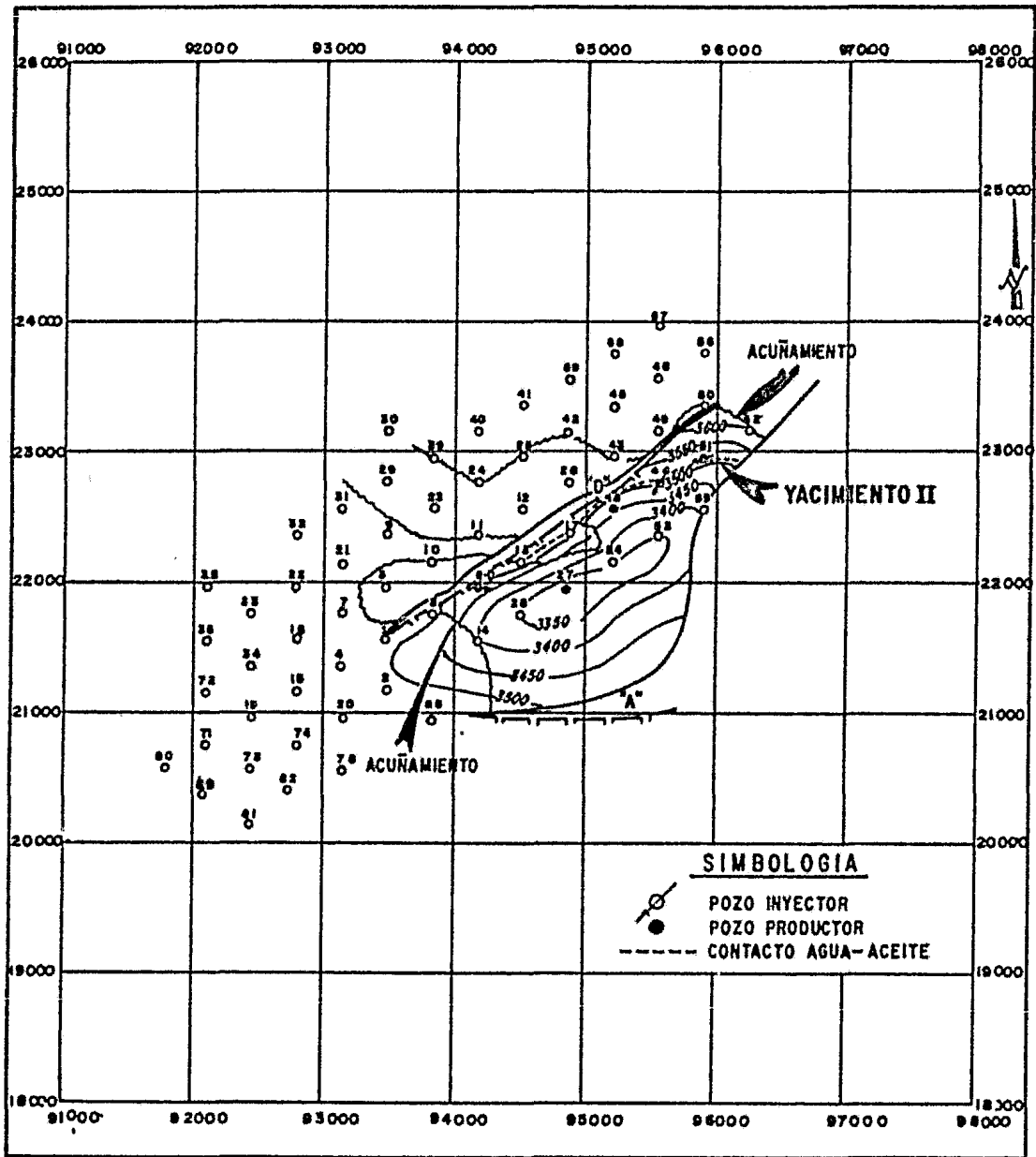
En el flanco Noreste del yacimiento, se limita por las fallas "D", "E" y un acuñamiento, donde el nivel del contacto agua-aceite se encuentra a 3'470.0 m.B.N.M.

Las fallas "D", "E", "F", y "110" pierden desplazamiento vertical con la profundidad y eventualmente se desvanecen en los horizontes más profundos. El acuñamiento a lo largo del flanco Noroeste es muy importante en la restricción de la acumulación de aceite. El punto estructural más alto del yacimiento se localiza en el pozo 27 a 3,218.5 --- m.B.N.M.. El relieve estructural del yacimiento es de - - 251.5 m.

IV.3.6. ARENA 34A, YACIMIENTO II (plano 10).

Es la más profunda de las arenas productoras mayores en el campo. La configuración estructural es muy semejante a la de la arena 31. Una complicación de importancia relacionada a este yacimiento es la existencia de una discordancia, que se ha identificado en la base de la arena 34, que yace inmediatamente arriba de esta arena (34A). En varios pozos ubicados en la parte central del campo, la superficie erosionada ha llegado hasta la arena 34A, debido a estas circunstancias, puede estar en comunicación vertical con la arena 34.

El yacimiento tiene una extensión de 2'240,000.00 m². Su límite hacia el Sureste es la falla "A" y hacia el Noreste la falla "D", y un acuñamiento. En el Noreste de la estructura, el yacimiento se limita por el contacto agua-aceite, el cual se encuentra a 3,510.0 m.B.N.M. El punto estructural más alto del yacimiento se localiza en el pozo 27, a - 3,327.5 m.B.N.M., el cual nos representa un cierre económico de 182.5 m.



**DISTRITO COMALCALCO
CAMPO CASTARRICAL**

INCREMENTO DE CONTORNO : 50 METROS
ESCALA EN METROS



U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANO ESTRUCTURAL CIMA DE ARENA-34A		
PLANO 10	J.L. FONG A	JULIO / 83

IV.4. FALLAS PRINCIPALES QUE AFECTAN A LOS YACIMIENTOS ELEGIDOS.

Arena 20,	Yacimiento I.
Fallas:	"A", "B", "C", "D", "A2", "A3", "A4".
Arena 22,	Yacimiento I.
Fallas:	"A", "B", "C", "D", "E", "A2", "A4", "100".
Arena 22A,	Yacimiento II.
Fallas:	"A", "B", "C", "D", "100".
Arena 26,	Yacimiento I y III.
Fallas:	"A", "D", "E", "100".
Arena 31,	Yacimiento I.
Fallas:	"A", "D", "E", "F", "110", "120".
Arena 34A	Yacimiento II.
Fallas:	"A", "D".

En total son 12 las fallas que afectan los yacimientos - - elegidos. La falla principal es la "A", presente en todos los yacimientos.

IV.5. PLANOS DE CONFIGURACION DE BASES Y CIMAS.

Se construyeron planos estructurales para cada uno de los yacimientos elegidos, en los cuales se muestra la ubicación, tanto de los pozos inyectores y productores, como del contacto agua-aceite:

ARENA 20,	YACIMIENTO I (plano 5).
ARENA 22,	YACIMIENTO I (plano 6).
ARENA 22A,	YACIMIENTO II (plano 7).
ARENA 26,	YACIMIENTO I Y III (plano 8).
ARENA 31,	YACIMIENTO I (plano 9).
ARENA 34A,	YACIMIENTO II (plano 10).

IV.6. SELECCION DE POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES.

Se llevó a cabo la selección, tomando en cuenta los criterios antes mencionados. Se ubicaron en el plano estructural los pozos productores e inyectores, así como el contacto agua-aceite para cada yacimiento. (planos 5 a 10). Esta información se muestra en la tabla que a continuación se presenta :

Arena	Yac.	Pozo Inyec.	Pozo Prod.	Profundidad Base (m.B.N.M.)	Profundidad Cima (m.B.N.M.)	Espesor Bruto de Arena H. (m.)	Espesor Neto de Arena h. (m.)	Nivel del C/W-O. (m.)			
20	I	33		2945.0	2931.5	13.5	10.0	2920.0			
		34		2902.5	2874.0	28.5	21.0				
		58		2878.5	2848.5	30.0	22.5				
			16*	2886.5	2860.0	26.5	16.0				
			25*	2809.0	2775.0	34.0	25.0				
			45	2784.5	2749.0	35.5	21.5				
		22	I	41		3064.0	3056.0		8.0	7.0	3115.0
				57		3043.5	3028.5		15.0	11.0	
				72		3096.5	3075.0		21.5	14.5	
					4*	2988.0	2970.0		18.0	15.0	
	9			3068.5	3066.5	2.0	2.0				
	26-D			2874.0	2849.5	24.5	14.5				
	12			2902.5	2893.5	9.0	9.0				
22A	II			23		3107.5	3101.0	6.5	6.0	3099.0	
				59		3070.5	3066.5	4.0	2.5		
					10-D	2969.0	2962.5	6.5	4.0		
			11-D	2942.0	2935.5	6.5	5.0				
			16*	3077.5	3074.5	6.5	4.0				
			19	3048.0	3035.0	13.5	4.0				
			24	3068.5	3064.5	4.0	3.5				
			25*	3030.0	3029.0	1.0	1.0				
			26	2897.0	2888.0	9.0	6.5				
		26	I		21	3243.5	3215.0	28.5	17.0		3405.0
	22			3221.0	3192.0	29.0	17.5				
	39			3266.5	3259.5	7.0	7.0				
	40			3286.0	3273.0	13.0	9.5				
26	III			30		3177.5	3154.0	23.0	15.5	3255.0	
		7		3247.5	3235.5	12.0	6.0				
		42		3171.0	3164.0	7.0	6.5				
		46		3222.0	3202.5	19.5	8.5				
		56		3214.5	3191.5	23.0	16.0				
		71*		3325.5	3302.5	23.0	18.0				

Arena	Yac.	Pozo Inyec.	Pozo Prod.	Profundidad Base (m.N.B.M.)	Profundidad Cima (m.N.B.M.)	Espesor Bruto de Arena H. (m.)	Espesor Neto de Arena h. (m.)	Nivel del C/W-O (m.)
			1	3091.5	3063.5	28.0	16.5	
			4*	3112.5	3088.0	24.5	21.5	
			5	3082.0	3061.0	21.0	20.5	
			8	3061.0	3035.0	26.0	19.0	
			10	3162.0	3145.0	17.0	13.5	
			11	3171.5	3140.5	31.0	20.5	
			12D	3152.5	3122.5	30.0	24.0	
			13	3065.5	3039.5	26.0	19.5	
			15	3246.0	3227.0	19.0	8.5	
			17A	2987.0	2971.0	16.0	13.0	
			17AD	3003.0	2978.0	25.0	15.0	
			43	3109.5	3086.5	23.0	17.5	
			49	3113.0	3089.0	24.0	17.0	
31	I	5D		3508.5	3498.5	10.0	6.5	3470.0
		53		3287.0	3284.5	2.5	2.5	
		71*		3463.0	3460.0	3.0	3.0	
		81		3509.5	3505.0	4.5	3.5	
			28	3272.5	3263.5	9.0	2.0	
			54	3248.5	3244.5	4.0	3.0	
			74	3416.0	3409.5	6.5	2.5	
			75	3463.5	3454.5	9.0	6.0	
			82	3466.0	3459.0	7.0	3.0	
34A	II	8D		3499.0	3488.0	11.0	6.0	3510.0
		44		3519.5	3512.5	7.0	6.0	
		51		3541.0	3527.5	13.5	10.0	
			18	3484.0	3469.0	15.0	11.5	
			27	3338.0	3327.5	10.5	8.5	

* . El pozo 71 es el único doble inyector.
 Los pozos 4, 16 y 25 son dobles productores.

IV.7. CALCULO DE LOS VOLUMENES ORIGINALES.

Se obtuvo para cada yacimiento, mediante la aplicación del método volumétrico, con la siguiente ecuación:

$$N = \frac{VR \bar{\phi} (1 - \bar{S}_w)}{Boi}$$

Donde:

N=Volumen original de aceite @ C.S.

VR=Volumen de roca del yacimiento.

$\bar{\phi}$ =Porosidad promedio.

\bar{S}_w =Saturación promedio de agua.

$S_w + S_o = 1$.

$(1 - \bar{S}_w) = \bar{S}_o$ Saturación promedio de aceite.

Boi = Factor de volumen del aceite inicial.

Los resultados de dicho cálculo, para cada yacimiento, se muestran a continuación en forma tabulada. El volumen original de los siete yacimientos, resultó de 118'110,000 bl.

Este método se utilizó debido a que se contaba con mayor información de los yacimientos. El método de balance de materia no se pudo aplicar por no contar con la información necesaria.

Zona de Hidrocarburos		Volumen de Roca VR (bl.)	Profundidad Analizada (m.)	Porosidad (%)		Porosidad Promedio $\bar{\phi}$ (fracción)	Saturación de Agua. (%)
Arena	Yac.			Registro	Núcleo		
20	I	266'255,700	2,802 - 2,820	16.8	18.3	0.18	27.3
			2,858 - 2,886	19.8			43.0
22	I	423'757,600	3,024 - 3,043	17.0	20.03	0.18	44.1
			3,065 - 3,080	16.6			49.0
			3,119 - 3,144	16.6			40.0
22A	II	63'780,600		18.0	20.52	0.19	37.5
26	I	129'070,800		20.0		0.20	30.0
26	III	332'426,500	3,047 - 3,073	21.4	22.9	0.20	23.5
			3,062 - 3,091	18.2	20.7		31.7
			3,071 - 3,099	15.0	18.8		32.6
31	I	67'743,300	3,460 - 3,470	15.0	13.0	0.14	48.6
34	II	137'626,200	3,367 - 3,381	13.0		0.13	39.8

Saturación Promedio
de Agua \bar{S}_w (fracción)

Factor de Volumen del
Aceite Inicial B_{oi}

Volumen de Aceite
Original N (bl.)

0.35

1.375

22'655,940

0.44

1.372

31'133,211

0.38

1.371

5'480,200

0.30

1.67

13'218,663

0.30

1.370

33'970,591

0.45

1.369

3'810,251

0.40

1.369

7'841,319

IV.8. FACTORES DE RECUPERACION Y RESERVAS ADICIONALES.

Se calculó el factor actual de recuperación para cada yacimiento, hasta Agosto de 1982, y se obtuvo, por medio de -- curvas de declinación, el factor de recuperación por vida_ primaria para cada yacimiento.

El factor de recuperación por inyección de agua fué tomado, en este caso, de las correlaciones A.P.I.

Se calculó las reservas adicionales que se obtendrían para cada yacimiento, por medio de la inyección de agua. Se -- elaboró una tabla de cálculo para cada yacimiento, donde - la reserva neta adicional por inyección de agua, resultó - ser para los siete yacimientos de 9'666,640 bl.

Para cada yacimiento se tiene que el incremento neto de re_ servas es :

Arena 20,	Yacimiento I.	1'449,980 bl.
Arena 22,	Yacimiento I.	2'521,791 bl.
Arena 22A,	Yacimiento II.	720,099 bl.
Arena 26,	Yacimiento I.	1'187,036 bl.
Arena 26,	Yacimiento III.	2'513,824 bl.
Arena 31,	Yacimiento I.	497,619 bl.
Arena 34A,	Yacimiento II.	776,291 bl.

Arena	Yac.	Aceite Original Método Volumétrico N (bl.)	Producción Acumulada hasta Agosto/82 NP (bl.)	Factor Actual de Recuperación NP/N (%)	Factor Final de Recuperación NF/N (%) Frf
20	I	22'655,940	6'342,888	27.99	30.10
22	I	31'133,211	6'812,061	21.88	26.2
22A	II	5'480,200	487,383	8.89	21.86
26	I	13'218,663	2'184,925	16.53	30.12
26	III	33'970,591	7'889,620	23.22	32.10
31	I	3'810,251	424,464	11.14	23.14
34A	II	7'841,319	2'077,292	26.49	28.20

Factor de Recuperación por Inyección de Agua Fri (%)	Reserva Inicial u Original de Aceite NFr _i (bl.)	Reserva Inicial u Original de Aceite por inyección de agua NFr _i (bl.)
36.5	6'819,438	8'269,418
34.3	8'156,901	10'678,691
35.0	1'197,971	1'918,070
39.1	3'981,461	5'168,497
39.5	10'904,559	13'418,383
36.2	881,692	1'379,311
38.1	2'211,252	2'987,543

Reserva Remanente o Actual de aceite por agotamiento natural. NFr _f -NP (bl.)	Reserva Remanente o Actual de aceite por inyección de agua. NFri-NP (bl.)	Incremento Neto de Reservas debido a inyección de agua. NFri-NFr _f (bl.)
476,550	1'926,530	1'449,980
1'344,840	3'866,630	2'521,791
710,588	1'430,687	720,099
1'796,536	2'983,572	1'187,036
3'014,939	5'528,763	2'513,824
457,228	954,847	497,619
133,960	910,251	776,291
		<hr/>
	TOTAL:	9'666,640

IV.9 HISTORIA DE PRODUCCION DE CADA YACIMIENTO ELEGIDO Y DEL CAMPO.

Se elaboró la historia de producción para cada yacimiento, así como la historia de producción del campo, hasta Agosto de 1982.

Se tiene la Np total de cada uno de los yacimientos hasta Agosto de 1982, y la Np total del campo, el cual se obtuvo un porcentaje de cada yacimiento, de dicha producción con respecto a la producción total del campo; y un porcentaje perteneciente a los siete yacimientos hasta esta fecha.

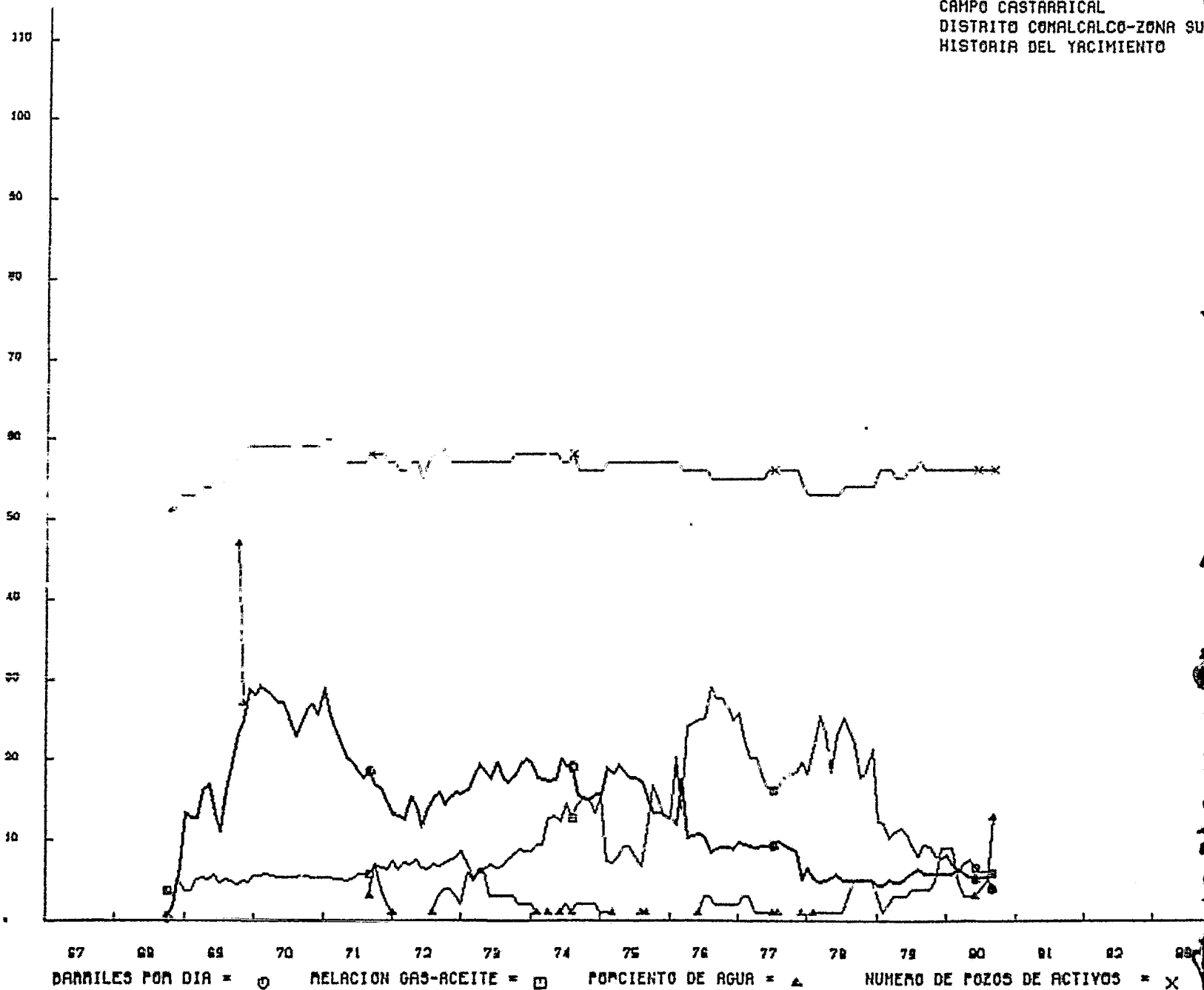
La producción acumulada del campo a la misma fecha, es de 35'455,558 bl.

ARENA	YACIMIENTO	Np	PORCENAJE
Arena 20,	Yacimiento I	6'342,888 bl.	17.89 %
Arena 22,	Yacimiento I	6'812,061 bl.	19.21 %
Arena 22A,	Yacimiento II	487,383 bl.	1.37 %
Arena 26,	Yacimiento I	2'184,925 bl.	6.16 %
Arena 26,	Yacimiento III	7'889,620 bl.	22.25 %
Arena 31,	Yacimiento I	424,464 bl.	1.20 %
Arena 34A,	Yacimiento II	2'077,292 bl.	5.86 %

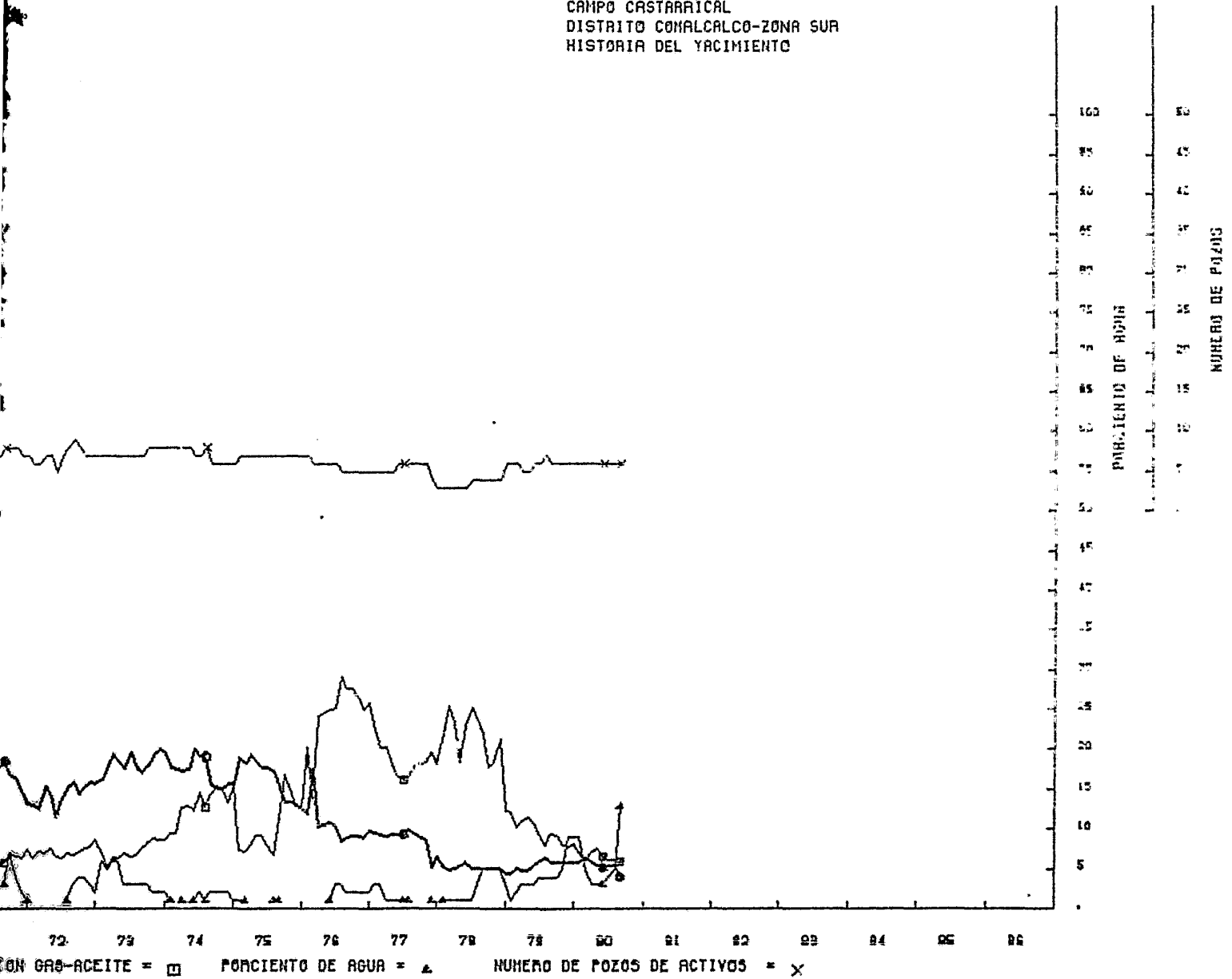
La Np de los siete yacimientos, es de 26'218,633 bl., esto significa que el 73.94% de lo que ha producido el campo, pertenece a los siete yacimientos elegidos.

El campo ha producido una Gp hasta dicha fecha, de - - - -
34'429,082 X 10⁶ pies³.

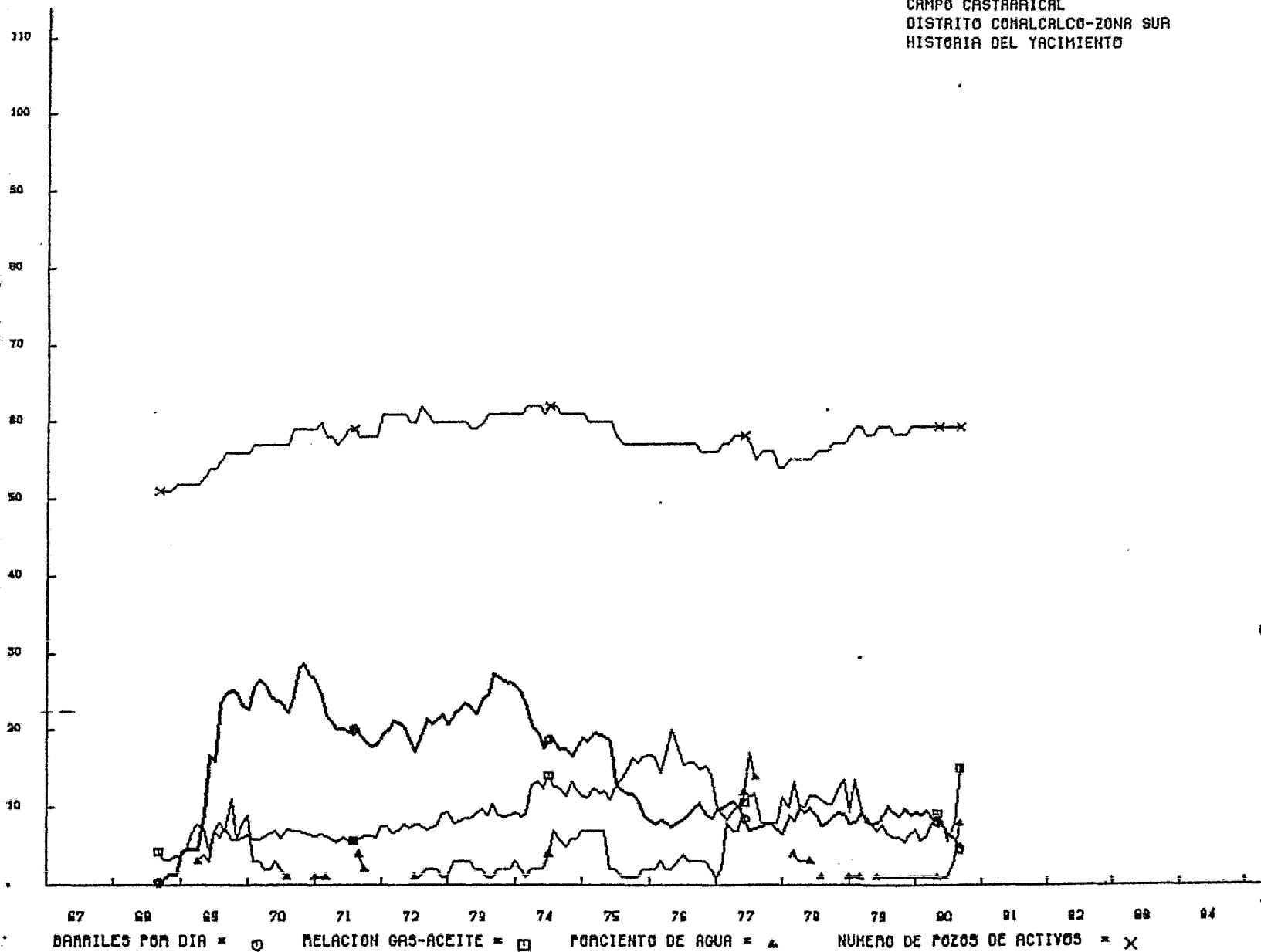
ARENA 20 "YACIMIENTO I"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO



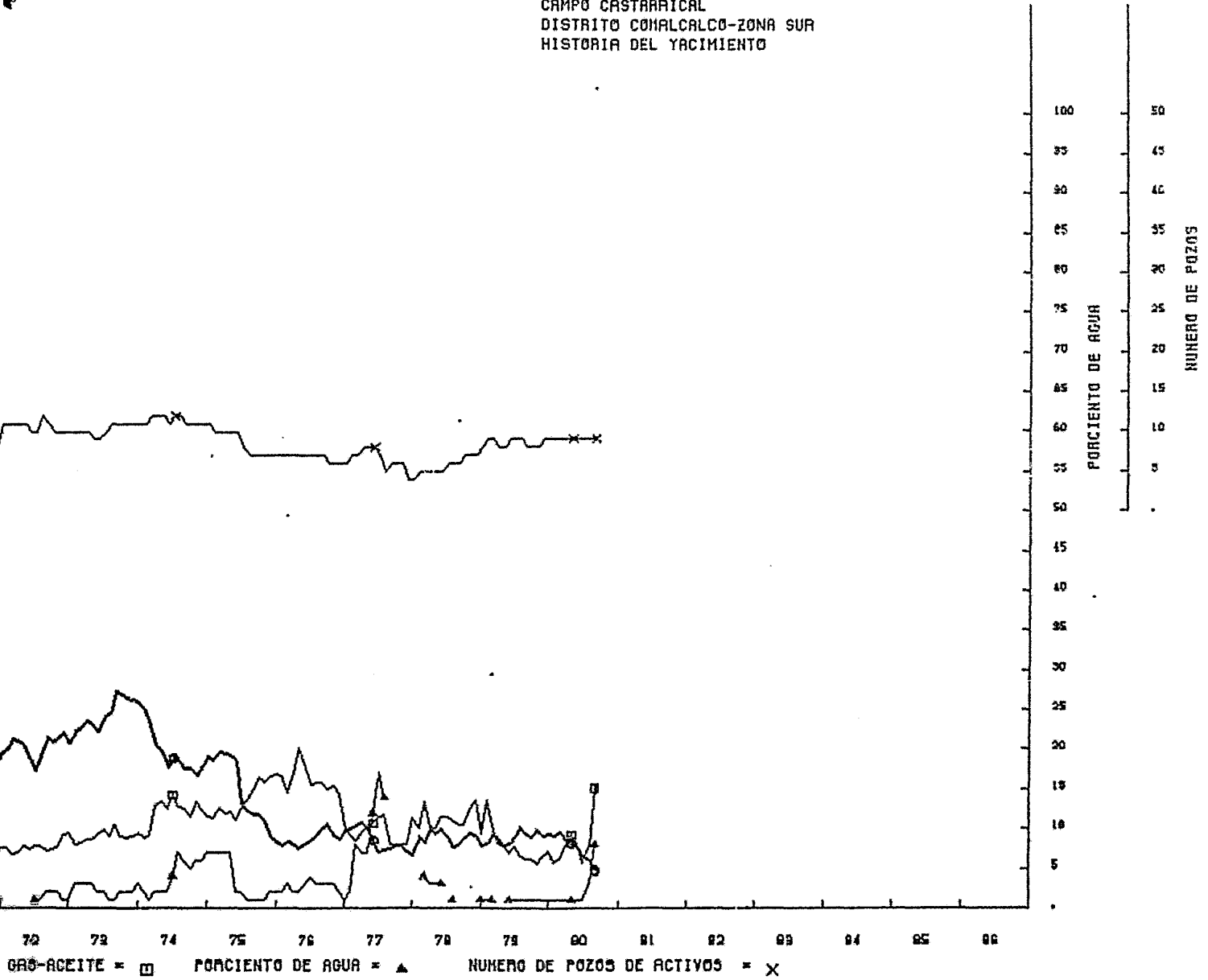
ARENA 20 "YACIMIENTO I"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO



ARENA 22 "YACIMIENTO I"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COHALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO



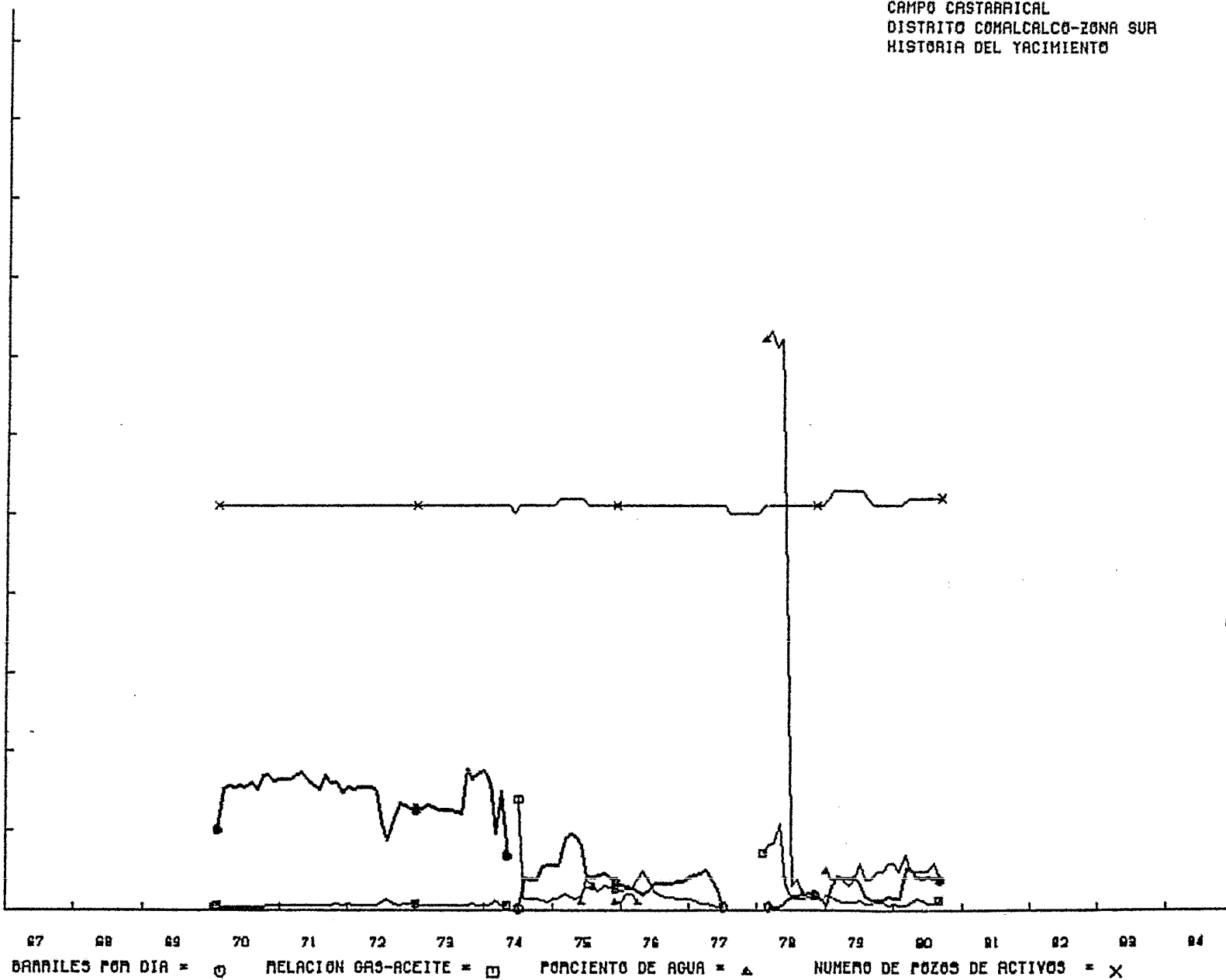
AREÑA 22 "YACIMIENTO I"
PETROLEOS MEXICANOS
CAMPO CASTARRICAL
DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
HISTORIA DEL YACIMIENTO



72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86

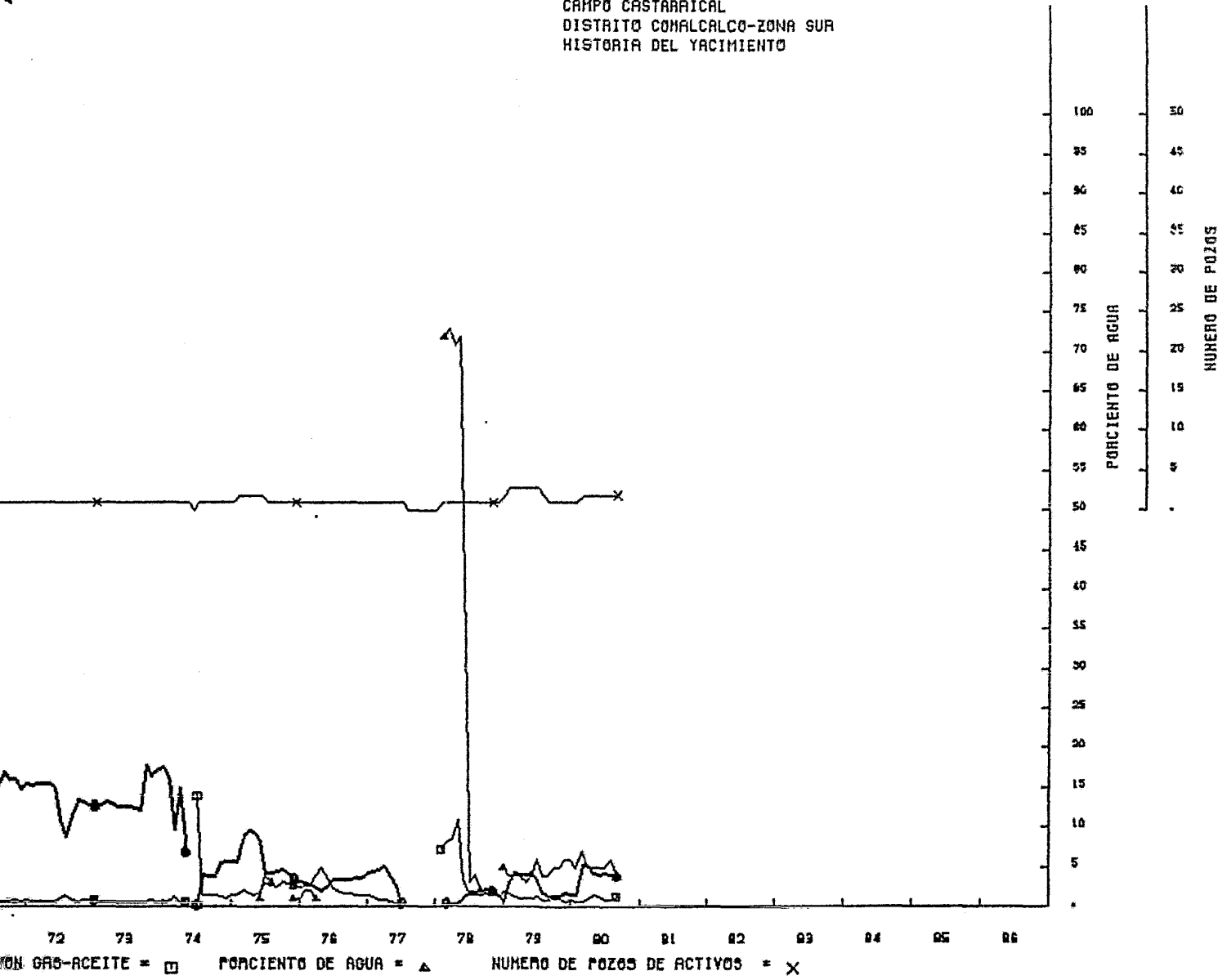
GAS-ACEITE = □ PORCIENTO DE AGUA = ▲ NUMERO DE POZOS DE ACTIVOS = X

ARENA 22A "YACIMIENTO II"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO



67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84
 BARRILES POR DIA = ○ RELACION GAS-ACEITE = □ PORCIENTO DE AGUA = △ NUMERO DE POZOS DE ACTIVOS = X

ARENA 22A "YACIMIENTO II"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO

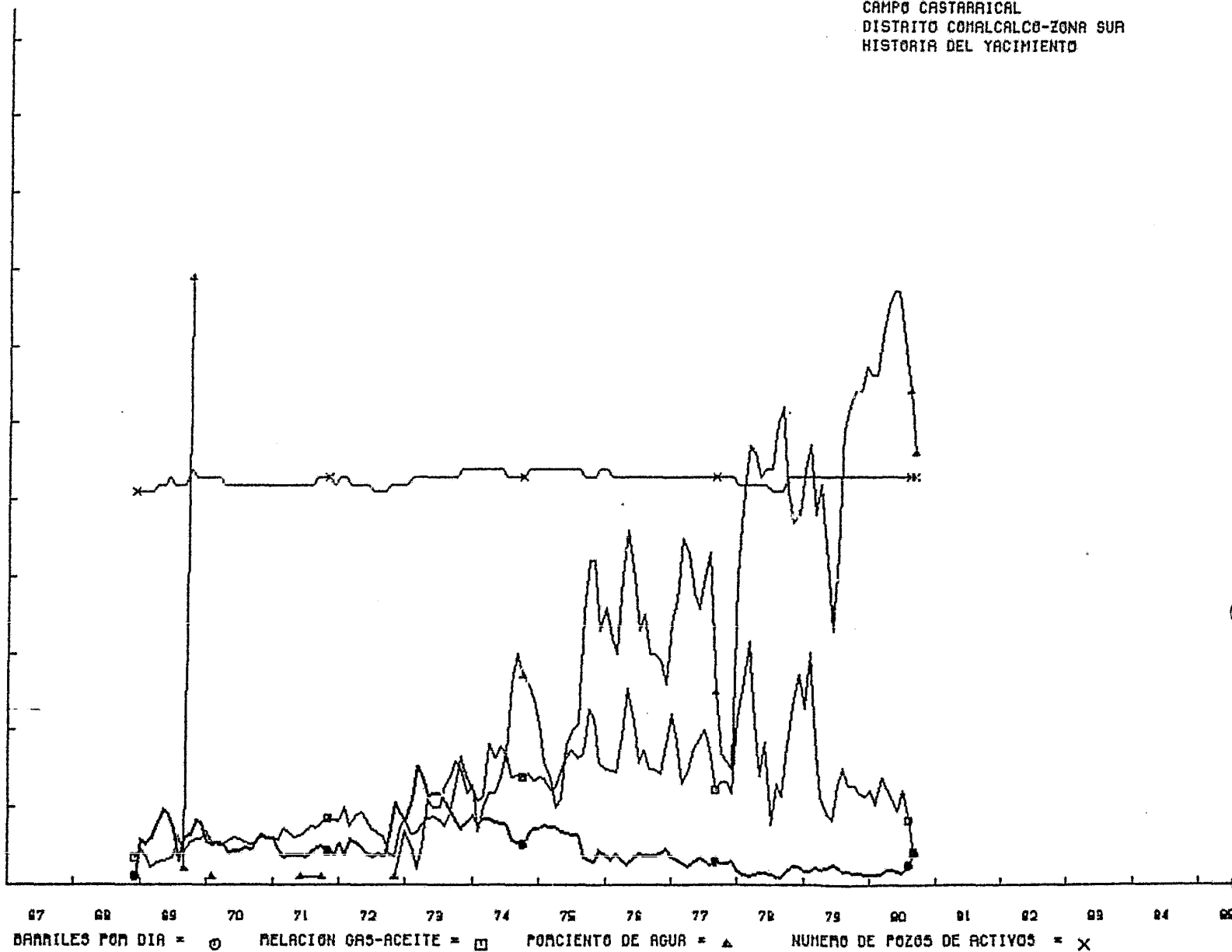


ON GAS-ACEITE = □

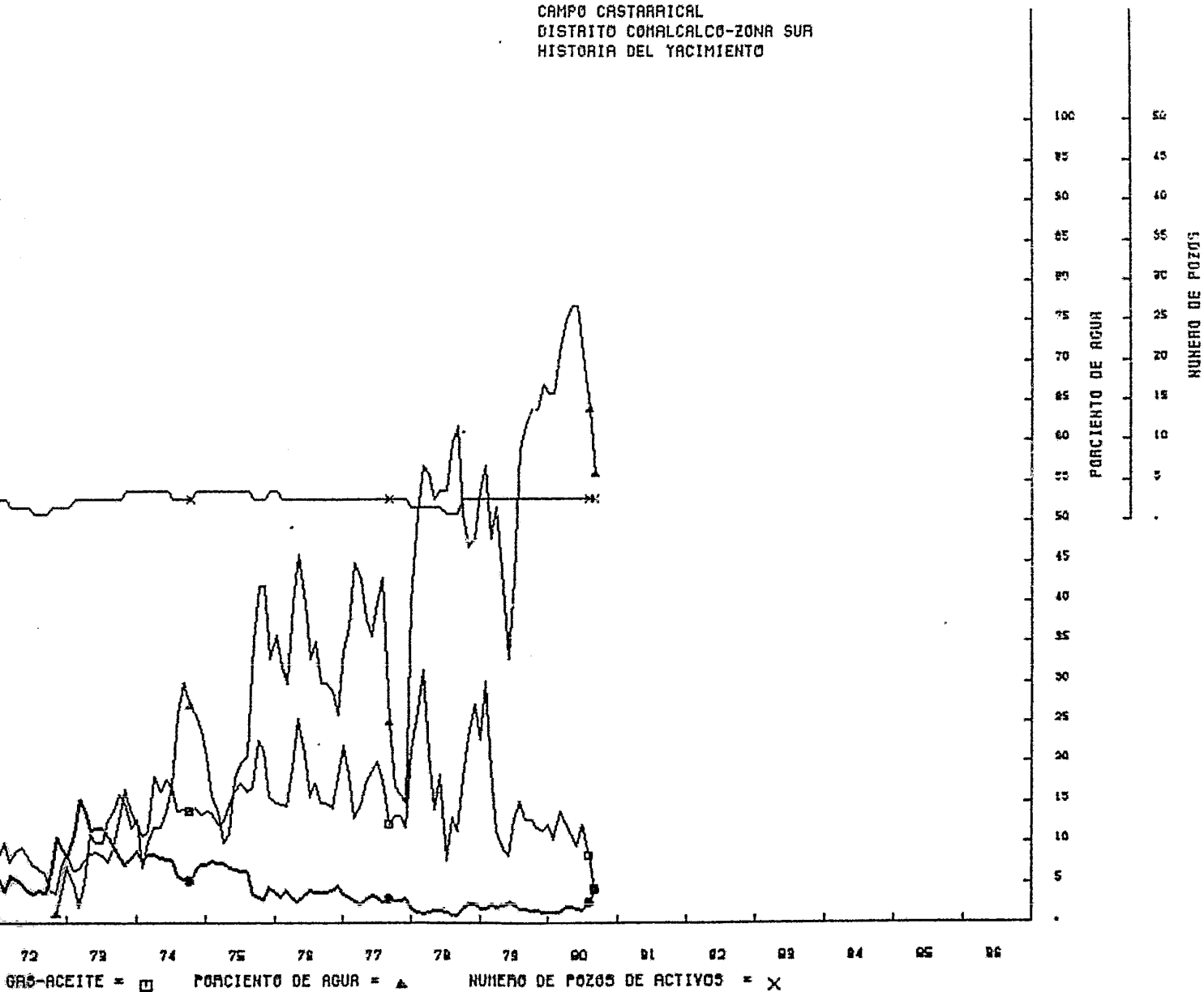
PORCIENTO DE AGUA = △

NUMERO DE POZOS DE ACTIVOS = X

ARENA 26 "YACIMIENTO I"
PETROLEOS MEXICANOS
CAMPO CASTAARICAL
DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
HISTORIA DEL YACIMIENTO

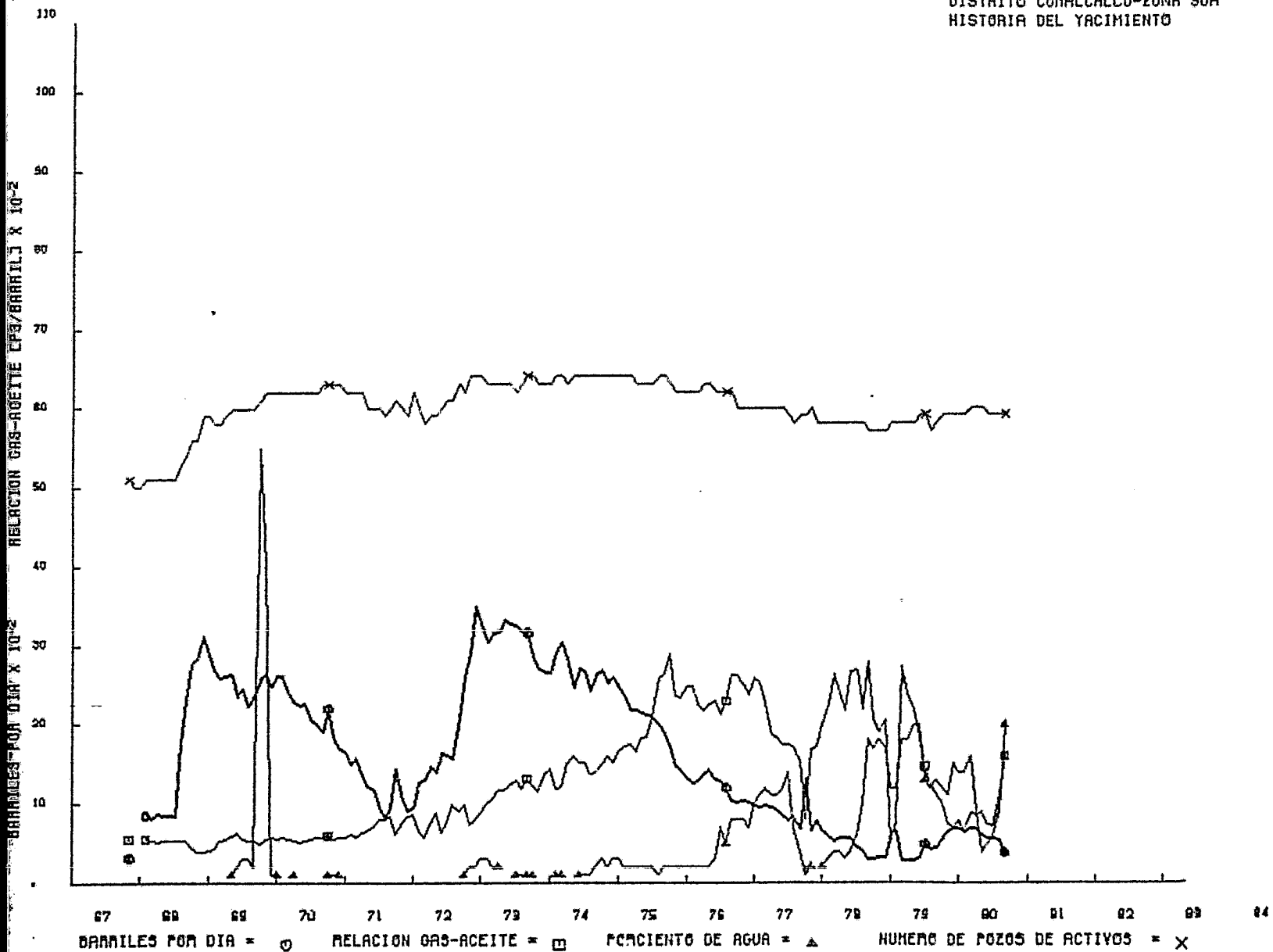


ARENA 26 "YACIMIENTO I"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTAARICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO

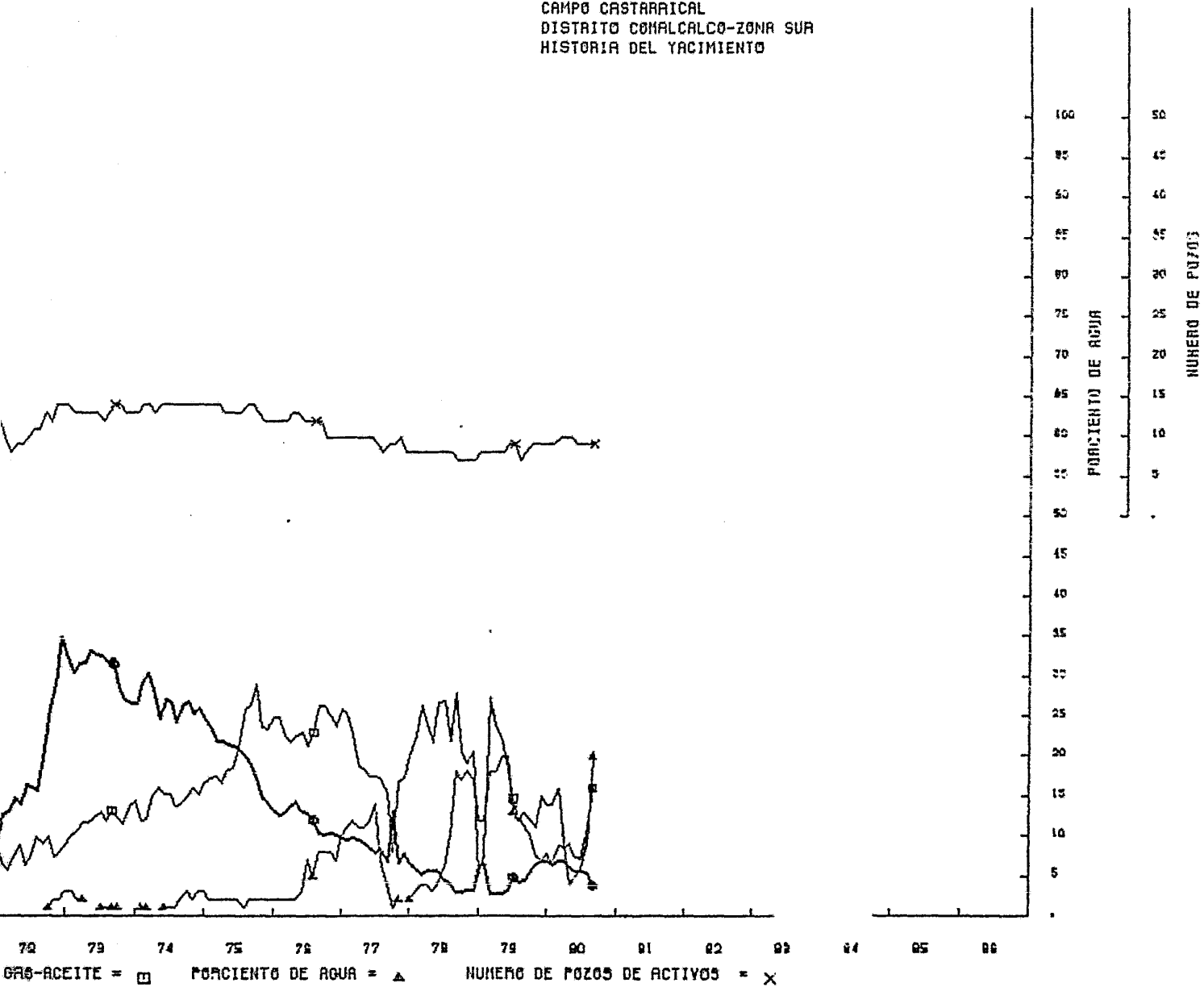


GAS-ACEITE = □ PORCIENTO DE AGUA = ▲ NUMERO DE POZOS DE ACTIVOS = ×

ARENA 26 "YACIMIENTO III"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO

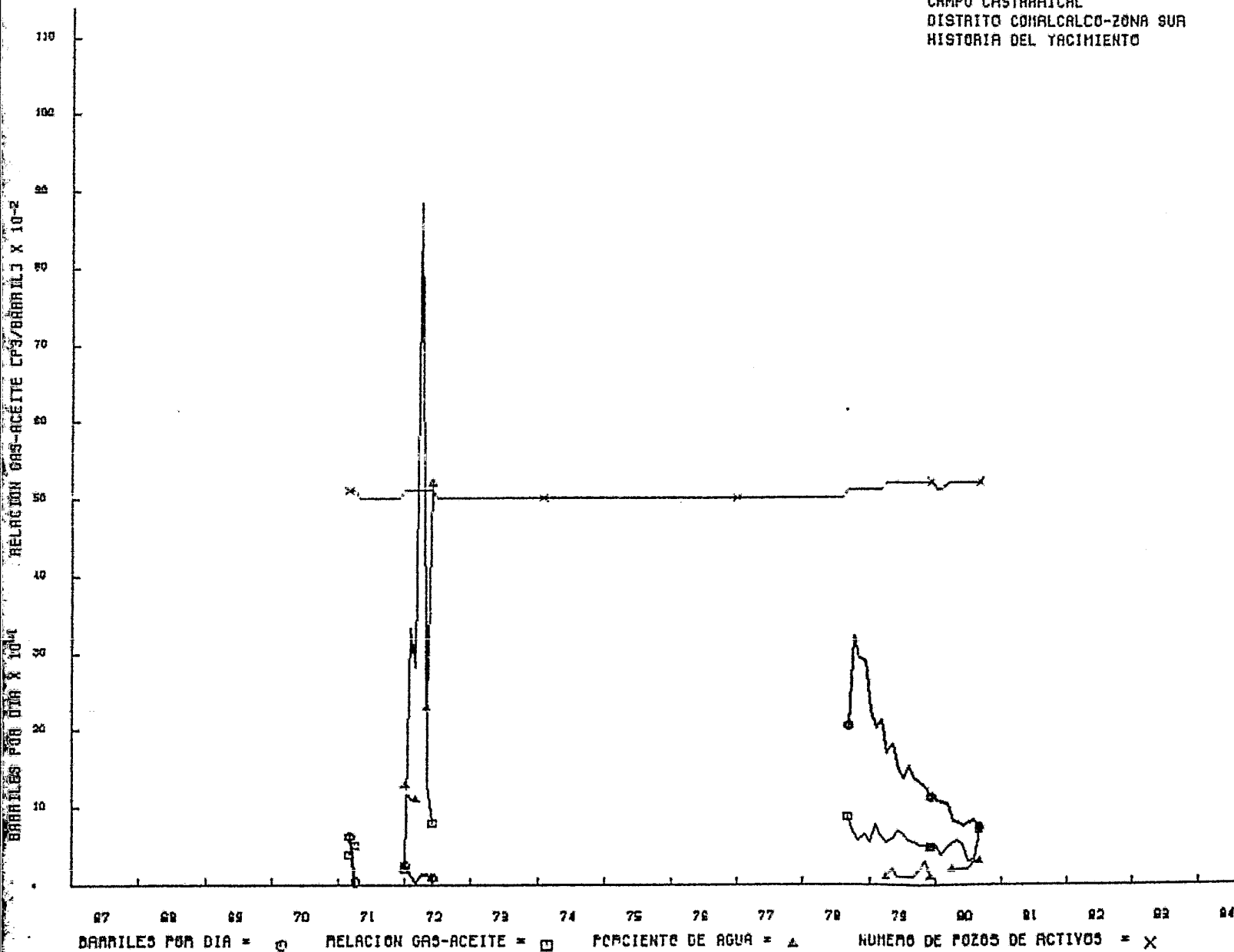


ARENA 26 "YACIMIENTO III"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO



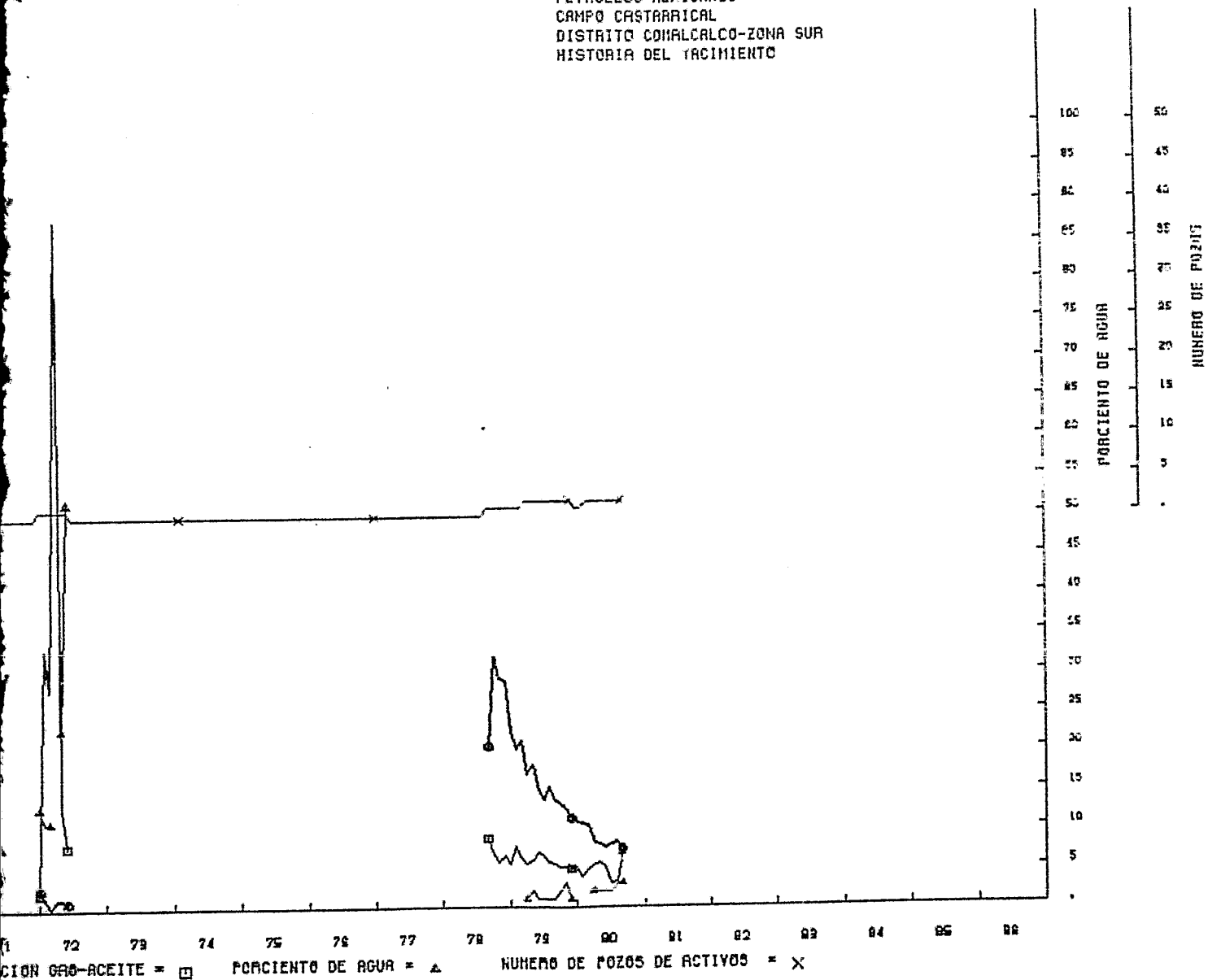
GAS-ACEITE = □ PORCIENTO DE AGUA = ▲ NUMERO DE POZOS DE ACTIVOS = X

ARENA 31 "YACIMIENTO I"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO

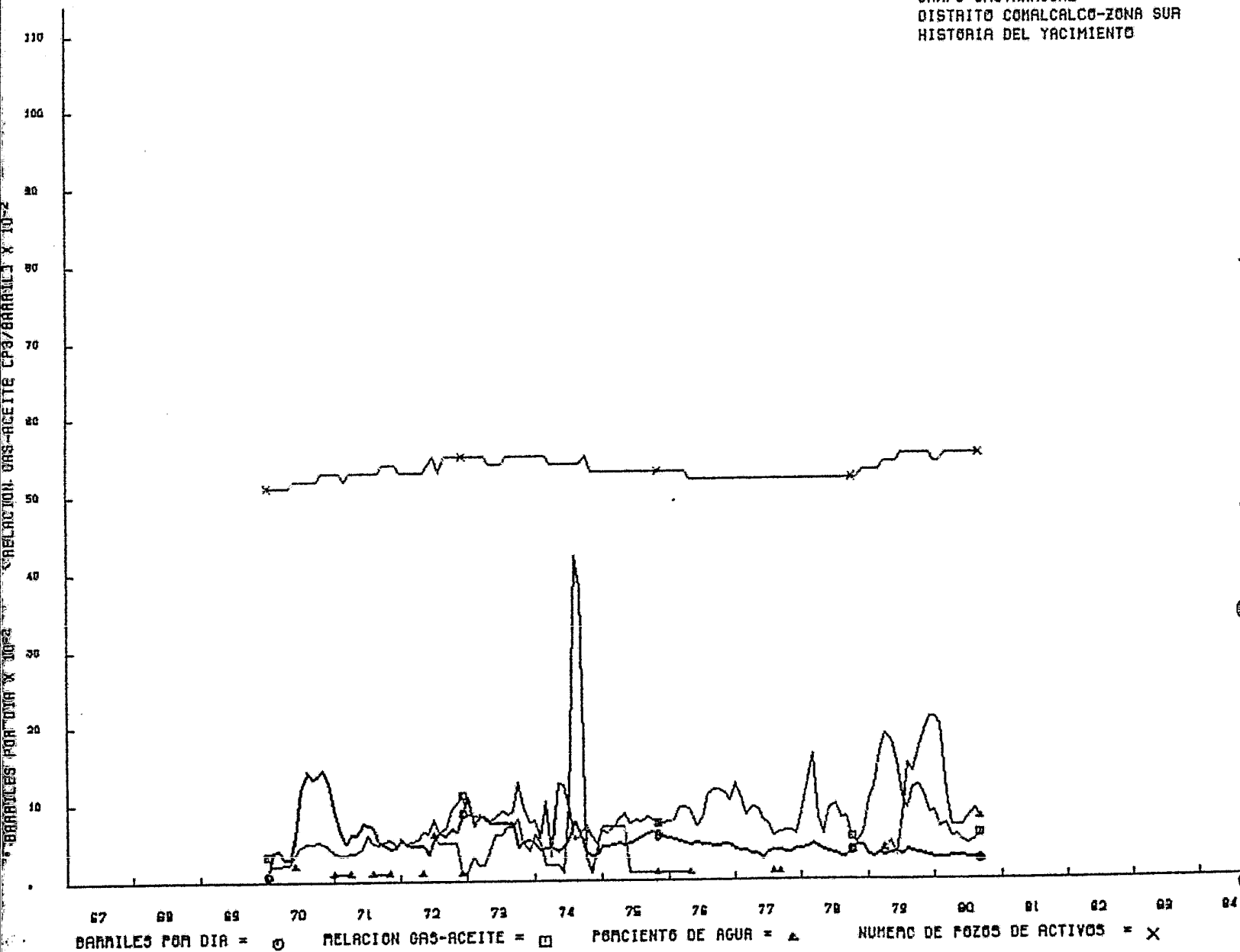


BARRILES POR DIA = ○ RELACION GAS-ACEITE = □ PORCIENTE DE AGUA = ▲ NUMERO DE POZOS DE ACTIVOS = X

ARENA 31 "YACIMIENTO I"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO CDNALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO

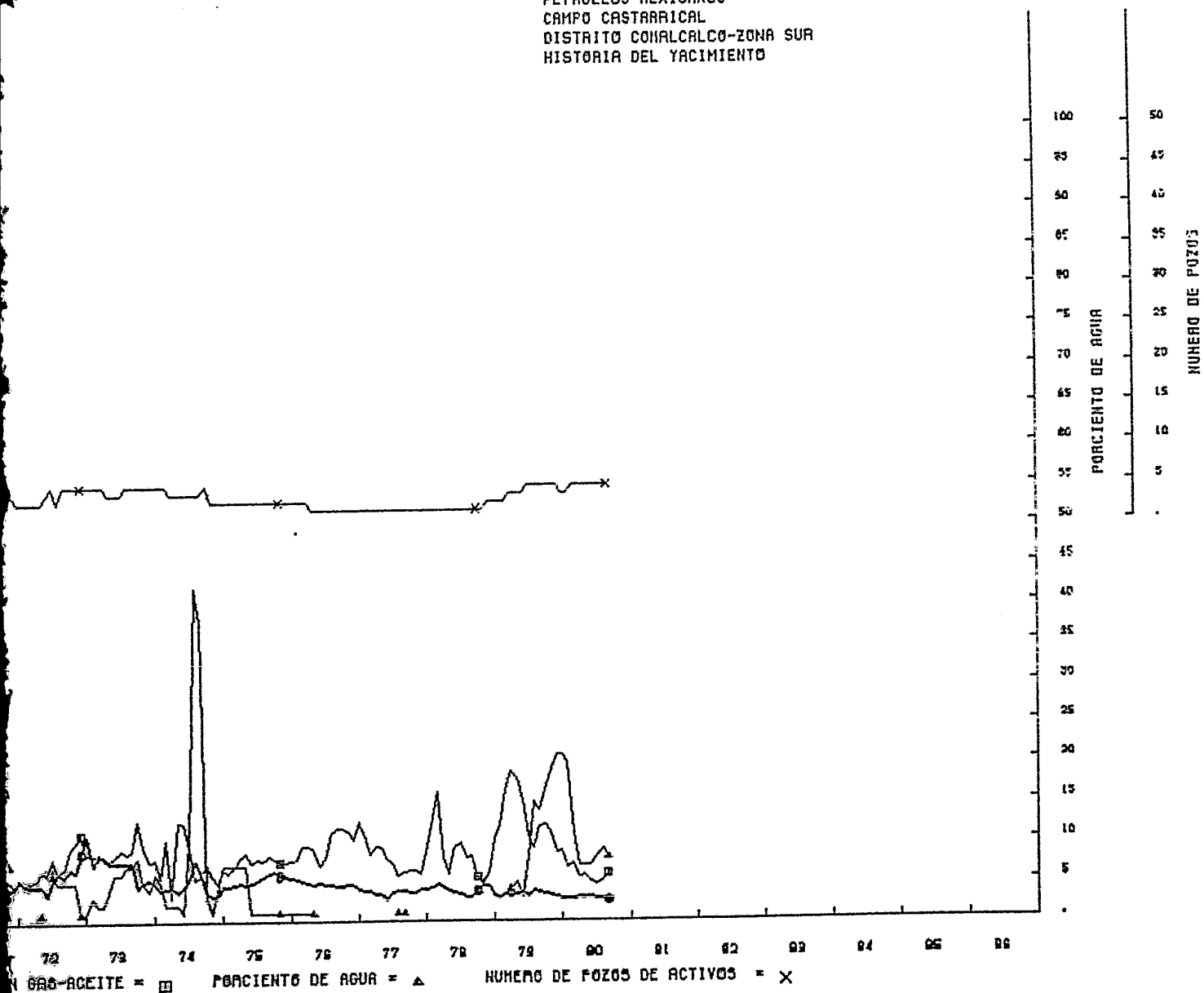


ARENA 34A "YACIMIENTO II"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO



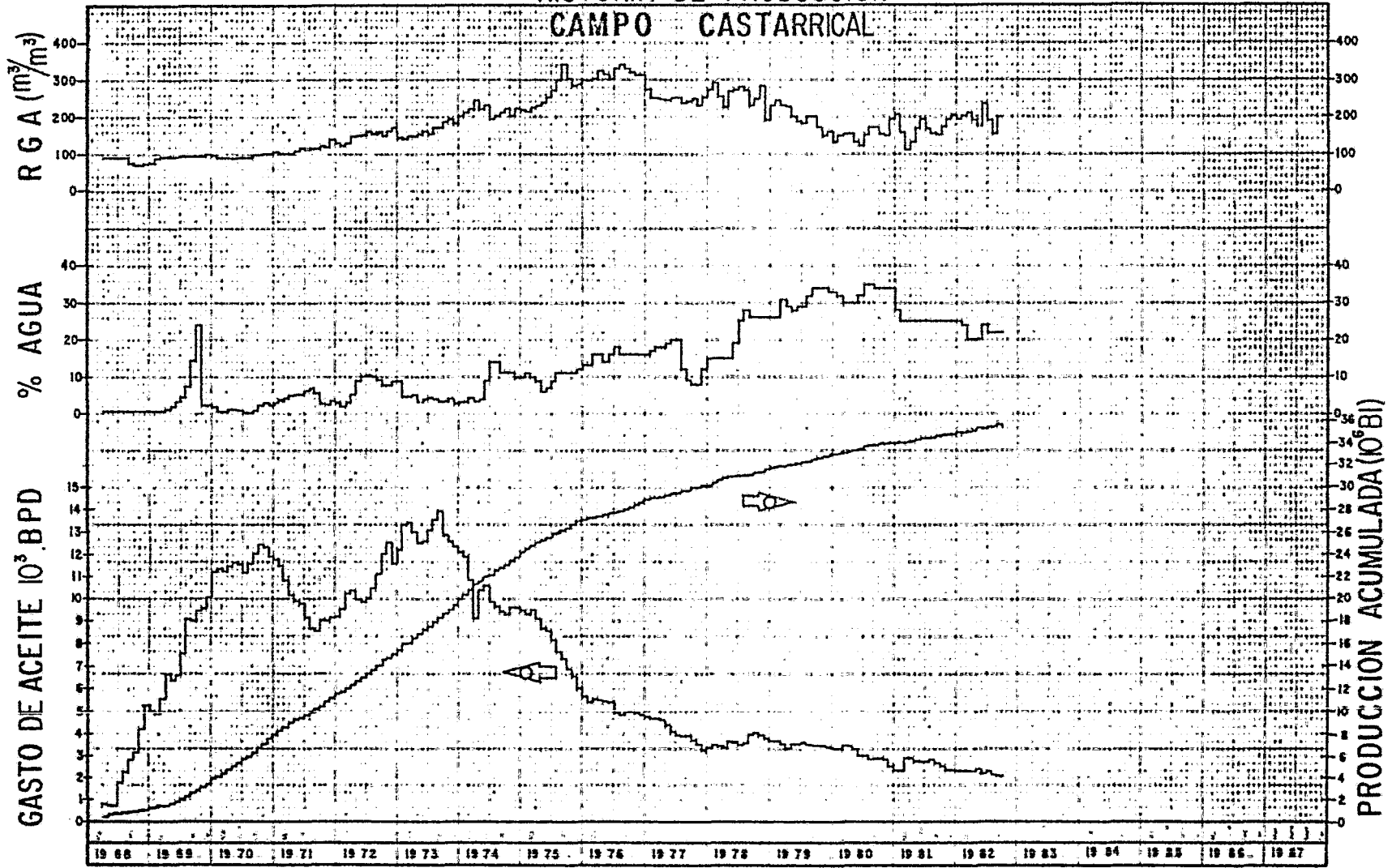
67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84
 BARRILES POR DIA = ○ RELACION GAS-ACEITE = □ PORCIENTO DE AGUA = ▲ NUMERO DE POZOS DE ACTIVOS = X

ARENA 34A "YACIMIENTO II"
 PETROLEOS MEXICANOS
 CAMPO CASTARRICAL
 DISTRITO COMALCALCO-ZONA SUR
 HISTORIA DEL YACIMIENTO



GAS-ACEITE = b PORCIENTO DE AGUA = a NUMERO DE POZOS DE ACTIVOS = x

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPO CASTARRICAL



CAPITULO V

SISTEMA DE INYECCION DE AGUA Y SU TRATAMIENTO.

V.1 PLANTA DE TRATAMIENTO

El acondicionamiento al cual es sometida el agua de inyección, se efectúa en instalaciones a las que se les denomina "Planta de Tratamiento", cuyos elementos componentes va rían de acuerdo con la calidad del agua a obtener, a partir de una calidad original. Las dimensiones de la planta dependen del volumen y características del agua a manejar. La planta es un conjunto de instalaciones que proporcionan el agua las características, que satisfacen los requisitos particulares para su inyección a un yacimiento.

V.2. FACTORES QUE SE CONSIDERARON AL DISEÑAR LA PLANTA DE TRATAMIENTO.

V.2.1. FACTORES PRINCIPALES.

- a. Las características del agua o aguas involucradas en el tratamiento.
- b. Los rangos de capacidad de tratamiento (volumenes, presiones, flexibilidad).
- c. Los rangos de la calidad apropiada del agua -- tratada, previendo situaciones de cambios de control en el tratamiento.
- d. Localización óptima de la planta. El factor gobernante del lugar para la planta es su localización, con respecto a la fuente de abastecimiento de agua, y el contorno del área de inyección.

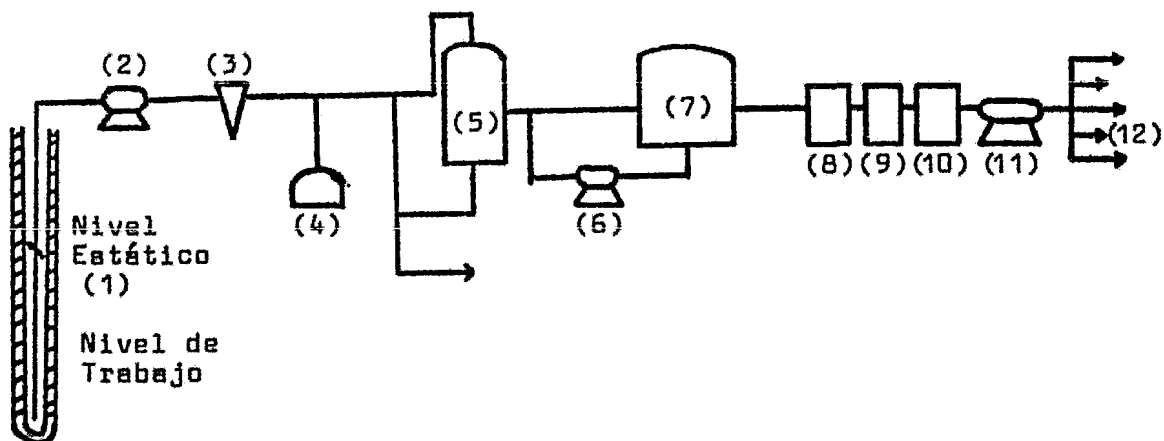
V.3. TIPO DE SISTEMA.

Las plantas de tratamiento, se han clasificado por sus características, como sistemas cerrados y sistemas abiertos. La elección del uno o del otro, está en base a la calidad del agua a inyectar y que aumenta las posibilidades de que la operación global sea un éxito económico. De aquí que sea preciso determinar el tratamiento adecuado, que minimice los costos de tratamiento.

V.3.1. SISTEMA CERRADO.

Este término se aplica a plantas de tratamiento que se diseñan para evitar el contacto del agua con el aire. Se utilizan generalmente para tratar aguas que requieren un tratamiento mínimo, ya que es difícil evitar el contacto aire-agua. El propósito de los sistemas cerrados es evitar la solución de oxígeno (del aire) en el agua.

La siguiente figura muestra un diagrama de flujo de un sistema de tratamiento cerrado, cuyos componentes pueden variar según las características del agua de abastecimiento.



1. Fuente de abastecimiento (pozo de agua).
2. Motor.
3. Desarenador.
4. Tanque de retrolavado.
5. Filtro.
6. Bomba de retrolavado.
7. Tanque de almacenamiento.
8. Bactericida.
9. Inhibidor.
10. Secuestrante de oxígeno.
11. Bomba de alta presión.
12. A los pozos de inyección.

V.4. FUENTE DE SUMINISTRO DE AGUA.

Para la selección de una fuente de suministro, capaz de -- proporcionar el agua en cantidad suficiente durante la vida del proyecto, tomando en cuenta el problema de tipo eco nómico, se procede en el siguiente orden:

- a. Determinar el volumen requerido para toda la vida del proyecto, la variación de la inyectabilidad de los po zos y la calidad del agua deseable.
- b. Reconocer todas las fuentes posibles de agua, con aten ción especial a la satisfacción cuantitativa del pro-- yecto.
- c. Hacer un análisis económico de lo que implica el uso - de cada una de las fuentes adecuadas.

La fuente de suministro, en este proyecto son pozos produc tores de agua dulce, que se encuentran a una profundidad - de 330 m. El agua proviene de acuíferos subsuperficiales,

debido a que bajo la superficie terrestre se encuentran -- formaciones de arena, que contienen grandes cantidades de agua de buena calidad y, al igual que las capas de aluvión, requiere de un bajo costo de tratamiento para su uso. Las capas de aluvión, se forman cerca de los ríos, depósitos o afloramientos. Este tipo de fuente proporciona un agua de alta calidad, cuyo tratamiento puede reducirse tan sólo al uso de un bactericida, para el control de bacterias, que frecuentemente están presentes en éstas aguas.

V.5. POZOS ACTUALES DE CAPTACION.

Se cuenta actualmente con 8 pozos, los cuales están situados en el campo El Golpe, debido a que en ese mismo campo se encuentra la planta de tratamiento.

El sistema actual de inyección se seleccionó por la cercanía entre pozos de captación, planta de tratamiento y pozos inyectoros, buscando que el transporte del agua sea mínimo, y ahorrando pérdidas de presión en el trayecto.

La cantidad promedio de agua que aportará cada pozo es de 65,000 bl/día, siendo en promedio total de los 8 pozos, actuando a su máxima aportación, de 520,000 bl/día.

A medida que se vaya avanzando en el proyecto de los cuatro campos a los que se les va a inyectar agua, que son: - Golpe, Tupilco, Santuario y Castarrical; se irá aumentando el número de pozos de captación de acuerdo a las necesidades en dichos campos.

Se programó la cantidad de agua a inyectar diaria a cada campo, quedando como sigue:

El Golpe:	35,000	bl/día.
Tupilco:	15,000	bl/día.
Santuario:	10,000	bl/día.
Castarrical:	24,000	bl/día.

V.6. LOCALIZACION GENERAL DE LA PLANTA (plano 11).

La planta se encuentra instalada en el campo El Golpe. Cuenta para ello con 6 filtros, con capacidad de 20,000 -- bl/día por filtro, satisfaciendo así la necesidad de los -- cuatro campos, de 120,000 bl/día.

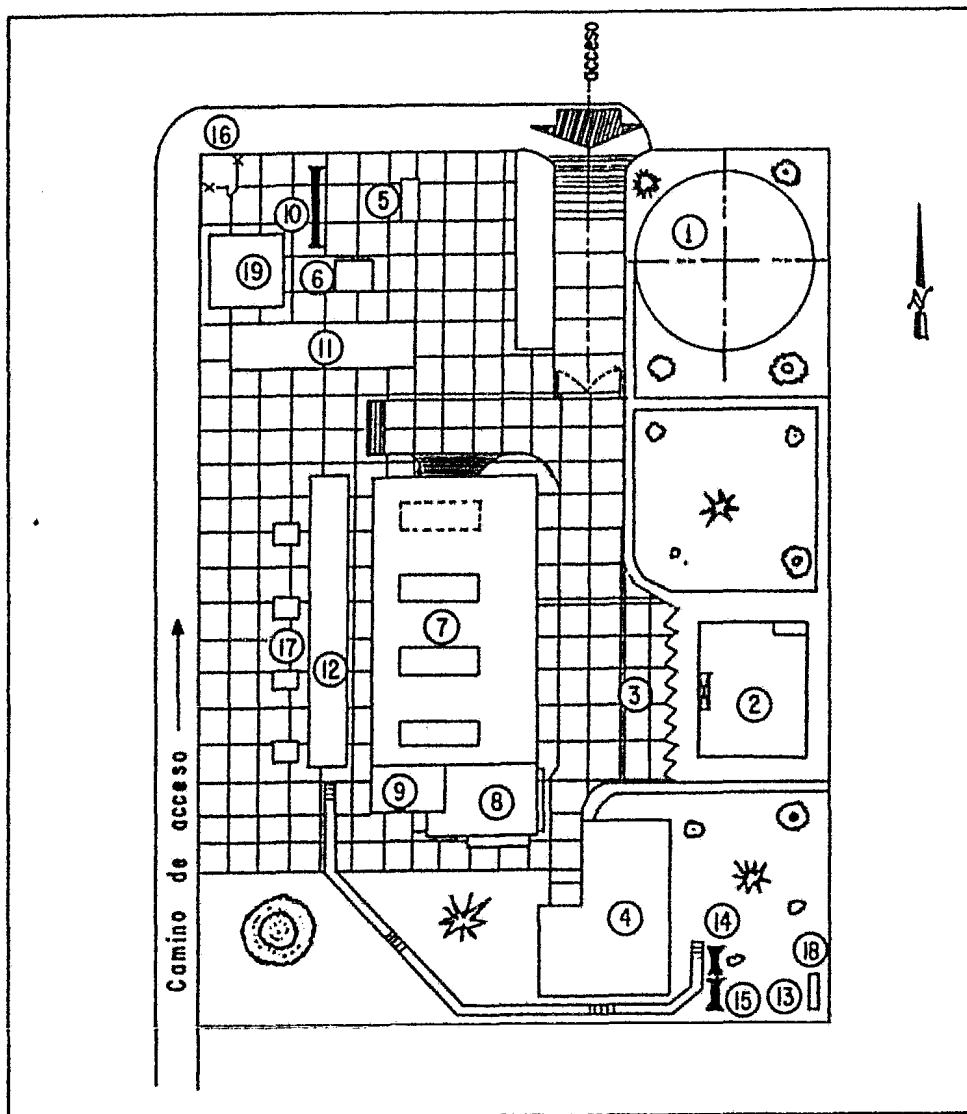
Se cuenta con 3 turbo-bombas con capacidad de 30,000 - - - bl/día cada una, con una presión de descarga de 210 Kg/cm².

Los elementos que constituyen dicha planta se muestran en el plano 11.

Asegurada la fuente de abastecimiento, se tiene que pensar en: la conducción del agua hacia la planta; el tratamiento adecuado para dejarla con una calidad apropiada; el bombeo del agua desde la planta, hasta los pozos inyectoras; la - distribución de los pozos inyectoras, en este caso es de ti po disperso; y la inyección del agua, que se puede efec- - tuar por la tubería de producción, con empacador sencillo_ o doble. La inyección por la tubería de revestimiento resulta económico, debido a que no se usa tubería de producción, pero se corre el peligro de dañar el pozo debido a - la corrosión.

V.7. TRATAMIENTO DEL AGUA.

El tratamiento del agua tiene por objeto, evitar la corrosión, las incrustaciones superficiales y subsuperficiales,



NOMENCLATURA

- 1r. HELIPUERTO
- 2r. SERVICIOS GENERALES
- 3r. ESTACIONAMIENTO
- 4r. SUBESTACION ELECTRICA
- 5r. REGISTRO DE CAPTACION
- 6r. DOSIFICACION DE QUIMICOS
- 7r. CASA DE BOMBAS
- 8r. CUARTO DE CONTROL
- 9r. SERVICIOS AUXILIARES
- 10r. CABEZAL DE CAPTACION
- 11r. FILTROS DE SUPERFLUJO
- 12r. AREA DE CABEZALES
- 13r. REGISTRO DE INYECCION (140 Kg/cm²)
- 14r. CABEZAL DE INYECCION (140 Kg/cm²)
- 15r. CABEZAL DE INYECCION (210 Kg/cm²)
- 16r. CASETA DE GAS
- 17r. ENFRIADORES DE ACEITE
- 18r. REGISTRO DE INYECCION (210 Kg/cm²)
- 19r. COBERTIZO DE BOMBEO

U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
PLANTA INYECCION DE AGUA		
PLANO 11	J.L FONG A.	JULIO /83

y el daño a la permeabilidad de la formación.

El acondicionamiento del agua se efectúa, básicamente, por medio de filtrado y tratamiento químico. El sólo hecho de filtrar el agua para eliminar todas las partículas sólidas que pueden taponar la formación, no es garantía de que se han eliminado los problemas de pérdida de permeabilidad, - porque pueden estar involucrados otros fenómenos que tienen relación con la geoquímica de la formación, con la presencia de bacterias y con agentes de la corrosión.

Se sabe que cada formación posee características particulares bien definidas, que influyen en la calidad del agua -- que se debe inyectar. Tratarla en forma excesiva, para obtener agua de calidad perfecta y estar así dentro de un -- margen de seguridad, significaría gastar más de lo necesario y reducir las posibilidades de que la operación global sea un éxito económico; de aquí, que sea preciso determinar en cada caso el tratamiento adecuado, que minimice los costos de tratamiento.

V.8. ANALISIS DEL AGUA.

Es conveniente hacer un análisis, de todas las aguas involucradas en el proyecto, para detectar las sales y gases disueltas, así como la presencia de alguna forma de vida. Los resultados de los análisis, se utilizarán para determinar el tratamiento que requiere el agua, para obtener la calidad del agua deseable, escogiéndose aquélla que implique el tratamiento menos costoso.

El análisis consiste en, la determinación de cada uno de los iones de los compuestos en solución, de sólidos en suspensión, y las propiedades físicas y químicas de ambos que se consideran de interés para el proyecto de inyección de agua.

Entre los iones de mayor interés se tienen: Calcio, Sulfato, Magnesio, Carbonato y Bicarbonato, Hierro, Bario, Oxígeno y Cloruro.

También es necesario obtener el PH del agua y ver si es de tipo ácida o alcalina. El PH representa concentración del ión hidrógeno; así como los microorganismos y características físicas (temperatura, densidad relativa, sólidos disueltos y turbidez).

V.9. COMPATIBILIDAD DE LAS AGUAS.

Las aguas involucradas son compatibles, si almezclarlas no ocurre ninguna reacción entre las sales disueltas en cada una de ellas, que cause la precipitación de los compuestos insolubles, que disminuyan el flujo del agua a través de las tuberías al producirse, incrustaciones y taponar los pozos de inyección, o reducir la permeabilidad de la formación.

Se ha observado que es conveniente dejar un 10% de sales de cloruro de calcio y magnesio del % de sales que tenga el agua original, lo cual nos ayuda a formar compuestos solubles que nos evitarían las persistentes incrustaciones -- que llegasen a formar.

Si el agua inyectada no es compatible con la intersticial de la roca, la formación de compuestos insolubles ocurre únicamente donde ambas aguas se mezclan. El volumen de compuestos insolubles dependerá del grado de la mezcla de las aguas.

V.9.1 TIPOS DE ARCILLAS.

Están formadas por los minerales resultantes, de la alteración de los silicatos que componen a algunas rocas, por la

acción química del agua o de los ácidos disueltos en ella.

Las arcillas más comunes son: las de montmorillonita, los de kaolinita, los de halloysita, los de illita, etc.

Los problemas que causan las arcillas son:

- a. La hidratabilidad.- Es debido al resultado del fenómeno de adsorción o del intercambio de cationes, cuando se introduce agua en la formación.
- b. La dispersión.- El agua que es adsorbida por las arcillas, puede alcanzar proporciones suficientemente grandes, para causar la separación de sus partículas, originando su dispersión y el posible obturamiento de los poros por acumulación de las partículas en los conductos de la roca.

V.10. ESTABILIZACION DEL AGUA.

Los procedimientos de tratamiento para la estabilización del agua son:

Aereación, degasificación y ablandamiento. De estos procedimientos, los más importantes son la degasificación y el ablandamiento, por manejar un sistema cerrado, ya que es mínimo el gas, sobre todo, oxígeno, que pueda contener el agua. Estos procedimientos se utilizan para prevenir la precipitación de compuestos insolubles, y eliminar los sólidos disueltos indeseables de un agua.

La adición de productos químicos evita la formación de compuestos insolubles, eliminando el catión o el anión que interviene en la precipitación química, o bien, enlaza el catión manteniéndolo en solución. Este proceso, generalmente

se conoce como "secuestro", el cual consiste en la formación de un complejo soluble de iones metálicos en presencia de aniones, que normalmente provocarían la precipitación del catión.

Algunos de los productos químicos para prevenir la formación de incrustaciones, son:

1. Trifosfato de sodio $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$.
2. Pirofosfato tetrasódico $\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7$.
3. Fosfato de sodio-magnesio $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{MgO} \cdot \text{P}_2\text{O}_5$.

- a. Degasificación.- Este proceso elimina los gases disueltos en un agua, sin ocurrir un intercambio de gases.

Existen dos procesos:

Químico.- Se utilizan los compuestos químicos en la eliminación específica del oxígeno, son sustancias ávidas de este gas. El sulfito de sodio y la hidrazina se utilizan bastante.

Mecánico.- Se realiza en un deareador al vacío, que es recipiente cerrado, dentro del cual se hace caer el agua, procurando que exponga la máxima área posible al vacío.

- b. Ablandamiento del agua.- Consiste en la eliminación de las sales disueltas, que pueden ocasionar problemas considerables en un sistema de inyección.

Estos procesos se llevan a cabo por medio de reactivos, como el óxido de calcio o hidróxido de calcio y el carbonato de sodio, por intercambio de iones; sirve además, en el control del PH.

V.11. PRECIPITACION DE COMPUESTOS INSOLUBLES.

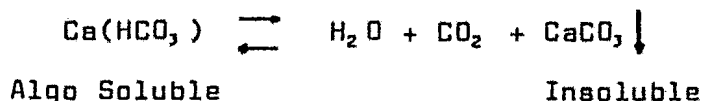
La causa más común de la disminución del gasto de inyección o el aumento de la presión de inyección, es: la precipitación de compuestos insolubles dentro de los poros de la roca, al cambiar las condiciones de temperatura y presión. También puede resultar de las reacciones entre los compuestos disueltos en el agua de inyección, y los compuestos presentes en el agua congénita de la formación, o bien, con los constituyentes de la misma formación.

Generalmente se encuentran incrustaciones en las tuberías, siendo éstas una mezcla de sales escasamente solubles en un agua y, los productos de corrosión en la superficie metálica.

Los depósitos frecuentes encontrados en los sistemas de inyección son:

1. Carbonato de calcio.- Las incrustaciones de carbonato de calcio son cristales, por lo regular de tamaño grande, pero cuando la incrustación contiene impurezas, se presenta en forma de cristales finamente divididos, adquiriendo una apariencia uniforme.

El carbonato de calcio no existe en solución como iones de calcio y carbonato, sino como iones de calcio y bicarbonato; entonces, la precipitación del carbonato de calcio queda expresada por la ecuación:

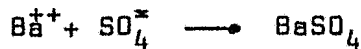


2. Sulfato de Calcio.- El agua de los yacimientos puede formar incrustaciones de sulfato de calcio, que son más compactas que las de carbonato de calcio y por lo tanto, más difíciles de eliminar.

La precipitación se expresa por la ecuación:



3. Sulfato de Bario.- Es una de las sustancias más insolubles. Su formación es por la reacción siguiente:



4. Hierro.- Los compuestos de fierro, pueden permanecer como suspensiones coloidales o formar incrustaciones sobre las superficies metálicas. Las incrustaciones de sulfuro de fierro, se forman por el resultado de la acción corrosiva del "ácido sulfhídrico" o sulfuro de hidrógeno disuelto en el agua, sobre las superficies metálicas.

El fierro que está disuelto en un agua de inyección, se puede depositar como carbonato ferroso (FeCO_3), sulfuro ferroso (FeS), hidróxido férrico (Fe(OH)_3), hidróxido ferroso (Fe(OH)_2) y óxido férrico (Fe_2O_3).

Estas depositaciones dependen de: el PH del agua, el oxígeno disuelto en la misma, el balance oxidación-reducción, y de las concentraciones de carbonato e iones de sulfuro en el agua.

V.12. PROCESO DE FILTRACION.

Es un método mediante el cual se puede lograr la eliminación de la materia suspendida. No es enteramente satisfactorio cuando se manejan grandes volúmenes de agua, que es el caso de un proyecto de inyección, ya que en poco tiempo pueden cargarse los filtros del material suspendido, y trabajar a un gasto bajo.

Los filtros pueden clasificarse de acuerdo con el medio filtrante empleado y por el tipo de energía empleada y, proporcionar la necesaria presión para hacer pasar el agua a través de ellos.

El tipo de filtros empleados para este proyecto, es el llamado de "lechos granulares". En este tipo de filtro, el medio filtrante está constituido por una capa lo suficientemente gruesa (del orden de 1 m.) de arena o carbón granular (o de bauxita), que reposa sobre un soporte que permite el paso del agua. Sin embargo, existen partículas que los filtros no logran retener, pero que si pueden causar la obturación de los poros de la formación.

Existe un proceso de coagulación que permite el uso de filtros de malla fina, que son capaces de tratar un gasto alto y de atrapar el material finamente constituido.

La coagulación o floculación, consiste en la adición de un producto químico, que cause la agregación de algunas partículas finas y la adsorción de otras, para producir partículas más grandes, llamadas flóculos, que son eliminadas fácilmente por filtración.

El floculante de mayor uso es el sulfato de aluminio - - - ($\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 18 \text{H}_2\text{O}$), que forma el precipitado gelatinoso buscado mediante la acción de los componentes alcalinos del agua.

Existen otros productos que tienen los mismos efectos:

- a. La cal hidratada $\text{Ca}(\text{HO})_2$, a partir del óxido CaO .
- b. El sulfato férrico $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$.

También existe un proceso de sedimentación, el cual separa el material coagulado o suspendido del agua por gravedad, es conveniente llevarse a cabo antes de la filtración, obteniendo un agua apropiada para una filtración rápida.

V.13.- TIPOS DE CORROSION.

La corrosión es el deterioro que sufren las partes metálicas, debido a tres causas o agentes:

- a. Corrosión química.
- b. Corrosión electroquímica (o galvánica).
- c. Corrosión bacteriana.

a. Corrosión química.- Es producida de la interacción entre el metal y los componentes del medio que lo rodea, que provienen del medio acuoso salado cargado de gases disueltos. Los principales son:

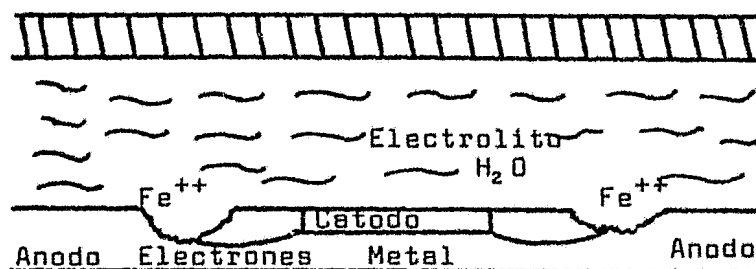
Acido sulfhídrico	(H ₂ S).
Bióxido de carbono	(CO ₂).
Oxígeno	(O ₂).
Acido sulfúrico	(H ₂ SO ₄).
Acido clorhídrico	(HCl).

Estos actuarán ya sea a mayor o menor intensidad, de acuerdo con la temperatura, presión y PH.

A mayor presión, suele haber mayor corrosión y, también a mayor temperatura.

b. Corrosión electroquímica.- Es el resultado de las heterogeneidades del metal y de su superficie, en presencia de un electrólito, al generarse diferencias de potencial, con deterioro o depósito de material en los puntos donde se genera la polaridad.

La condición para que el ataque electroquímico pueda ocurrir, es necesario que existan los elementos, como: un cátodo, un ánodo, un electrólito y una conexión externa; como se aprecia en la figura:



Este tipo de corrosión también se dá por la presencia de - corrientes parásitas.

La corrosión galvánica ocurre en aleaciones, o al ponerse en contacto dos metales distintos, ésto puede suceder en - las conexiones.

c. Corrosión bacteriana.- Es provocada por dichas bacterias, las cuales desatan fuerzas electroquímicas. Las bacterias sulfatoreductoras son anaerobias (no viven en presencia de oxígeno), necesitando de hidrógeno para vivir y, al consumirlo lo que hace es polarizar el sistema, teniendo la habilidad de producir ácido sulfhídrico, el cual es corrosivo.

V.14. PREVENCIÓN DE LA CORROSIÓN.

Existen varios métodos para prevenir la corrosión del metal por contacto con agua.

1. Recubrimientos.- Consiste en separar el metal del medio corrosivo. Por mucho tiempo se han usado pinturas, esmaltes, cintas (asfaleno, alfalto, etc.).

Su uso está gobernado por conveniencia económica.

2. Por eliminación de los reactantes químicos nocivos; ta

les como el bióxido de carbono, oxígeno, ácido sulfhídrico, etc. Se pueden eliminar por medios mecánicos o químicos.

3. Por separación del ánodo, el cátodo y el metal del - - electrólito.- Se logra mediante algún recubrimiento - de plástico, resinas, pinturas, etc., o por la adición de sustancias químicas capaces de formar películas polares para nulificar el cátodo cargado negativamente o al ánodo.
4. Inorgánico.- Está constituido por esmaltes vítreos, forros de cemento, recubrimientos de fosfato y óxido.
5. Orgánicos.- Tales como esmalte, laca y forros de plástico.
6. Inhibidores.- Son sustancias químicas que se agregan al medio corrosivo, con el fin de contener o eliminar la corrosión. Son sustancias químicas, tanto orgánicas como inorgánicas, su elección la gobierna el medio corrosivo y el tipo de corrosión.

INHIBIDORES ORGANICOS:

Inhibidor Orgánico	Concentración (%)	Medio Corrosivo	Sistema Metálico
Oxido de etileno rosín amina	0.2	Soluciones de HCl	Acero Dulce
Fenil Acridina	0.5	Soluciones de H ₂ SO ₄	Fierro
Tiourea	1	Acidos	Fierro y Acero

INHIBIDORES INORGANICOS:

Inhibidor Inorgánico	Concentración (%)	Medio Corrosivo	Sistema Metálico
Nitrito de Sodio	0.005	Agua	Acero Dulce
Silicato de Sodio	0.01	Aguas Producidas	Tuberías de acero
Ortofosfato de Sodio	1	Agua	Fierro.

V.15. CONTROL DE LOS MICROORGANISMOS.

Un problema que está presente en la inyección de agua a un yacimiento, es el control del crecimiento de microorganismos. Cuando están presentes en el agua, son capaces, tanto de propiciar la corrosión dentro de un sistema de inyección, como de ocasionar la obturación de las líneas de flujo y los poros de la formación.

V.15.1. Bactericidas y Bacteriostatos.

Los bactericidas son los capaces de matar a las bacterias y los bacteriostatos son aquellos que inhiben o retardan el crecimiento de las bacterias.

El bactericida debe ser suministrado en alguna parte del sistema, donde el movimiento del agua sea suficiente para conseguir su mezcla adecuada y, donde proteja más al sistema. Los compuestos de mayor uso son: cloro, cromatos de tipo inorgánico, y las aminas de tipo orgánico.

CAPITULO VI

EVALUACION DE LA INYECCION DEL AGUA.

VI.1. SELECCION DE GASTOS Y PRESIONES DE INYECCION.

En todo proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, es necesario tomar en cuenta los gastos y presiones de inyección, los cuales estarán sujetos a las características propias del yacimiento, como son: la permeabilidad, la presión de fondo, el espesor, el arreglo entre pozos productores e inyectores.

VI.1.1. Selección de gastos.

El gasto de inyección esperado en cada pozo, se calculó a partir de los resultados obtenidos en la prueba piloto, -- que se lleva a cabo en el Campo El Golpa, en los dos pozos inyectores, y del intervalo que se propone disparar en cada pozo inyector del proyecto; es decir, se multiplicó el intervalo a disparar por 13.35 m³/día/metro disparado, que es el dato estadístico, obtenido en la prueba piloto, sobre el gasto promedio de inyección estabilizado.

El volumen a inyectar por yacimiento será la suma de las admisiones esperadas en los pozos que serán inyectores de cada uno de ellos.

VI.1.2. Presiones de inyección.

Para efectuar el desplazamiento del aceite, es recomendable que éste se lleve a cabo a una presión cercana pero inferior a la de saturación.

Se supone que la presión original del campo es de 335 -- Kg/cm² y la de saturación de 153 Kg/cm².

VI.2. PRESION MAXIMA DE OPERACION DE LA PLANTA.

Se determinó a partir de la presión de fractura, en el fondo de cada pozo inyector, en la primera etapa de inyección en el campo El Golpe, teniendo en cuenta las pérdidas por fricción en las tuberías y la presión ejercida por la columna de agua. Asimismo, se obtuvo la presión de fractura en la superficie para los pozos inyectores.

También se utilizó la siguiente ecuación, para obtener la presión de fracturamiento:

$$\frac{P_f}{h} = \left(0.23 - \frac{P_e}{h}\right) \frac{\gamma}{1-\gamma} + \frac{P_e}{h}$$

Donde: $\gamma = 0.36$

P_f = Presión de Fractura (Kg/cm²).

P_e = Presión de fondo a pozo cerrado (Kg/cm²).

h = Profundidad media de los disparos (m.).

Con base en los valores obtenidos, y dando un margen de seguridad de 20%, se fijó para la planta una presión máxima de operación de 150 Kg/cm².

Para el cálculo de la presión máxima de inyección en la superficie de cada uno de los pozos inyectores, se tomará el registro de presión de fondo a pozo cerrado, en el Campo - Castarrical.

VI.3. GASTOS DE ADMISION DE LOS YACIMIENTOS.

Se obtuvo el gasto de admisión esperado, en cada uno de los pozos inyectores, de acuerdo al intervalo propuesto a disparar, obteniendo el gasto esperado para cada uno de los yacimientos elegidos.

Se tomaron en cuenta únicamente los pozos inyectoros, ya existentes, en cada yacimiento; no se tomaron en cuenta -- los gastos esperados en los pozos inyectoros, que se tienen sus localizaciones propuestas a perforar. Estos gastos esperados, de los pozos nuevos, se añadirán a cada yacimiento correspondiente, una vez entradas en operación aumentando con esto el gasto admitido por yacimiento, y reduciendo el tiempo para la recuperación adicional de aceite por yacimiento.

Un caso especial es la Arena 26, Yacimiento I que de los pozos existentes en este yacimiento, ninguno podía entrar como inyector, ya que únicamente el pozo 30 estaba localizado en buena posición para inyector, pero este pozo se encuentra taponado.

Se tienen dos localizaciones propuestas a perforar en este yacimiento, tomando para ambos, como referencia el intervalo atravesado por el pozo. 30, obteniendo así sus gastos esperados para cada pozo.

A continuación, en forma tabulada se tiene dicho cálculo, para cada yacimiento elegido, con sus respectivos pozos inyectoros:

Arena, Yacimiento		Pozos Inyectores (NR)	Intervalo Propuesto (m.)	Gastos de Admi sión esperados (m ³ /dfa)
20	I	33	2945.0-2931.5	180
		34	2902.5-2874.0	380
		58	2878.5-2848.5	400
		Total		
22	I	41	3064.0-3056.0	107
		57	3043.5-3028.5	200
		72	3096.5-3075.0	287
		Total		
22A	II	23	3107.5-3101.0	87
		59	3070.5-3066.5	53
		Total		
26	I	105*	3449.0-3430.5	247
		106*	3449.0-3430.5	247
		Total		
26	III	3-0	3177.5-3154.0	307
		7	3247.5-3235.5	160
		42	3171.0-3164.0	94
		46	3222.0-3202.5	260
		56	3214.5-3191.5	307
		71	3325.5-3302.5	307
		Total		
31	I	5-0	3508.5-3498.5	134
		53	3287.0-3284.5	33
		71	3463.0-3460.0	40
		81	3509.5-3505.0	60
		Total		
34A	II	8-0	3499.0-3488.0	147
		44	3519.5-3512.5	93
		51	3541.0-3527.5	180
		Total		

* Pozos propuestos por perforarse.

VI.4. VOLUMEN DE AGUA NECESARIO PARA EL BARRIDO Y TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO.

Con base en estudios de inyección de agua, elaborados en el Campo La Venta, se determinó que el volumen de agua necesario para desplazar el aceite, hasta obtención de un límite práctico económico, resultó 80% del volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

Se obtuvieron los tiempos de desplazamiento, para cada yacimiento hasta el límite económico, calculados en función del volumen de admisión esperado.

Los resultados son los siguientes:

Arena, Yacimiento		Volumen Original de Aceite c.y. (m ³)	Volumen de agua a inyector (m ³)	Volumen de Admisión esperado (m ³ /día)	Tiempo de desplazamiento (años)
20	I	4'952,610	3'962,088	960	11.31
22	I	6'790,901	5'432,721	594	25.06
22A	II	1'194,492	955,594	140	18.70
26	I	3'509,566	2'807,653	494	15.57
26	III	7'399,000	5'919,200	1435	11.30
31	I	829,290	663,432	267	6.81
34A	II	<u>1 706,640</u>	<u>1'365,312</u>	<u>420</u>	<u>8.91</u>
Totales:		26'382,499	21'106,000	3816	

CAPITULO VII

ESTUDIO ECONOMICO

En todo proyecto de ingeniería se tienen dos campos importantes, el físico y el económico.

El éxito en la manipulación del campo físico, para obtener productos, depende del conocimiento de las leyes físicas; pero el valor de estos productos está en su utilidad medida en términos económicos. Razón esencial para que los proyectos de ingeniería sean evaluados, en términos de valor y costo, antes de emprender su realización.

Comprobada la eficiencia técnica del proyecto de inyección de agua, y analizado bajo diferentes enfoques y alternativas, sólo resta entonces, la evaluación de tipo económico. Para llevar a cabo el análisis económico del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, se consideraron, como ingresos, el valor del aceite que se producirá como recuperación adicional, por efecto de la inyección de agua; y los egresos que se consideraron son el costo total estimado del proyecto.

VII.1. COSTO TOTAL ESTIMADO DEL PROYECTO.

El costo estimado para la planta de inyección para este proyecto, de acuerdo a la solicitud de obra, elaborado por personal de las dependencias interesadas en el Distrito, abarca los siguientes conceptos: instalaciones superficiales, obra civil, costos de perforación de pozos inyectoros y productores. Es necesario además considerar el acondicionamiento de pozos para que puedan servir como inyectoros o productores, así como la operación y el mantenimiento.

VII.1.1. COSTO DE LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES.

	MILES DE PESOS
a. Equipo de los pozos de captación, como motor eléctrico, tuberías, desarenador y línea del pozo a la planta.	200,000
b. Acondicionamiento del terreno, con una superficie de 1,000 m ² , a razón de \$300.0m ² .	300
c. Equipo de filtración, con capacidad de - - 30,000 bl/día, a una presión aproximada de operación de 10 Kg/cm ²	2,000
d. Una turbo-bomba, con capacidad de 50,000 - bl/día y una presión de descarga de 3,000 lb/pulg ²	4,500
e. Equipo de regulación y medición, consistente en válvulas, conexiones, medidores, etc.	600
f. Tendido de 500 m. de línea eléctrica de 33 kv.	40
g. Sub-estación eléctrica	350
h. Motobomba eléctrica de 390 H.P.	550
i. Unidad de relevo de 300 H.P.	180
j. Tendido de línea de acero de alta presión, de 2" Ø, 3" Ø y 4" Ø	7,000
Sub-total . .	<u>215,520</u>

VII.1.2. COSTO DE LA OBRA CIVIL.

a. Construcción de local para laboratorio químico de 5.0 X 6.0 m., incluyendo servicios sanitarios, instalación eléctrica y de - - agua para equipo de laboratorio, a razón - de \$ 2,000.0 m ²	60
--	----

MILES DE
PESOS

b.	Construcción del local para taller de trabajos de mantenimiento de 4.0 X 3.5 m. a \$ 1,800.0 m ²	25
c.	Construcción de local para taller y bodega de almacenamiento, para refacciones y materiales químicos de 5.0 X 4.0 m. a - \$ 2,000.0 m ²	40
d.	Construcción en el área de operación de la planta, andadores metálicos	80
e.	Construcción de bases de concreto armado, para unidades de bombeo	95
f.	Construcción de local para casa de bombas de 10.0 X 20.0 m. a \$ 2,000.0 m ²	400
g.	Construcción de 2 casetas para instrumentos, en las centrales de distribución	50
h.	Urbanización del área, incluye banquetas en el área de bombeo, drenaje pluvial, acceso a las instalaciones, etc., a - - \$ 1,500.0 m ² , con 200 m ² de áreas	300
	Sub-total.	1,050

VII.1.3. COSTO DE LA PERFORACION DE NUEVOS POZOS.

La perforación de 28 pozos, 12 inyectoras y 16 productores, a \$ 190,000,000. c/u. . 5,040,000

VII.1.4. COSTO DEL ACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

El acondicionamiento de 55 pozos, 20 inyectoras y 35 productores a \$900,000 c/u. . 49,500

MILES DE
PESOS

VII.1.5. COSTO DE LA OPERACION Y MANTENIMIENTO.

Para la estimación de éste renglón, se --
consideraron las erogaciones que se ten--
drán, calculando que para una inyección --
de 28,000 bl/día y el tiempo promedio cal--
culado de duración del proyecto (16 años). 100,000

VII.1.6. GASTOS ADMINISTRATIVOS, IMPREVISTOS E --
INGENIERIA.

a. Administrativos	18,000
b. Imprevistos	13,000
c. Ingeniería	<u>11,000</u>
Sub-total	5,231,500

Costo total del proyecto: \$ 5,448,070,000.

VII.2. INGRESOS.

Los ingresos que se determinaron para este proyecto, fue--
ron, considerando únicamente el valor del volumen adicio--
nal de aceite que se espera recuperar por inyección de --
agua, sin tomar en cuenta el gas húmedo que se producirá --
conjuntamente, y considerando en forma conservadora, que --
el precio actual (1983) se mantiene durante la vida del --
proyecto en 3,500.0 pesos por barril.

El volumen adicional de aceite recuperable por inyección --
de agua es: 9,666,640 (bl.) c.s.

Ingresos: 9'666,640 (bl.) X 3,500.0 (\$/bl.)
\$ 33,833,200,000.

VII.3. EGRESOS.

Los egresos considerados, están constituidos por el costo total del proyecto, tomando en cuenta el tiempo promedio - de duración de la inyección de agua, hasta alcanzar la producción adicional esperada.

Egresos: \$ 5,448,070,000.

VII.4. UTILIDADES.

Las utilidades que se obtendrán, al llevarse a cabo el proyecto, será la diferencia entre los ingresos y los egresos, es decir:

Utilidades= Ingresos - Egresos.
= 33,833,200,000 - 5,488,070,000.

Utilidades: \$ 28,385,100,000.

Los costos de las instalaciones superficiales, como la obra civil, están un poco bajos, esto es debido a que estas instalaciones se realizaron en el año de 1973.

Analizando lo anteriormente expuesto, se considera plenamente justificada la realización del presente proyecto.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES

VIII.1. ESTADO FINAL DEL CAMPO.

El campo actualmente cuenta con un total de 75 pozos, (planos 5 al 10) los cuales deben quedar distribuidos de la siguiente manera:

NUMERO	TIPO	ARENA	YACIMIENTO
1	Productor	26	III
1-D	Taponado		
2	Taponado		
3	Productor, fuera del proyecto		
3-D	Inyector	26	III
4	Productor	22	I
		26	III
5	Productor	26	III
5-D	Inyector	31	I
7	Inyector	26	III
8	Productor	26	III
8-D	Inyector	34A	II
9	Productor	22	I
10	Productor	26	III
10-D	Productor	22A	II
11	Productor	26	III
11-D	Productor	22A	II
12	Productor	22	I
12-D	Productor	26	III
13	Productor	26	III
13-D	Productor fuera del proyecto		
14	Taponado		
15	Productor	26	III
16	Productor	22A	II
17	Taponado		
17-A	Productor	26	III
17-AD	Productor	26	III
18	Productor	34A	II
19	Productor	22A	II
20	Productor fuera del proyecto		
21	Productor	26	I
22	Productor	26	III
23	Inyector	22A	II
24	Productor	22A	II

NUMERO	TIPO	ARENA	YACIMIENTO
25	Productor	20	I
26	Productor	22A	II
26-D	Productor	22	I
27	Productor	34A	II
28	Productor	31	I
29	Taponado		
30	Taponado		
31	Taponado		
32	Taponado		
33	Inyector	20	I
34	Inyector	20	I
35	Taponado		
36	Productor	fuera del proyecto	
39	Productor	26	I
40	Productor	26	I
41	Inyector	22	I
42	Inyector	26	III
43	Productor	26	III
44	Inyector	34A	II
45	Productor	20	I
46	Inyector	26	III
49	Productor	26	III
50	Productor	fuera del proyecto	
51	Inyector	34A	II
52	Productor	fuera del proyecto	
53	Inyector	31	I
54	Productor	31	I
55	Productor	fuera del proyecto	
56	Inyector	26	III
57	Inyector	22A	II
58	Inyector	20	I
59	Inyector	22A	II
71	Inyector	31	I
		26	III
72	Inyector	22	I
73	Productor	fuera del proyecto	
74	Productor	31	I
75	Productor	31	I
80	Taponado		
81	Inyector	31	I
82	Productor	31	I
88	Productor	fuera del proyecto	
89	Productor	fuera del proyecto.	

En resumen, de los 75 pozos se tienen 10 taponados; se --- cuenta con 10 pozos productores fuera del proyecto; 35 pozos quedarán como productores dentro del proyecto; y se --

contará con 20 pozos inyectoros.

Se trató de que no se tuviera producción mezclada dentro - del proyecto, contando para ello con la ubicación adecuada de cada pozo. Sin embargo, por las necesidades actuales, - se encuentran en esta situación 3 pozos, los cuales son:

4 Arena 22, Yacimiento I y Arena 26, Yacimiento III
 16 Arena 20, Yacimiento I y Arena 22A, Yacimiento II
 25 Arena 20, Yacimiento I y Arena 22A, Yacimiento II.

Si las necesidades así lo ameritan, se cuenta con 13 pozos que también pueden ser productores (con doble terminación) en otras arenas, dentro de la recuperación secundaria, - - ellos son:

4 Arena 22A, Yacimiento II
 9 Arena 26, Yacimiento I
 10-D Arena 22, Yacimiento I
 11-D Arena 22, Yacimiento I
 15 Arena 22, Yacimiento I
 Arena 22A, Yacimiento II
 24 Arena 22, Yacimiento I
 25 Arena 22, Yacimiento I
 26 Arena 26, Yacimiento III
 26-D Arena 26, Yacimiento III
 27 Arena 31, Yacimiento I
 28 Arena 34A, Yacimiento II
 45 Arena 22, Yacimiento I
 54 Arena 34A, Yacimiento II.

VIII.2. POZOS PROPUESTOS POR PERFORAR.

Es recomendable llevarse a cabo las siguientes perforaciones en el campo, para la buena recuperación de aceite, en los yacimientos elegidos, ya que es necesario una buena -- distribución, tanto de pozos inyectores como productores, -- escogiendo las localizaciones que mejor se apeguen al proyecto de recuperación secundaria.

Las localizaciones se obtuvieron por arena y yacimiento, -- de acuerdo a las necesidades.

Las localizaciones son las siguientes:

Arena 20, Yacimiento I

Pozos inyectores:

Pozo (No.)	Coordenadas		Profundidad (m.B.N.M.)
	X	Y	
90	93800	22800	3000
91	94250	23150	2950
92	94700	23650	3000

Pozos productores:

93	94050	22600	2850
94	94400	22800	2850
95	94750	23050	2830

Arena 22, Yacimiento I

Pozos inyectores:

Pozo (No.)	Coordenadas		Profundidad (m.B.N.M.)
	X	Y	
96	95050	23750	3100
97	92600	20700	3150

Pozos productores:

98	93100	21750	3100
99*	95100	23050	2950
100	94500	22250	2900

* Pozos productores dobles.

Arena 22A, Yacimiento II

Pozos inyectoras:

Pozo (No.)	Coordenadas		Profundidad (m.B.N.M.)
	X	Y	
101	92250	20600	3150
102	95500	23700	3100

Pozos productores:

99*	95100	23050	2950
103	95400	23230	2980
104	93350	21600	3000

Arena 26, Yacimiento I

Pozos inyectoras:

Pozo (No.)	Coordenadas		Profundidad (m.B.N.M.)
	X	Y	
105	92900	22800	3450
106	94100	23650	3450

Pozos productores:

107	94100	22850	3260
108	94600	23200	3260
109	93500	22600	3300

Arena 26, Yacimiento III

Pozos productores:

Pozo (No.)	Coordenadas		Profundidad (m.B.N.M.)
	X	Y	
110	93700	21500	3160
111	94050	21800	3100

Arena 31, Yacimiento I

Pozos inyectoras:

Pozo (No.)	Coordenadas		Profundidad (m.B.N.M.)
	X	Y	
112	95200	21470	3400

Pozos productores:

113*	94900	21550	3400
114*	95200	21820	3400

* Pozos productores dobles.

Arena 34A, Yacimiento II

Pozos inyectoros:

Pozo (No.)	Coordenadas		Profundidad (m.B.N.M.)
	X	Y	
115	95500	21450	3480
116	94500	21300	3480

Pozos productores:

113*	94900	21600	3400
114*	95200	21820	3400
117	95600	22050	3425

* Pozos productores dobles.

VIII.3. FACTIBILIDAD DEL PROYECTO.

Lo importante de todo proyecto, es saber si es factible - el llevarlo a cabo o no, tomando como bases para una deci si ón, todos los aspectos involucrados, sobre todo el econó mico.

Un análisis económico riguroso, sólo puede efectuarse conociendo previamente el precio futuro del aceite y el rit mo de inflación. Como la situación actual impide preci-- ear la variación futura de estos dos parámetros, el análi sis económico aquí realizado se simplificó, considerando constante el valor actual (1983) del precio del aceite. - Los costos de operación y mantenimiento se consideraron - en forma global, como una fracción del costo total de la planta. Los resultados del análisis así realizado son:

Inversiones:	10 ⁶ pesos
Instalaciones superficiales	215.520
Obra civil	1.050
Perforación de pozos	5 040.000
Acondicionamiento de pozos	49.500
Operación y mantenimiento	100.000
Administrativos, imprevistos e ingeniería	<u>42.000</u>
Total	5 448.070

Percepciones:

Venta de la recuperación adicional del aceite	10 ⁶ pesos
Total	33 833.200

Ganancia:

Percepciones - Inversiones	10 ⁶ pesos
33 833.200 X 10 ⁶ - 5 448,070 X 10 ⁶	
Total	28 385.100

Lo cual nos hace bastante factible la realización del presente proyecto.

VIII.4. RECOMENDACIONES.

- a. Es necesario que antes de iniciar las actividades de inyección de agua, se efectúen levantamientos completos de presiones de fondo, a todos los yacimientos involucrados.
Además, deberán efectuarse pruebas de inyectividad y correr registros de temperatura en cada pozo inyector, para determinar la efectividad de las terminaciones.
- b. Procurar obtener la información necesaria para caracterizar adecuadamente los yacimientos. Esta caracterización debe comprender el grado de continuidad de los cuerpos arenosos en cada yacimiento.
- c. Obtener la distribución de fluidos (aceite y agua) en los pozos productores, por medio de registros de producción como medidores empecados de flujo, medidor de flujo continuo, gradiomanómetro, etc.
- d. Obtener la distribución del agua inyectada en cada pozo inyector, por medio de registros de producción.

- e. Tratar de utilizar, si es posible, algún trazador con el agua de inyección para seguir el avance del frente, y poder evaluar el comportamiento del proyecto.
- f. Controlar el tratamiento del agua de inyección, ya que los compuestos químicos implican alto gasto económico.

BIBLIOGRAFIA IX

1. H.J. Gruy and associates, Inc. "Selección de los yacimientos para la inyección de agua". Julio de 1981.
2. Petróleos Mexicanos "Monografía del Campo Castarrical" Junio de 1971.
3. Ing. Eduardo G. Loreto Mendoza. Apuntes de la Catedra "Recuperación Secundaria" F.I., U.N.A.M.
4. L.P. Dake. Fundamentals of Reservoir Engineering.
5. B.C. Craft y M.F. Hawkins. Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos.
6. L.H. Stiles "Improved Techniques for Evaluating Carbonate Waterfloods in West Texas. SPE-A.I.M.E. Noviembre de 1978.
7. F.F. Craig "The Reservoir Engineering Aspects of - - - Waterflooding". A.I.M.E.
8. Water Quality Treatment, A handbook of public Water Supplies prepared by the American water works - - - - association, Inc.
9. Ing. Tomás J. Abreu Menendez "Recuperación Secundaria de Hidrocarburos". Trabajo escrito 1976.
10. Earlougher. R.C. and Amstutz, R.W. "Water Source and - Requeriments" Petroleum transactions reprint series -- A.I.M.E. "Water flooding".
11. L.S. CASE Water problems in oil production.

12. Smith Charles R. "Mechanics of Secondary Oil - - - - -
Recovery".
13. Petroleos Mexicanos "Análisis P.V.T. pozo Castarrical_
21", Laboratorio Poza Rica, de Hidalgo, Ver. Julio de
1970.