



13  
2ej.

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**CARACTERIZACION GEOLOGICA BASADA EN  
REGISTROS ELECTRICOS DE LAS ARENISCAS  
PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO  
CINCO PRESIDENTES, ESTADO DE TABASCO.**

*Contiene Mapas*

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:**

**INGENIERA GEOLOGA**

**P R E S E N T A :**

**ROSALBA RAMIREZ ULLOA**

**MEXICO, D. F.**

**1992**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



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

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

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

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

# INDICE

	PAG.
<b>RESUMEN</b>	
<b>TEMA I</b>	
<b>INTRODUCCION.</b>	
<b>TEMA II</b>	
<b>SISTEMAS DE DEPOSITACION SILICICLASTICA.</b>	2
<b>II.1 Características Generales de los Sistemas</b>	2
<b>II.2 Perfiles de Registros Eléctricos</b>	18
<b>TEMA III</b>	
<b>METODOS INDIRECTOS PARA LA IDENTIFICACION DE AMBIENTES DE DEPOSITO DE LOS CUERPOS ARENOSOS.</b>	22
<b>III.1 Método Sísmico</b>	22
<b>III.2 Modelos sedimentarios</b>	23
<b>III.3 Registros Geofísicos de Pozos</b>	24
<b>III.4 Objetivo y Aplicación de la Definición y Caracterización Geológica de los Yacimientos Petroleros</b>	32
<b>TEMA IV</b>	
<b>CASO DE ESTUDIO: CAMPO PETROLERO CINCO PRESIDENTES.</b>	35
<b>IV.1 Localización y Características del Campo</b>	35
<b>TEMA V</b>	
<b>METODO DE TRABAJO.</b>	36
<b>V.1 Información Utilizada</b>	36
<b>V.2 Interpretación Geológica</b>	36
<b>V.3 Secciones y Planos Geológicos Elaborados</b>	37

<b>TEMA VI</b>	
<b>AMBIENTES DE DEPOSITO Y MORFOLOGIA INFERIDOS PARA LAS ARENAS ALMACENADORAS DE HIDROCARBUROS.</b>	<b>38</b>
<b>TEMA VII</b>	
<b>SECUENCIA ESTRATIGRAFICA ESTABLECIDA.</b>	<b>44</b>
<b>TEMA VIII</b>	
<b>DEFINICION ESTRUCTURAL.</b>	<b>47</b>
<b>VIII.1 Relación de las Estructuras con la Halokinesis</b>	<b>47</b>
<b>TEMA IX</b>	
<b>DISTRIBUCION DE LOS FLUIDOS.</b>	<b>49</b>
<b>IX.1 Limites</b>	<b>50</b>
<b>TEMA X</b>	
<b>APLICACION DE ALGUNAS CARACTERISTICAS GEOLOGICAS EN LA RECUPERACION SECUNDARIA.</b>	<b>55</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	<b>57</b>
<b>REFERENCIAS.</b>	<b>59</b>

## RESUMEN

En el presente trabajo se muestra una caracterización geológica de las areniscas productoras en el campo petrolero Cinco Presidentes, la cual se basó en registros de pozos y en el análisis de los resultados obtenidos en este estudio.

La evaluación geológica de las formaciones en el subsuelo se puede realizar mediante diversos métodos indirectos como por ejemplo el de modelos sedimentarios, el método sísmico, los registros geofísicos de pozos, etc. Se hace una breve descripción de ellos y sólo los registros geofísicos de pozos se ven en detalle, ya que fueron la herramienta utilizada para éste estudio. Se explica su importancia, así como las características más importantes de los perfiles utilizados en campos antiguos, como son los eléctricos convencionales (Potencial Espontáneo y Resistividad).

Asimismo se resumieron las características generales de los sistemas depositacionales siliciclásticos de interés, en los cuales se han ubicado las areniscas productoras de hidrocarburos en México, también se presentan los perfiles geofísicos de pozos propuestos por diferentes autores para cada uno de estos sistemas. Esto permitió una clara visión de las características de los sistemas de depósito para evaluar el campo en estudio, infiriendo por el comportamiento de las curvas del registro, el posible origen de los cuerpos arenosos que constituyen la columna estratigráfica del campo. Lo anterior se hizo para subsanar la carencia de otro tipo de información que apoye esta evaluación.

Se realizaron interpretaciones estructurales y estratigráficas de secciones transversales, y se definieron las diferentes unidades estratigráficas que constituyen el área, para delimitar los yacimientos que conforman el campo y sus características como son: litología, límites, relieve estructural, contacto agua-aceite.

La columna geológica del área fué definida de acuerdo con la información proporcionada por PEMEX. La formación Encanto del Mioceno Inferior es la de mayor importancia por su alta impregnación de hidrocarburos y en la cual se centró la caracterización.

Se definieron 11 unidades estratigráficas con impregnación económicamente importante afectadas por dos sistemas de fallamiento en dirección NW-SE lo que dió origen a la formación de diferentes yacimientos. Se determinó que las condiciones de depositación estuvieron controladas por la paleotopografía originada por una intrusión salina que originó la presencia de fallas en el área.

## TEMA I

### INTRODUCCION

En la industria petrolera, la explotación de un yacimiento requiere aplicar diversas herramientas que permitan optimizar la recuperación de los hidrocarburos. Se hace necesario tener un modelo geológico que sirva de apoyo en el estudio del campo petrolero. La inversión que se realizará para su explotación depende de la cantidad de hidrocarburos recuperables que se determine en la evaluación del yacimiento.

Esta evaluación se inicia con la caracterización geológica del campo la cual permitirá explicar la conducta de producción del mismo y ayudará a decidir el método de desarrollo y explotación más apropiado, o en el caso de un proyecto de recuperación secundaria poder definir un patrón de inyección apropiado a las particularidades que presenta el yacimiento así como el tipo de fluido más conveniente a inyectar.

La caracterización geológica es una actividad enfocada a la determinación de todos los rasgos geológicos que definen un yacimiento, requiere una metodología a seguir que depende del tipo de información con que se cuenta. En el caso en que sólo se dispone de un tipo de información como en el presente trabajo, la caracterización resulta limitada, este caso es muy común en México.

En éste trabajo se realizó una caracterización basada únicamente en registros geofísicos de pozos, para demostrar que aunque la información es limitada se puede realizar una evaluación geológica de cualquier área con las limitantes que esto implica.

## TEMA II

### SISTEMAS DE DEPOSITACION SILICICLASTICA

Un sistema de depositación es un conjunto de facies sedimentarias, ambientes y procesos relacionados genéticamente, bajo la acción de condiciones físicas, químicas y biológicas, en el cual se depositan los sedimentos determinando sus propiedades, y dando como resultado un conjunto de características particulares para cada sistema, los cuales varían en extensión areal y temporal, así como en la uniformidad de sus condiciones.

El estudio actual de estos sistemas abarca la consideración de dos aspectos principales: a) Los procesos físicos, químicos y biológicos que tienen lugar en el sistema y b) Los tipos de depósito sedimentario que se forman, incluyendo sus principales características tales como el volumen, la forma, extensión, composición, textura y estructuras sedimentarias.

Para la mejor comprensión de los mismos, numerosos investigadores (Fisher, W.L., Brown, L.F. 1972; LeBlanc, R.J., 1972; Visher, G.S. 1972; Allen, J.R.L. 1970; Bernard, H.A., 1970; etc.), han realizado estudios sistemáticos de diversas áreas y han propuesto modelos sedimentarios en los que incluyen las características esenciales de cada sistema, pudiéndose aplicar dichos modelos al estudio de otras áreas.

En el presente trabajo, se describen algunos de los modelos propuestos, en especial los que se consideran de interés petrolero para México, por haberse descubierto algunos yacimientos en ellos, o por tener potencial para ello.

## II.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS.

### SISTEMA FLUVIAL

Los sedimentos transportados y depositados por el Sistema Fluvial constituyen un volumen importante en las cuencas sedimentarias por lo que son comunes en el registro geológico. Son sumamente variables y no pueden quedar caracterizados por un modelo de facies único.

El papel del tectonismo en la formación de los depósitos fluviales, junto con el clima, la geología pre-existente en el área y la topografía, influyen en el tipo de río que se forma y por consiguiente en los sedimentos depositados. Los cuerpos de arena depositados por el sistema fluvial (por ejemplo) tienen una característica general, su espesor está limitado a la profundidad del canal en el cual se forman, sin embargo la geometría de las arenas depositadas en el canal del río, varía por apilamiento. La continuidad vertical depende de la interacción de diferentes cuerpos de arenas así como del tipo de depósito. Comúnmente los depósitos fluviales son facies a gran escala, donde los sedimentos gradúan hacia facies deltáicas o de línea de costa y plataforma, los cuales a su vez pueden pasar a ser facies de pendiente y cuenca.

Por su morfología, los ríos pueden ser de cuatro tipos: Rectos, Meándricos, Trenzados y Anastomosados. Fig. II.1 (Las figuras se encuentran al final de cada capítulo).

Los ríos rectos y los anastomosados son relativamente raros en la naturaleza y sus depósitos aún no han sido plenamente reconocidos en el registro geológico, por lo que no es posible adoptar un modelo confiable para los mismos, y por ello se omitirán sus descripciones.

#### Ríos Meándricos

La presencia de pendientes suaves y abundante sedimento arcilloso origina que los ríos tiendan a desarrollar bancos estables adoptando patrones meándricos. Los ríos de canales meándricos son relativamente angostos y profundos, generalmente más estables que los ríos trenzados y por ello generan mayores espesores de arena y abundante vegetación en sus riveras.

Los ríos meándricos, Fig. II.2 están compuestos por una serie de curvas con áreas de depósito llamados Meándros los cuales se mantienen por la erosión de los bordes exteriores del meandro y la depositación en sus bordes interiores.

El principal ambiente de depósito es la Barra de Punta o Barra de Media Luna, las cuales se forman lateralmente y aguas abajo a través de la planicie de inundación. Las barras son depósitos de morfología ovóide, su tamaño está en función del ancho de la corriente, el promedio de espesor es de 30 a 60 cm., con un diámetro máximo de 5 a 8 Km. presentándose en complejos cuerpos de arenas lineales con tendencia perpendicular a la costa. Estos depósitos construídos por acreción

lateral tienen una estructura interna distintiva. Los depósitos meándricos muestran gradación normal y están compuestos típicamente por arenas, limos y arcillas. La zona basal tiene una selección pobre y el tamaño del grano oscila entre conglomerados y arenas de grano grueso. Superponiéndose arenas de grano medio a fino, bien seleccionada. La zona superior está constituida generalmente por arenas muy finas, limos y algo de arcilla y puede tener una selección pobre a regular, Visher(1965).

Fuera del canal principal, en la planicie de inundación en los lagos en forma de yugo y en los bordos, la depositación tiene lugar por adición de sedimentos de grano fino durante la época de inundación.

Se han detectado dos procesos de sedimentación importantes en una corriente meándrica: la migración de canales y el abandono de los mismos.

La migración de los canales ocurre en el área del banco exterior que se erosiona por la turbulencia de la corriente con el correspondiente desarrollo de la barra de media luna. La erosión del lado cóncavo y la depositación en la barra originan una migración y cambios de corriente aguas abajo de la barra.

La corriente fluvial puede abandonar los meandros en forma gradual o súbita. Fig.II.3. El abandono gradual es originado por un decremento gradual del flujo debido a una obstrucción y esto se refleja en el desarrollo de secuencias de estructuras sedimentarias como son las laminaciones cruzadas. Cuando el meandro queda completamente abandonado se forma un lago en forma de yugo donde se restringe la sedimentación a limos y arcillas. La presencia de estos yugos disminuye la tendencia a la migración lateral de los cinturones meándricos.

El abandono súbito ocurre cuando durante una creciente se cortan los cuellos, la entrada y salida del meandro tiende a ser rellenadas por arena y el flujo se reduce a cero, la secuencia resultante de estos depósitos es cubierta posteriormente por limos y arcillas.

Un rompimiento del borde durante la época de inundaciones puede originar un abandono de todo el cinturón meándrico estableciéndose uno nuevo, éste proceso se conoce como "Avulsión". Fig. II.4. Lo anterior origina la formación de una serie de cuerpos arenosos orientados echado abajo de la pendiente de depósito. El grado de interconexión de éstos cuerpos de arena depende de varios factores tales como el ritmo de agradación, frecuencia y distancia de la "avulsion", así como la profundidad del río implicado. Allen (1978) sugiere que para los depósitos de corrientes meándricas con menos del 50 % de arenas en su secuencia vertical, probablemente los cuerpos arenosos no estén interconectados entre si, y en los depósitos con más del 50 % de arenas es probable que los cuerpos estén intercomunicados, incrementándose la cantidad de sedimento grueso.

Un modelo de facies general para formaciones de origen fluvial meándrico en la forma más simple consiste en una secuencia que va de sedimentos gruesos a finos hacia arriba consta de depósitos residuales que cubren una superficie erosiva casi horizontal; sobre ellos aparecen estratificaciones cruzadas (arenas) descansando a su vez sobre estas, laminaciones cruzadas de pequeña escala (limos). Después de la migración lateral, la secuencia continúa con depósitos de acreción vertical (limos y fangos) introducidos durante la etapa de inundación, observándose restos de raíces, grietas de desecación y nódulos de caliche. Fig.II.5

La secuencia vertical característica que presentan las barras de media luna o de punta, constituyen el ambiente más característico y representativo de los ríos meándricos.

Las corrientes meándricas están sujetas a ciclos de inundación, los cuales originan la depositación de arcilla en la cima de las barras originando una discontinuidad, que representa usualmente un sello superior a las acumulaciones de hidrocarburos.

La estructura interna de las arenas de las barras deberán mostrar una secuencia arenosa simple con un espesor igual a la profundidad del río, sin embargo, si los taponos de arcilla mantienen al río en la zona del meandro, serán comunes los cuerpos de arena con varios pisos en el subsuelo.

Observando los datos presentados por Allen (1970) quien analizó estadísticamente una de estas secuencias meándricas se puede apreciar que la acreción vertical y lateral en el modelo meándrico son aproximadamente iguales en espesor.

El modelo de Allen sirve como norma con el cual comparar otras secuencias de finos hacia arriba. Aunque la comparación de este modelo con algunas secuencias desarrolladas para ríos meándricos con carga ligeramente gruesa, revelan algunas diferencias, ya que en los ríos de sedimentos gruesos y menos depositación de lodo, raramente se desarrolla una secuencia de sedimentos más finos hacia arriba. (Jackson, 1976).

Estas variaciones del modelo estándar de la barra de media luna o de punta, pueden ser reconocidas y ayudan en el estudio de las secuencias de este tipo.

Desde el punto de vista petrolero los cuerpos arenosos que forman éste sistema constituyen buenas rocas almacenadoras con porosidades de hasta 30% y permeabilidades de hasta varios Darcys, pero están restringidos lateralmente. Los estratos o láminas de lutitas pueden crear barreras de permeabilidad. En estos ambientes, la presencia abundante de lutitas impermeables en la planicies de inundación pueden dar lugar a trampas estratigráficas. A menudo contienen también rocas generadoras (resto de plantas y turba, lignito o carbón), y, debido a ello, se considera como mas probable que contengan gas en lugar de petróleo.

## **Ríos Trenzados**

El entrelazamiento de un río es favorecido por una rápida fluctuación de la descarga. Los ríos trenzados tienden a presentar pendientes más fuertes que los ríos meándricos, una alta carga de sedimentos gruesos y bordos fácilmente erosionables. En combinación, estas características sugieren que el entrelazamiento es más característico corriente arriba de un río, volviéndose meándricos aguas abajo. Estos ríos son mas comunes en regiones semi-áridas.

Los canales son relativamente anchos y someros, generalmente tienden a ser muy variables en su profundidad y espesor, no parecido al patrón simple mostrado por los ríos meándricos, el piso del canal generalmente tiene depósitos de arrastre y en la parte superior la arena es transportada como depósitos de carga.

Los elementos morfológicos de estos ríos son complejos, y consisten de barras de arena a medio canal, inestables, emergentes durante periodos de baja a moderada descarga. Estas barras pueden ser unitarias o complejas. El río fluye entre estas acumulaciones de arenas en un trenzado constante y ramificado.

Se reconocen, en detalle, tres cuerpos geomorfológicos importantes: canales, barras e islas. Fig.II.6

Los canales varían considerablemente de tamaño, el canal principal está formado por varios cursos de agua que se reúnen y dividen alternativamente. Se caracterizan por ser amplios de posición cambiante que muestran un transporte rápido y continuo de los sedimentos.

Las barras de canal, que dividen al río en varios cursos están compuestas generalmente por depósitos residuales de grano grueso que no pudieron ser arrastrados por la corriente. Una vez formadas dichas barras, pueden estabilizarse mediante el depósito de sedimentos de grano fino, y pueden ser cubiertas por vegetación dando lugar a una isla.

La mayoría de los ríos trezados arenosos presentan barras tabulares, ya sean lenguoides o con crestas rectas vistas en planta. (Collinson, 1976, y Smith, 1970). Pueden presentarse barras longitudinales y transversales. Las barras longitudinales son las más abundantes (95%) y aparecen como barras laterales a lo largo de los márgenes del canal, y como barras centrales ubicadas en la parte media del curso de agua. Son invariablemente elongadas en la dirección de la corriente y su longitud es variable. Las barras se construyen por acreción lateral en dirección de la corriente. El extremo aguas arriba se encuentra parcialmente erosionado. Fig.II.7

Las islas constituyen los rasgos más permanentes dentro del sistema, estas se elongan en la dirección de la corriente. Pueden presentar evidencias de raíces o material carbonoso.

Los ríos trezados presentan una fuerte descarga sobre las áreas de pendientes abruptas, lo cual incrementa su poder de erosión, tanto los ríos con arena como de grava, migran lateralmente a través de amplias áreas dejando depósitos de canal semejantes a láminas o en forma de cuna y barras complejas, preservándose únicamente cantidades menores del material de planicie de inundación. Estos ríos son lateralmente inestables porque los bordes o flancos de la planicie de inundación son débiles, menos cohesivos y más erosionables que los de ríos meándricos. Fig.II.8

Un modelo de depósito de estos ríos fue presentado por Miall (1977), denominado el modelo tipo Scott. Los depósitos consisten principalmente de grava estratificada horizontalmente, en amplios canales someros apilados. Siendo característica distintiva de este depósito su fallamiento, mostrando un desarrollo cíclico grande por el movimiento de la grava gruesa durante las descargas fuertes del río. La velocidad del flujo es similar en todas partes del río y el tamaño del grano es constante verticalmente.

Los depósitos de estos ríos, Fig.II.9 pueden mostrar una secuencia, tornándose más finos hacia arriba, (William y Rust, 1969). Esta comienza con estratificación horizontal o estratificación cruzada de gravas, la cual se vuelve fina hacia arriba dentro de las arenas con gravas y estratificación cruzada. Hacia la cima, cada secuencia puede ser muy irregular con estratificación cruzada tabular arenosa o laminaciones paralelas y cubiertas por arenas de grano fino con rizaduras y lodo. Sin embargo en algunos lugares, la secuencia puede estar incompleta, debido a la no-depositación o erosión.

Estas pueden formar amplios mantos con excelente porosidad y permeabilidad debido a la falta de uniformidad en la distribución vertical textural, la porción superior puede ser tan gruesa como la parte inferior.

La secuencia fluvial puede ser generada por: la agradación del flujo a otra parte del río trenzado, el crecimiento de planos de arenas, o por la combinación de los dos procesos. Debido a lo anterior puede resultar una serie vertical dependiendo de la importancia relativa de cada proceso.

En conclusión se define que la secuencia típica en tipo de río se caracteriza por múltiples ciclos de depositación de sedimentos finos hacia arriba apilados, donde cada depositación representa un canal migratorio.

Los depósitos de ríos trezados pueden constituir potencialmente buenas rocas almacenadoras con una porosidad de hasta 30% y permeabilidades del orden del Darcy. Las lutitas son de extensión lateral limitada y no constituyen un obstáculo importante en la migración de fluidos. Por lo tanto en estos depósitos no son comunes las trampas estratigráficas.

## **SISTEMA DELTAICO**

La distribución, orientación y geometría interna de las facies de depósito deltáicas resultan de la interacción de procesos dinámicos como son: corrientes, descarga de agua, carga de sedimentos, procesos de desembocadura del río, energía de las olas, régimen de marea, clima, tectónica, geometría de la cuenca, etc. (Wright, 1974). Los cuales modifican y dispersan los sedimentos clásticos de la carga de los ríos.

En el sentido más amplio, los deltas pueden definirse como: el sistema depósito subaéreo y subacuoso formado por sedimentos fluviales. En muchas ocasiones el depósito de sedimentos fluviales es modificado por las fuerzas marinas tales como olas y corrientes de marea y por lo tanto exhibe un alto grado de variabilidad. El sistema de depósito incluye: canales de distribución, barras de desembocadura, montículos de marea, playas, dunas eólicas, marismas, pantanos y planicies evaporíticas. (Coleman, 1976).

Una acumulación deltáica significativa requiere la existencia de un sistema fluvial que transporte una cantidad substancial de sedimentos clásticos desde una cuenca de drenaje continental hacia la costa, donde forman la planicie deltáica. Las areniscas de origen deltáico son los yacimientos más comunes de hidrocarburos.

Algunos deltas formados a lo largo de la costa, experimentan una actividad insignificante de mareas y mínima energía de las olas, mientras que otros se forman en áreas donde el rango de marea es extremo y la energía de las olas intensa. Todos los deltas tienen al menos una característica común: un río que suministra sedimentos clásticos a la costa y a la plataforma adyacente, que al ser dispersados por los procesos marinos, forman depósitos sedimentarios progradantes.

El tipo de condiciones de energía que existen en el mar y en la desembocadura del río, son de importancia fundamental en el control de los ambientes de depósito y de la geometría de los sedimentos resultantes. En realidad, la clasificación más útil de los tipos de deltas está basado en la intensidad de los procesos fluviales y marinos (olas y mareas), como lo proponen Fisher y colaboradores (1969); Coleman (1981); Galloway (1975); Coleman y Wright (1975). Las interrelaciones entre estos procesos forman la base para el reconocimiento de las tres normas deltáicas.

## **Tipos de Deltas**

### **a) Deltas dominados por el río**

Si el oleaje y las corrientes a lo largo de la costa son débiles, tiene lugar una progradación rápida hacia el mar y se desarrolla una gran variedad de ambientes de depósito predominantemente fluviales.

En estos tipos de deltas los canales distributarios generalmente son rectos y ramificados, con carga en suspensión relativamente estable, se extienden gradualmente de la desembocadura hacia el mar, formando barras de desembocadura que tienden a estar orientadas respecto a la línea de costa. Las barras de dedo o acordonadas, son típicas de este sistema distributivo.

Estos deltas contienen mas limo y arcilla en las barras de desembocadura y en los planos de arenas del frente de delta, y tienen pobre continuidad entre los diversos cuerpos de arenas. (Leblanc, R.J. 1979 ; Sneider, R.M. 1978).

Por el proceso de progradación, durante los periodos de alto volumen de carga pueden ocurrir rompimientos de los bordos subaéreos corriente arriba, y en tal caso origina una desviación del flujo que origina una mayor expansión de estos tipos de deltas, como es el caso del río Mississippi. Fig.II.10a

Cuando los distributarios son inestables de baja sinuosidad, con cursos cambiantes y barras e islas numerosas, estos tienden a ser lobulados, Fig.II.10b las barras convergen lateralmente, y el sedimento es distribuido mediante un proceso de avulsión o rompimiento de bordo, originando un patrón radiado de distributarios similar al abanico aluvial.

Las arenas depositadas y preservadas en los canales, tienen el material mas grueso y limpio a menudo en la base y la arena fina, limo y arcilla en la cima. En los planos de prodelta la arena esta típicamente interestratificada con limos y arcillas.

### **b) Deltas dominados por las olas.**

En un delta dominado por el oleaje, los depósitos de barras de desembocadura son retrabajados continuamente hacia una serie de playas curvadas. Si los vientos predominan sobre la playa, pueden distribuir las arenas de playa formando un campo de dunas eólicas que cubren la planicie deltáica.

La geometría del frente de delta depende en su mayor parte de la naturaleza de los patrones de circulación de las corrientes frente a la línea de playa, los cuerpos de arenas individuales tienden a estar orientadas mas o menos paralelas a la línea de costa en marcada distinción con otros tipos de delta, el tipo cuspidado, corresponde a este tipo. Fig.II.11

### c) Deltas dominados por las mareas

Cuando la variación de la marea es grande, el flujo inverso que ocurre en los canales distributarios durante la inundación y posteriormente el reflujó, pueden ser la fuente principal de energía dispersora de los sedimentos.

En la desembocadura de los canales el sedimento puede ser retrabajado y formar una serie de crestas paralelas a la dirección de las corrientes de marea y quedar separadas una de otra por canales, la morfología de los canales y crestas con dirección perpendicular a la línea de costa, es una de las características de los deltas dominados por las mareas. La parte subaérea del delta consiste principalmente de planicies de marea, correspondiendo a depósitos de grano fino.

Los distributarios pueden contener arenas bien clasificadas, depositadas bajo condiciones de retroceso de flujo, y grandes cantidades de arcilla y limo que tienden a ser nivelados hacia el delta pantanoso sobre los bancos de inundación durante la marea alta. Fig.II.12

Una planicie deltáica puede subdividirse generalmente en tres zonas fisiográficas. Fig.II.13. las cuales consisten de componentes subaéreos y subacuócos. Dando origen a diversos ambientes de depósito. Fig.II.13a. (Coleman y.Prior,1982).

- |                          |                                    |  |
|--------------------------|------------------------------------|--|
|                          | <b>PLANICIE DELTAICA SUPERIOR</b>  | a) Depósitos de canales migratorios.<br>a.1 Depósito de canales meándricos.<br>a.2. Depósito de canales trenzados.                       |
|                          |                                    | b) Depósitos de planicie de inundación y deltas lacustres.   |
| <b>PLANICIE DELTAICA</b> | <b>PLANICIE DELTAICA INFERIOR</b>  | a) Depósitos de relleno de bahías inter-distributarios.<br>b) Depósitos de relleno de canales de distributarios abandonados.             |
|                          | <b>PLANICIE DELTAICA SUBACUOSA</b> | a) Depósitos de barras de desembocadura, barra distal y prodelta.<br>b) Depósitos de desembocadura en el área de influencia de la marea. |
|                          |                                    | c) Depósitos subacuócos de colapso.  |

## **Planicie deltáica superior**

Es comúnmente la continuación de un valle aluvial y esta dominada por los procesos de los rios. Yace sobre el nivel de introducción efectiva del agua salada y no es afectada por los procesos marinos. La mayoría de los sedimentos comprendidos en esta parte de la planicie deltáica se originan por: a) La tendencia migratoria de los canales, durante los periodos anuales de inundación que cubren las riveras, y b) Los rompimientos periódicos en los bordos de los rios. Se subdividen en las siguientes facies sedimentarias:

- a) Depósitos de canales migratorios.
  - a.1 Depósitos de canales meándricos.
  - a.2 Depósitos de canales trenzados.
- b) Depósitos de deltas lacustres.

La secuencia presente en esta zona es similar a la del sistema fluvial con respecto a los canales meándricos y trenzados. En cuanto a los depósitos lacustres constituyen un ambiente importante en la planicie deltáica, siendo sus características: la depositación en aguas en reposo, bajo condiciones reductoras, abundancia de organismos y ocasionalmente corrientes y olas.

La secuencia vertical típica exhibe una tendencia de granos mas gruesos hacia arriba, la unidad inferior consiste de depósitos lacustres con acumulaciones de conchas en una matriz de grano fino orgánico-arcilloso con inclusiones de pirita. Dentro de esta facies son usualmente abundantes los restos de microfauna, inclusiones diagenéticas tempranas y nódulos de carbonato de calcio y siderita.

## **Planicie deltáica inferior**

Esta planicie esta situada dentro del área de interacción entre los procesos del rio y los marinos, y se extiende desde la línea de costa hasta los limites de la influencia de la marea. La planicie es extensa cuando el rango de marea es grande y los gradientes hacia el mar de los canales del rio y delta son pequeños. Comúnmente en estos ambientes, los canales llegan a ser mas numerosos y a menudo muestran bifurcaciones o anastomosamiento. Los ambientes entre los canales comprenden el porcentaje mas grande de la planicie deltáica inferior y consisten de las siguientes facies sedimentarias:

- a) Depósitos de relleno de bahías interdistributarias.
- b) Depósitos de relleno de canales distributarios abandonados.

Los depósitos de bahías interdistributarias se originan inicialmente por un rompimiento en los bordos de los distributarios mayores durante la época de inundación, incrementándose el flujo gradualmente en sucesivas inundaciones hasta alcanzar una cima máxima de depositación.

La secuencia típica consiste de una serie que se toma de grano mas grueso hacia arriba. La unidad superior consiste de clásticos bien clasificados, la unidad inferior generalmente consiste de limos, arcillas limosas y restos orgánicos. La estratificación graduada y algunas rizaduras son el tipo mas común de estructuras primarias en esta secuencia. Aunque estos depósitos individualmente son relativamente delgados, podría continuar la subsidencia y la repetición de procesos similares resultando un apilamiento de estos depósitos.

En cuanto a los depósitos de relleno de canal distributivo abandonado constituyen un ambiente depositacional muy importante desde el punto de vista petrolero. Se originan cuando un canal es abandonado y es rellenado con sedimentos determinado por el proceso de abandonamiento el cual puede ser abrupto o gradual. Los canales pueden estar rellenos de un 90% de arena, arcilla o limo, cubiertos por un tapón de arcilla el cual proporciona un efecto de sello.

En general presentan una tendencia a contener grandes cantidades de arena concentrada cerca de la base del canal, donde se pueden encontrar a menudo capas erráticas de arcilla, son comunes dentro de estos depósitos los pliegues sedimentarios, estructuras de deslizamiento y ocasionalmente persisten trazas de organismos dentro de las capas de arena.

Los limos y arcillas se depositan en la parte central del canal, exhibiendo a menudo intercalaciones de arcilla con gran numero de horadaciones. Aunque el tamaño del grano exhibe una tendencia a mostrar una secuencia de finos hacia arriba, en algunos depósitos virtualmente no hay cambio en el tamaño del grano.

### **Planicie deltáica subacuosa**

Es la parte de la planicie deltáica que yace por debajo del nivel de la marea baja y se extiende hacia el mar formando el área que recibe activamente los sedimentos fluviales. Esta área tiene un rango de profundidad de 50 a 300 m. y pocos kilómetros de ancho. Esta se forma si procede la progradación del delta aéreo.

El delta subacuoso se caracteriza por mostrar sedimentos finos hacia el mar, y arenas y clásticos gruesos cerca de la desembocadura. Dentro de esta planicie se localizan las siguientes facies:

- a) Depósitos de barras de desembocadura, barra distal y prodelta.
- b) Depósitos de desembocadura en el alcance de la marea.
- c) Depósitos subacuosos de colapso.

Si los sedimentos en la desembocadura de los ríos se acumulan a un ritmo mayor que el que tiene lugar la subsidencia o la remoción de sedimentos por los procesos marinos, tiene lugar entonces la progradación deltáica y los procesos deltáicos subaéreos sobreyacen a la parte superior del delta subacuoso.

En la desembocadura de los ríos, se diseminan dinámicamente los sedimentos inicialmente confinados a los canales, lo cual contribuye a la progradación de los deltas y es responsable de la formación de los grandes cuerpos de arena asociados con la secuencia deltáica que son los depósitos de barras de desembocadura.

La columna vertical mas común de los depósitos de barras de desembocadura exhibe generalmente una secuencia que se engrosa hacia arriba y en la cual los echados de depósito son bajos. Los rangos de acumulación son extremadamente altos, probablemente los mas altos observados en los ambientes asociados con deltas. Muestra una variación textural continua, la parte superior es de grano grueso con muchas laminaciones de arcilla que cortan el depósito paralelamente a la pendiente de depósito. Esta zona es normalmente buena almacenadora, de hidrocarburos, con porosidad y permeabilidad de buena a regular. En la porción inferior de la barra se encuentran a menudo intercalaciones de arena con arcilla en las que son comunes las estratificaciones onduladas.

Las estructuras mas comunes en la secuencia, consisten de una variedad de laminaciones cruzadas a pequeña escala y rizaduras de corriente. Casi en la cima de la barra se presentan grandes acumulaciones de restos orgánicos transportados por el río.

Al continuar el depósito sobre las barras, se desarrollan bordos subacuosos por debajo de los límites laterales del afluente, lo que tiende a impedir su expansión, de manera que no puede mantenerse la acreción de la barra por largo tiempo.

El remanente de grano fino suspendido y acarreado por el río es dispersado por la expansión del río y promueve la formación de barras distales y prodelta.

Hacia arriba dentro de la secuencia vertical, se encuentran los depósitos de barra distal (también referida como frente de delta o plataforma de delta) sobreyaciendo a las facies de prodelta.

Los sedimentos consisten principalmente de limos y arcillas laminados conteniendo capas de arenas y limos con laminación cruzada graduada y delgada. Las pendientes de depositación, son mas suaves que en cualquier otro ambiente de delta subacuoso. En la cima de los depósitos de barra distal, se vuelve común una extensa variedad de estructuras asociadas con corrientes oscilatorias y unidireccionales tales como: laminaciones cruzadas de pequeña escala, rizaduras de corriente, pequeñas erosiones y relleno de arenas graduadas.

Los depósitos de prodelta consisten en laminaciones paralelas graduadas de limos a arcillas. Estos depósitos exhiben características comunes con los depósitos de plataforma marina y son diferenciados únicamente por su rango de acumulación. Para un alcance de tiempo dado, los espesores de los depósitos del prodelta son mayores que los de una sección equivalente a depósitos de plataforma.

El alto grado de bioturbación asociado normalmente a los depósitos de prodelta se confina únicamente a la secuencia mas baja de los depósitos donde gradúan hacia los sedimentos de plataforma marina que muestra a menudo intensa bioturbación.

Algunos deltas desembocan hacia cuencas elongadas y angostas dentro del alcance de la marea, donde juegan un papel importante en la dispersión y redistribución de los clásticos fluviales, por diversos procesos se forman grandes líneas de montículos mar adentro asociados con los ambientes de barra. Estos montículos de marea estan conformados por arenas fluviales gruesas, presentando una

disminución de tamaño hacia abajo de la secuencia exhibiendo estratificación cruzada a grande y pequeña escala.

Investigaciones geológicas en deltas actuales (Mississippi, Orinoco, Amazonas, etc.) han revelado movimientos periódicos de masas, originados por las fuerzas de gravedad en los procesos deltáicos normales.

Estos deltas exhiben frecuentemente deslizamientos submarinos de sedimentos caracterizados por altas velocidades de acumulación de sedimentos dentro de la fracción de grano grueso y fino. Los sedimentos tienen por lo tanto un contenido extremadamente alto de agua.

Los depósitos arenosos generalmente ocurren como bloques aislados, el tamaño del grano depende del origen del material del deslizamiento y su origen mas común son los depósitos de barras de desembocadura, atrapados durante el deslizamiento del lodo pendiente abajo. El fracturamiento, el fallamiento y las estructuras de deslizamiento son abundantes en la mayoría de estos cuerpos.

Las arenas deltáicas constituyen, generalmente, buenas rocas almacenadoras: porosidades de hasta un 35%, permeabilidades de hasta cientos de milidarcys en los depósitos de barras de desembocadura, en relación con la buena selección. Estas propiedades decrecen hacia el mar. En las arenas de los canales de distribución, la porosidad es menor debido a la selección mas pobre, aunque mantiene la buena permeabilidad en relación con los granos mas gruesos. Debido a la secuencia general grandecreciente, las características del depósito (porosidad y permeabilidad) están mejor desarrolladas hacia la cima de cada depósito marino; por el contrario, en los depósitos fluviales se desarrollan mejor hacia la base de cada secuencia. Estos depósitos constituyen una multitud de yacimientos de extensión lateral y vertical limitada. Tiene la ventaja de encontrarse en íntima vinculación con las rocas potencialmente generadoras.

Sneider et al 1978, concluyen que los parametros mas importantes que controlan a las rocas almacenadoras en la mayoría de los yacimientos no fracturados son el tamaño y la clasificación de los granos, al hacer una correlación de estos dos aspectos con la porosidad y la permeabilidad.

Con base en estos parametros se determinó que los depósitos de canal y de barras de desembocadura son las mejores arenas almacenadoras de hidrocarburos. Fig.II.13b. En los depósitos de canal la mejor arena es la depositada en la base y en los depósitos de barra, la arena con mejor calidad almacenadora de hidrocarburos esta en la cima del depósito. Fig.II.14.

El tipo de delta afecta la continuidad de los depósitos, en los deltas de alta energía (delta dominado por los rios) los cuerpos de arena presentan buena continuidad lateral excepto cuando son cortados por los canales, presentando buena continuidad vertical, estos depósitos tienen una secuencia característica de finos hacia arriba por lo tanto la mejor continuidad se localiza en la base donde se depositan los sedimentos mas gruesos.

La intersección de las arenas de canal y de barra es una región potencial de yacimientos discontinuos, los cuales presentan buena conexión hidráulica, en algunos casos están separados por una capa de sedimentos finos que representan barreras efectivas al flujo vertical.

La continuidad de los yacimientos en deltas de baja energía (deltas dominados por el oleaje y las mareas) es menor debido a que en estos deltas son mas comunes los canales distributarios que cortan la secuencia deltáica.

## **SISTEMA DE ISLAS DE BARRERA ASOCIADO AL SISTEMA DE PLANICIES DE MAREA**

Las islas de barrera son islas arenosas o penínsulas elongadas paralelas a la costa, separadas de la misma por una laguna o pantano. Pueden consistir de una playa unida a tierra firme; una extensa planicie de playa, consistente en numerosos cordones paralelos interpuestos por zonas de pantanos, o como islas de barrera parcial o totalmente separadas de tierra firme por lagos o ensenadas. Fig.II.15

Es un ambiente caracterizado por depósitos detríticos que se encuentran en aguas de moderada profundidad (10-200 m) o sobre el continente (con exclusión de los deltas), sometidos a la acción de las mareas, las olas, el viento, las corrientes litorales o las tormentas, como fuerzas dominantes en la distribución de los sedimentos.

El sistema de islas de barrera esta compuesto de tres ambientes de depósito clásticos principales:

- a) Complejo de playas de barrera y facies asociadas.
- b) La región post-barrera o laguna de inframarea-intermarea.
- c) Complejo de canales y deltas de marea.

Y es evidente que dicho sistema de depósito puede exhibir una combinación de los tres ambientes. Fig.II.16

Las islas de barrera y planicies de marea son comunes en los ambientes costeros que presentan: un bajo gradiente de la plataforma continental adyacente a una planicie costera de bajo relieve, abundante suministro de sedimentos, un rango de mareas de moderado a bajo, la plataforma y planicie costera compuestas de sedimentos no consolidados, los cuales son la fuente de material para la formación de las islas de barrera por los procesos cercanos a la costa.

La extensión vertical, lateral y la ocurrencia de facies específicas de un sistema de islas de barrera dependen del rango de las mareas y la importancia relativa de las corrientes de marea en contra de los procesos generados por las olas.

Las facies de ambientes de playas de barrera, deltas y canales de marea son principalmente arenas y grava, mientras que los depósitos de laguna (post-barrera) consisten de arcillas y arena.

Los tres ambientes principales de un sistema de islas de barrera, mencionados anteriormente, estan compuestos de sub-ambientes cada uno caracterizado por distintas litofacies.

### **a) Complejo de playas de barrera y facies asociadas.**

Los depósitos de playas de barrera, Fig.II.17 son cuerpos elongados, paralelos a la línea de costa y que limitan a los depósitos de grano fino de la laguna. Los subambientes de un complejo de playas de barrera incluyen:

- a.1) Zona de inframarea.
- a.2) Zona de intermarea.
- a.3) Zona subaerea o dunas de playa.
- a.4) Zona de supramarea, donde el viento y oleaje forman los abanicos de tormenta.

### **b) La región post-barrera o laguna de inframarea-intermarea.**

La secuencia lagunar localizada detrás de las barreras, generalmente consiste de arenas interestratificadas e interdigitada con arcillas, facies carbonosas y limos, característica de numerosos ambientes traslapados. La facies arenosa incluye depósitos de tormenta y depósitos de relleno de canal originados por los deltas de marea alta. Las facies de grano fino incluyen depósitos lagunares subacuosos y de planicies de marea los cuales estan adyacentes a la barrera del lado que da a tierra, confinado a la región interior pantanosa y a una franja de tierra pantanosa.

Los depósitos de carbón usualmente son muy delgados y son formados sobre la arena en la margen lagunar y sobre las planicies de tormenta emergidas. Material carbonoso diseminado, impresiones de restos de plantas, raíces y fragmentos de carrizo en algunas capas de arcilla indican la cercanía de los ambientes de pantano y lagunar.

### **c) Complejo de canales y deltas de marea.**

Los canales de marea y los cuerpos de arenas del delta de marea son facies complejas, al igual que sus estructuras y texturas sedimentarias internas. Esto se debe a que su formación esta gobernada principalmente por procesos de corrientes de marea dirigidas normal y oblicuamente a la barrera.

Existen dos sub-ambientes de canales de marea, los canales principales que conectan la laguna con el océano y los canales secundarios localizados adyacentes a los canales de marea y márgenes lagunares de barrera. Las facies de canal pueden ocurrir independientemente de los deltas de marea, donde la ocurrencia de facies de delta de marea dependen de la ocurrencia de los canales.

De los depósitos de canales de marea, los mas importantes son secuencias de relleno de canal, los cuales resultan de la migración paralela a la playa de los canales. La dirección y velocidad de migración de los canales estan controladas por la magnitud de la red de suministro de sedimentos a lo largo de la playa.

Respecto a la secuencia resultante de los canales de relleno, Land (1972) establece las siguientes características generales: Presentan una base erosional marcada a menudo por un depósito de arrastre; una zona de facies de canal profundo con estratificación cruzada o estratos bidireccionales planares de mayor escala; y una zona de facies de canal somero, con capas planas con o sin estratificación cruzada bidireccional y rizaduras laminares, con una tendencia de finos hacia arriba y un adelgazamiento hacia arriba de la estratificación gruesa cruzada.

La morfología típica de un delta de marea alta, es de una parábola con la apertura hacia el mar, limitada por canales marginales, relacionados a la trayectoria de la segregación de flujos de las corrientes de marea durante la marea alta y la marea baja. Fig.II.18

Hubbard y Barwis (1976), proponen una secuencia para los depósitos resultantes en este tipo de delta: una base con estratificación cruzada bidireccional, megarizaduras, una zona de interestratificaciones orientadas hacia el mar, estratificación cruzada y estratificación cruzada planar en arenas depositadas por el oleaje, y una zona de estratificación cruzada hacia el mar con un decremento hacia arriba de los espesores, lo cual no representa depositación sobre la pendiente de inundación. Los depósitos adyacentes a esta secuencia están caracterizados por estratificación cruzada bidireccional de lenguetas de marea.

La morfología de los deltas de marea baja, está controlada principalmente por la segregación de las corrientes de marea durante las diferentes fases del ciclo de marea, la interacción de las olas con las corrientes de marea es también importante. Esta interacción se refleja en la distribución compleja de las capas, las cuales consisten de arenas de oleaje orientadas hacia el mar. Fig.II.18

La secuencia vertical resultante de este tipo de delta exhibe una variación extrema de las estructuras internas de una localidad a otra, dentro de un mismo depósito de delta de marea baja. Los depósitos dependen de las condiciones del canal y oleaje que es imposible caracterizarlo en una secuencia específica. Quizá la mayor diferencia entre los dos tipos de deltas sea la ocurrencia de estratificación cruzada multidireccional en la secuencia del delta de marea baja, opuesta a la estratificación cruzada bidireccional predominante en la secuencia de marea alta.

En general los depósitos de islas de barrera se reconocen por una secuencia vertical característica de estructuras sedimentarias y por la presencia de facies lagunares en áreas adyacentes y evidencias de que la isla emerge del mar. Estos depósitos representan excelentes yacimientos petroleros por estar limitados por limos y arcillas impermeables, que proporcionan una trampa estratigráfica efectiva y la escasa arcilla en el cuerpo principal por lo que existe una excelente continuidad.

La secuencia característica del ambiente de Islas de Barrera consiste de cuatro capas:

Fig.II.19

- a) Una capa inferior de arena, arcilla y limo interestratificado.
- b) Sobreyacida por una zona potente de arenas altamente horadada.
- c) La tercera contiene arena laminada horizontalmente característica de las facies de playa y costa superior.
- d) La cima son sedimentos que están cerca del nivel del mar y podrían tener estratificación cruzada.

Como se observa, el material mas grueso es formado en la cima de la secuencia y el mas fino en la base.

Existen otros depósitos importantes asociados a las islas de barrera, los depósitos de planicies de marea. Estos ocurren en costas abiertas de bajo relieve y relativamente baja energía y en las áreas asociadas como estuarios, lagunas y bahías que se encuentran detrás de las islas de barrera. Los canales de marea son ambientes donde se depositan arenas retrabajadas procedentes de la isla y las arcillas de la porción lagunar. Es usual encontrar estratificación cruzada en la porción mas gruesa hacia la base y finos en la cima. Dada su asociación con las isla de barrera forman importantes cuerpos de buena porosidad y permeabilidad por lo que son depósitos con altas probabilidades petroleras.

Los cuerpos de arena de este conjunto de ambientes tienen, generalmente, buenas características almacenadoras pero su volumen es escaso.

## II.2 PERFILES DE REGISTROS ELECTRICOS

Las rocas sedimentarias penetradas al realizar las perforaciones en busca de hidrocarburos tienen propiedades físicas diferentes que pueden emplearse para distinguirlas entre sí.

El registro eléctrico es uno de los medios más valiosos y generalizados para obtener información, por lo cual en los últimos años diversos autores han propuesto y establecido diferentes modelos para cada uno de los ambientes depositacionales y a la vez han tratado de establecer un patrón de respuesta de los registros eléctricos para cada uno de ellos en forma muy generalizada. Esta correlación entre estos patrones, el sedimentario y el de registros permite determinar en un momento dado las posibles características de las formaciones perforadas.

Generalmente, el estudio del subsuelo de una área se realiza con base en información muy limitada y en el caso de los campos petroleros de México algunos solo cuentan con los registros eléctricos de pozos, como el de este trabajo, por lo cual es necesario tener en mente los posibles patrones que pueden presentarse en los diferentes ambientes depositacionales así como las características más importantes de cada uno.

Por lo anterior la primera parte de este capítulo se dedicó a establecer los rasgos más relevantes de cada uno de los ambientes en los que se han localizado yacimientos petroleros en arenas y con base en estos patrones se intentará determinar el posible origen de las formaciones que constituyen el campo petrolero en estudio, e inferir sus características geológicas y petrofísicas.

Se han establecido los siguientes perfiles eléctricos de pozos para los diferentes sistemas depositacionales anteriormente mencionados:

### Sistema Fluvial

La secuencia característica de los ríos meándricos origina una respuesta en forma de "Campana" en los perfiles del Potencial Espontáneo (SP), o Rayos Gamma. El apilamiento de un depósito sobre otro puede generar repetidas curvas en forma de campana, pero el intervalo entre depósito y depósito de arena puede generar una curva más compleja.

La curva de SP muestra un contacto inferior abrupto originado por la presencia de una superficie de erosión, la parte media muestra una interstratificación de arenas, limos y lutitas produciendo un patrón dentado en la curva, y el contacto superior es gradual debido al aumento gradual de la arcilla.

El perfil típico de los ríos meándricos corresponde a la secuencia vertical de las barras de media luna que constituye el ambiente más característico y representativo de los ríos meándricos, y que consisten en una secuencia que va de sedimentos gruesos a finos hacia arriba. Fig.II.20

Galloway y Hobbay(1983) propusieron perfiles de SP idealizados para los principales subambientes encontrados en los canales meándricos. Fig.II.21

Los depósitos de los ríos trenzados pueden mostrar una secuencia que se hace más fina hacia arriba, pero a menudo la variación en el tamaño del grano es insuficiente para generar un patrón de registro reconocible. La difícil preservación de pequeñas unidades de depósitos de planicie de inundación lodosa origina registros que principalmente indican sedimentos gruesos con algo de finos

interestratificados, pero no es facilmente reconocible en los patrones. Ninguno de los cuerpos exhibe normalmente una base gradual, generalmente es abrupta. Los patrones tienden a ser una curva en forma de "bloque" típica. Fig.II.22

Los depósitos de estos rios pueden mostrar una secuencia de depósitos tabulares, Fig.II.23 con una textura de arena gruesa a grava gruesa, presentando una sucesión de cuerpos individuales que en algunos casos gradúan a grano fino de la base a la cima, y forman cuerpos con excelente porosidad y permeabilidad.

Galloway y Hobbay (1983) propusieron un modelo de depósito generalizado para un sistema de canales trenzados mediante la respuesta de la curva de SP. La forma del SP es la de un cilindro suave. Fig.II.24

## **Sistema Deltáico**

Durante muchos años se han utilizado las curvas de SP y resistividad para reconocer las facies sedimentarias en los depósitos deltáicos. Coleman y Prior (1982) han presentado, mediante diagramas sintetizados, Fig.II.25 las características fundamentales de los principales depósitos, sin descartar los patrones propuestos por otros autores como: Fisher, Saitta, Swanson, etc.

### **Planicie deltáica superior.**

La respuesta de los registros a los canales meándricos, muestra un perfil en forma de "Campana", denotando una secuencia de sedimentos finos hacia arriba. En algunos casos se pueden presentar cuerpos de arenas que dan la apariencia de "Bloque". Fig.II.25 (A)

La respuesta del registro de SP en los canales trenzados muestra a menudo forma de "Bloque" en su totalidad, con numerosos picos hacia afuera representando erosiones locales de las arenas gruesas de relleno. Localmente pueden definirse numerosos ciclos de finos hacia arriba en los registros. Fig.II.25 (B)

La mayoría de los registros en los depósitos de relleno de deltas lacustres, mostraran una secuencia de sedimentos haciendose mas gruesos hacia arriba. A menudo los aumentos de resistividad son extremadamente comunes dentro de tales depósitos como respuesta a los restos de lignito, carbón y hierro. Ningún cuerpo de arena exhibe normalmente una base gradual; sin embargo en algunas areas, generalmente cerca de los rompimientos de los bordos, pueden acumularse a menudo espesores de arenas con base abrupta. Fig.II.25(C)

### **Planicie deltáica inferior.**

Los depósitos de relleno de bahías, presentan perfiles de registro en forma de "Campana invertida", Fig.II.26(A) representativas de una secuencia de sedimentos haciendose gruesos hacia arriba. Pueden encontrarse areas donde las arenas no tienen acumulado un gran espesor y no se forma la secuencia completa, consistiendo de arcilla y limo de bahías interdistributarias, graduando hacia arriba a depósitos de pantano.

Los registros de los depósitos de relleno de distributarios abandonados, generalmente tienen un aspecto errático, o una apariencia dentada en el relleno. La única acumulación significativa de arena ocurre generalmente cerca de la base del canal. Las capas que sobreyacen estas unidades a menudo muestran pequeña continuidad lateral y no pueden ser correlacionadas adecuadamente en los perfiles de pozos. Fig.II.26 (B)

Esta acumulación significativa de arena en la base de los canales distributarios es representada por un perfil característico que consiste en una curva "cuadrada o de "cajon" debido a los depósitos de arenas gruesas en el fondo del canal.

### **Planicie deltáica subacuosa.**

Los depósitos de barras de desembocadura muestran una secuencia que se torna mas gruesa hacia arriba, variando el espesor de los cuerpos de arena según la localización de los pozos. En general en las perforaciones mas cercanas al eje del canal distributivo, la base será más abrupta. Lejos del eje del canal, la secuencia exhibirá una tendencia a una transición entre la barra distal y la barra de desembocadura. En general una secuencia haciendose gruesa hacia arriba.

La morfología de los perfiles en estos depósitos muestra una base gradual altamente dentada, en la porción central cambia de dentada en la parte inferior a casi lisa en la superior y la cima es abrupta, aunque también puede ser gradual. Fig.II.27 (A)

En la zona de prodelta, región de sedimentos arcillosos, el patrón de curvas en la base es transicional dentado, al igual que la parte media de la curva y la cima. La curva es poco pronunciada.

La respuesta de los registros en los depósitos de barras de desembocadura en el alcance de la marea, exhiben una extrema variación en los espesores de arenas; la base del depósito asociado con otros montículos de erosión prominente. En general tienden a exhibir potentes unidades de arenas bien clasificadas. Es probable que la respuesta de los registros eléctricos se muestre extremadamente errática con un patrón dentado. Fig.II.27(B)

Los depósitos de colapso, exhiben variaciones en la respuesta de los registros eléctricos. Uno de los rasgos más característicos de los cuerpos de arenas depositados por procesos de colapso es el extremado carácter de bloque de la respuesta de los registros, las arenas generalmente tienden a ser de base abrupta, produciendo respuestas uniformes del registro. Fig.II.27 (C)

Otros autores anteriormente han propuesto una serie de perfiles para el estudio de estos sistemas depositacionales. Fig.II.28, 29 y 30

### **Sistemas de islas de Barrera asociado al Sistema de Planicies de Marea.**

La secuencia en el subsuelo de estos depósitos se interpreta como una unidad de arenas progradacionales, la traza del Potencial Espontáneo (SP) muestra una deflexión general en la parte superior hacia valores negativos, contrastando con los valores positivos representativos de las limolitas y lutitas marinas en la parte inferior.

El perfil eléctrico, Fig.II.31 despliega en la parte superior un cambio brusco de lutitas a arena, el máximo valor de SP se encuentra cerca de la cima de la arena, las intercalaciones lutíticas de la base son reflejadas en una respuesta dentada; la porción superior con frecuencia esta cubierta por arenas retrabajadas, detritos de carbonatos o arenas y lutitas marinas altamente horadadas que se manifiestan con una reducción del potencial espontáneo y un alto valor de resistividad.

La traza del perfil eléctrico presenta un incremento general en la resistividad hacia arriba de la secuencia, en respuesta a un decremento hacia arriba de la arcillosidad y a un incremento de areniscas impregnadas con fluidos relativamente resistivos.

La variación de fluidos y la variación en el mineral cementante de las areniscas puede alterar significativamente la respuesta de los registros.

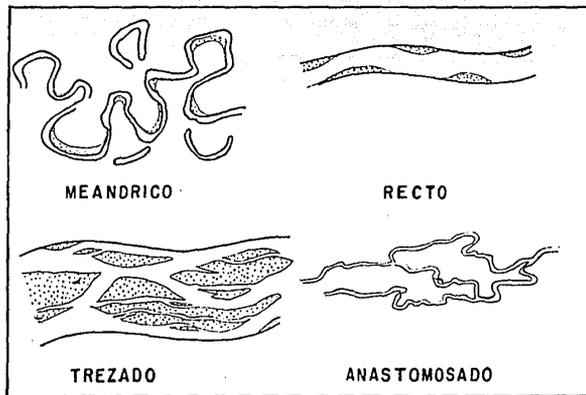


FIG-II-1 PRINCIPALES TIPOS DE RIOS. Cant, D-J-1982

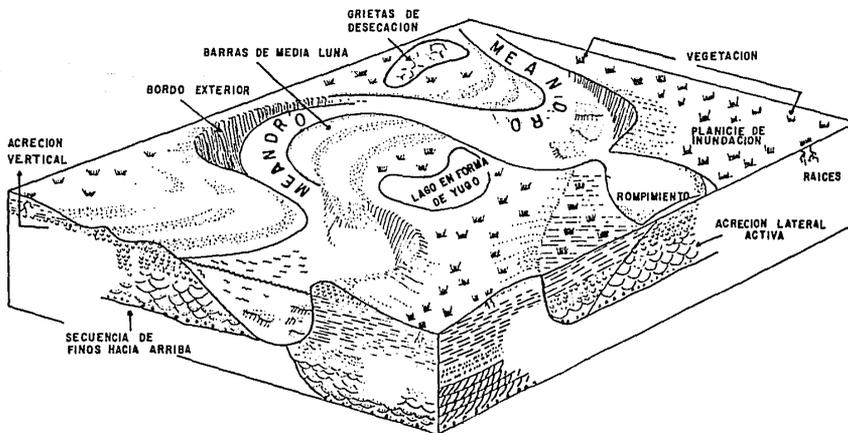


FIG-II-2 BLOQUE DIAGRAMATICO DE LOS ELEMENTOS MORFOLOGICOS DE UN SISTEMA MEANDRICO. Walker, G-1984

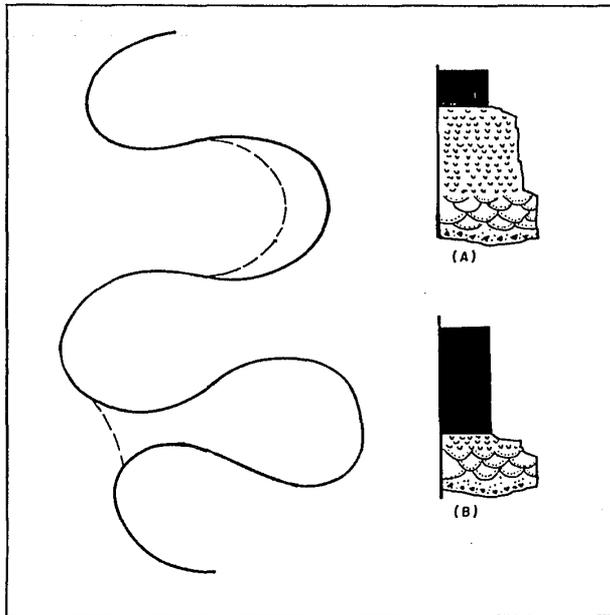


FIG-11-3 CORTE DE UN ABANDONO GRADUAL (A) Y SUBITO (B): Walker, 1984

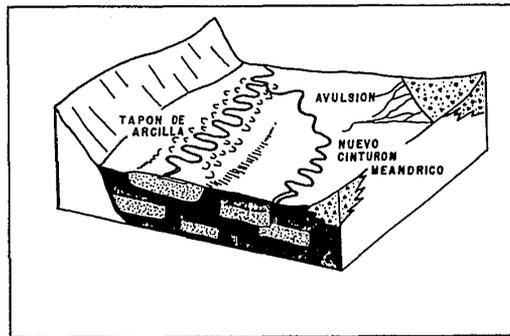


FIG-11-4 PROCESO DE AVULSION: Walker, 1984

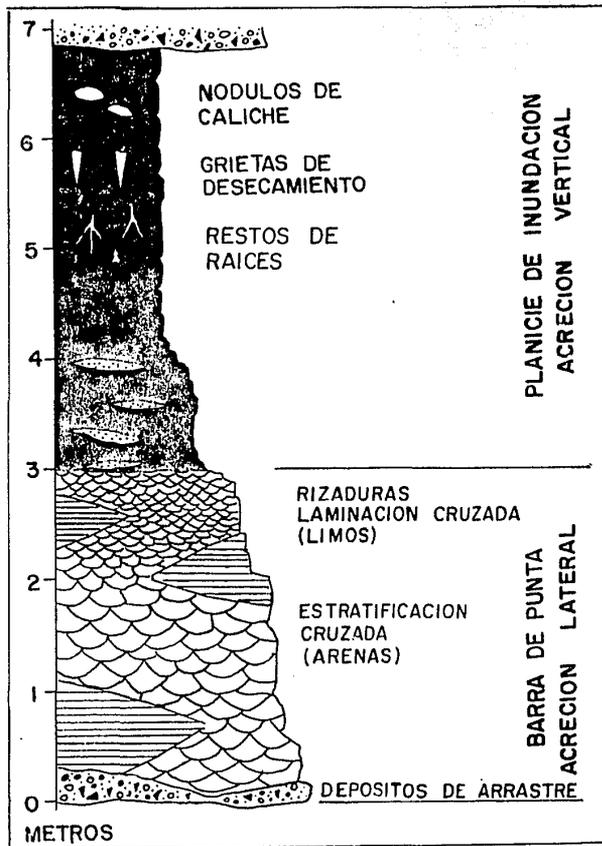


FIG-II-5 SECUENCIA DE FACIES PARA FORMACIONES DE ORIGEN FLUVIAL MEANDRICO - Walker, 1984

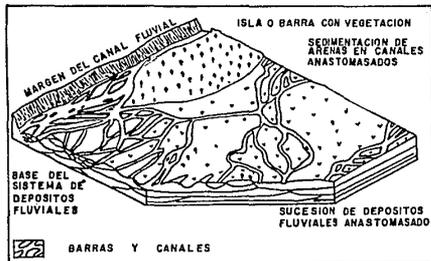


FIG-11-6 COMPONENTES GEOMORFOLOGICOS DE UN SISTEMA FLUVIAL TRENZADO O-Serra,1984

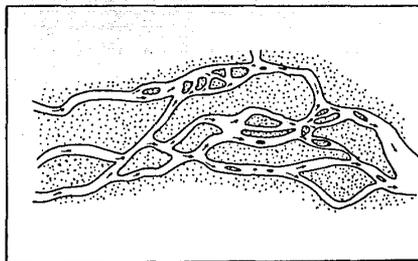


FIG-11-7 BARRAS LONGITUDINALES Y TRANSVERSALES- O-Serra,1984

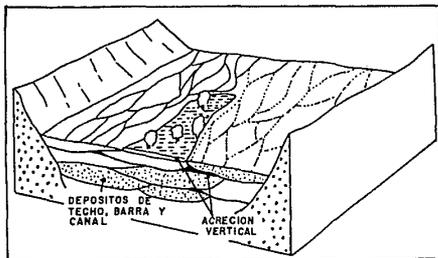
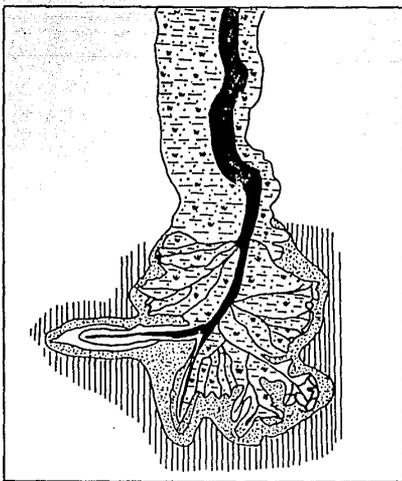


FIG-11-8 MIGRACION LATERAL DE UN RIO TRENZADO- Walker,1984

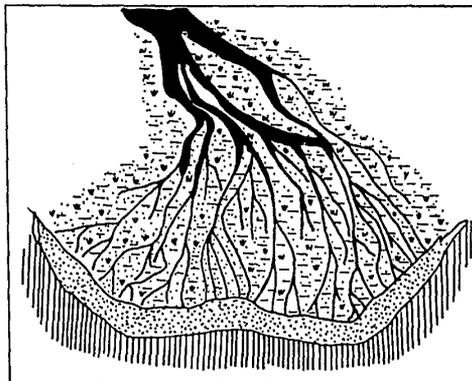
FIG-11-9 SECUENCIA VERTICAL DE DEPOSITOS DE UNA CORRIENTE TRENZADA- Sarmiento,1981

PLANICIE DELTAICA						
CORRIENTE TRENZADA	RIZADURAS DE CORRIENTE					
	ESTRATIFICACION CRUZADA					
	RELLENO DE CANALES TRENZADOS INDIVIDUALES					
	SUPERFICIE DE EROSION					
DEPOSITOS ANTIGUOS						



a) DELTA TIPO ALARGADO · Walker, 1984

-  CANAL DISTRIBUTARIO, BORDO Y DESPARRAMAMIENTO
-  PLANICIE DELTAICA (PANTANOS, LAGOS, BAHIA INTERDISTRIBUTARIA)
-  FRENTE DE DELTA (BARRAS DE DESEMBOCADURA DE CANAL Y MANTOS DE ARENA)
-  PRODELTA



b) DELTA TIPO LOBULAR · Walker, 1984

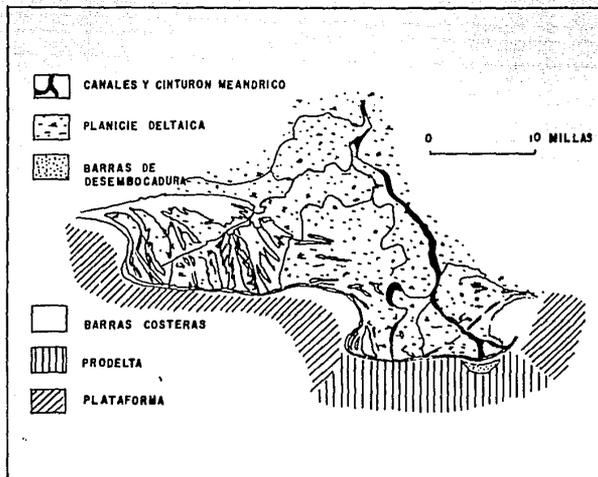


FIG-II-11 DELTA DOMINADO POR EL OLEAJE (TIPO CUSPIDE)  
Walker, 1984

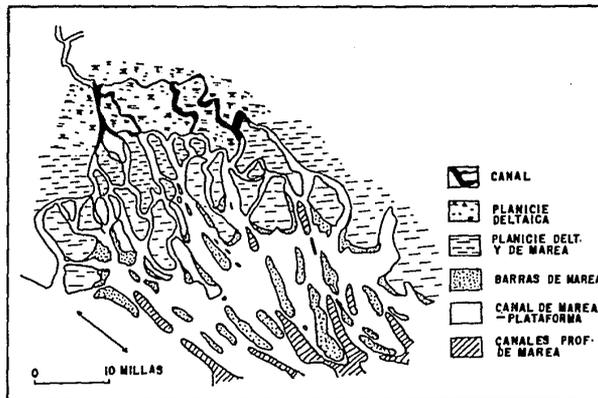


FIG-II-12 DELTA DOMINADO POR LAS MAREAS: Walker, 1984

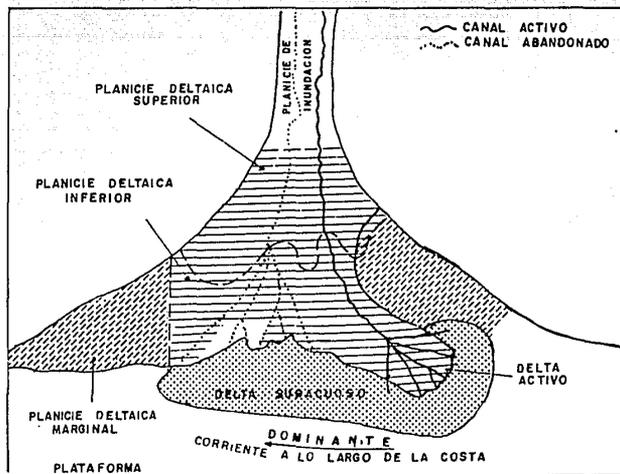


FIG-II-13 COMPONENTES DE LA PLANICIE DELTAICA  
Coleman y Prior, 1982

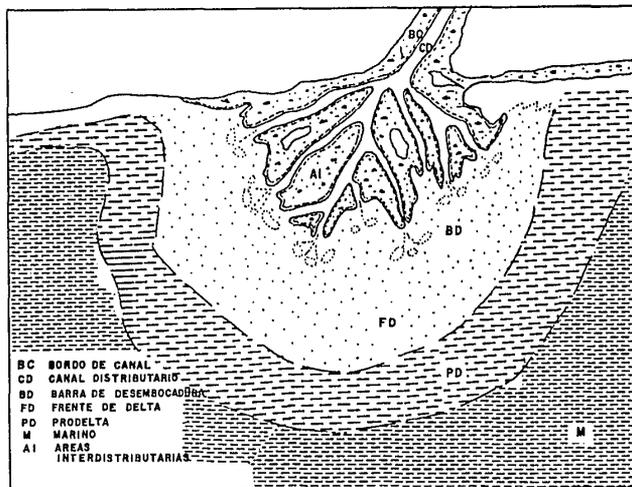
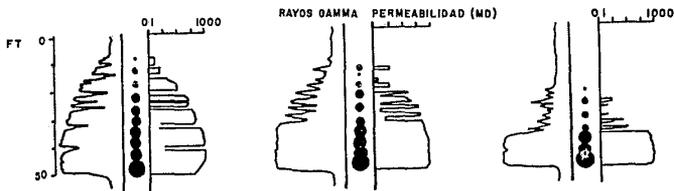


FIG-II-13a AMBIENTES DEPOSITACIONALES EN UN DELTA MODERNO  
Valle y Oviedo, 1985

TIPO	TEXTURA		ESPACIO POROSO		CAPILARIDAD		CONTINUIDAD
	TAMANO GRANO	CLASIF.	POROSIDAD	TAMANO PORO	PERMEAB.	SW	
CIMA	MUY FINO	MUY BUENA	MUY ALTA	MUY FINO	MUY BAJO	MUY ALTA	DETERIORADA
CANAL	↑	↑	↑	↑	↑	↑	
BASE	MUY GRUESO	MUY POBRE	MUY BAJA	GRANDE	MUY ALTO	MUY BAJA	MEJOR
CIMA	MUY GRUESO	MUY BUENA	MUY ALTA	GRANDE	MUY ALTO	MUY BAJA	MEJOR
BARRA	↓	↓	↓	↓	↓	↓	MEJOR
BASE	MUY FINO	MUY POBRE	MUY BAJA	MUY FINO	MUY BAJO	MUY ALTA	

FIG-II-13b MEJORES ARENAS ALMACENADORAS DE HIDROCARBUROS.

### DEPOSITOS DE CANAL DELTAICO



### DEPOSITOS DE BARRA DELTAICA

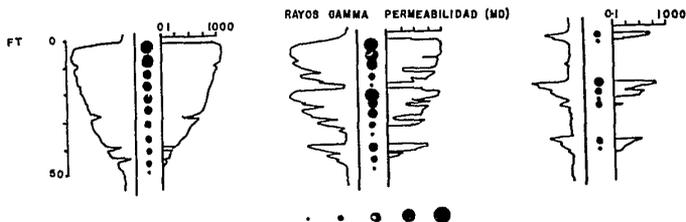


FIG-II-14 RELACION CONCEPTUAL DE LOS DEPOSITOS DELTAICOS Y SU RESPUESTA EN EL REGISTRO DE POZOS

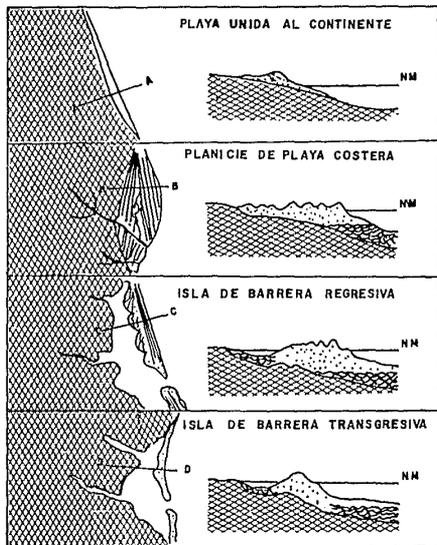


FIG-II-15 DIAGRAMA DE LA RELACION MORFOLOGICA ENTRE PLAYAS, PLANICIE DE MAREA E ISLAS DE BARRERA. O'Serra, 1984

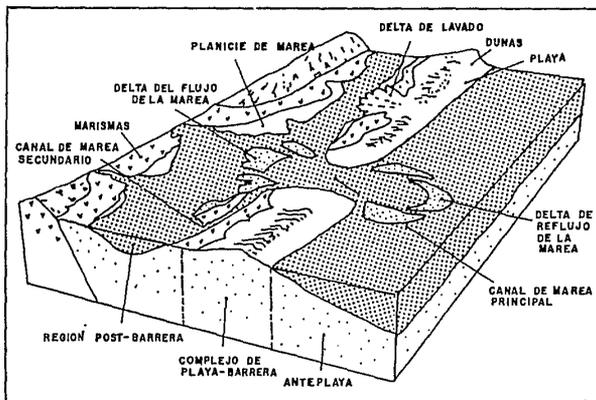


FIG-II-16 DIAGRAMA QUE ILUSTRAS LOS DISTINTOS AMBIENTES DE UN SISTEMA DE ISLA DE BARRERA. Walker, 1984

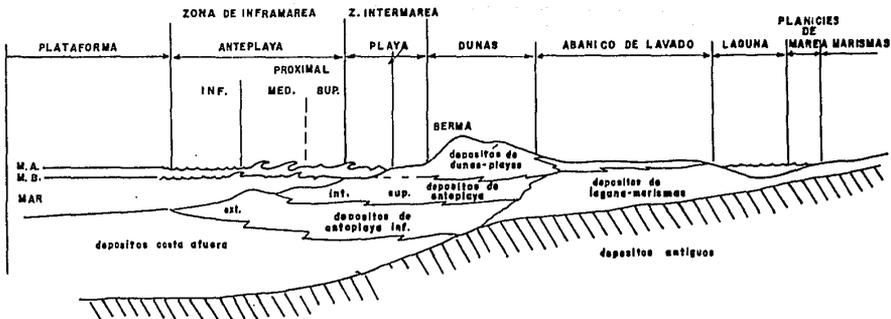


FIG-II-17 CORTE TRANSVERSAL ESQUEMATICO DE UN SISTEMA DE, ISLA DE BARRERA  
O'Serra, 1984

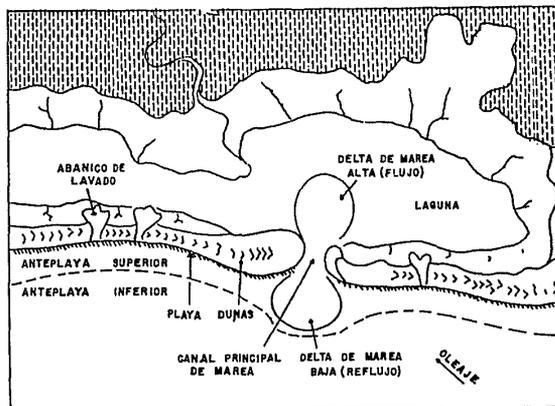


FIG-II-18 COMPLEJO DE CANALES Y DELTAS DE MAREA

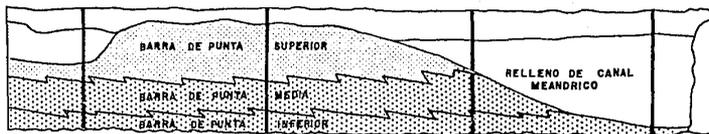


FIG-II-19 SECUENCIA CARACTERISTICA DEL AMBIENTE DE BARRA DE PUNTA.

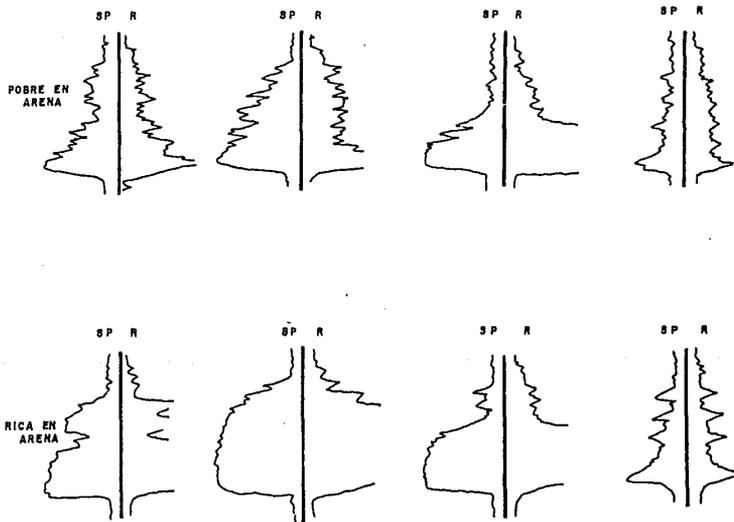


FIG-II-20. PERFILES DE REGISTROS ELECTRICOS CARACTERISTICO DE UN AMBIENTE DE BARRA DE PUNTA O MEDIA LUNA. Sarmiento, 1981

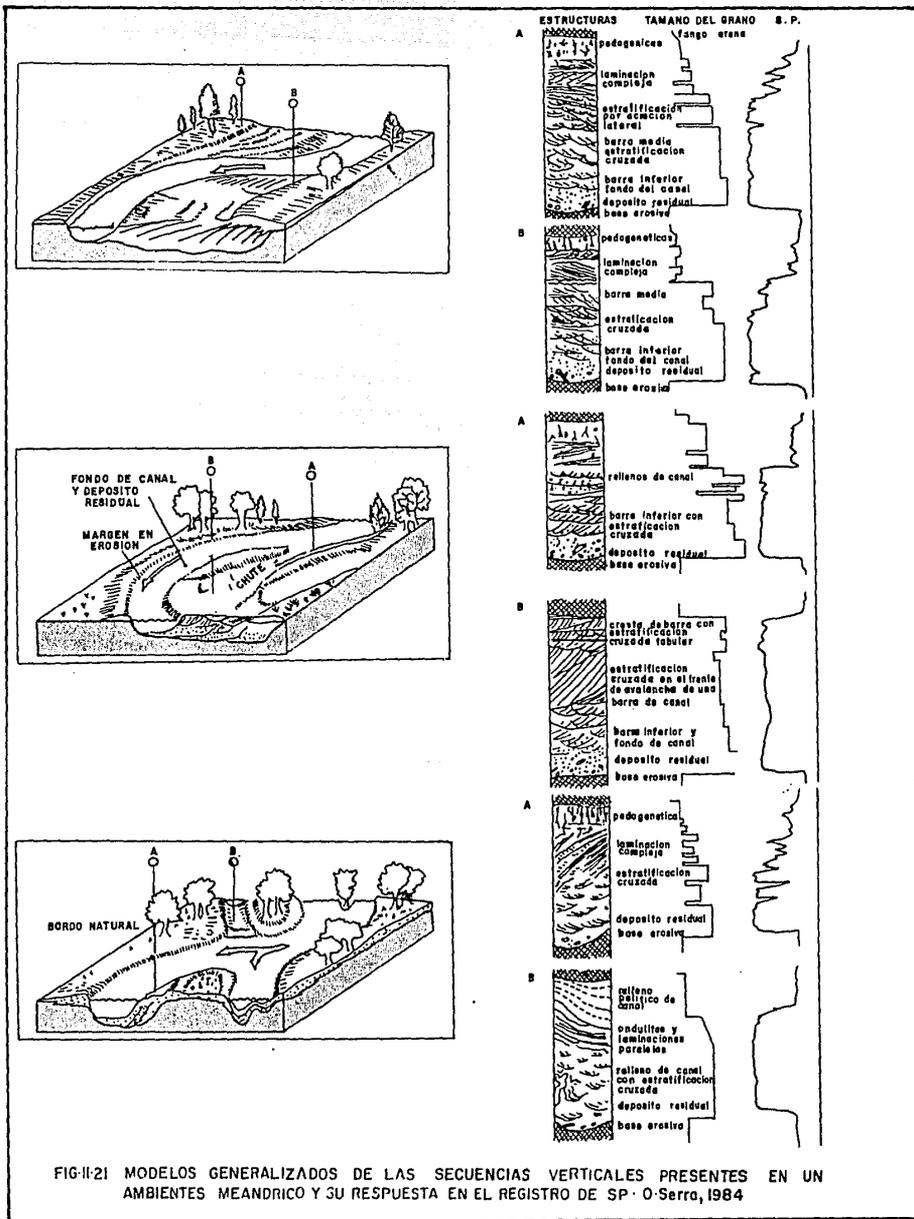
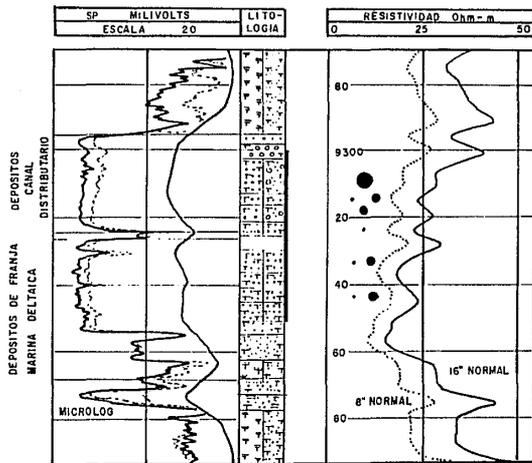


FIG-11-21 MODELOS GENERALIZADOS DE LAS SECUENCIAS VERTICALES PRESENTES EN AMBIENTES MEANDRICO Y SU RESPUESTA EN EL REGISTRO DE SP. O-Serra, 1984



- CONGLOMERADO
- ARENISCA CONGLOMERATICA
- ARENISCA
- LIMOLITA
- ARENISCA LIMOSA
- ARENISCA ARCILLOSA
- LUTITA

7      FIG-II-22    CURVA DE SP EN FORMA DE "BLOQUE" TIPICA DE LOS RIOS TRENZADOS

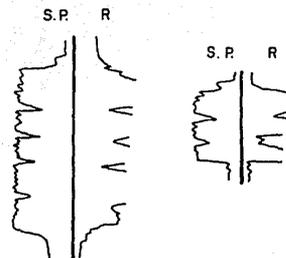


FIG-II-23 SECUENCIA DE DEPOSITOS TABULARES EN UN SISTEMA DE RIOS TRENZADOS. Sarmiento, 1981

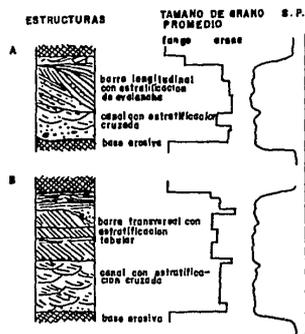
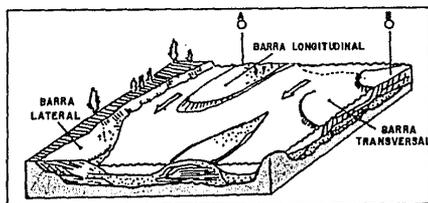
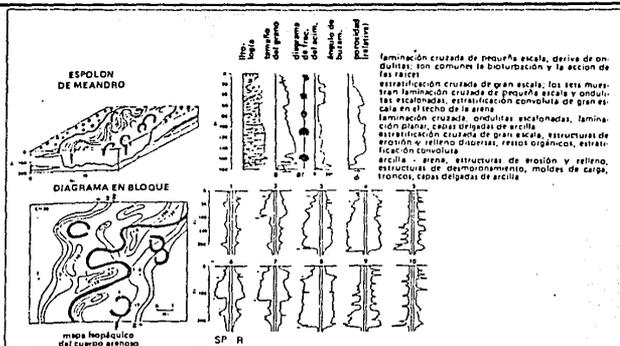
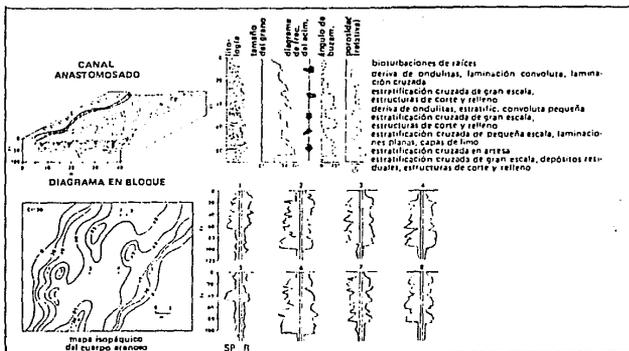


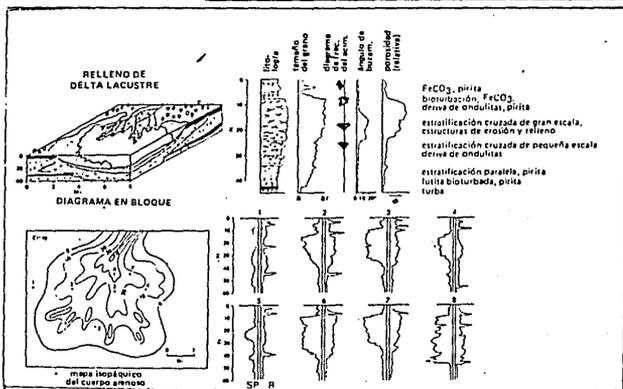
FIG-II-24 MODELO GENERALIZADO DE DEPOSITO PARA UN SISTEMA DE CANALES TRENZADOS O-Serra, 1984



(A)



(B)



(C)

FIG-II-25 DIAGRAMAS SINTETIZADOS DE LOS PRINCIPALES DEPOSITOS DE LA PLANICIE DELTAICA SUPERIOR (Schlumberger, O-Serra, 1984)



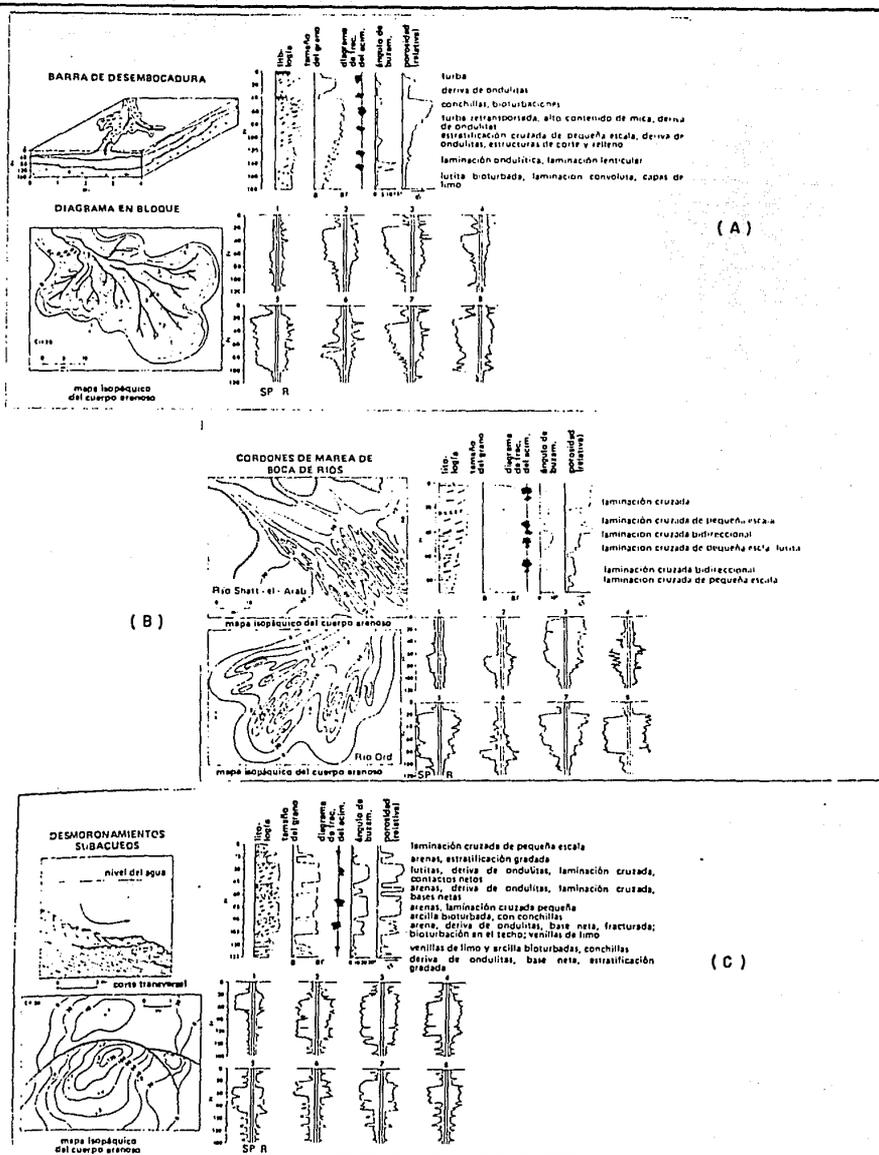


FIG-II-27 DIAGRAMAS SINTETIZADOS DE LOS PRINCIPALES DEPOSITOS DE LA PLANICIE SUBACUOSA (Schlumberger, O'Serra, 1984)

# FORMAS TIPO DE LAS CURVAS (SP)

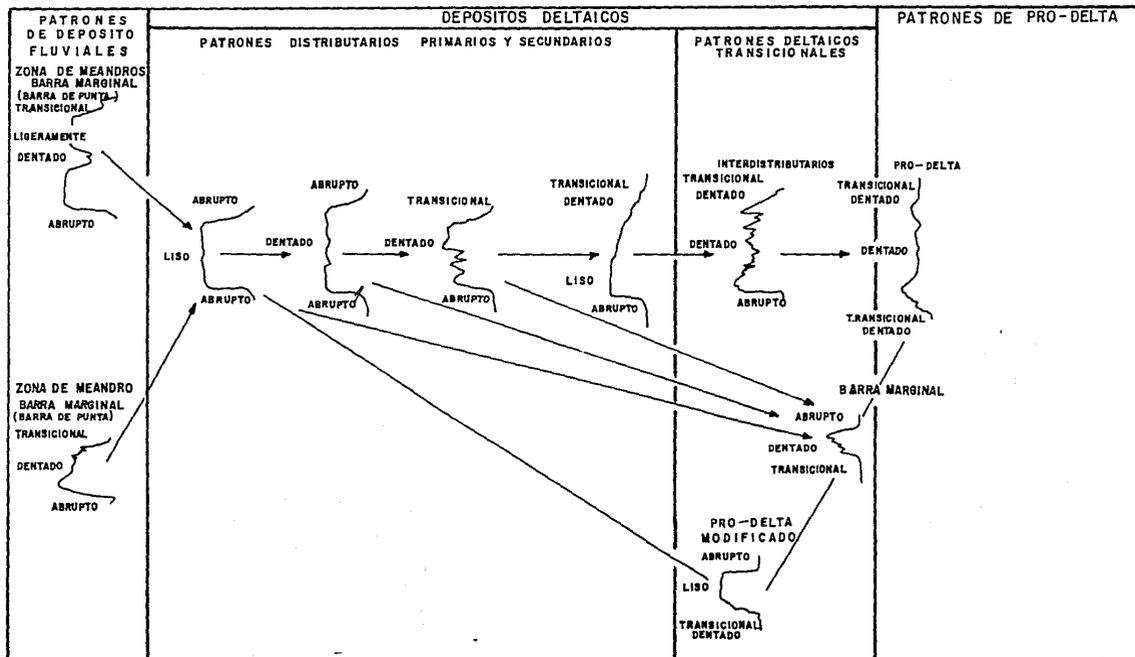
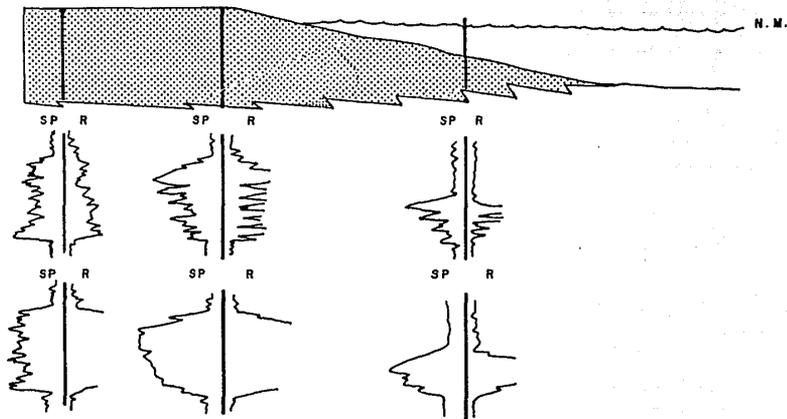


FIG-II-28 PATRONES DE FORMAS DE LA CURVA SP ESTABLECIDOS POR Saitta y Visser, 1968

DEPOSITOS DE FRENTE DE DELTA



BARRAS DE DESEMBOCADURA EN UN FRENTE DELTAICO

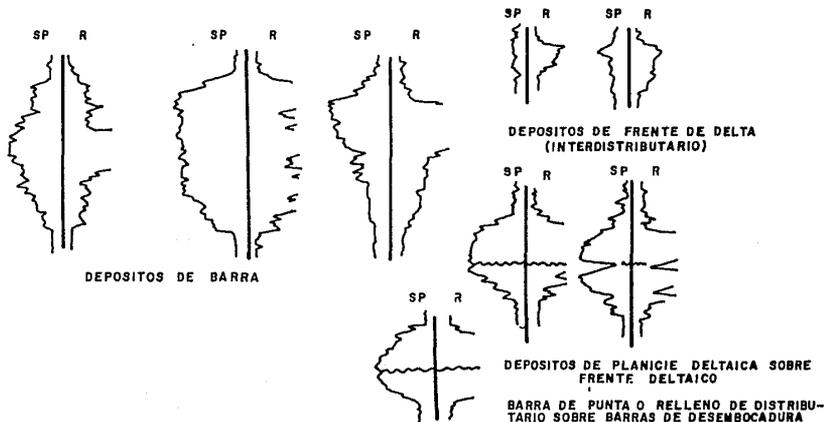


FIG. II-29 PATRONES GENERALIZADOS DE LOS DEPOSITOS DELTAICOS Sarmiento, 1981

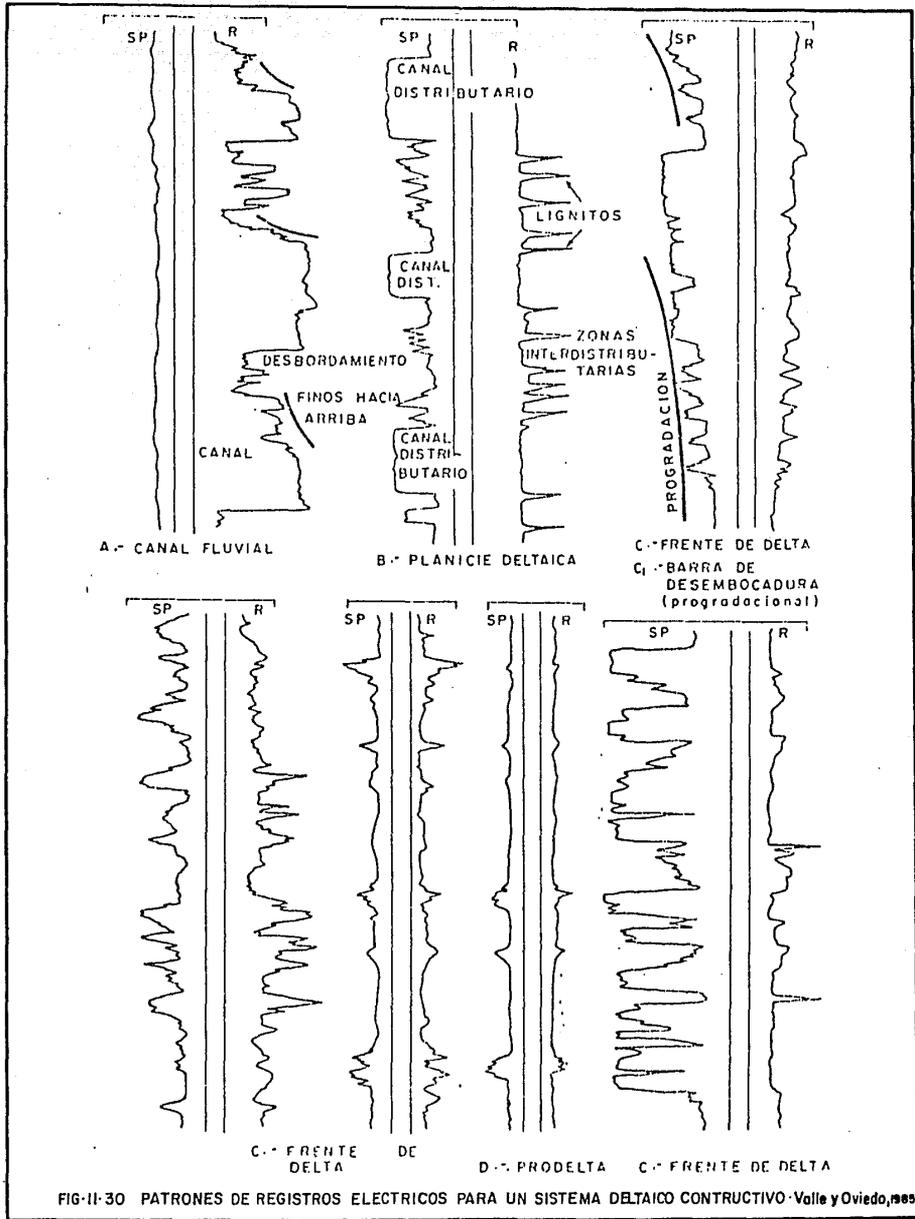
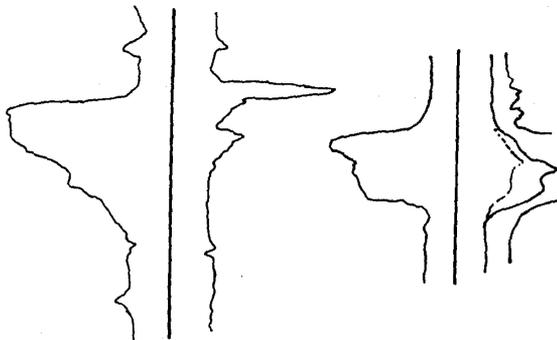


FIG-II-30 PATRONES DE REGISTROS ELECTRICOS PARA UN SISTEMA DELTAICO CONSTRUCTIVO -Valle y Oviedo, 1965

**BARRA DE BARRERA**



**LAGUNAR**



( Visher , 1969 )

( Mc Gregor y Biggs, 1968 )

**PATRON HIPOTETICO  
DE ISLA DE BARRERA**

**FIG-II-31** PATRONES DE LAS CURVAS DE SP Y RESISTIVIDAD PROPUESTOS PARA UN SISTEMA DE ISLA DE BARRERA. Valle y Oviedo, 1985

### TEMA III

#### METODOS INDIRECTOS PARA LA IDENTIFICACION DE AMBIENTES DE DEPOSITO DE LOS CUERPOS ARENOSOS

Existen diversos métodos directos e indirectos para el estudio de los depósitos arenosos, determinar sus características dentro de una área y definir su ambiente de depósito, todos ellos concuerdan en que dicha identificación en una secuencia estratigráfica dada, sea una evaluación crítica de todas las líneas de evidencia disponibles.

El determinar los ambientes depositacionales que originaron los cuerpos arenosos productores de hidrocarburos en un campo petrolero ayuda a la reconstrucción de la historia geológica, permite inferir la probable distribución y geometría de dichos cuerpos y proporciona un marco deseable para apoyar la perforación de desarrollo y/o relleno, así como el cálculo de reservas probables.

Desafortunadamente los datos obtenidos del subsuelo difieren, entre otros aspectos, de los obtenidos en la superficie por el volumen de los mismos, en gran medida por los altos costos de su obtención. En la mayoría de los casos no se cuenta con la información requerida para la aplicación de los diferentes métodos de evaluación, sin embargo, si se utiliza adecuadamente esta escasa información, puede proporcionar una base satisfactoria para la interpretación geológica que se requiere.

Los métodos indirectos basan su interpretación en las características de las rocas y sus secuencias en el subsuelo, inferidas a partir de la medición de ciertas propiedades de las mismas. Entre los más utilizados se encuentran: el Sísmico, los Modelos Sedimentarios, y los Registros Geofísicos de Pozos. A continuación se presenta una descripción de los mismos.

#### III.1 METODO SISMICO

Este método permite realizar una cartografía de las estructuras del subsuelo, haciendo uso de los tiempos requeridos por las ondas sísmicas propagadas en el subsuelo por una fuente de energía próxima a la superficie, para ir y volver a esta después de ser reflejada en las formaciones geológicas.

Las ondas reflejadas son registradas por instrumentos detectores colocados en la superficie cerca del punto de explosión, y la variación en los tiempos de reflexión de un lugar a otro de la superficie, permite determinar las estructuras geológicas de las secuencias sedimentarias.

Asimismo el método sísmico de reflexión es una herramienta efectiva en la determinación de las características estratigráficas de las rocas sedimentarias y sus variaciones en el subsuelo.

La estratificación de las rocas sedimentarias y sus consecuentes variaciones en litología, compactación, cementación, diagénesis, etc. originan que las características físicas de las rocas sean relativamente más variables en dirección vertical y uniformes lateralmente. Esto permite que las reflexiones sísmicas representen una imagen bastante aproximada de las configuraciones litoestratigráficas de las rocas sedimentarias, de las cuales se puede hacer una interpretación de ambientes sedimentarios con base en la diferenciación tridimensional de las unidades de depósito y la determinación de facies sísmicas correspondientes a cada secuencia.

Una secuencia sísmica es una secuencia de depósito definida como una sucesión de reflexiones sobre una sección sísmica, representando estratos interrelacionados genéticamente. Esta sucesión de estratos esta limitada por superficies de discontinuidad marcada por un cambio en las reflexiones e interpretadas como discordancias o concordancias correlacionables. Fig.III.1

El análisis de las facies sísmicas consiste en la descripción e interpretación geológica de los parámetros de reflexión sísmicos incluyendo configuraciones, continuidad, amplitud, frecuencia e intervalos de velocidad, cada parámetro aporta información considerable sobre la geología, siendo la terminación de las reflexiones el principal criterio para identificar los límites de una secuencia.

La configuración de las reflexiones sísmicas es el parámetro más obvio y directamente analizable, ya que está relacionado a los patrones geométricos y a la interpretación de los estratos en una unidad estratigráfica, siendo indicativos de ambientes de depósito y movimientos estructurales posteriores.

El agrupamiento de estos parámetros en unidades sísmicas cartografiables permite su interpretación para la determinación de ambientes de depósito, fuente de sedimentos y el contexto geológico regional. Las secuencias de depósito identificadas sobre las secciones sísmicas representan un conjunto de estratos con un espesor mínimo de varios cientos de metros; si dichos estratos son relativamente continuos, la secuencia o secuencias pueden trazarse por kilómetros mediante la correlación de las reflexiones.

### **III.2 MODELOS SEDIMENTARIOS**

El empleo de modelos sedimentarios como los descritos en el capítulo previo es uno de los métodos mas accesibles para la determinación de medios depositacionales con un razonable nivel de confianza.

Los modelos son "patrones" reales o conceptuales a los que se pueden referir las observaciones realizadas en una área de interés como apoyo de la identificación y base para la predicción de ambientes depositacionales.

Los modelos de referencia son cuerpos de arenas con características cuidadosamente definidas y de ambientes bien documentados, reconstruidos a partir de numerosas observaciones de sedimentos modernos, que permiten analizar y reconstruir los posibles procesos que originaron los depósitos antiguos bajo estudio que presentan características similares, aportando valiosa información acerca de las variaciones entre los factores que regulan la depositación. La comparación de estos modelos, apoyada por un análisis estadístico de datos, hace posible relacionar los atributos de los sedimentos con los de las rocas que conforman una secuencia de interés en el subsuelo.

De lo anterior resulta evidente que para el empleo de estos modelos es necesaria una recopilación y comparación de datos, tanto de afloramientos (de ser esto posible) como del subsuelo y con base en esta información establecer un modelo propio, que al compararse con los prototipos, podrá ajustarse a aquel que haya pronosticado mejor las características observadas.

### III.3 REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

Los registros geofísicos de pozos son el medio fundamental de obtención de datos del subsuelo y por consiguiente el método más utilizado en la interpretación geológica.

Existen diferentes tipos de registros, cada uno con características propias de: profundidad de investigación, densidad de muestreo, condiciones en las que pueden operar, etc., con ellos es posible determinar litologías, porosidades y saturación de fluidos de las formaciones geológicas a partir de sus propiedades eléctricas, radiactivas, acústicas o mecánicas medidas por los registros, el procedimiento de interpretación es un poco subjetivo y depende de diversos factores tales como: mineralogía de la roca (presencia de pirita, por ejemplo), calidad de los registros (muy variable en general), condiciones del estado del pozo (en ocasiones muy pobre), etc. pero como antes se mencionó, en muchos casos es la única información con la que se cuenta.

Aunque los diversos registros se pueden interpretar y calcular en forma independiente, para la interpretación geológica se utilizan en conjunto e integrados a secciones transversales en las que se realiza la correlación entre pozos. Fig. III.2

En la tabla 1 se enlistan los registros más comunes, parámetros medidos en el pozo, factores que afectan las mediciones y las respuestas más comunes para la correlación.

Los registros de pozos se pueden analizar cualitativamente para identificar marcas de correlación estratigráfica y ambientes depositacionales, ya que algunas capas o series de capas tienen una respuesta distintiva en los registros que pueden ser reconocidas en el área de interés.

La interpretación de patrones de depósito basada en las formas de las curvas de registro debe realizarse con cautela, ya que los patrones no son únicos para un ambiente depositacional. Este es un método muy útil de análisis ampliamente usado en muchos estudios del subsuelo, el método es poderoso cuando se usa el modelo de facies apropiado.

La forma de una curva de registro por sí misma no tiene capacidad predictiva hasta que es integrada para una interpretación genética a un modelo de facies. Cuando el modelo es correcto, las formas de registro llegan a ser una poderosa herramienta que puede ser usada para predecir la probable distribución de facies lateralmente.

Las formas de las curvas de los registros, combinados con el conocimiento del ambiente depositacional en general puede ser usado como una base de interpretación. Otro factor importante es tener en cuenta la escala de la secuencia en la interpretación ya que dos facies depositacionales pueden presentar la misma forma de curva, tomando en cuenta este aspecto se puede determinar al ambiente que corresponde.

El análisis de secuencias involucra el reconocimiento y comparación de patrones de registro, en muchos casos estas secuencias son prominentes en los registros y pueden ser trazadas en áreas muy amplias. La característica principal de este método de correlación consiste en elegir adecuadamente la secuencia sedimentaria. Fig. III.3

De los registros geofísicos de pozo los empleados más frecuentemente en la interpretación geológica son: Eléctricos, Radiactivos, Acústicos y de Echados.

## Registros eléctricos

Los registros eléctricos permiten definir la presencia de zonas densas y/o arcillosas, así como el tipo de fluidos que saturan la roca (agua dulce, salada o hidrocarburos).

El perfil se obtiene haciendo descender una sonda unida a un cable eléctrico; la sonda encierra un sistema de electrodos por medio del cual se hacen de modo continuo mediciones del potencial natural y de resistividades eléctricas. De los cuales los más comunes son: Potencial Espontáneo, los Convencionales de Resistividad, Eléctrico Enfocado (Laterolog), Inducción y Micro-Resistivos.

### Curva del Potencial Espontáneo (SP)

La curva del Potencial Espontáneo (SP) es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad. Registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutita).

El registro es medido en milivoltios sobre una escala única, porque el valor absoluto del potencial depende no solo de las propiedades de la roca y el fluido intersticial, sino también del lodo de perforación.

El SP se registra usualmente junto con curvas de resistividad o porosidad, como el perfil sónico. Fig.III.4

Frente a las lutitas, las lecturas de la curva de SP son mas o menos constantes y tienden a seguir una línea recta en el perfil, llamada línea base de lutitas, Fig.III.5. Frente a formaciones permeables la curva de SP se aparta de la línea base de lutitas. En capas de suficiente espesor tienden a alcanzar una desviación constante definiendo una línea de arenas. La desviación puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva) dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo de perforación.

La curva del SP es corrido en la mayoría de los pozos y en algunas áreas es un buen indicador litológico, en arenas el registro se delinea muy bien. Las características de la curva, nos sirven para analizar los cuerpos arenosos individuales, sin embargo en muchos casos es necesario considerar secuencias completas, ya que en un determinado ambiente de depositación existe generalmente una asociación de facies, las cuales no pueden ser analizadas aisladamente. Algunos autores lo usan como información sedimentológica dado que los parámetros del registro están estrechamente asociados con la litología la cual está en función del ambiente de depositación en que se formo, lo que proporciona las bases para la identificación de los ambientes.

La relación existente entre las formas de las curvas del SP con la litología fue establecida del estudio de ambientes de depositación recientes y antiguos con base en el análisis de muestras litológicas y comparando los resultados con los registros eléctricos tomados en esos ambientes por diversos autores tales como: Visher,G.S. 1965; Potter,P.E.1967; Allen,J.R.L. 1970, etc., estableciendo patrones del comportamiento de las curvas para cada ambiente de depósito.

Para la realización de una interpretación adecuada con base en estos registros es necesario el conocimiento de varios factores que afectan el carácter y comportamiento de las curvas,

tomando en cuenta que la respuesta de un registro esta en función de varios factores que los condicionan como: litología, espesor, estructuras, etc.

Para la identificación e interpretación de éste registro se toman en cuenta las siguientes características: Fig. III.6

- a) Tipo de contacto superior entre dos cuerpos de diferente litología: abrupto, gradual liso o gradual dentado.
- b) La porción central: lisa o dentada.
- c) Tipo de contacto basal: abrupto, gradual liso o gradual dentado.

Considerando que la curva de SP depende del tipo litológico del sedimento, esta característica puede indicar en forma cualitativa los aspectos siguientes:

- a) La litología del intervalo.
- b) La clasificación de los estratos.
- c) La energía del agente de depositación.
- d) Los cambios del medio depositacional.

Las lecturas en el potencial natural se hacen tomando como referencia la línea base de lutitas que por lo general se mantiene prácticamente constante frente a las capas porosas y permeables. El potencial natural no tiene punto cero, solo puede ser negativo o positivo, según se desplace hacia la izquierda o a la derecha de la línea base de lutitas.

La curva del SP permite la determinación con lodos ordinarios de: Fig.III.7

- a) Rocas potencialmente productoras permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- b) Ubica límites y permite la correlación entre capas
- c) Determinación de la resistividad del agua intersticial de la formación,  $R_w$ .
- d) Contenido cualitativo de arcilla .
- e) Permite inferir el tamaño del grano.

El comportamiento del registro de SP en el caso de la relación arena-lutita presenta características que ayudan en la determinación de los aspectos anteriormente mencionados.

Por lo cual se han establecido patrones hipotéticos Fig.III.8 que se pueden presentar en el comportamiento de la curva de SP, que nos sirven como una guía en la interpretación de este registro.

- Las capas de arenas limpias están representadas en el registro por una saliente hacia el lado negativo, en forma de "cajón", la intensidad de la deflexión depende del tamaño de grano. Fig.III.8a
- Las areniscas permeables muestran un potencial natural bien definido. Fig.III.8b
- Las lutitas están representadas típicamente por un potencial natural bajo y una resistividad baja. Fig.III.8c
- En las arenas interestratificadas con lutitas, la curva muestra salientes separadas por picos agudos o redondeados, el ancho varía en proporción al espesor de las capas de arenas interestratificadas. Fig.III.8d
- Presencia de arenas gruesas y delgadas. La deflexión de una arena delgada es menor que la de una arena gruesa, con respecto a la línea base de lutitas. Fig.III.8e
- Intercalaciones de capas delgadas de lutitas en arenas, esto origina una considerable caída del potencial natural en la lutita, originando que el SP no alcance la línea base de lutitas en ese tramo. Fig.III.8f
- Existen básicamente dos geometrías: a) Capas alternadas de arenas y lutitas, y b) Arcillas dispersas en los espacios intersticiales de la arena, en cualquiera de los dos casos, su efecto es disminuir la deflexión de la curva del potencial espontáneo. Fig.III.8g
- Cuando la arena limpia contiene agua salada, generalmente el punto de inflexión del SP entre la arena y la lutita apenas es perceptible y la resistividad es baja. Fig.III.8h
- Cuando la arena contiene hidrocarburos, debido a su alta resistividad la curva de SP es más redondeada y deflexiona hacia la izquierda combinada con alta resistividad. Fig.III.8i
- El tamaño del grano se puede determinar en función del decremento de la curva, de izquierda a derecha el tamaño del grano decrece.
- La permeabilidad del intervalo medido se determina cualitativamente en función del tamaño del grano, a mayor tamaño mayor permeabilidad.
- Las evaporitas, tienden a mostrar una curva característica, se presenta un tanto dentada y muy baja de escasos milivoltios con resistividades muy altas. Fig. III.8j

## Curvas de Resistividad

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de una formación solo debido al agua conductiva que contenga dicha formación. Con muy pocas excepciones, como el sulfuro metálico y el grafito, la roca seca es un buen aislante eléctrico, lo cual raramente se encuentra. Por lo tanto, las formaciones subterráneas tienen resistividades mensurables y finitas debido al agua dentro de sus poros o el agua intersticial absorbida por una arcilla.

La resistividad de una formación depende de: la resistividad del agua de formación, la cantidad de agua presente y la geometría de los pozos.

### **Curvas convencionales de Resistividad**

Miden la resistencia del fluido intersticial al flujo de la corriente eléctrica, este flujo es creado directamente por contacto de electrodos o indirectamente por el paso alternante de la corriente, esta induce un campo magnético y corrientes secundarias en la roca. Variando la longitud de la herramienta y enfocando la corriente la resistividad puede ser medida a diferentes distancias de los pozos en una escala de ohm-metros.

El sondeo eléctrico convencional (ES) consiste de un SP y dispositivos normales de 16" normal de 64", y lateral de 18' 8". Fig.III.4. El registro ES es el único disponible en muchos pozos antiguos, como es el caso del presente trabajo.

Los registros de resistividad son usados principalmente para la evaluación del fluido contenido en las rocas, pero también son útiles en la identificación del carbón (alta resistividad), calizas delgadas en secuencias lútficas (alta resistividad) y bentonita (baja resistividad).

En las áreas donde solo están disponibles los registros de SP y resistividad, son usados para la identificación y correlación de las formaciones. Son útiles en la separación de lutitas, areniscas porosas y carbonatos.

### **Curvas de perfiles eléctricos enfocados**

Estos registros de resistividad conocidos como laterolog fueron diseñados con la finalidad de evitar los inconvenientes que presentan los registros convencionales de resistividad cuando se trata de lodos muy conductores y/o capas muy delgadas.

El pozo y las formaciones adyacentes pueden afectar de manera considerable la respuesta de los sistemas eléctricos convencionales de registro. Dichas influencias se minimizan por medio de una familia de herramientas de resistividad que utiliza corrientes de enfoque para controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición. Electrodo especiales en las sondas emiten dichas corrientes. Las herramientas con electrodos de enfoque incluyen el Laterolog y el registro de enfoque esférico SFL.

El método de medición opera bajo el principio de forzar la corriente del electrodo radialmente dentro de la formación que se registra, como si fuera una delgada lamina de corriente que penetra dentro de la formación. De esta manera se disminuyen los efectos del agujero y de las capas circundantes. Para los fines de correlación litológica, estos registros de resistividad se obtienen simultáneamente con la curva del Potencial Espontáneo o bien con la curva de Rayos Gamma. Figs.III.9 y 10

Los aparatos de medición de resistividad que utilizan el principio de electrodos enfocados resuelven mejor ciertas exigencias del perfilaje, y por lo tanto facilitan las correlaciones al tener dispositivos de mayor profundidad.

### **Curva de Inducción (IES)**

El perfil de inducción fue diseñado para medir la resistividad de la formación, operando en pozos que contienen lodos base aceite, teniendo ventajas sobre el perfil eléctrico convencional con lodos base agua. Diseñados para una investigación profunda, los registros de inducción pueden enfocarse con el propósito de minimizar las influencias del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida.

Este registro tiende a sustituir con ventajas al registro convencional de resistividad (ES) en capas delgadas, y determina: salinidad del lodo, saturación de fluidos y salinidad del agua de formación.

La curva de inducción (IES) es corrida comúnmente con las curvas de SP y/o GR. La curva se graba en las pistas 2 y 3, la escala lineal se expresa en milimhos por metro (mmho/m), aumentando hacia la izquierda. En la pista 2, se registran en escala convencional de resistividad lineal, tanto el normal de 16", como la curva recíproca de inducción. Fig.III.11

### **Registros Micro-Resistivos**

Los dispositivos micro-resistivos permiten medir la resistividad de la zona lavada, (Rxo) por el filtrado del lodo de perforación, y determinan las capas permeables mediante la detección de enjarre del lodo sobre las paredes del agujero.

El microperfil hace una delineación precisa de estratos permeables en cualquier tipo de formación. También puede determinar la resistividad y la porosidad en condiciones favorables.

Este tipo de registro tiene como objetivo principal la obtención de valores precisos de resistividad de la zona barrida por el filtrado de lodo. El método para obtener estos registros consiste en enviar una corriente enfocada dentro de la formación, a través de electrodos espaciados a muy corta distancia y colocados en un patrón aplicado contra la pared del pozo.

Un equipo de microresistividad reciente incluye una herramienta Microlog y una MicroSFL. Al montarse en un dispositivo calibrador, el Microlog puede llevarse a cabo de manera simultánea con cualquier combinación de registros de Lito-Densidad, CNL, DIL, NGS o EPT. Y el MicroSFL puede usarse en combinación con el equipo DLL o DIL.

El Microlog por lo general aparece en las pistas 2 y 3 de la escala lineal y el Microcalibrador en la pista 1. Los registros de Proximidad y Microlaterolog se graban en una escala logarítmica de cuatro décadas a la derecha de la pista de profundidad, el calibrador se graba en la pista 1 y cuando también se graba el Microlog, se presenta a escala lineal en la pista 1. Fig.III.12

## Registros Radiactivos

### Curva de Rayos Gamma

Este es probablemente el más común y útil registro para el propósito geológico, mide la emisión de Rayos Gamma natural de la roca, una propiedad relacionada estrechamente al contenido de potasio, torio y uranio, ya que estos elementos son más comunes en minerales arcillosos, los reflujos del registro nos muestran la limpieza o arcillosidad de la roca.

El perfil de Rayos Gamma es útil para la definición de estratos de lutitas cuando la curva del potencial espontáneo (SP) esta redondeada o cuando no se puede registrar la curva de SP (lodos no conductivos, pozos entubados o pozos vacíos).

Existen dos tipos de registros de GR. El primero, el registro GR estándar, mide solo radioactividad total. El otro, el NGS o registro de espectrometría de rayos gamma, mide la radioactividad total y las concentraciones de potasio, torio y uranio que producen radioactividad. Por lo general, se miden conjuntamente con algún otro registro, como el de resistividad o porosidad. Fig.III.13 y 14

Se usa para la detección y evaluación de minerales radiactivos, así como la delimitación de minerales no radiactivos incluyendo estratos de carbón.

El registro puede ser afectado por los minerales arcillosos diagenéticos precipitados en los poros de las rocas.

### Curva de Densidad

El registro de densidad de la formación se utiliza como perfil de porosidad. La medición de la densidad tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, presencia de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos; evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas, se corre conjuntamente con la curva de Rayos Gamma. Fig.III.15

La herramienta de densidad emite radiación gamma, la cual es dispersada en cantidad proporcional a la densidad electrónica de la formación. La densidad electrónica esta directamente relacionada a la densidad de la roca y a la densidad de los fluidos que llenan los poros. El registro es trazado en  $\text{gm/cm}^3$  o  $\text{Kg/cm}^3$ .

### Curva de neutrón

Los perfiles neutrónicos se emplean para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. Ellos responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo el perfil neutrónico da el valor real del espacio poroso lleno de fluido.

Se toma mediante una herramienta que emite neutrones de un nivel de energía conocido, el cual choca con núcleos atómicos de la formación y el detector mide la energía de los electrones de regreso; la energía es transferida más rápido a partículas de masa similar y la energía perdida esta en función de la concentración del ion hidrógeno.

Se detectan zonas gasíferas al correrse en combinación con otro perfil de porosidad. La combinación mas común es Neutron-Densidad. Esta combinación nos permite la interpretación de litología y la interpretación de arenas arcillosas. Fig. III.16

## **Registro Acústico**

### **Curva Sónica**

El perfil sónico es un registro de la profundidad contra el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación, conocido como tiempo de transito ( $t$ ), es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. El tiempo de transito en una formación depende de su litología y porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el perfil sónico sirva como registro de porosidad. El tiempo de transito sónico integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos. Figs.III.17 y 18

Este registro es corrido con el de Rayos Gamma, y es útil para identificar capas de material de baja velocidad tales como: carbón o roca muy porosa; y de alta velocidad como: carbonatos compactos, areniscas y rocas ígneas. El intervalo de tiempo recorrido es medido en (microseg./m) con la longitud del tiempo recorrido hacia la izquierda.

## **Registro de Echados**

De todos los registros de pozos, el de echados reviste te particular importancia para la determinación de los aspectos geológicos de las rocas del subsuelo. Fig. III.19

Esta medición procesada, proporciona al geólogo datos que una vez integrados con la demás información geológica local de superficie y de subsuelo, permite efectuar interpretaciones de tipo estructural (fallas, pliegues) y de tipo estratigráfica (intensidad y tipo de estratificación, discordancias, ambientes de depósito, cambios verticales de facies) así como estudios de fracturamiento.

Este registro se obtiene con una herramienta de resistividad con 3 o 4 brazos separados con un centro común. Cada brazo lleva en su extremo un patín, midiendo continuamente la orientación de la herramienta en el pozo.

### **III.4 OBJETIVO Y APLICACION DE LA DEFINICION Y CARACTERIZACION GEOLOGICA DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.**

En vista de la importancia que ha cobrado la caracterización de los yacimientos petroleros con miras a optimizar la explotación de hidrocarburos y la necesidad de obtener buenos resultados, se hace necesario tener un conocimiento profundo de las particularidades de cada yacimiento que permita establecer un modelo geológico y apoye la máxima recuperación de los hidrocarburos.

El conocimiento necesariamente se inicia con el estudio de las características geológicas del yacimiento que permitan explicar la conducta de producción del mismo y ayude a decidir el método de desarrollo y explotación mas apropiado o en el caso de un proyecto de recuperación secundaria permita determinar el fluido más apropiado a inyectarse, así como la selección del patrón de inyección aprovechando las rutas naturales de permeabilidad de la roca almacenadora.

La caracterización de yacimientos se apoya en la Geología, la Geofísica y la Ingeniería Petrolera, para lograr un método conceptual que describa las propiedades de la roca almacenadora y no almacenadora, así como la distribución espacial de los fluidos en las rocas que constituyen el yacimiento.

Las formaciones almacenadoras de hidrocarburos son el resultado de una compleja evolución geológica que incluye procesos variados como son: transporte, depositación, sepultamiento, compactación, diagénesis, deformación estructural, etc., que dan como resultado una serie de rasgos característicos para cada formación, las cuales tienen una configuración geométrica y estructural definida así como una distribución de porosidad y permeabilidad variable que reflejan la importancia de cada proceso.

Esto permite establecer que cada formación presenta rasgos característicos dependiendo de los procesos que le hayan dado origen por lo cual es necesario definir el modelo depositacional que permita inferir la probable tendencia litológica lateral de la formación y las probables variaciones de sus propiedades físicas en cada área en la cual se proyecte establecer un programa de explotación y así poder obtener los mejores resultados.

Las etapas de explotación de un campo petrolero requieren apoyarse en un estudio geológico detallado para su mejor desarrollo, siendo cuatro las principales: perforación y desarrollo del campo, evaluación de yacimientos, recuperación primaria de hidrocarburos y simulación numérica de yacimientos para proyectos de recuperación secundaria y mejorada.

La correcta programación y perforación de un pozo petrolero requiere el conocimiento de la litología que integra la columna geológica a perforar así como la profundidad de los contactos formacionales para seleccionar adecuadamente: el tipo de barrena, lodo de perforación, los registros geofísicos adecuados para la correcta evaluación de la formación almacenadora, los probables intervalos de zonas geopresionadas, etc.

El desarrollo de un campo consiste en determinar el número de pozos a perforar de acuerdo a su geometría y extensión del yacimiento para su mejor explotación, para lo cual es necesario conocer el tipo litológico, el ambiente depositacional, la distribución de facies, la configuración de la(s) cima(s) productora(s) y su geometría, para definir el arreglo y espaciamiento de los pozos de desarrollo.

Como parte del desarrollo del campo se consideran algunos trabajos que se realizan para la terminación de los pozos, como seleccionar los intervalos donde se va a explotar el yacimiento.

En esta selección intervienen aspectos geológicos, como la litología, tipos estructuras primarias y texturas existentes, las relaciones estratigráficas, tipo de porosidad, fracturas, etc., con esta información se puede determinar el tipo mas apropiado de terminación. Además se tendrá información suficiente para seleccionar el método de interpretación cuantitativa de los registros geofísicos y el criterio suficiente para obtener los mejores resultados.

La evaluación de un yacimiento es de suma importancia, ya que del volumen de hidrocarburos recuperable depende la inversión que se destinara para instalar la infraestructura necesaria de explotación del campo, por lo que es conveniente que los aspectos geológicos y algunos parámetros petrofísicos necesarios para la cuantificación de los volúmenes originales de hidrocarburos sean definidos correctamente.

La definición de este volumen original requiere de un estudio geológico detallado, parámetros muy importantes en la cuantificación original son la porosidad y el espesor neto poroso.

La Ingeniería de Yacimientos aplicada a la recuperación primaria y mejorada de hidrocarburos debe apoyarse como se menciono anteriormente en modelos geológicos de los yacimientos. La descripción geológica del yacimiento requerida en esta etapa de la explotación debe incluir principalmente los siguientes aspectos: tipos de estructuras y fallas geológicas, fracturas, porosidad y permeabilidad, litología y mineralogía.

Esta información detallada del yacimiento, apoyara el correcto desarrollo de los proyectos de recuperación de hidrocarburos.

El avance de la tecnología ha permitido el desarrollo de programas complejos de computación para la simulación del flujo de fluidos en un yacimiento durante las etapas de recuperación primaria y mejorada, aplicando ecuaciones matemáticas que describen el flujo y transferencia de masas en el yacimiento en una o tres dimensiones.

Lógicamente los resultados que se obtienen de la aplicación de estos modelos dependen de la información que se les suministre y es aquí donde la geología del yacimiento adquiere importancia. Esta información consiste en: geometría, límites, subdivisiones y heterogeneidades, descripción del acuífero, valores de porosidad y permeabilidad, espesores netos y saturación de agua, volumen original de hidrocarburos, etc.

Optimizar la recuperación de hidrocarburos, requiere un conocimiento profundo de las características de cada yacimiento y por tanto, es necesario realizar estudios geológicos detallados, para determinar las condiciones de formación de las unidades almacenadoras y las estructuras que la conforman.

En conclusión se puede decir que una buena definición y caracterización geológica de yacimientos permitirá una mejor evaluación del campo petrolero que se va a explotar y determinar así la mejor técnica a seguir en su desarrollo y explotación para obtener óptimos resultados.

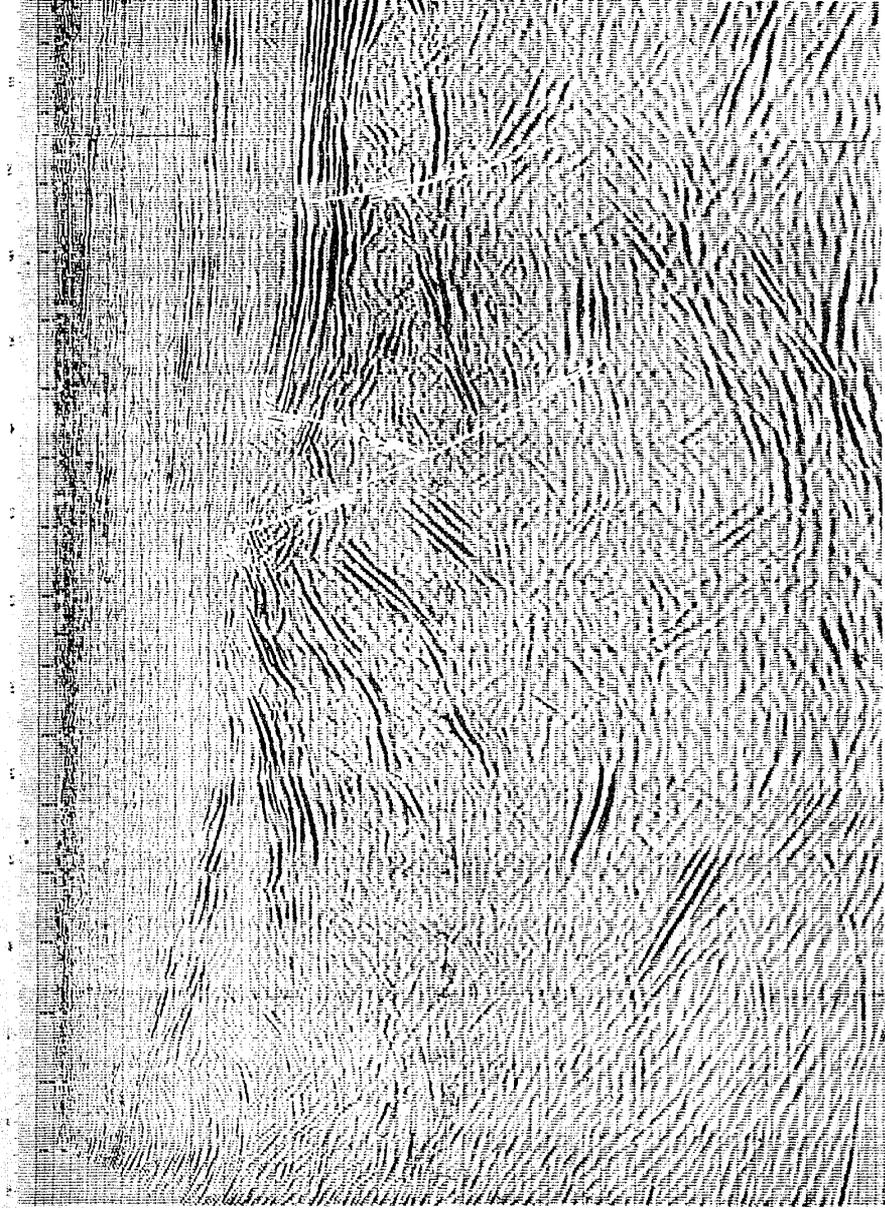
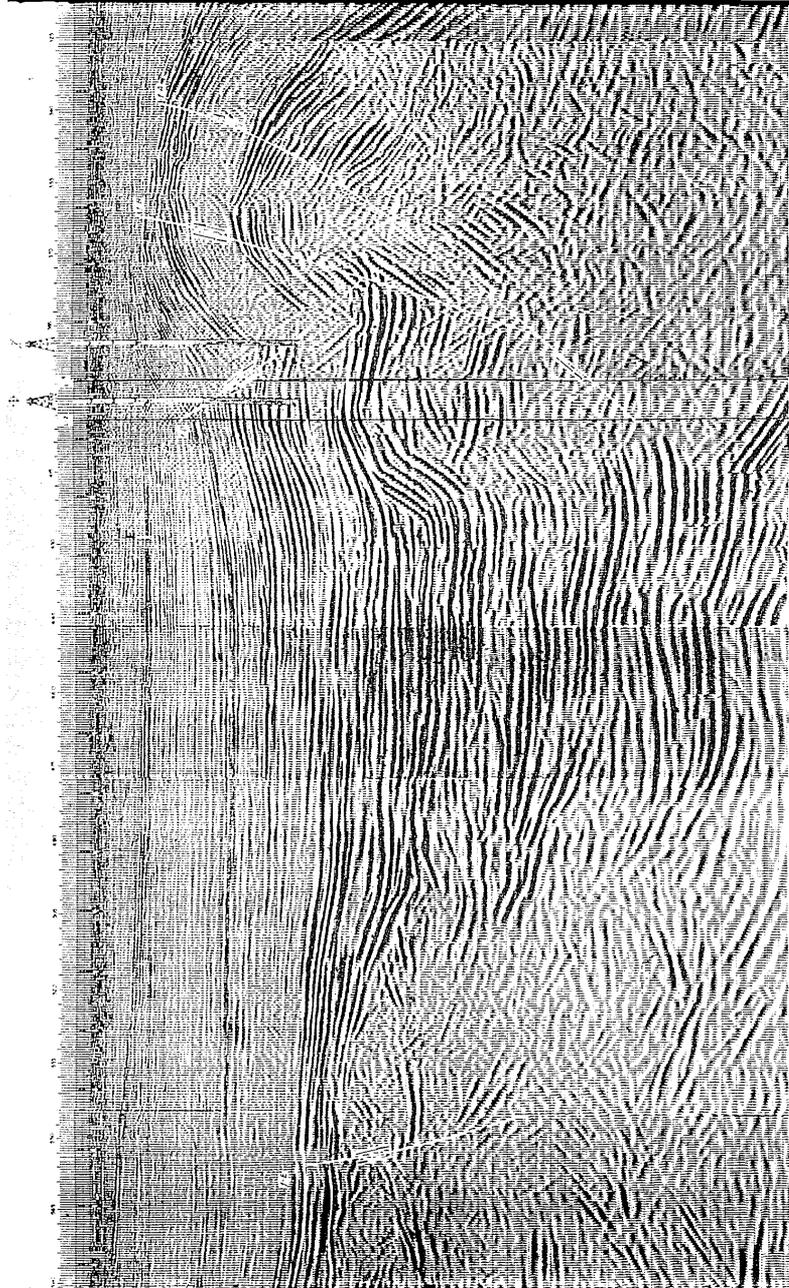


FIG. III-1 SECCION SISMICA



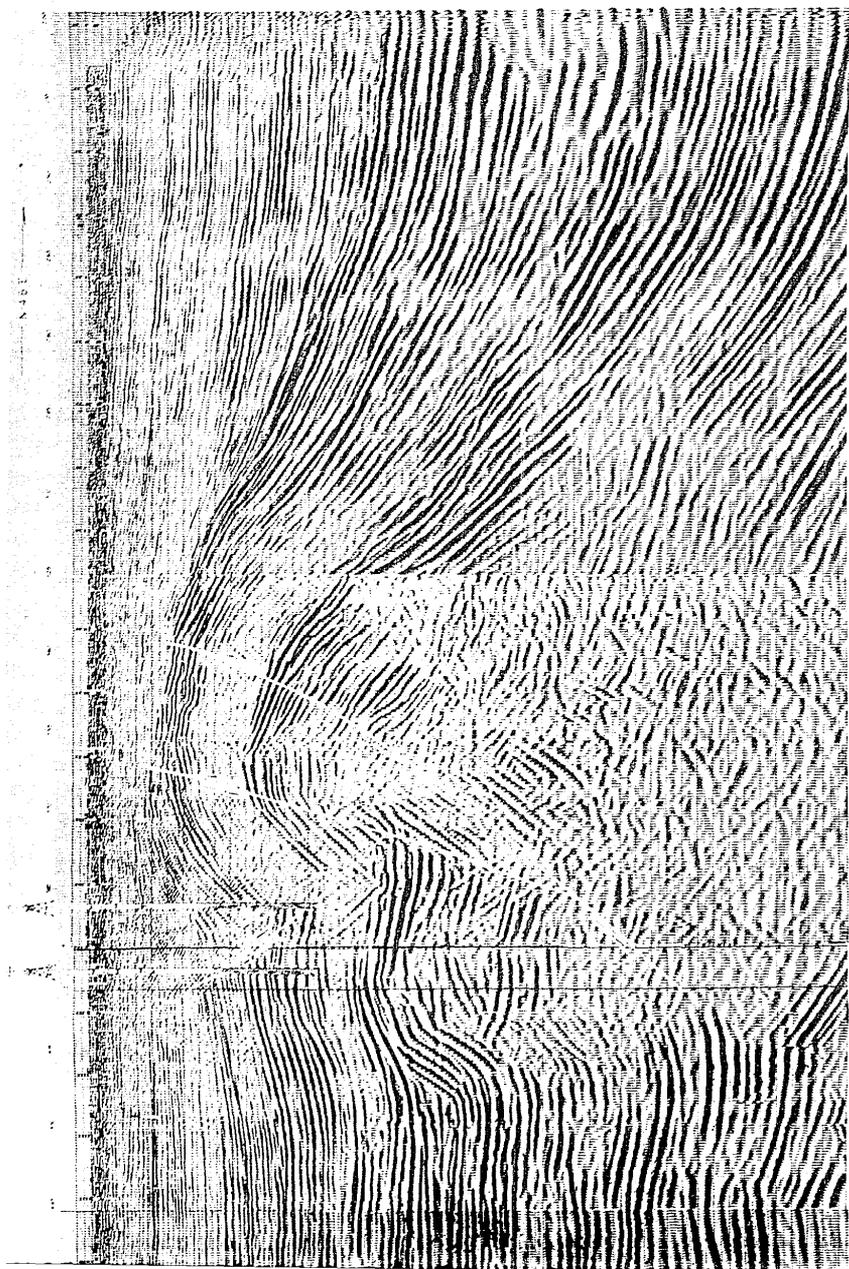


FIG-III-3 CORRELACION DE UNA SECUENCIA SEDIMENTARIA - Walker, 1984

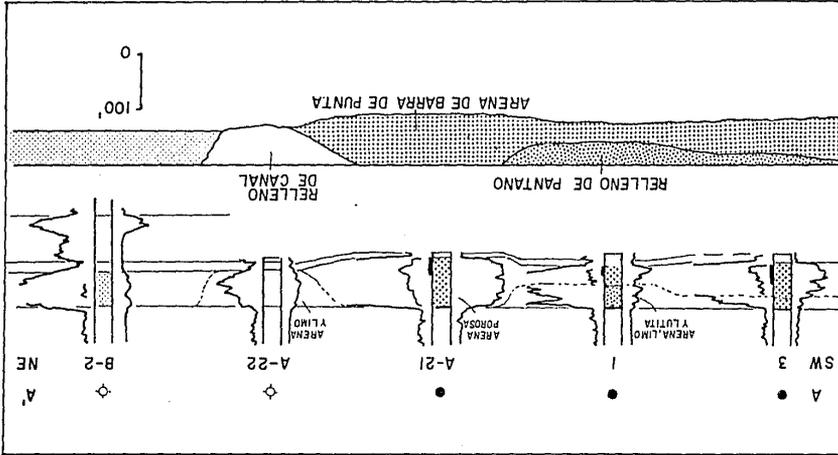
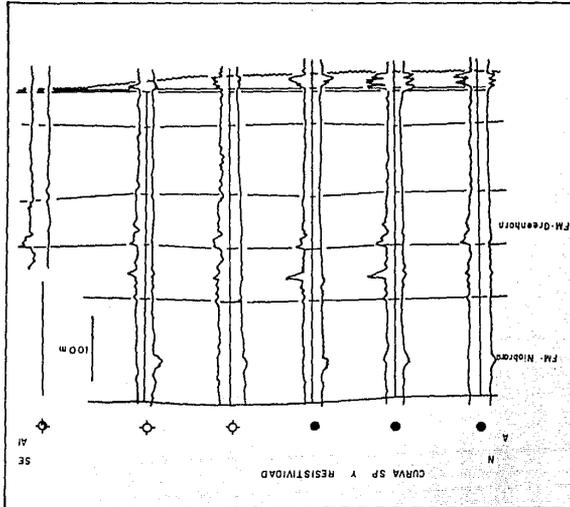
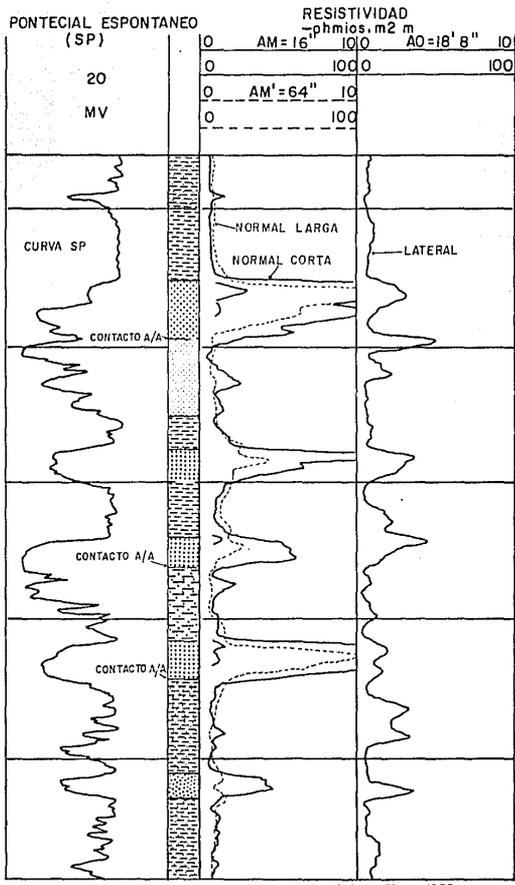


FIG-III-2 REGISTROS DE POZOS INTEGRADOS EN UNA SECCION TRANSVERSAL - Walker, 1984





Krumbain y Sloss, 1969

-  ARENA ARCILLOSA
-  LUTITA
-  ARENA PETROLIFERA
-  ARENA CON AGUA SALADA
-  ARENA Y LUTITA CON AGUA SALADA

FIG. III-4 CURVA DEL POTENCIAL ESPONTANEO (SP) REGISTRADA CON LA CURVA DE RESISTIVIDAD

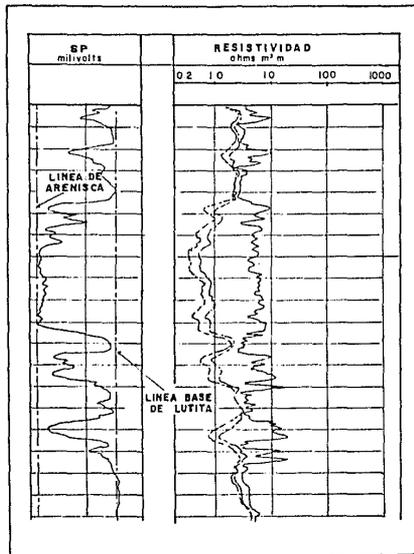


FIG-III-5 CURVA DE (SP) Y RESISTIVIDAD MOSTRANDO LA LINEA BASE DE LUTITAS. Slumberger, 1972

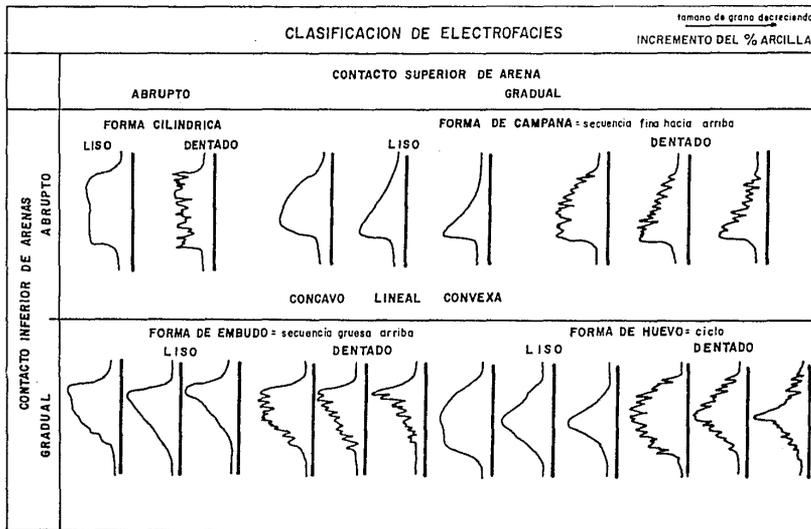


FIG-III-6 TIPOS DE CONTACTOS SUPERIOR E INFERIOR DE LOS CUERPOS ARENOSOS Slumberger

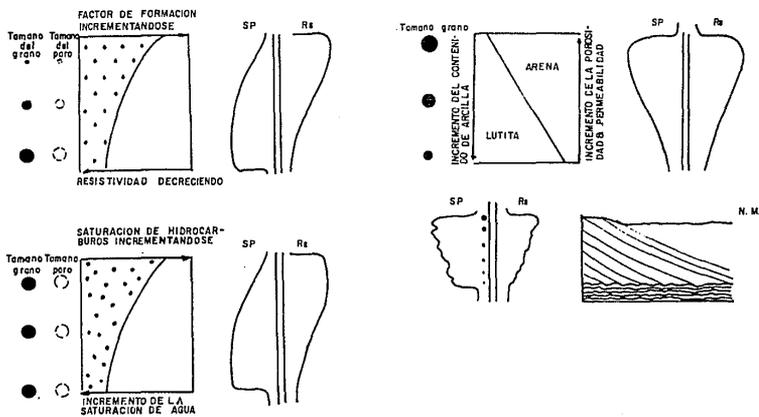


FIG-III-7 DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS CUERPOS ARENOSOS EN BASE A LA CURVA DE SP - Jageler y Matuzak, 1970.

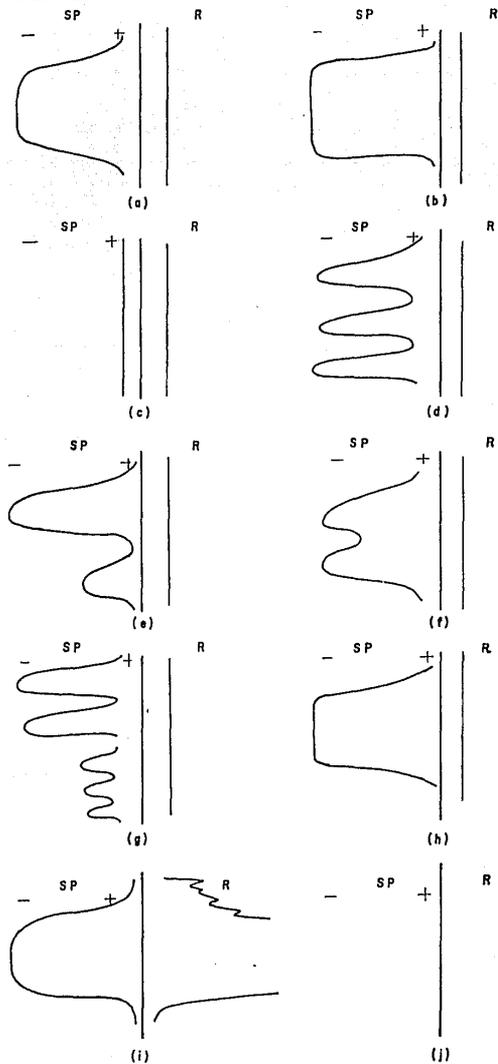


FIG. III-8 PATRONES HIPOTETICOS DE LA CURVA SP

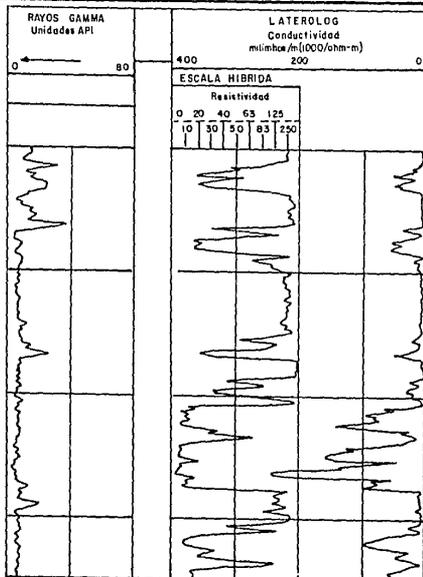


FIG-III-9 PERFIL ELECTRICO ENFOCADO (LATEROLOG), Schlumberger

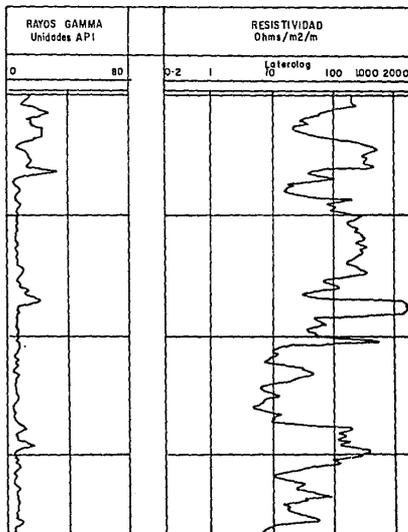


FIG-III-10 PERFIL ELECTRICO ENFOCADO (LATEROLOG) Schlumberger

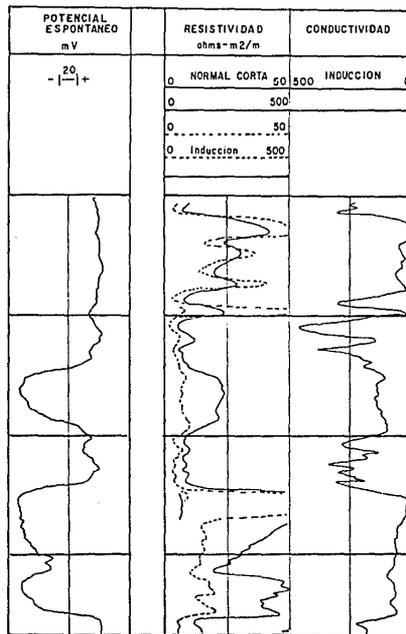


FIG-III-II REGISTRO DE INDUCCION, Schlumberger

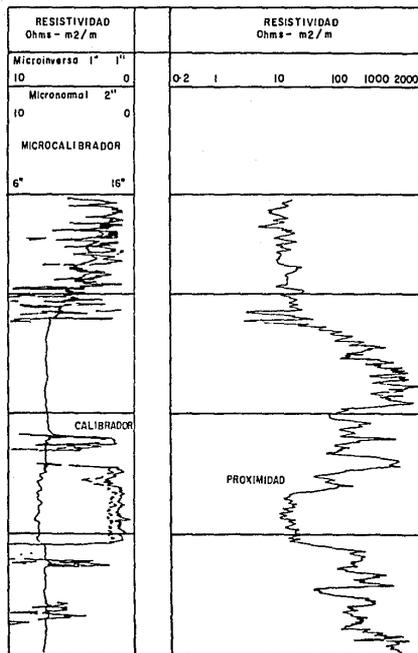


FIG-III-12 REGISTRO MICRORESISTIVO (MICROLOG), Schlumberger

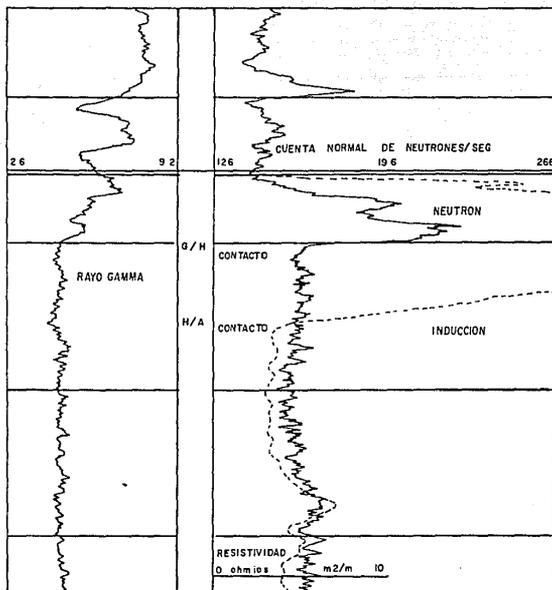


FIG-III-13 REGISTRO DE RAYOS GAMMA - NEUTRON - INDUCCION Krumbein y Sloss, 1969

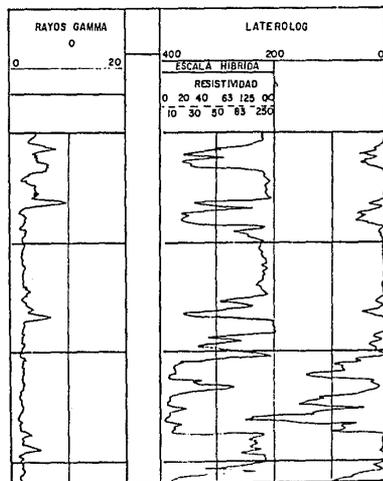


FIG-III-14 REGISTRO DE RAYOS GAMMA - LATEROLOG, Schlumberger

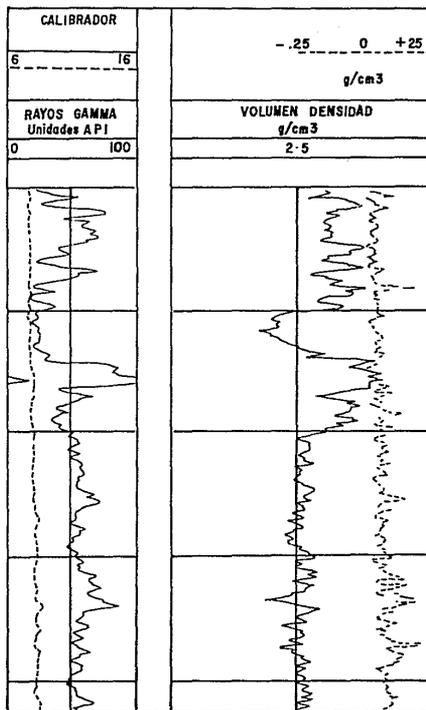


FIG-III-15 REGISTRO DE DENSIDAD (FDC), Schlumberger

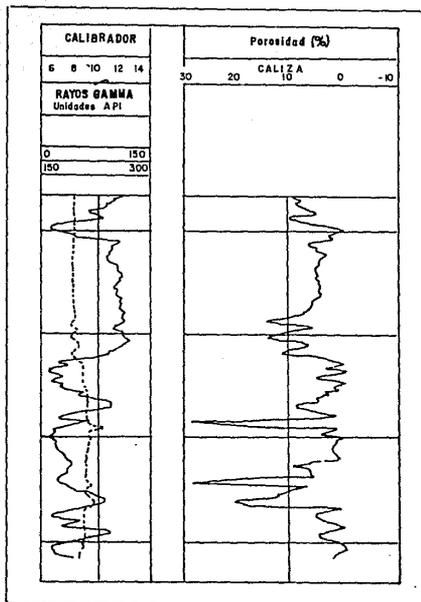


FIG-III-16 CURVA DE NEUTRON (SNP) Schlumberger

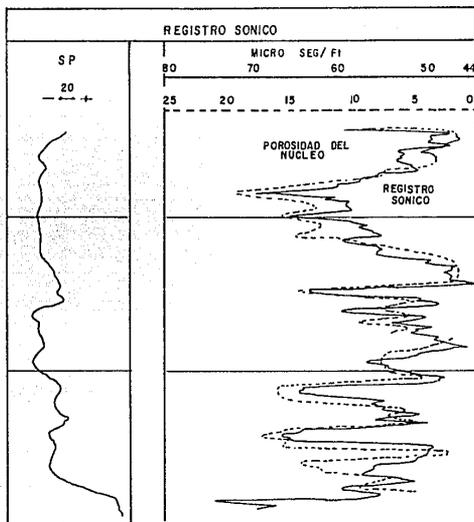


FIG-III-17 REGISTRO SONICO, Krumbain y Sloss, 1969

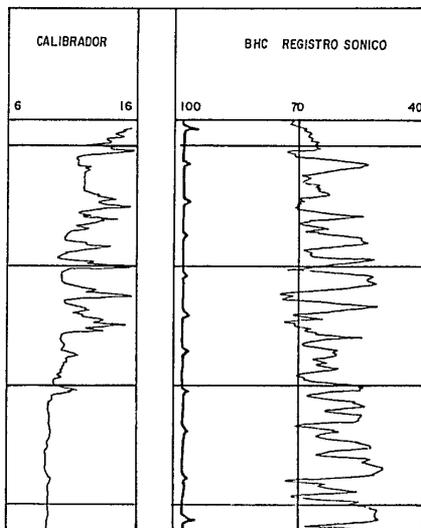


FIG-III-18 REGISTRO SONICO, Schlumberger

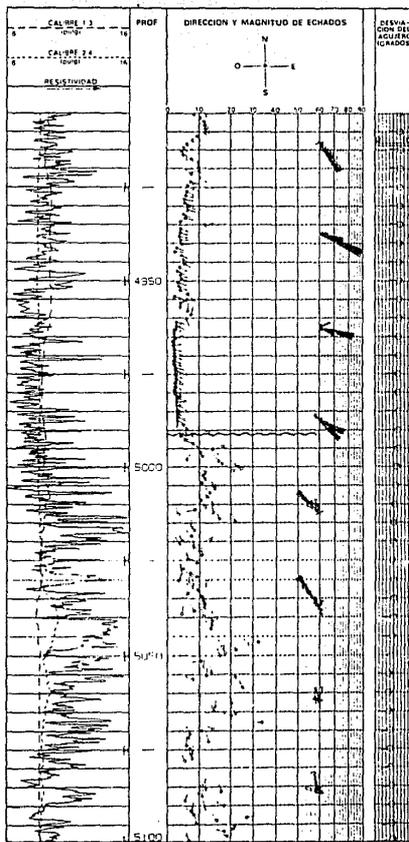


FIG-III-19 REGISTRO DE ECHADO Schlumberger, 1984

## TEMA IV

### CASO DE ESTUDIO: CAMPO PETROLERO CINCO PRESIDENTES

#### IV.1 Localización y características del campo

El campo petrolero Cinco Presidentes se localiza en el Municipio de Huimanguillo Estado de Tabasco, aproximadamente a 7 Km. al Sur de la línea de costa y a unos 10 Km. al oriente del río Tonalá que constituye el límite occidental del estado. Fig.IV.1

Pertenece a la provincia geológica denominada Cuenca Salina del Istmo, cuyos límites son: por el oriente la Falla de Comcalco; al occidente la Falla del Istmo; al Sur el frente de la Sierra de Chiapas, y al Norte se encuentra el actual Golfo de México, aunque su límite tectónico no se ha definido.

En esta provincia las formaciones de mayor importancia desde el punto de vista económico petrolero son las del Mioceno Temprano. A nivel regional los horizontes almacenadores corresponden a los cuerpos arenosos de las formaciones depósito, Encanto y Concepción Inferior del Mioceno Temprano, Concepción Superior y Filisola del Mioceno Medio, Paraje Solo y Cedral del Mioceno Tardío. Las rocas generadoras corresponden a lutitas y calizas arcillosas con gran cantidad de materia orgánica del Jurásico Tardío, ( Titoniano y posiblemente del Kimmeridgiano), y actuando como rocas sello las lutitas y areniscas arcillosas del Mioceno.

El campo estudiado quizá el más importante campo productor de arenas en la zona sur, que se inició como productor en 1960, en el cual se perforaron 195 pozos en un arreglo triangular, Fig.IV.2. el objetivo de este trabajo solo se concentro en la porción central del campo abarcando un área aproximada de 11 Km<sup>2</sup>, en la cual se localizan 125 pozos con espaciamiento de 200 metros entre pozo y pozo en el área central y de 400 metros en las áreas marginales. Fig.IV.3. Esta formado por yacimientos múltiples en arenas afectadas por una intrusión salina la cual provocó la deformación de las capas y la formación de fallas geológicas que alteraron la continuidad de las capas y controlaron la acumulación de hidrocarburos.

Exhibe dos sistemas paralelos de fallamiento, con rumbo aproximado NE-SW, el primer sistema buza al SE y el otro al NW. La presencia de estas fallas geológicas origino la formación de bloques estructurales generalmente tabulares orientados en dirección NE-SW, que comprenden prácticamente todos los niveles estratigráficos con impregnación de hidrocarburos. Además de los límites representados por las fallas, las acumulaciones de hidrocarburos muestran por lo general un límite inferior representado por acuíferos. Fig.IV.4

En 1960 se perforó el pozo Yucateco No.1, descubridor del campo, éste pozo resultó productor fluyente de aceite y de gas en arenas de la Formación Encanto, del Mioceno Medio, en el intervalo 2092-2095 mbmr, alcanzando el pozo una profundidad total de 2286.3m., con una producción de aceite por un estrangulador de 7/32", de 49 m<sup>3</sup>/22hrs y 41,429 m<sup>3</sup>/22hrs de gas, con un RGA de 920 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> y 98 Kg/cm<sup>2</sup> de Presión; el aceite producido fue de una densidad de 0.848 g/cm<sup>3</sup> a 28 °C.

De 331 pozos perforados hasta noviembre de 1978, 284 fueron productores y se tenía una producción acumulada de 217'857,000 barriles, esperandose recuperar 86 millones adicionales de crudo. La porosidad y permeabilidad promedio son 20% y 176 md respectivamente.

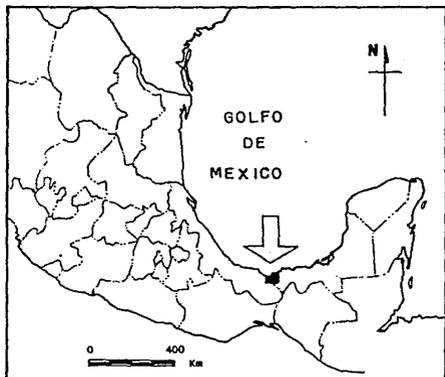


FIG-IV-1 PLANO DE LOCALIZACION DEL CAMPO PETROLERO 'CINCO PRESIDENTES', Schlumberger, 1984

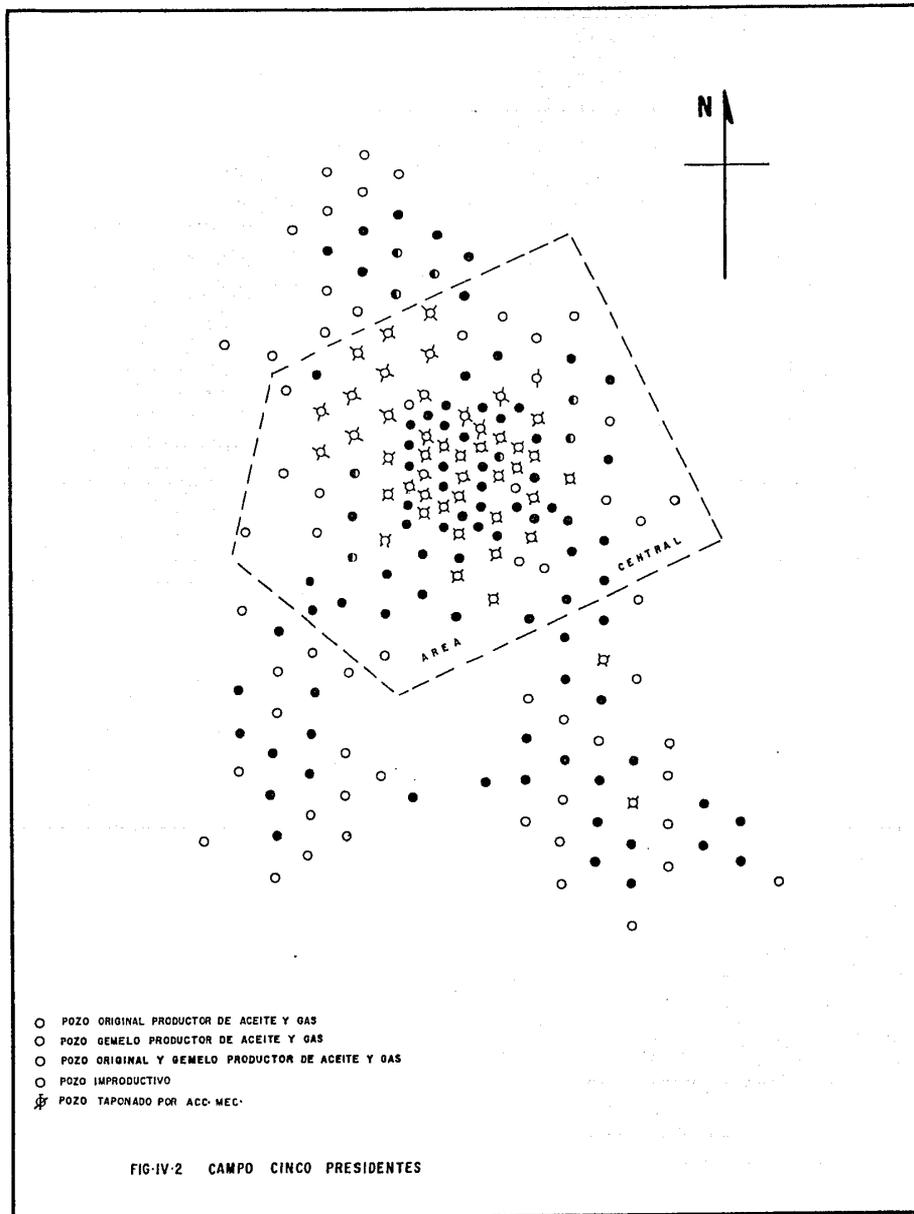


FIG-IV-2 CAMPO CINCO PRESIDENTES

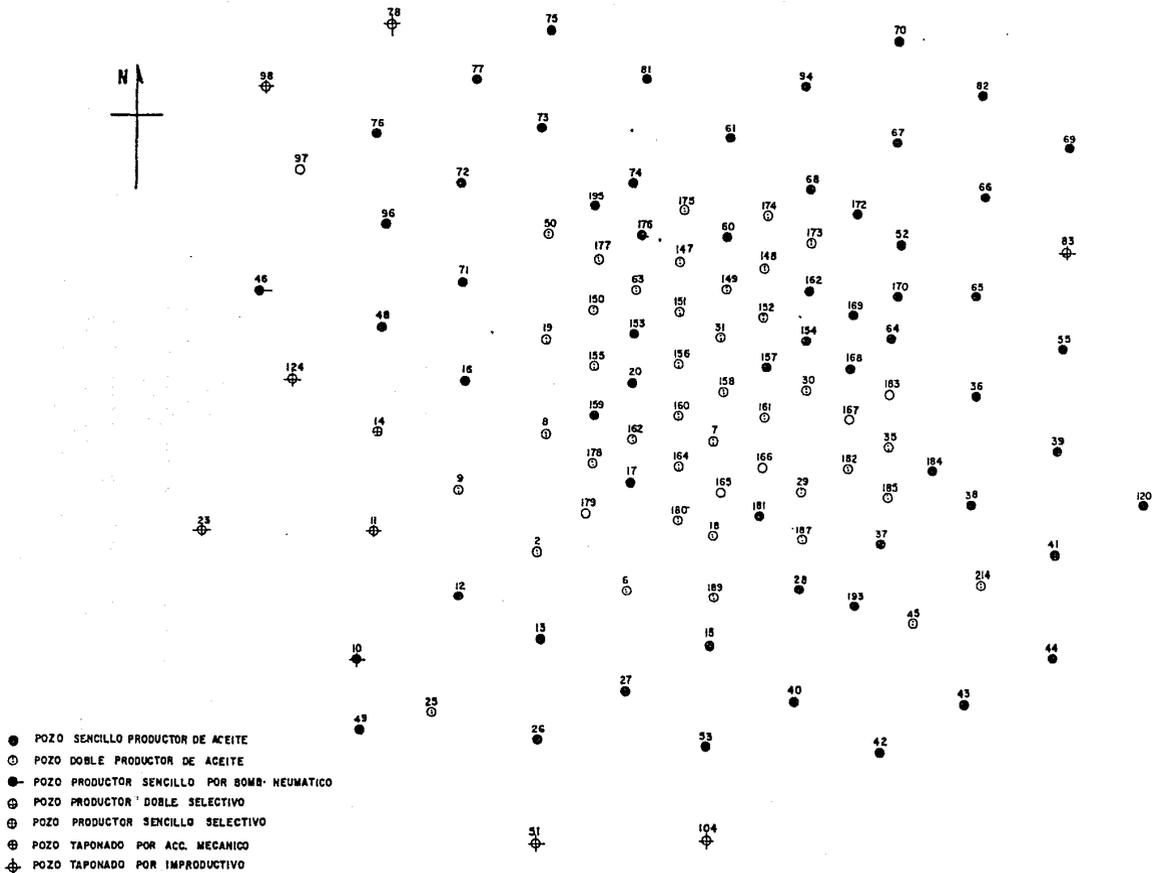


FIG-IV-3 CAMPO CINCO PRESIDENTES (AREA CENTRAL)

## TEMA V

### METODO DE TRABAJO

#### V.1 Información utilizada.

La información disponible para la caracterización geológica del campo petrolero Cinco Presidentes, fue la de los registros eléctricos convencionales y las tarjetas de pozo en las que se consignan los datos de producción e información diversa de cada pozo.

Asimismo se consultaron estudios similares efectuados en áreas aledañas y literatura técnica sobre el empleo de los perfiles geofísicos de pozo para la identificación de ambientes de depósito de sedimentos siliciclásticos.

#### V.2 Interpretación geológica.

Cualquier estudio geológico del subsuelo se fundamenta en la interpretación de secciones transversales estratigráficas y estructurales, construidas con los registros geofísicos de pozo. Por lo que se construyeron secciones estructurales y estratigráficas a escala normal 1:4000 con los registros reducidos a un nivel de referencia de 1500 mbnm. en el primer caso y la marca de la arena 20 (Mioceno Medio) en el segundo, para establecer un posible modelo geológico del área.

Antes de proceder a su construcción se estableció una red de secciones transversales provisionales orientadas fundamentalmente según el rumbo y echado depositacionales inferidos para el área, esto pudo hacerse con base en estudios regionales previos además de considerar un probable paralelismo entre la paleolínea de costa y la actual. Asimismo se tomo en cuenta la orientación de los altos salinos que controlan por lo general las acumulaciones comerciales de hidrocarburos en la cuenca donde se encuentra el campo estudiado.

Posteriormente se revisaron los registros eléctricos a escala 1:500, para seleccionar las marcas de correlación utilizando principalmente las curvas del Potencial Natural (SP) y la Normal Corta Amplificada de Resistividad, ya que en esta curva las características de las marcas son mas notables. Esta revisión se llevo a cabo varias veces y en forma detallada, haciendo una selección de probables marcas de tiempo. Las cuales sirvieron de base para la construcción de las secciones estratigráficas, que nos permitieron hacer inferencias sobre los aspectos sedimentarios del área.

Se construyeron tomando como nivel de referencia una marca de correlación de los registros geofísicos de pozos muy consistente en todo el campo (Arena 20). Esta marca se consideró equivalente a una línea de tiempo, por presentar una posición estratigráfica constante y amplia distribución areal.

En ciertas secciones se pudieron definir secuencias genéticas, incrementos genéticos o intervalos cíclicos de sedimentación, lo cual fue tan importante para la definición del campo como la posición estructural de los cuerpos arenosos, en especial los productores de hidrocarburos.

En la correlación se consideraron inicialmente secuencias de estratos (intervalos grandes de sedimentación), los cuales se subdividieron posteriormente con mayor detalle por grupos, paquetes de arenas o cuerpos individuales. Para este fin se tomaron en cuenta las características estratigráficas principales de los cuerpos de arena tales como forma, límites laterales (acuñamientos, inter-digitaciones) y características de los contactos logrando de este modo una mejor interpretación estratigráfica de la columna geológica penetrada por los pozos.

Finalmente, se llevo a cabo la determinación (en forma aproximada) del origen de los cuerpos arenosos, ambiente de depositación, geometría, tipo de límites en sentido vertical y horizontal, con base en las características de las curvas del registro, ya que conociendo estos aspectos se pueden evitar posibles interpretaciones estructurales erróneas.

El siguiente paso consistió en la construcción e interpretación de las secciones transversales estructurales, tomando como nivel de referencia 1500 m. bajo el nivel del mar, en virtud de que por debajo de este nivel se localiza la mayor parte de horizontes arenosos con impregnación de hidrocarburos en el campo estudiado. Para la interpretación estructural se utilizó la información derivada de la interpretación estratigráfica.

El criterio utilizado para la definición del patrón de fallamiento en el campo, fue el seguir la tendencia regional obtenida a partir de estudios previos en áreas aledañas, así como tomar en cuenta aspectos tales como: reducciones de espesores de los cuerpos arenosos, ausencia de cuerpos en la columna de los pozos, y la influencia determinante que ha tenido la intrusión salina en el campo.

Finalmente, a partir de las secciones transversales estratigráficas y estructurales se configuraron planos de isopacas, de patrones de curvas y de cimas estructurales de las areniscas productoras de hidrocarburos.

### **V.3 Secciones y Planos Geológicos elaborados.**

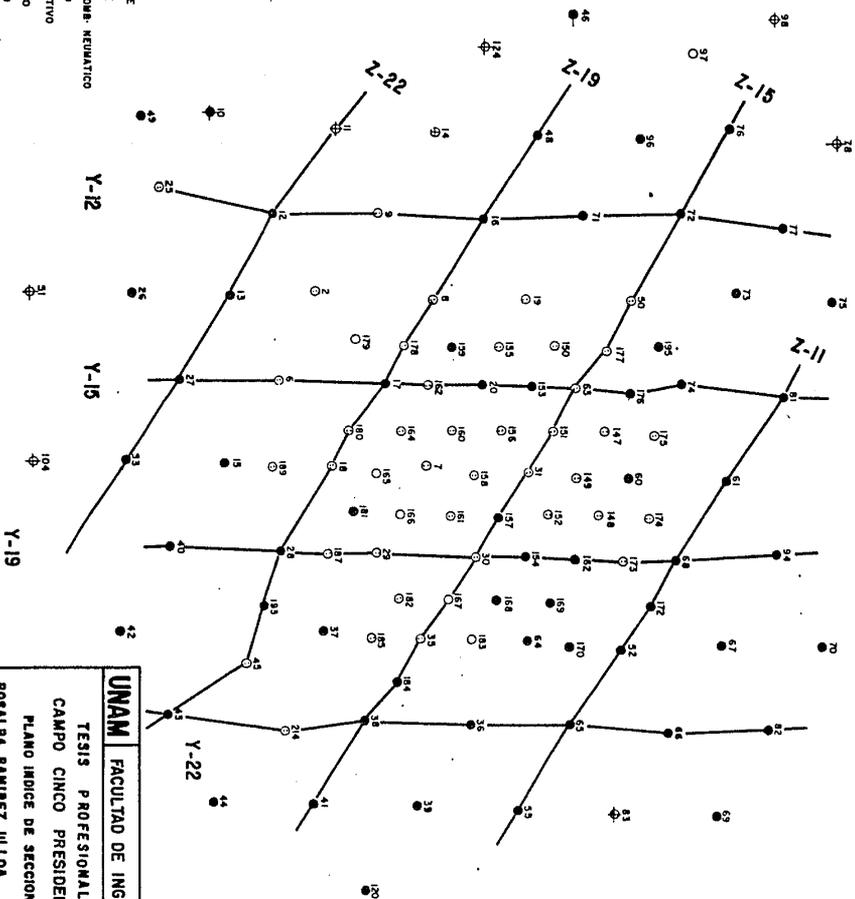
En la interpretación geológica del campo petrolero Cinco Presidentes (área central) se construyeron 32 secciones transversales estructurales y estratigráficas orientadas en dos direcciones: 15 en dirección N-S (secciones "Y") y 17 en dirección NW-SE (secciones "Z"). En el presente trabajo únicamente se presentan 4 secciones "Y" y 4 secciones "Z", tanto estructurales como estratigráficas que se consideraron como las más representativas del campo. Fig.V.1

Se configuraron 9 planos de cimas estructurales que corresponden a las principales arenas productoras en el campo: Arenas 22, 25, 27-28, 30, 31, 32, 34, 37 y 38.

Se elaboraron planos de Isopacas Brutas, del mismo número de arenas productoras, para ayudar a conocer la distribución de cada una de ellas en el subsuelo.

Con el fin de mostrar la distribución probable de las diferentes facies almacenadoras en el campo, se prepararon planos donde se presentan los patrones de curvas del Potencial Espontáneo (SP) y resistividad.

- POZO SENCILLO PRODUCCION DE ACEITE
- POZO DOBLE PRODUCCION DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMBA NEUMATICA
- POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊕ POZO TAPADO POR ACC. MECANICO
- ⊕ POZO TAPADO POR IMPRODUCTIVO



UNAM FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL  
 CAMPO CINCO PRESIDENTES  
 PLANO INDICE DE SECCIONES  
 ROSALBA RAMIREZ ULLOA

ESC. 1-22 000

FECHA

FOL. VI

## TEMA VI

### AMBIENTES DE DEPOSITO Y MORFOLOGIA INFERIDOS PARA LAS ARENAS ALMACENADORAS DE HIDROCARBUROS.

La determinación de los ambientes depositacionales de las arenas almacenadoras de hidrocarburos, proporcionó un apoyo en la correlación de los cuerpos arenosos, la predicción de probables cambios de facies así como la determinación de su morfología y los posibles ambientes asociados.

En este caso particular como se mencionó previamente, la única información sistemática con que se contó fue la de los registros eléctricos de pozos, y con ella se recurrió a los patrones de correlación establecidos mediante estudios geológicos en la superficie y en el subsuelo, en depósitos antiguos y recientes por diversos autores (B. Saitta, 1968; Fisher, W.L. 1969; R.C. Selley, 1970; J.M. Colleman, D.B. Prior 1984; Swanson, 1980) quienes analizaron las diferentes características geológicas en diversas áreas, estableciendo modelos depositacionales para cada ambiente, así como los posibles patrones de respuestas de los registros eléctricos de pozos para cada ambiente depositacional.

En la parte central del Campo Petrolero Cinco Presidentes se identificaron un total de once cuerpos arenosos almacenadores importantes designados como Arenas números: 25, 27-28, 30, 31, 32, 33, 34, 37 y 38. Las cuales pertenecen a la Formación Encanto del Mioceno Inferior.

La numeración originada a las arenas, así como a las fallas y bloques estructurales que posteriormente se mencionan fue establecida de acuerdo la caracterización geológica de la parte norte del campo realizada por Petróleos Mexicanos.

Basados en el análisis de la morfología de las curvas del Potencial Espontáneo (SP) y Resistividad, se trato de determinar los rasgos más característicos para cada arena, las cuales se mencionan a continuación, incluyendo las arenas 20, 21. y 22 que aunque no son arenas almacenadoras de importancia tienen gran persistencia en el área de estudio por lo que fueron tomadas como nivel de referencia en las secciones estratigráficas.

**Arenas 20 y 21:** Son dos cuerpos muy similares en su morfología su espesor es muy pequeño en casi toda el área y en especial hacia el Oriente, llegando a ser arcillosas en la porción SE, su espesor promedio es de 10 m., presentando acumulación únicamente en algunos pozos localizados en la parte central del campo.

Su curva de Potencial Espontáneo es característica en todo el campo por su forma de "Embudo o de Campana Invertida", en algunos casos no muy bien definida, caracterizada por un límite superior abrupto y un límite inferior gradual, lo que representa arenas gruesas que gradúan hacia arenas de grano fino hasta hacerse arcillosas y muestran delgadas intercalaciones lutíticas.

Por la forma característica de su curva estas arenas podrían relacionarse con un posible patrón de barras marginales asociadas a un frente deltáico. Fig. VI.1.a, b, c, d, e, f, g y h.

**Arena 22:** Arena de espesor potente que se extiende en toda el área, con un espesor promedio aproximado de 100 m. incrementándose hacia el flanco Este por la adición de nuevos cuerpos genéticamente relacionados. Fig.VI.A

El perfil litológico de ésta arena manifiesta la presencia de intercalaciones lutíticas que representan límites verticales, una de estas intercalaciones subdivide el intervalo en dos zonas de diferente acumulación, en estos casos en que la arena se divide en dos cuerpos, muestra un contacto superior gradual y el inferior abrupto. Fig.VI.1.i, j. En algunas partes del campo la arena se presenta como un solo cuerpo con intercalaciones lutíticas, sus límites superior e inferior son abruptos en forma de "Cajon o Bloque". Fig.VI.1.k, l.

En general el cuerpo arenoso muestra un tamaño de grano casi homogéneo, típico de canales distributario en una planicie deltáica.

**Arena 25:** Esta arena contiene una de las acumulaciones de hidrocarburos mas importantes en el campo, se presenta en toda el área con espesores variables, en el lado Oeste es de 30 m., hacia la parte Sur aumenta hasta alcanzar 40 m. aproximadamente y el mayor espesor se localiza al Norte del campo donde es de 60 m. Fig.VI.B

Los patrones que muestran su curvas de SP, son el de un cuerpo de arena casi homogéneo en forma de "Cajon o Bloque" con delgadas intercalaciones lutíticas en la parte occidental del campo. Fig. VI.1,o,p. En la parte central su morfología cambia, su espesor disminuye presentando mayor numero de intercalaciones lutíticas sin perder la forma de "Bloque" aunque en algunos pozos la curva muestra contactos graduales, siendo esta zona donde se localiza la acumulación, hacia la parte oriental del campo el espesor y la acumulación de hidrocarburos continúan disminuyendo. Fig.VI.1,m, n

La curva en forma de "Cajon o Bloque" es típica de canales distributarios (Fisher 1969, Saitta 1968).

En la porción oriental la morfología de su curva cambia, presentando un incremento en su espesor y abundantes intercalaciones arcillosas, dando la apariencia de un bloque dividido en pequeños cuerpos arenosos no teniendo una forma definida, en algunos pozos el perfil muestra una forma de cajon graduando a un cuerpo irregular. Fig.VI.2.a, b.

Aunque en este caso se le dio el mismo nombre de A-25 a este cuerpo por su posición estratigráfica, el cambio tan abrupto que observa de una área a otra podría tratarse de otro cuerpo relacionados genéticamente, que por la dificultad que presenta para su diferenciación se optó por manejarla como el mismo cuerpo.

**Arena 27:** Esta arena se presenta en toda el área del campo estudiada. Sus mayores espesores se presentan en la parte NE del campo donde su espesor promedio es de 40 m., reduciéndose levemente hacia la parte central, su acumulación es bastante amplia en toda el área. Fig.VI.C

Su perfil litológico muestra un contacto abrupto en la sección superior donde el tamaño de grano se infiere casi homogéneo en la parte occidental tendiendo a una forma de "bloque". Fig.VI.2.c, d.

Hacia el centro del campo la morfología cambia, las intercalaciones lutíticas presentes dividen la arena en pequeños cuerpos, que dan la apariencia de ser dos cuerpos arenosos, en esta zona se localiza la impregnación de hidrocarburos. Fig.VI.2.e, f. Por

la forma de su perfil se infieren posibles canales distributarios graduando a barras en un frente deltáico.

**Arena 28:**

Presenta su mejor desarrollo en la parte NE del campo en donde alcanza un espesor de 70 m. Su menor espesor es de 15 m. en la porción central del área, en donde se localiza la acumulación de hidrocarburos.

La morfología de su curva SP es muy heterogénea, define un cuerpo de espesores variables en forma de "bloque" hacia el NW. Fig. VI.2.g, h. donde el tamaño de grano es homogéneo, sus contactos superior e inferior son abruptos y en algunos pozos el contacto inferior tiende a ser gradual, hacia el centro del campo su forma cambia, debido a cambios de facies y a la disminución en su espesor pero sin perder la forma de "cajon", hacia la parte oriental el espesor aumenta se desarrollan intercalaciones lutificas más potentes y en algunos casos son más graduales sus contactos. Fig. VI.2.i.j.

Por el comportamiento de su curva se determinó que el tamaño de grano es grueso y homogéneo en las zonas marginales en la cual se encuentra invadida, y en la parte central el cuerpo presenta una variación de fino-grueso-fino en la cual se localiza la impregnación hidrocarburos.

Esta arena por su forma de "bloque" sugiere un probable ambiente de canales distributarios, que graduan a posibles barras marginales.

**Arena 30:**

Presente en todo el campo, exhibe un mayor desarrollo en la parte E con un espesor máximo de 45m disminuyendo hacia la parte central del campo con un espesor mínimo de 10m Fig. VI.D

Su curva de SP sugiere la presencia de pequeñas intercalaciones lutificas principalmente en la parte occidental y central del campo, sus contactos tanto superior como inferior son abruptos dando la forma de "Bloque", en la parte central esta forma no se observa bien definida debido a la disminución de espesor en esta área donde se localiza la impregnación. Fig.VI.2.k, l, m.

Hacia la parte oriental la morfología cambia a una forma de bloque con menos intercalaciones lutificas siendo sus contactos abruptos a graduales. No presenta acumulación.

Por la apariencia de su curva, se determinó un probable cambio de facies de Oeste a Este en la cual la forma de "bloque" característico de canales distributarios se localiza, principalmente en las partes marginales encontrándose mejor definida al Este.

**Arena 31:**

Esta arena tiene una distribución muy similar a la arena No.30. Sus menores espesores se localizan al NW (aproximadamente 20m) y el mayor hacia el oriente donde alcanza un espesor de 50 m. localizándose la impregnación en la parte central. Fig.VI.D

La curva de SP en la parte central muestra contactos abruptos dando la apariencia de "Bloque o Cajon". Fig. VI.2.n,o. En algunos pozos el contacto superior es abrupto y el inferior es gradual, implicando con esto que el tamaño de grano va disminuyendo hacia abajo, presentando abundantes intercalaciones lutificas. Fig. VI.2.p.

Esta arena al igual que las anteriores presenta la forma característica de canales distributarios en los extremos del campo y en la parte central no se define claramente esta forma existiendo la probabilidad de un cambio de facies.

**Arena 32:** La distribución de esta arena esta limitada prácticamente a la porción occidental y Norte del área, con un espesor máximo de 40m disminuyendo considerablemente en la parte central, al igual que la arena anterior su impregnación se localiza en esta zona. Fig.VI.E

En la parte occidental donde se localizan los mayores espesores, la curva de SP muestra una forma de "bloque", característico de posibles canales distributarios. Fig. VI.3.a. Donde sus contactos superior e inferior son abruptos, el tamaño del grano es bastante homogéneo con pequeñas intercalaciones lutíticas, por lo que se deduce que su permeabilidad puede ser alta. En la parte central el espesor disminuye lo que da lugar a que la forma de cajon no se observe bien definida. Fig. VI.3.b, c.

**Arena 34:** Este cuerpo de arena consiste en realidad de un paquete que comprende varios cuerpos arenosos que alcanza un gran espesor (hasta de 150m. aproximadamente) y que debido a su complejidad fue difícil dividirlo. Este paquete arenoso presenta una relación estratigráfica diferente a la que presentan los cuerpos arenosos que la sobreyacen. Su mayor desarrollo se localiza en las zonas más profundas cercanas a la intrusión salina.

Su perfil litológico en general presenta una morfología de "bloque", siendo el tamaño del grano en algunos cuerpos casi homogéneo, con pequeñas intercalaciones lutíticas que en algunos casos dividen el paquete arenoso en varios cuerpos de arenas. Fig.VI.3.g, h.

Por la variabilidad del paquete difícilmente se puede determinar una morfología típica de alguna facies, aunque por la forma de bloque podrían ser definidos como canales distributarios.

**Arena 37:** Esta presente en la parte NW y centro del campo, su desarrollo estuvo controlado por la influencia salina, ésto se deduce del hecho que solo se localiza en las partes más profundas aledañas a la intrusión. Fig.VI.F tendiendo a acuñarse hacia la parte mas alta de la sal, siendo su mayor espesor de 60 m. al SW del campo, y se reduce a 15 m. hacia el centro.

La curva de SP casi no muestra intercalaciones lutíticas, dando la apariencia de "bloque", con contactos graduales lisos en algunos casos, con un tamaño de grano casi homogéneo. Fig.VI.4. a, b. En algunos casos las intercalaciones lutíticas separan al horizonte en varios cuerpos arenosos pequeños.

**Arena 38:** Esta arena corresponde al último cuerpo con impregnación de hidrocarburos en la columna geológica del campo, al igual que la arena No.37 está limitada al centro y NW del campo, su máximo espesor alcanza hasta 75m. adelgazandose a 15 m. aproximadamente hacia el centro del área de estudio. Fig.VI.F

La curva del Potencial Espontáneo muestra una arena con apariencia de "bloque", sus contactos son graduales liso, presentan en algunos pozos delgadas intercalaciones lutíticas. Fig.VI.4.c, d. Al igual que la arena anterior su mejor desarrollo fue donde la sal no tuvo gran influencia.

La complejidad que presentan las arenas almacenadoras en el campo petrolero Cinco Presidentes, se debe a que las condiciones de depositación estuvieron controladas conjuntamente por el

patrón de sedimentación y la paleotopografía originada por el movimiento de la masa salina que afecto a toda la cuenca, alterando los patrones de sedimentación.

De acuerdo con los patrones observados de la curva de SP en el campo, se infiere que existen los siguientes patrones predominantes:

a).- Una forma característica de "Embudo" en casi toda el área de estudio, ésta morfología se define por un contacto superior abrupto que se torna gradual en la parte inferior hasta presentarse arcilloso, de poco espesor. Ésta forma puede variar según la posición del pozo pero sin perder sus características. Fig.VI.5

Haciendo una comparación con los patrones establecidos por diversos autores en estudios anteriores se determinó una correspondencia de barras marginales asociadas a un sistema deltáico.

Aunque éste patrón no es muy atractivo por carecer de impregnación de hidrocarburos económicamente importante, en el campo sí lo es desde un punto de vista geológico por su persistencia en toda el área.

b).- Otra forma presente en el área y quizás la más importante es la de "Bloque o Cajon" que indica la presencia de arenas limpias encajonadas por zonas arcillosas, dichas arenas presentan ciertas variaciones de pozo a pozo por el contenido de arcilla y las variaciones en su espesor, por lo que en ocasiones se presenta una forma de cajon casi limpia de intercalaciones lutíticas y en otros casos presenta la misma forma pero con aspecto dentado por las intercalaciones arcillosas, presentando cambios graduales o abruptos en sus límites superior e inferior con las zonas arcillosas subyacente y suprayacente, ésto se observa en la porción central del campo donde se localiza la impregnación, donde muestra una morfología no muy bien definida de embudo.

Algunas otras variaciones dentro de este patrón se llegan a presentar en algunas partes del campo, pero predomina en las áreas marginales la forma de "cajon o bloque", lo que le da un carácter tabular a estas arenas, aunque en algunos casos sufren adelgazamientos o acuñamientos hacia la parte alta de la sal.

Este patrón de curvas corresponde probablemente a patrones típicos de planicie deltáica (Fisher, 1969; Saitta B. 1969 ) Fig.VI.6, donde predominan los depósitos de canales distributarios con sus facies asociadas dentro del sistema.

c).- La última forma característica es la de un horizonte grueso y dentado, resultado de una secuencia de arenas con intercalaciones lutíticas. Este patrón se encuentra distribuido en casi todo el campo y constituye la sección inferior de la Formación Encanto, solo ausente donde la sal alcanzó su posición más alta, ya sea porque no se depositó o porque fue intrusionado, este paquete arenoso sufre un adelgazamiento hacia la cima de la estructura salina.

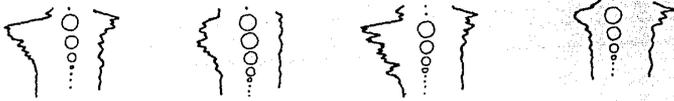
En general las comparaciones anteriores permiten establecer que los depósitos arenosos en el campo Cinco Presidentes muestran patrones de facies deltáicas sobrepuestas. Las arenas productoras de la Formación Encanto, exhiben facies de frente deltáico marginal alternando con una planicie costera interdeltáica, donde probablemente se tienen canales distributarios o inter-distributarios dadas las variaciones de espesor y acuñamientos como se puede observar en las secciones estratigráficas, que se tratan más ampliamente en el capítulo VII.

Estas secciones proporcionaron un seguimiento de las arenas productoras donde se observaron adelgazamientos o acuñamientos hacia la parte alta de la sal. De hecho en ninguna de estas secciones se presenta una columna completa de un canal o barra, debido a que el área de estudio es muy pequeña comparada con un complejo deltáico. Habría que buscar o seguir las facies genéticamente

relacionadas en los campos circundantes al área, para poder determinar el sistema depositacional que dio origen a la Formación Encanto.

Los planos de formas de las curvas de SP y Resistividad, e isopacas netas proporcionaron un bosquejo del comportamiento de los cuerpos arenosos en todo el campo, de lo cual se concluye que los mayores espesores se localizan en la parte SE y los menores en la NW por lo que se determina que el aporte de los sedimentos provino del SE hacia el NW.

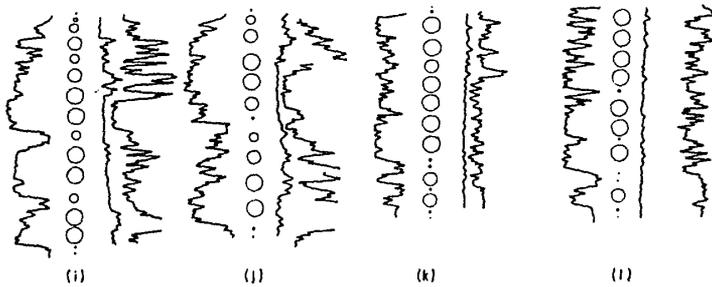
ARENA No. 20



ARENA No. 21



ARENA No. 22



ARENA No. 25

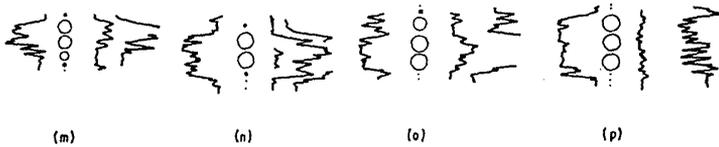


FIG-VI-1 MORFOLOGIA DE LAS ARENAS ALMACENADORAS DE HIDROCARBUROS



(a)

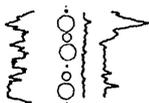


(b)

ARENA No 27-28



(c)



(d)



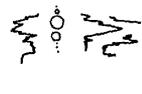
(e)



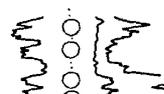
(f)



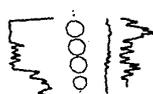
(g)



(h)



(i)

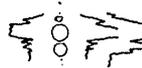


(j)

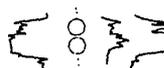
ARENA No.30



(k)



(l)

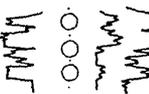


(m)

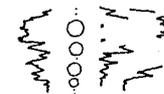
ARENA No.31



(n)



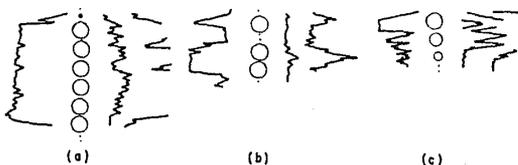
(o)



(p)

FIG-1.2 MORFOLOGIA DE LAS ARENAS ALMACENADORAS DE HIDROCARBUROS

ARENA No.32



ARENA No.34

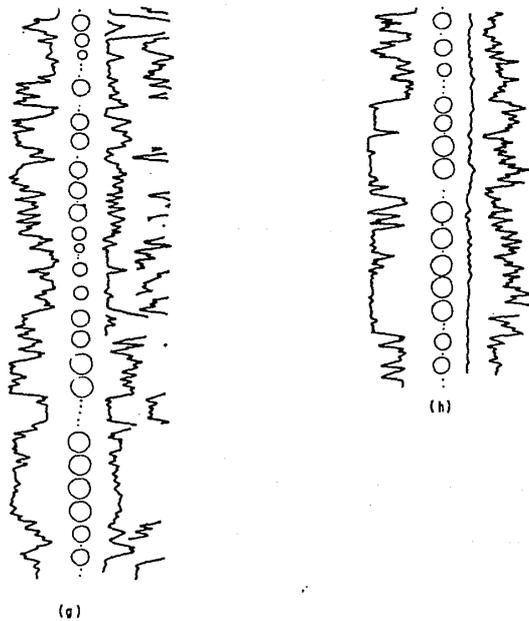
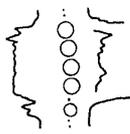
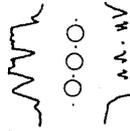


FIG-VI-3 MORFOLOGIA DE LAS ARENAS ALMACENADORA DE HIDROCARBURO

ARENA No 37

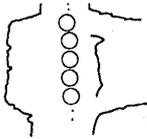


(a)

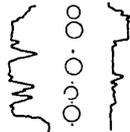


(b)

ARENA No.38

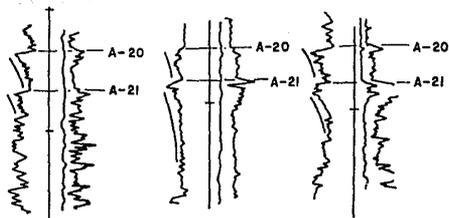


(c)



(d)

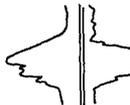
FIG-VI-4 MORFOLOGIA DE LAS ARENAS ALMACENADORAS DE HIDROCARBUROS



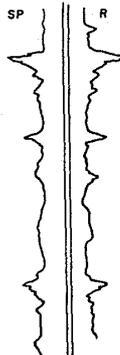
**BARRA MARGINAL**

ABRUPTO  
DENTADO  
TRANSICIONAL

(Solito y Visser, 1968)



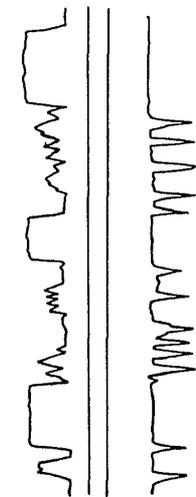
DEPOSITO DE BARRA EN UN FRENTE  
DELTAICO,



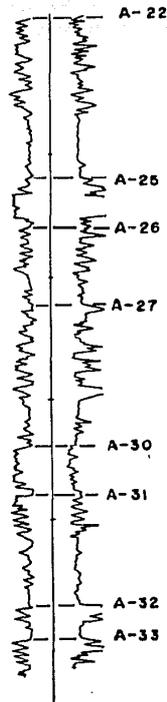
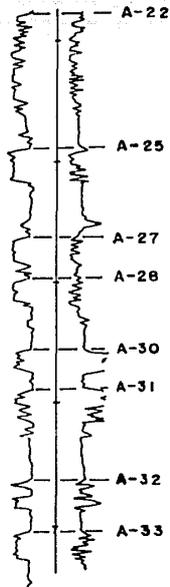
PATRON DE FACIES DE UN FRENTE  
DELTAICO, (Fisher, 1969)

FIG-VI-5 PATRON DE REGISTRO PRESENTE EN EL AREA

CANALES DISTRIBUTARIOS



PATRON TIPICO DE FACIES  
DE LA PLANICIE DELTAICA  
( FISHER , 1969 )



ARENAS LIMPIAS

FORMA: BLOQUE, CAJON, CILINDRICA

FAÇIES: CANALES TRENZADOS, PLATAFORMA DE  
CARBONATOS, REEF, RELLENO DE CANAL  
SUBMARINO. (SHELL'S DOCUMENTS)

FIG-VI-6 PATRONES DE REGISTROS PRESENTES EN EL AREA

## TEMA VII

### SECUENCIA ESTRATIGRAFICA ESTABLECIDA

Las columnas estratigráficas que se han identificado dentro de la Cuenca Salina del Istmo, Fig. VII.1 van desde probable Pérmico hasta el Plioceno. Depósitos posteriores al Plioceno cubren discordantemente a los anteriores. La sección con espesores grandes de grava y arenas muy gruesas generalmente se le asigna una edad Pleistocénica. Al resto de los depósitos posteriores a las gravas se han clasificado como aluvión o del Reciente.

El Mioceno es la fracción de la columna que ha sido estudiada con mayor detenimiento puesto que dentro de ella es donde se encuentran las arenas productoras de hidrocarburos en el campo petrolero Cinco Presidentes. A continuación se hace una breve descripción de las formaciones que constituyen la columna estratigráfica del área.

#### FORMACION ENCANTO (MIOCENO TEMPRANO).

Es la Formación mas importante desde el punto de vista petrolero. Consiste de una serie de capas de arenas con cuerpos de lutitas diferenciadas e interestratificadas. Su color es variable, pero generalmente es gris azulado o amarillento, ocasionalmente se encuentran algunos conglomerados y en algunas partes se presenta como una serie de estratos formados por arenas de grano grueso a fino parcialmente cementada y ligeramente arcillosa de color gris azulado a claro. A causa de la circulación de aguas es común encontrar pequeños depósitos de limolitas en las zonas de contacto entre la arena y la arcilla, su estratificación es buena en general, se caracteriza por la abundancia de fósiles.

Por su contenido faunístico se le considera dentro del Mioceno Inferior o temprano. Normalmente descansa sobre sedimentos del Oligoceno Superior (Formación Depósito) y la sobreyace la Formación Concepción Inferior del Mioceno Medio, la transición del Oligoceno a la Formación Encanto no se marca claramente desde el punto de vista litológico dada la semejanza entre ambas formaciones, solo distinguible por el contenido faunístico.

En algunos pozos petroleros de la Cuenca Salina del Istmo la Formación Encanto pasa directamente a la sal como es el caso del campo Cinco Presidentes y otros.

Su espesor varia mucho según la localidad donde se haya medido, pero se puede estimar en +400 m. En algunos pozos se presenta con espesores reducidos como consecuencia del efecto intrusivo de la sal.

#### FORMACION CONCEPCION INFERIOR (MIOCENO MEDIO).

Esta formada por grandes espesores de lutitas bien consolidadas y mal estratificadas de color gris, azul claro y oscuro, muy fosilífero. La parte superior es arenosa y semejante a la Concepción Superior basal, su contenido de arena va disminuyendo desde este contacto hacia su base, donde las lutitas son casi puras y muy micáceas. En algunas ocasiones aparecen en las fracturas depósitos de yeso que los rellenan. Localmente se presentan concreciones calcáreas de forma lenticular de 5 a 20 cm de longitud.

Su espesor es variable ya que a veces se ve afectada por los efectos intrusivos de la sal. Su contacto inferior con la Formación Encanto es fácilmente distinguible. El contacto superior es con la Formación Concepción Superior el cual es un tanto difícil distinguir litológicamente solo por método paleontológico.

Ademas de ser rocas posiblemente generadoras de hidrocarburos las lutitas de esta formación también presentan desarrollos arenosos que son productores de aceite en cantidades importantes.

### **FORMACION CONCEPCION SUPERIOR (MIOCENO MEDIO).**

Los sedimentos se consideran de mares poco profundos, litológicamente tienen cierta semejanza con la Formación Concepción Inferior y consta principalmente de lutitas arenosas de color azul grisáceo, compactas, cuyos planos de estratificación no existen o esta mal definida. En ocasiones se presentan concreciones arenosas de color café y amarillento, cementadas con material calcáreo.

En la porción central y septentrional de la Cuenca Salina, descansa normalmente sobre la Formación Concepción Inferior, pero hacia los límites occidentales y Sur cubre discordantemente sedimentos más antiguos del Oligoceno, Eoceno y aun del Cretácico, en su límite superior se depositó la Formación Filísola. Su espesor varía de 100 a 200m. el adelgazamiento que experimenta se infiere debido al efecto de la sal.

### **FORMACION FILISOLA (MIOCENO TARDIO)**

Esta compuesta por espesores considerables de arena de grano fino a grueso con escasas intercalaciones de capas delgadas de lutita de color gris azulado y sin estratificación contiene restos de moluscos y capas de lignito.

Normalmente se encuentra encima de la Concepción Superior siendo su contacto aparentemente concordante. La cubre también en posición normal la Formación Agueguexquite, estudios paleontológicos posteriores la sitúan en el Mioceno Superior.

### **FORMACION PARAJE SOLO (MIOCENO TARDIO-PLIOCENO).**

Formación constituida por clásticos de finos a gruesos de depósitos de aguas salobres, con fauna más bien escasa. En algunas localidades se distinguen dos partes, una superior formada por areniscas de grano grueso a fino de color gris parduzco, interestratificadas con arcilla de color gris-azul más o menos carbonosa ocasionalmente se presentan lechos de lignito. La parte inferior esta formada por areniscas compactas de grano grueso de color gris y pardo, interestratificadas con arcilla seguida de un horizonte fosilífero y por areniscas de grano grueso que alternan con láminas arcillosas y material lignítico.

La Formación descansa generalmente sobre sedimentos de la Formación Filísola y esta cubierta en algunas ocasiones por la Formación Agueguexquite.

La división del Mioceno en Formaciones se ha hecho litológicamente hasta la base de la Formación Filísola. Las Formaciones Concepción Superior, Concepción Inferior y Encanto se subdividieron con base en el estudio de foraminíferos presentes (H. Contreras; M. Castillon B. 1960).

El espesor de todo el Mioceno es muy variado. El mínimo se localiza en la parte occidental de la cuenca, con un espesor no mayor de 400m. y el máximo aparentemente se encuentra cerca del campo petrolero Ogarrío, con un espesor de 5000 m.

Dentro de la Cuenca Salina los domos salinos presentan características particulares, tentativamente se le ha asignado a la sal una edad Triásico-Jurásico. Es de suponerse que los domos salinos que subyacen las formaciones del Terciario controlaron la forma y espesor de las Formaciones suprayacentes.

La caracterización estratigráfica de la parte central del campo petrolero Cinco Presidentes se realizó mediante la correlación de las marcas eléctricas de los cuerpos arenosos y lutitas presentes en la columna geológica, apoyada por la información proporcionada por las tarjetas de pozos que indican las formaciones atravesadas durante la perforación del pozo.

La secuencia estratigráfica en el campo, está constituida por sedimentos terrígenos que van desde el Mioceno Temprano al Reciente como se muestra en la Fig.VII.1. Los horizontes con impregnación de hidrocarburos, se localizan dentro de la Formación Encanto principalmente.

En la Fig VII.2. se muestra el registro eléctrico de pozo en el que se establece la columna tipo en el área así como los cuerpos arenosos identificados con impregnación de hidrocarburos.

La parte superior de la columna corresponde a los cuerpos arenosos de las Formaciones Concepción Superior, Concepción Inferior y Filisola del Mioceno Medio y la Formación Paraje Solo del Mioceno-Plioceno, los cuales se omitieron en esta caracterización debido a la ausencia de impregnación económicamente importante.

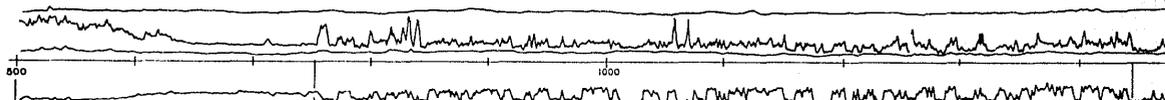
Tras identificar los cuerpos arenosos de interés dentro de la columna geológica, se construyeron secciones estratigráficas transversales utilizando los registros geofísicos de pozos y tomando como nivel de referencia la cima de la arena No.20 por su persistencia en todo el campo. Fig.VII.3 a la 11 (ver anexo). Se correlacionaron, se definió su comportamiento en todo el campo para apoyar la definición estructural.

En general se puede considerar a la columna constituida por una alternancia de cuerpos arenosos y lutíticos de espesores variables. Por influencia de la intrusión salina a la que han estado sujetos estos estratos, sus espesores se han reducido, acunándose hacia la cima de la intrusión y en algunos casos no fueron depositados, por lo que en los flancos de la intrusión se observa un mejor desarrollo de la columna.

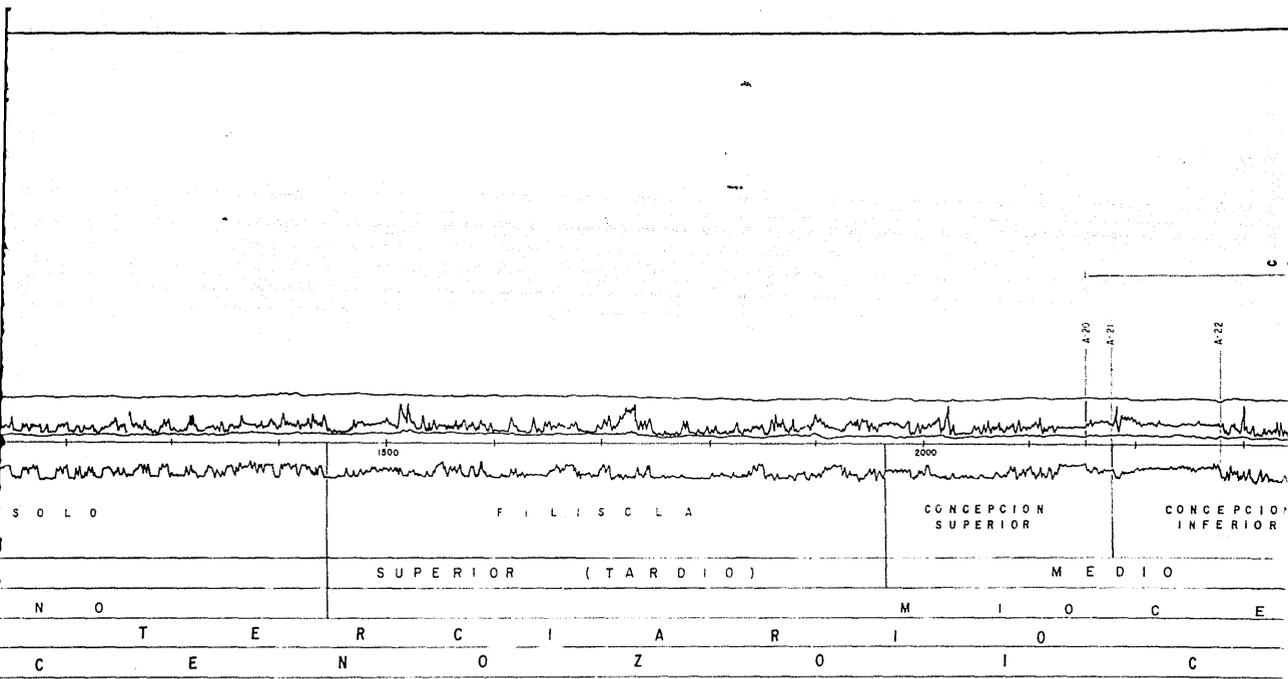
Durante la correlación de esta secuencia se observaron ausencias o disminución de espesores en la columna, tomando esto como posibles pasos de fallas, lo cual se comprobó en la definición estructural. En algunos casos los cuerpos presentan engrosamientos anormales dentro de la columna, debido a que la información proporcionada correspondió a pozos que presentan cierta desviación por lo que el perfil sufre cierto alargamiento.

ERA	PERIODO	EPOCA (SERIE)	CUENCA SALINA DE ITSMO	CAMPO " CINCO PRESIDENTES "	
			FORMACION	FORMACION	
C E N O Z O I C A	CUATERNARIO	RECIENTE	ALUVION	ALUVION	
		PLEISTOCENO	GRAVAS DE TERRAZA		
	TERCIARIO	PLIOCENO		PARAJE SOLO	PARAJE SOLO
			MIOCENO	SUPERIOR (TARDIO)	FILISOLA
		MEDIO		CONCEPCION SUPERIOR	CONCEPCION SUPERIOR
				CONCEPCION INFERIOR	CONCEPCION INFERIOR
		INFERIOR (TEMPRANO)	ENCANTO	ENCANTO	
			DEPOSITO		
		OLIGOCENO	SUPERIOR	OLIGOCENO	ANHIDRITA SAL
			MEDIO	CONGLOMERADO NACHITAL	ANHIDRITA Y SAL
INFERIOR			LA LAJA		
EOCENO		SUPERIOR	LUTITAS NACHITAL (GUARUMO)		
	MEDIO				
	INFERIOR	CONGLOMERADO UZPANAPA			

FIG-VII-1 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO CINCO PRESIDENTES

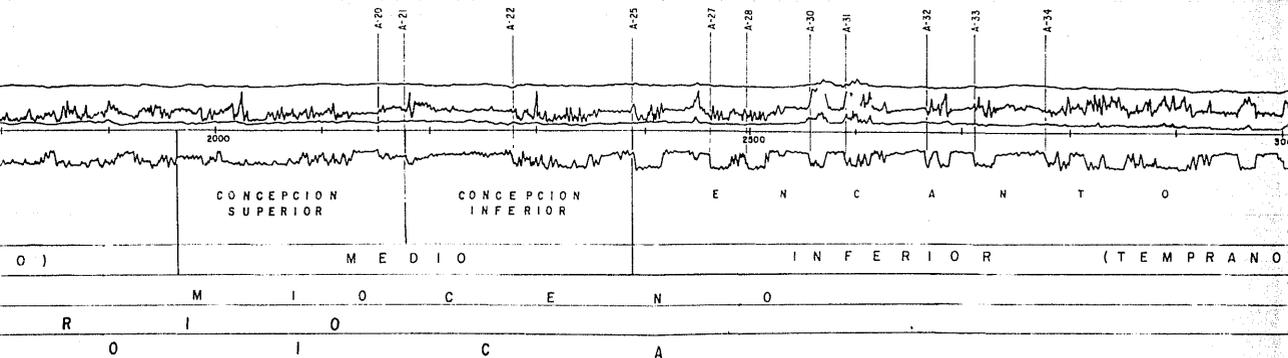


FORMACION		PARAJÉ	SOLO
SERIE			
EPOCA		P	L I O C E N O
PERIODO			T E
ERA			C E N



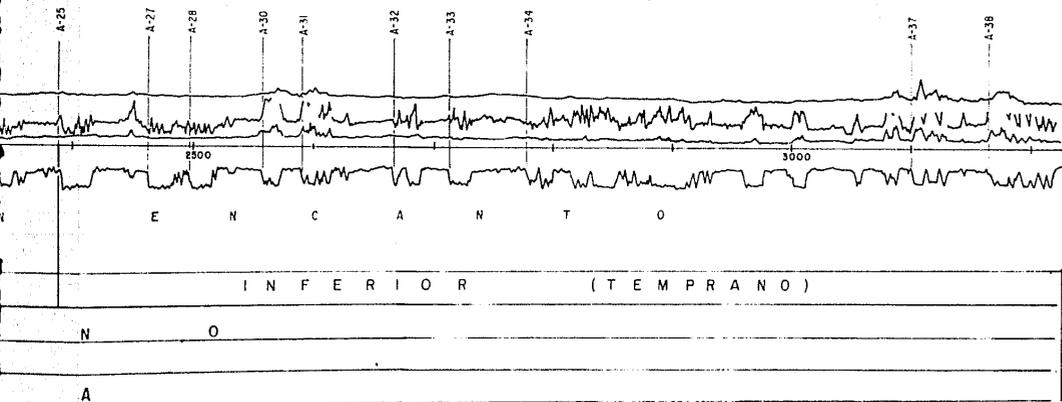
C O L U M N A

E S T U D I A D A



C  
L  
U  
M  
N  
A

E  
S  
T  
U  
D  
I  
A  
D  
A



† INFORMACION ESTRATIGRAFICA PROPORCIONADA POR PEMEX

FIG-VII-2 COLUMNA TIPO DEL CAMPO PETROLERO CINCO PRESIDENTES

## TEMA VIII

### DEFINICION ESTRUCTURAL

La estructura geológica en la que se encuentra asentado el campo petrolero Cinco Presidentes está asociada a una intrusión salina, la cual promovió la deformación en las capas sobreyacentes así como su fracturamiento, generó fallas que alteraron la continuidad de las capas y controla la acumulación de los hidrocarburos. Esta definición se obtuvo tras la interpretación de secciones transversales estructurales y configuración de los planos de cimbras de las arenas productoras.

La definición se llevo a cabo mediante la correlación de registros e interpretación de 32 secciones transversales estructurales construidas a escala normal 1:4000 con un nivel de referencia de 1500 mbnm a través de todo el campo en dirección N-S y NW-SE de las cuales se seleccionaron 8 por ser las más representativas y se presentan en las Figs.VIII.1 a la 8 (ver anexo).

El criterio de correlación utilizado fue el de disminución de espesores, basado en la morfología de la curva del Potencial Espontáneo y Resistividad. Del resultado de esta interpretación se elaboraron planos estructurales de cimbras de las arenas productoras. Figs.VIII.9 a la 20 de las cuales se obtuvieron las siguientes conclusiones.

Las Formaciones productoras en el campo, exhiben una deformación dómica afectada por dos sistemas de fallamiento normal con orientación NE-SW, un sistema buzando al SE y el otro buzando hacia el NW. El determinar la cronología de los eventos que originaron los sistemas de fallamiento, constituyó un gran problema debido a la escasa información disponible tanto a nivel local como regional, por lo que se consideró tomar en cuenta el probable sentido de migración de la sal y la resultante del esfuerzo generado por el empuje hacia arriba de la intrusión salina con base en la magnitud y alcance del fallamiento, habiéndose determinado que el sistema con echado hacia el SE es el dominante y fue el primero en ocurrir, posteriormente el sistema de fallas con echado hacia el NW generó cortes y desplazamientos debido probablemente a un reajuste de los estratos por efectos de la gravedad.

Los bloques estructurales que se formaron debido al fallamiento geológico del área, presentan generalmente forma alargada en dirección NE-SW, prácticamente en todos los niveles estratigráficos con impregnación de hidrocarburos, los extremos de estos bloques quedan localizados dentro del acuífero que rodea la acumulación.

Se observaron algunas variaciones en el salto vertical de las fallas, disminuciones o aumentos con la profundidad, considerándose que esto puede deberse a que la intrusión salina ha continuado su ascenso en forma intermitente y con un empuje irregular, afectando los desplazamientos por reactivación de fallas o levantamientos de bloques previamente hundidos por el fallamiento.

#### VIII.1 Relación de las Estructuras con la Halokinesis

Para poder explicar el comportamiento estructural de los cuerpos arenosos en relación a la intrusión salina, es necesario un bosquejo general de la región salina del Golfo, donde queda incluida el área de estudio.

Numerosas estructuras anticlinales y dómicas presentes en la provincia del Golfo de México, están controladas por el movimiento de la sal; con base en datos geológicos y geofísicos se ha establecido que las estructuras salinas difieren apreciablemente en su geometría y desarrollo.

Se considera, con base en estudios realizados en la planicie costera del Golfo (G.F.Murray, 1966; H. Contreras, M. Castillon) que la sal ha tenido un movimiento vertical hacia arriba a través de los estratos envolventes formando diapiros o domos salinos por grandes distancias.

El desarrollo de los domos salinos muestra que la elevación de la masa salina no es igual hacia todas partes sino que se ha elevado en segmentos por períodos de tiempo hasta alcanzar un determinado equilibrio, continuando así intermitentemente, por lo tanto los efectos de este flujo diferencial de la sal sobre los sedimentos envolventes es variable. Fig. VIII.9

La estructura de los sedimentos encajonantes varía considerablemente, ellos pueden ser: arqueados, rotos o perforados, fallados completamente o deformados por varias combinaciones de fallas y plegamientos. El fallamiento es común en las masas salinas que tienen un relieve apreciable, este puede ser local o asociado a fallamientos regionales el cual es influenciado o enmascarado por rupturas locales. Con pocas excepciones, el fallamiento asociado a estas estructuras salinas es un fallamiento normal o por gravedad, los patrones pueden ser simples o complejos, pero la insuficiencia de datos muchas veces impide reconstruir un patrón completo del fallamiento.

La intrusión de la sal en los sedimentos a profundidad puede formar una gran variedad de trampas estructurales, estratigráficas o una combinación de ambas, la mayoría de las trampas comercialmente importantes están en sedimentos asociados a intrusiones salinas en la Planicie Costera del Golfo.

La sal masiva desarrollada a lo largo de la costa del Golfo, se ha movido hacia arriba por miles de metros, de hecho se considera que aún se esta moviendo, como se observa en la topografía de la superficie en los estados de Texas, Louisiana, y Mississippi en la Unión Americana.

Las formas de los domos salinos en estas regiones son variables Fig. VIII.10, sus profundidades son diferentes, algunas han atravesado completamente los sedimentos sobreyacentes, de tal manera que la sal ha llegado a la superficie y se ha deslavado, otros están sepultados profundamente, como en el caso del campo petrolero Cinco Presidentes.

Las formaciones que sobreyacen a la sal, son cortadas por fallas normales frecuentemente radiales a partir del centro del domo, las cuales causan desplazamientos verticales, Fig. VIII.11. La mayoría de las fallas presentan un echado que oscila entre 45 y 65 grados, que separan los yacimientos en bloques fallados complejamente o grabens centrales característicos.

La estructura salina presente en el campo estudiado corresponde al flanco de un domo salino que presenta un eje longitudinal orientado en dirección N-S. Este domo nombrado "Yucateco", originó la deformación presente en el campo Cinco Presidentes, así como los sistemas de fallamiento, que dieron origen a la formación de bloques estructurales en todas las arenas impregnadas de hidrocarburos.

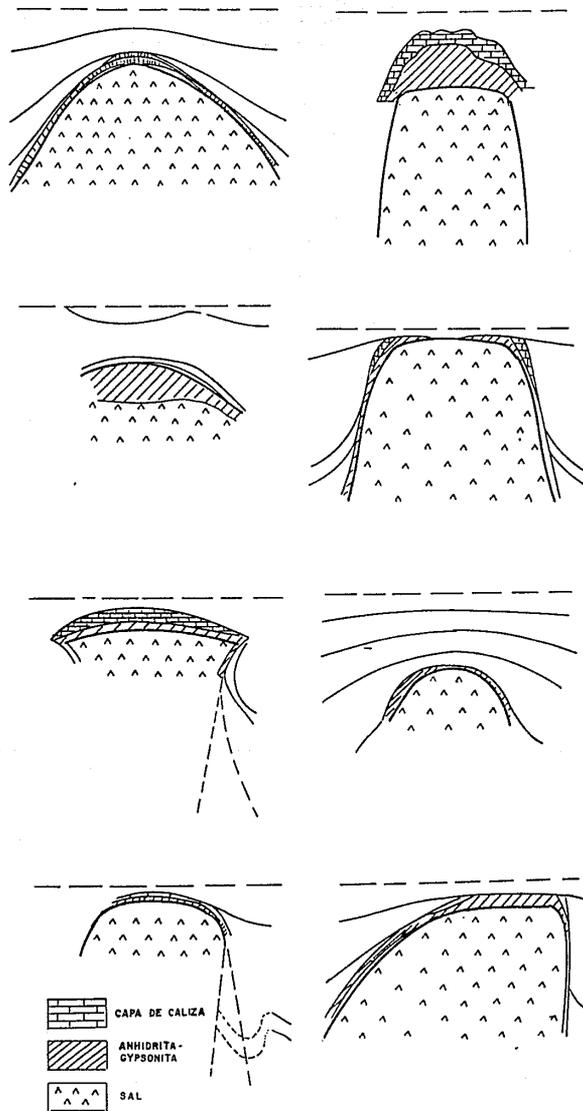


FIG-VIII-10 FORMAS TÍPICAS DE LA ESTRUCTURA SALINA EN LA PLANICIE COSTERA DEL GOLFO

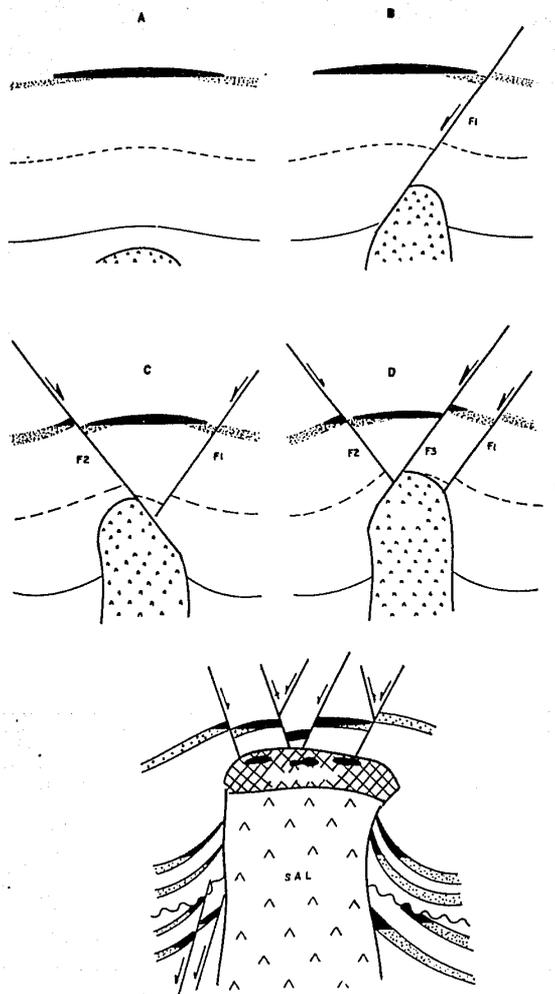


FIG-VIII-11 DESARROLLO PROGRESIVO DEL PATRON DE FALLAMIENTO ASOCIADO A UNA INTRUSION SALINA

## TEMA IX

### DISTRIBUCION DE LOS FLUIDOS

La distribución de los fluidos en el campo petrolero Cinco Presidentes se determinó en función del comportamiento de los registros eléctricos convencionales (curvas de Potencial Espontáneo y Resistividad), los cuales se interpretaron cualitativamente.

Las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad se señalaron también en forma cualitativa, ya que el análisis de los perfiles sólo proporciona una idea general de las características de los cuerpos arenosos, entre los cuales el incremento o decremento del tamaño del grano es muy importante ya que influye en la porosidad y permeabilidad de las areniscas. Además apoyados en las conclusiones obtenidas respecto a los sistemas depositacionales que dieron origen a estas secuencias arenosas permitieron inferir el grado de porosidad y permeabilidad que pueden presentarse en estas arenas.

Los criterios para evaluar cualitativamente la distribución de fluidos en los cuerpos que constituyen el campo petrolero Cinco Presidentes y delimitar cuales son las capas productoras en el campo fueron los siguientes:

Una arenisca porosa con impregnación de agua salada, buena conductora de la electricidad, tiene una resistividad eléctrica baja, su curva de Resistividad no deflexiona y casi se mantiene lisa.

Una arenisca porosa impregnada de hidrocarburos, no buena conductora de la electricidad, muestra una alta resistividad eléctrica por lo que su curva exhibe una alta deflexión hacia la izquierda.

Una arenisca porosa impregnada con agua dulce, se comporta de la misma manera respecto a la curva de resistividad que aquellas que presentan impregnación de hidrocarburos en este caso para diferenciar se toma en cuenta el comportamiento del registro de SP el cual tiende a desplazarse hacia la derecha.

Un factor importante es el conocimiento adecuado de la composición química y concentración salina del agua de formación, ya que por ejemplo para una misma porosidad los valores de resistividad aparentan arenas invadidas con agua de moderada a baja salinidad en ciertas áreas, las cuales pueden corresponder a arenas con saturación comercial de hidrocarburos.

La resistividad de una arena limpia depende de la porosidad y la resistividad del agua contenida en los poros, y ésta depende de la concentración de sal en el agua. El rango de las aguas del subsuelo es de totalmente dulce a muy salada, el rango de porosidad de las areniscas es de baja hasta un 30% en general, consecuentemente su resistividad es amplia.

La resistividad de las arcillas también es amplia dependiendo de la porosidad, salinidad y naturaleza de los cationes intercambiables, estos tienden a incrementarse cuando aumenta la compactación o consolidación. En algunas localidades la resistividad de las lutitas no cambia, como en éste caso.

El aceite y gas no son conductores de la electricidad, si están presentes en los poros de las roca esta mostrará una alta resistividad comparada con una que contiene únicamente agua, por lo tanto bajo condiciones favorables la saturación de aceite o gas de una formación puede ser calculada cualitativamente.

Habiendo realizado éste análisis en todos los pozos que contituyen el campo en estudio se identificaron 11 intervalos con impregnación de hidrocarburos comercialmente importantes, en arenas pertenecientes a la Formación Encanto del Mioceno Inferior. Ya que los cuerpos arenosos presentan una morfología de "cajon" o "embudo" según el caso característica de canales distributarios o barras marginales de un sistema deltaíco, con cierta heterogeneidad en el tamaño del grano, esto permitió inferir una porosidad y permeabilidad alta a moderada en general, aunque por las abundantes intercalaciones arcillosas que presenta se clasifican como arenas sucias, actuando estas intercalaciones como barreras verticales dentro de los mismos cuerpos arenosos. Para casi todos los horizontes productores las mayores acumulaciones se localizan en la porción central del campo disminuyendo hacia las partes marginales.

Las arenas con impregnación de hidrocarburos de mayor importancia son denominadas en este estudio como: Arenas 25, 27-28, 30, 31, 32, 34, 37 y 38. Presentando su mayor acumulación hacia el centro y norte del campo delimitado en las partes marginales por acuíferos.

La presencia de fallas, aunada a la posición estructural de los bloques estructurales presentes influyen en la distribución de los hidrocarburos. En la actualidad todas las fallas son posibles barreras o sellos para el movimiento de hidrocarburos, aunque también pudieron ser medios para la migración de los mismos.

El hecho de presentarse en algunas zonas del campo arenas con impregnación a uno y otro lado del plano de fallas sugiere la posibilidad de que la migración se haya realizado antes de la etapa de fallamiento, sin embargo esta característica no se observa en todos los casos ya que también se presentan zonas de fallas en las que generalmente el bloque hundido presenta impregnación escasa o nula por lo que se infiere que en este caso el fallamiento posiblemente fué anterior al entrapamiento de los hidrocarburos.

## **IX.1 Límites**

La acumulación de flúidos en un yacimiento puede estar controlada por diferentes tipos de límites como son: fallas, superficies de erosión, límites estratigráficos donde los cambios de facies son graduales, etc.

En el Campo Cinco Presidentes los límites que se determinaron son de tipo estructural principalmente y en segundo lugar por contactos agua-aceite. Esta determinación se llevo a cabo durante la caracterización geológica del área.

La distribución y límites de los diferentes yacimientos estan definidos por planos de fallas, discordancia con la masa salina y contactos agua-aceite, con excepción de este último el cual se definió a partir de los análisis de los registros geofísicos y datos de producción, el resto fue obtenido de las correlaciones e interpretación de las secciones.

En el establecimiento de los límites por contactos agua-aceite en los yacimientos se presentaron ciertas incongruencias en la posición de dichos límites, teniendo los niveles agua-aceite a diferentes profundidades o bloques estructuralmente altos invadidos con agua salada, se consideró que dichas anomalías podrían ser resultado de variaciones de porosidad y consecuentemente de cambios en la permeabilidad.

La presencia de fallas geológicas originó la formación de bloques estructurales, los cuales provocaron que la acumulación en el área esté localizada en 101 yacimientos de diferentes tamaños (ver tabla anexa)

Se identificaron dos sistemas de fallamiento aproximadamente paralelos con orientación NE-SW, el primero buzando hacia el SE y el segundo hacia el NW. Estos dos sistemas de fallamiento afectan todos los niveles estratigráficos con impregnación.

Las fallas geológicas con orientación NE-SW y buzamiento al SE son las Nos. 40, 50, 50', 60, 70, 80, 80', 90, 90', 100, 100', 100'', 110, 120, 130, 140, 140', 150, 160, 170 y 180, las cuales se extienden a través del todo el campo.

Las fallas geológicas con orientación NE-SW y buzamiento al Sw son las identificadas con los Nos. 11, 22, 22', 33, 33', 33'', 44, 55, 66, 77 y 88, siendo estas las de menor extensión.

CAMPO CINCO PRESIDENTES - AREA CENTRAL  
CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

YAC BLOQUE	ARENA	POZOS	CA/A (prob) (mbrm)	LIMITES LATERALES			
				NORTE	SUR	ESTE	OESTE
1 VIII-A	22	19,177,176,150,63	2098	CA/Ac.2098	F-90	F-90	CA/ac.2095
2 IX-A	22	8,159,20,156,160,162	1964	F-22	F-110,33	F-100	CA/Ac.1964
3 IX-A'	22	155,153,15,149,147,3	2095	F-90	F-22'	F-100	CA/Ac.2049
			2049			CA/Ac.2095	
4 X-A	22	158,157,154,7		F-22	F-110	F-110	INDEFINIDO
5 X-B	22	17,164		F-110	F-33,120	F-120	F-110
6 X-C	22	161,30		F-33',33	F-130	F-120	F-33'
7 XII-A	22	6,180,165,166,18	1870	F-130	F-140	CA/Ac.1870	F-130
8 XII-A''	22	181,29,182,183	1870	F-130	F-140	CA/Ac.1870	F-130
9 XII-B	22	187,28,37	1843	F-140	F-55	CA/Ac.1843	INDEFINIDO
10 XV-A	22	53,193	1822	F-55	SAL	INDEFINIDO	CA/Ac.1822
11 XV-A'	22	45	1804	F-140'	F-180,77	CA/Ac.1804	INDEFINIDO
12 VIII-A	25	177,176,175,150,63, 147,19	2284	F-60	F-90	CA/Ac.2284	CA/Ac.2236
13 IX-A	25	8,159,20,156,31,151, 178,162,160,2,149, 148,152	2255	F-22',90	F-120,100	CA/Ac.2255	CA/Ac.2161
			2161				
14 IX-A'	25	155,153		F-90	F-90'	INDEFINIDO	INDEFINIDO
15 X-A	25	158,157,154,169, 170,161	2186	F-100,22	F-33,110	CA/Ac.2186	F-100
16 X-B	25	179,17,164,7		F-33	F-110	F-33	F-33
17 X-C	25	30,168,64	2146	F-110	F-33	CA/Ac.2146	F-110
18 XII-A	25	6,18,181,29,107, 183,189	2023	F-110,120	F-140	INDEFINIDO	CA/Ac.2023
19 XII-A''	25	165,166,180		F-110,33	F-120	F-33	INDEFINIDO
20 XII-B	25	187,182,35,185,28		F-130	F-140	F-44	INDEFINIDO
21 XV-A	25	27,15,53,40,193, 37,38	2088	F-140,55	F-80	F-140	
			2090			CA/Ac.2088	CA/Ac.2090
22 XV-A'	25	45		F-140	F-77	F-140'	F-180
23 XV-B	25	214,43		F-77	F-88	F-140'	F-180
24 VII-A'	27	50,195	2347	CA/Ac.2347	F-70	F-60	F-50
25 VII-A	27	19,150,177,176,175 60,147	2357	F-70,60	F-90	CA/Ac.2353	CA/Ac.2308
			2308				
26 IX-A	27	12,8,178,159,20,162 160,58,156,31,149 148,152,162,172	2430	F-90,80	F-33,100	CA/Ac.2430	CA/Ac.2332
			2332		F-110		
27 X-A	27	157,154,169,170,64	2344	F-100,22	F-33	CA/Ac.2344	F-100,33
28 X-B	27	2,179,17,164		F-100	F-110	F-33''	F-100,110
29 X-C	27	7,161,30,166		F-33	F-110	F-100	F-33'
30 XII-A	27	49,25,13,6,189,18 181,29,182	2405	F-110	F-140	F-44	CA/Ac.2405
31 XII-A'	27	180,165,166,167,183 65,168,	2357	F-110	F-120	CA/Ac.2357	INDEFINIDO
32 XII-B	27	187,185,184,35,28		F-130	F-55	F-130,55	F-140
33 XII-B'	27	36	2249	F-120	F-130	CA/Ac.2249	F-44,130
34 XII-C	27	37		F-55	F-140	F-55,140	F-55,140
35 XV-A	27	27,15,53,40,93,38	2075	F-140	SAL	CA/Ac.2210	CA/Ac.2075
			2210				
36 XV-A'	27	45		F-140'	F-77	F-140',77	INDEFINIDO
37 XV-B'	27	214		F-77	F-88	F-140'	INDEFINIDO

CAMPO CINCO PRESIDENTES - AREA CENTRAL  
CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

YAC BLOQUE	ARENA	POZOS	CA/A (prob) (mbrnm)	LIMITES LATERALES			
				NORTE	SUR	ESTE	OESTE
38 VII-A	30	71,72,73	2530	F-50	F-70	F-50'	CA/Ac.2530
39 VII-B	30	50		F-50'	F-70	INDEFINIDO	F-50'
40 VIII-A	30	177,176,150,174,175 60,179,68,147,63	2565	F-60,11	F-90	CA/Ac.2565	F-60
41 VIII-B	30	48,14,16,19	2619	F-70	F-80	INDEFINIDO	CA/Ac.2619
42 IX-A	30	155,8,159,20,152 162,157,158,160,178 12,9	2442	F-22	F-33,110	F-22	CA/Ac.2442
43 IX-A''	30	153,151,149,148,173 31,153		F-90	F-22	INDEFINIDO	INDEFINIDO
44 X-A	30	154,169,170	2454	F-100	F-33	CA/Ac.2454	F-100,33
45 X-B	30	2,179,17,164,		F-100	F-110	F-33''	F-100
46 X-C	30	180,7,165,166,161 30,168,64		F-33,100	F-110	CA/Ac.	F-33''
47 XII-A	30	25,13,6,189,181,187 29,182,35	2392 2319	F-110,120	F-140	CA/Ac.2319	CA/Ac.2392
48 XII-A'	30	18,167,183		F-110	F-120	F-44	INDEFINIDO
49 XII-B	30	185,184		F-130	F-55	F-130,55	INDEFINIDO
50 XIII-C	30	28,37	2215	F-55	F-140	CA/Ac.2215	INDEFINIDO
51 XV-A'	30	45	2173	F-140	F-140'	CA/Ac.2173	SAL
52 VII-A	31	71,72,73	2575	F-50	F-70	F-50'	CA/Ac.2575
53 VII-B	31	50,177		F-50''	F-70	F-50'	
54 VIII-A	31	176,175,68,150,63 147,60,148,173	2626	F-60,11	F-90	CA/Ac.2626	INDEFINIDO
55 VIII-B	31	16,19	2565	F-70	F-80	INDEFINIDO	CA/Ac.2565
56 IX-A	31	9,8,153,159,20,152 162,154,157,158,160 162,178,179,12,155	2513 2478 2411	F-90,80	F-33	CA/Ac.2411	CA/Ac.2513 y 2478
57 IX-B	31	17,164,179,7		F-33	F-100	F-00	INDEFINIDO
58 IX-A''	31	151,149,31,156		F-90	F-22	F-90	INDEFINIDO
59 X-A	31	169	2478	F-100	F-33	CA/Ac.2478	F-100,33
60 X-B	31	2		F-100	F-110	F-33''	F-100
61 X-C	31	180,165,166,161,30 168	2346	F-100,33	F-110	CA/Ac.2346	F-33''
62 XII-A	31	25,13,6,189,187,35	2432 2315	F-110	F-140,55	CA/Ac.2315	CA/Ac.2432
63 XII-A'	31	181,29,182,167		F-110	F-120	F-44	INDEFINIDO
64 XII-A''	31	187,35		F-120	F-55	CA/Ac	F-130
65 XII-B	31	185,184		F-55	F-130	F-55,130	F-55,130
66 XII-C	31	28,193,37	2270	F-130,55	F-140	CA/Ac.2270	INDEFINIDO
67 XV-A'	31	45	2231	F-140	F-140'	CA/Ac.2231	SAL
68 VII-B	32	50,195,177,19		F-50'	INDEFINIDO	F-50''	F-50'
69 VIII-A	32	150,63,147,60,174 153,148,155	2694 2422	F-60	F-90	CA/Ac.2694	CA/Ac.2422
70 IX-A	32	8,159,20,156,31	2422	F-90,80	F-33	Z.A.	CA/Ac.2422
71 IX-A''	32	151,149		F-90	F-22	F-90,22	INDEFINIDO
72 X-B	32	178,162,160,58,179 164,17,7		F-33	F-33',100	Z.A.	INDEFINIDO
73 X-C	32	180,165,18		F-100	F-110	Z.A.	F-100,110
74 XII-A	32	13,6,189,15	2875	F-110	SAL	Z.A.	CA/Ac.2875

CAMPO CINCO PRESIDENTES - AREA CENTRAL  
CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

YAC BLOQUE	ARENA	POZOS	CA/A (pProb) (mbrm)	LIMITES LATERALES			
				NORTE	SUR	ESTE	OESTE
75	VII-A	34 50,	2670	CA/Ac.2670	F-70	F-50	CA/Ac.2670
76	VII-B	34 195,177		F-50'	F-60	F-50"	F-50'
77	VII-C	34 74,176,175	2727	F-11,40	F-60	CA/Ac.2727	F-50"
78	VIII-A	34 150,63,147,60,174 148,149	2750	F-60	F-90	CA/Ac.2750	INDEFINIDO
79	IX-A	34 20,156,31,152,162 159,8,155,178	2623	F-22	F-33	CA/Ac.2623	CA/Ac.2548
80	IX-A"	34 151,153		F-90	F-22	F-90,22	INDEFINIDO
81	X-A	34 169	2675	F-100	F-33	CA/Ac.2675	F-100,33
82	X-B	34 160,158,157,17,164 7,161,179,	2429	F-33	F-100	F-100	CA/Ac.2429
83	X-C	34 180,165,66,18,30, 168,64	2675	F-100	F-110	CA/Ac.2675	F-100
84	XII-A	34 189,15,187,28	2254	F-110	SAL	INDEFINIDO	CA/Ac.2254
85	XII-A'	34 29,187,35	2475	F-110,55	F-55,SAL	CA/Ac.2475	INDEFINIDO
86	XII-B	34 185,184,37	2420	F-120	F-130	CA/Ac.2420	SAL
87	VI-A	37 77,75,73,72		CA/AC	F-50	F-50	CA/AC
88	VII-A	37 96,48,72,73,50,71 19,16		F-50	F-70	F-50'	CA/AC
89	VII-B	37 195,74,177,176,175 50		F-40	F-60	CA/AC	F-50'
90	VII-A	37 63,147,60,174,183 151,149		F-60	F-22	F-22	IDEFINIDO
91	VIII-A'	37 67,172,173,148		Z.A.	F-90	Z.A.	F-22
92	IX-A	37 155,31,152,156,20 159		F-22	F-80,33	F-33	IDEFINIDO
93	IX-B	37 162,160,158,157,154 162,59,170,164,7 161,30,165		F-33	F-100	Z.A.	SAL
94	X-C	37 181,66		F-100	SAL	SAL	SAL
95	VI-A	38 96,77,75,7,73		CA/AC	F-50	Z.A.	CA/AC
96	VII-A	38 48,71,50,16,19		F-50	F-70	F-50'	CA/AC
97	VII-B	38 195,74,177,176,150		F--50'	F-60	Z.A.	F-50'
98	VIII-A	38 60,151,149,153,63		Z.A.	F-33	Z.A.	INDEFINIDO
99	VIII-A'	38 67,68,172,173		Z.A.	F-90	Z.A.	Z.A.
100	IX-A	38 155,20,189,156,31		F-90	F-33	F-90	SAL
101	IX-B	38 158,157,152,62,169 170		F-33	SAL	Z.A.,SAL	SAL

## TEMA X

### APLICACION DE ALGUNAS CARACTERISTICAS GEOLOGICAS EN LA RECUPERACION SECUNDARIA

La recuperación secundaria es una actividad encaminada a la aplicación de algún método que pretende bajo cierto criterio económico extraer del yacimiento el máximo de hidrocarburos que no fluyeron por energía propia a la superficie, esto se lleva a cabo al proporcionarle al yacimiento una energía externa ya sea en forma mecánica o calorífica.

Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o pozos productores, aunque no siempre se logra que el pozo se convierta en fluyente, requiriendo la ayuda de algún sistema artificial de producción como son: bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, etc.

La energía mecánica se suministra al yacimiento mediante la inyección de fluidos (líquidos o gaseosos) que desplazan el aceite remanente en el yacimiento.

De acuerdo con este criterio, cualquier acción encaminada a realizar una explotación de hidrocarburos bajo esa premisa debe considerarse dentro del terreno de la recuperación secundaria, no importando el tiempo en que éste se realice ni los medios para aplicarla.

En vista de la importancia que éste tipo de programa está cobrando con miras a optimizar la recuperación de petróleo se hace necesario tener un conocimiento profundo de las particularidades de cada yacimiento para lograr un diseño de inyección apropiado que maximice la recuperación. Este conocimiento tiene necesariamente que iniciarse con un estudio de las características geológicas del yacimiento que permitan explicar la conducta de la producción del mismo, ayudar a decidir el tipo de fluido apropiado a inyectarse y la selección del patrón de inyección adecuado para aprovechar rutas naturales de permeabilidad de la roca almacenadora.

El fundamento para diseñar la operación de un proyecto de recuperación secundaria en el cual el aceite será desplazado de las rocas porosas es un modelo geológico específico de los yacimientos en cuestión, sobre el cual se realizará una selección de los planos de inyección así como el modelo usado para estimar el funcionamiento de la recuperación.

Este modelo conceptual describe la distribución espacial de los fluidos y propiedades de la roca almacenadora y no almacenadora dentro del espesor total, así como la extensión areal de las rocas porosas que constituyen el yacimiento.

La caracterización de los yacimientos es siempre apoyada con información limitada, datos importantes a menudo están ausentes y esto complica la realización de este modelo. Esta caracterización puede desarrollarse por varios caminos, un método es la integración de la Geología y la Ingeniería Petrolera, en especial cuando el objetivo a desarrollar es un proyecto de recuperación secundaria.

En éste caso en particular es necesario tener una buena cartografía geológica de los cuerpos productores que constituyen el yacimiento, ya que para la obtención de buenos resultados debe conocerse la continuidad del cuerpo seleccionado por lo menos del pozo inyector al productor.

Los aspectos geológicos importantes sobre los cuales se proyecta una recuperación secundaria son:

- a).- Identificación de la litología, ambientes depositacionales y características primarias.
- b).- Continuidad de las rocas almacenadoras y no almacenadoras, así como sus espesores.
- c).- Variación de las propiedades petrofísicas de las rocas como son la Permeabilidad y Porosidad (las cuales a menudo son correlacionadas con el tipo de roca).
- d).- La extensión areal de las zonas almacenadoras.
- e).- Aspectos estructurales y estratigráficos del yacimiento, así como los tipos de límites.

Un estudio geológico involucra todos estos aspectos para lo cual se utilizan los diferentes métodos expuestos en capítulos previos.

La determinación del ambiente depositacional de las rocas almacenadoras, así como la reconstrucción de su historia diagenética permite inferir la distribución de las propiedades físicas del yacimiento, así como la determinación de las características primarias de la roca.

El tipo de estratificación es otro aspecto importante ya que al identificarse y conocerse su distribución, puede utilizarse favorablemente para definir las direcciones de mayor movilidad de los fluidos.

La distribución de la relación arena-lutita, los tipos de arcillas así como los componentes mineralógicos son aspectos que se consideran para definir el agua de inyección que se podrá implantar evitando de esta manera dañar a la formación.

La interpretación de secciones estructurales del área en la cual se pretende implantar un proyecto de recuperación secundaria delimitará la continuidad de las rocas almacenadoras y no-almacenadoras así como sus posibles espesores y variaciones, definiéndose también los tipos de límites presentes en el yacimiento.

En resumen, el conocimiento de las características mencionadas aunado a la información proporcionada por Ingeniería Petrolera permite la planeación de un proyecto de recuperación secundaria.

La inyección de agua, como método de recuperación secundaria de hidrocarburos, es el más ampliamente usado en México, debido a la abundancia de este fluido, su facilidad de manejo, su buena eficiencia para desplazar el aceite y su costo relativamente bajo. En el país se aprovechan prácticamente todas las fuentes de suministro disponibles como son: lagunas, ríos y acuíferos someros a través de pozos de captación.

Por otra parte, el método se ha probado satisfactoriamente en formaciones productoras de diversas características, tanto litológicas como petrofísicas, de tal manera que este proceso está operando en arenas someras de poco espesor, calizas someras de porosidad intergranular y bajo relieve estructural y calizas a gran profundidad de gran relieve estructural e intenso fracturamiento.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La caracterización geológica determinó una secuencia compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos y lutíticos, que muestra una estructura compleja debido a una intrusión salina que afecta el área, la cual facturó y deformó la secuencia, originando dos sistemas de fallamiento que dieron lugar a la formación de bloques estructurales, por lo que la interpretación resultó muy compleja.

El estudio se basó en el análisis de registros geofísicos de pozos (Potencial Espontáneo y Resistividad Convencional), y por medio de un estudio comparativo con modelos propuestos por diversos autores que determinó en forma muy generalizada, que los patrones de curvas analizadas muestran secuencias verticales diversas aún en un mismo nivel estratigráfico, indicando litofacies diferentes asociadas dentro de un mismo sistema de depósito, que en éste caso se ubicaron en un Sistema Deltaico. Se mostraron patrones típicos de cada facie así como sus rasgos más característicos.

La correlación estratigráfica de las formaciones definió la continuidad de las arenas, aunque en algunos casos ya que por su relación estratigráfica y el análisis de sus perfiles verticales se pudo deducir que posiblemente dichos cuerpos fueron depositados bajo condiciones diferentes, originando posibles barreras en la continuidad de los cuerpos. Esta correlación fue difícil debido al origen de estos sedimentos y a su asociación con la intrusión salina.

De las arenas identificadas, las de mayor importancia económica son: 22, 25, 27-28, 30, 31, 32, 34, 37 y 38, las cuales se les determinó como arenas sucias, debido a su alto contenido de intercalaciones arcillosas que presentan sus curvas.

La distribución de los fluidos es muy irregular en los diferentes yacimientos identificados, teniendo los contactos Agua-Aceite a diferentes profundidades o en algunos casos bloques estructuralmente altos, invadidos de agua lo que indica que los planos de falla originalmente actuaron como barreras hidráulicas.

En general, el resultado obtenido del estudio muestra las características más importantes de los yacimientos que constituyen el campo petrolero Cinco Presidentes. La ausencia de otro tipo de información que apoyara esta caracterización, hace que el estudio sea muy limitado así como los resultados obtenidos.

Se sugiere que éste tipo de estudio se realice con todo el apoyo posible como podría ser: La interpretación sísmica, análisis de núcleos, análisis estratigráficos y paleontológicos, etc. integrando toda esta información con métodos más modernos, como la utilización de programas o paquetes de computo elaborados para este fin.

Es recomendable éste tipo de estudios en campos petroleros en los cuales se pretende aplicar un proyecto de recuperación secundaria, sobre todo en el caso de campo muy antiguos, para lo cual es necesario planear un programa de inyección de agua u otro fluido, por lo que se recomienda tomar en cuenta las características de los yacimientos definidos.

Se recomienda tomar en cuenta la continuidad de los cuerpos arenosos productores y las rutas preferenciales de los fluidos, para así seleccionar y aislar adecuadamente los intervalos de inyección y producción, de ser posible realizar pruebas con trazadores y de interferencia entre pozos.

Se recomienda tomar en cuenta la limpieza de los cuerpos arenosos y de ser posible se realicen análisis de roca y de agua con el propósito de identificar y cuantificar el contenido arcilloso y definir el tipo de agua de inyección.

Las intercalaciones arcillosas son de suma importancia, por lo que se recomienda ubicarlas dentro de los intervalos productores así como los que sean propuestos como inyectores.

Tomar en cuenta los bloques estructurales formados por las fallas geológicas, que por su geometría en condiciones originales admitirían la profundización y la perforación de uno o más pozos, así como para perforar pozos inyectores dentro de la zona productora, de acuerdo con el patrón de estructuras primarias y dirección de buzamiento.

Se recomienda tomar en cuenta los patrones eléctricos de facies los cuales nos ayudan mucho para poder inferir las características de los cuerpos arenosos y poder determinar la conveniencia en el programa de recuperación secundaria.

Se recomienda tomar en cuenta la limpieza de los cuerpos arenosos y de ser posible se realicen análisis de roca y de agua con el propósito de identificar y cuantificar el contenido arcilloso y definir el tipo de agua de inyección.

Las intercalaciones arcillosas son de suma importancia, por lo que se recomienda ubicarlas dentro de los intervalos productores así como los que sean propuestos como inyectores.

Tomar en cuenta los bloques estructurales formados por las fallas geológicas, que por su geometría en condiciones originales admitirían la profundización y la perforación de uno o más pozos, así como para perforar pozos inyectores dentro de la zona productora, de acuerdo con el patrón de estructuras primarias y dirección de buzamiento.

Se recomienda tomar en cuenta los patrones eléctricos de facies los cuales nos ayudan mucho para poder inferir las características de los cuerpos arenosos y poder determinar la conveniencia en el programa de recuperación secundaria.

## REFERENCIAS

- Walker, G.R., 1984, Facies Models; second edition, M.C. Master, Universidad Hamilton, Ontario, Canadá.
- Cant, D.J., 1982, Fluvial Facies Models and their Application in Scholle, P.A. and Spearing, D., Sandstone Depositional Environments, AAPG, Memoria No.31.
- Coleman, J.M. and Prior, D.B., 1982, Deltaic Environments in SCHOLLE, P.A. and Spearing, D., Sandstone Depositional Environments, AAPG, Memoria No.31.
- Valle, G.V. y Oviedo, L.A., 1985, Notas sobre procedimientos para identificar el origen de los cuerpos arenosos; Division de Evaluacion de Formaciones, IMP, México, (inédito).
- Pérez, M.J., Romero, H.P., Ramírez, U.R., 1988, Estudio del Campo Cinco Presidentes, área central; Division de Evaluacion de Formaciones, IMP, México, (inédito).
- López, R.O., 1981, Geología de México; tomo III, México.
- Cordero, G.A., 1953, Condiciones Estratigráficas de las Formaciones Micénicas de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec; Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, México.
- Schlumberger, Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros; Educacional Service, N.Y.
- Schlumberger, y O.Serra, 1984, Análisis de Ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozos.
- Schlumberger, 1972, Interpretación de Perfiles/ Fundamentos; volumen 1, New York.
- Gómez, R.O., 1975, Registro de Pozos, parte 1, Teoría e Interpretación, México.
- Visher, G.J., 1972, Physical characteristics of fluvial Deposits; SEPM special publication No.16.
- Busch, A.D., 1954, Deltas significant in subsurface exploration; Word Oil.
- Sarmiento, R., 1981, Advanced Reservoir Geology; Oil C Gas Consultants Internacional Inc. USA.
- H. Jagelar, A. and R. Matuszak, D., 1970, Use of well logs and dipmeters in stratigraphic-trap exploration; p.107-135, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Visher, G.S., 1965, Use of vertical profile in environmental Reconstruction; AAPG, Vol.49, No.1.
- Santiago, A.J., 1982, Descubrimiento de los campos gigantes de la zona sur; PEMEX, Petroleo Internacional, México.
- Shelton, W.J., 1973, Five ways to explore for Sandtone; The oil and Gas Journal.
- Krumbein, C.W. and Sloss, L.L., 1969, Estratigrafía y Sedimentación.

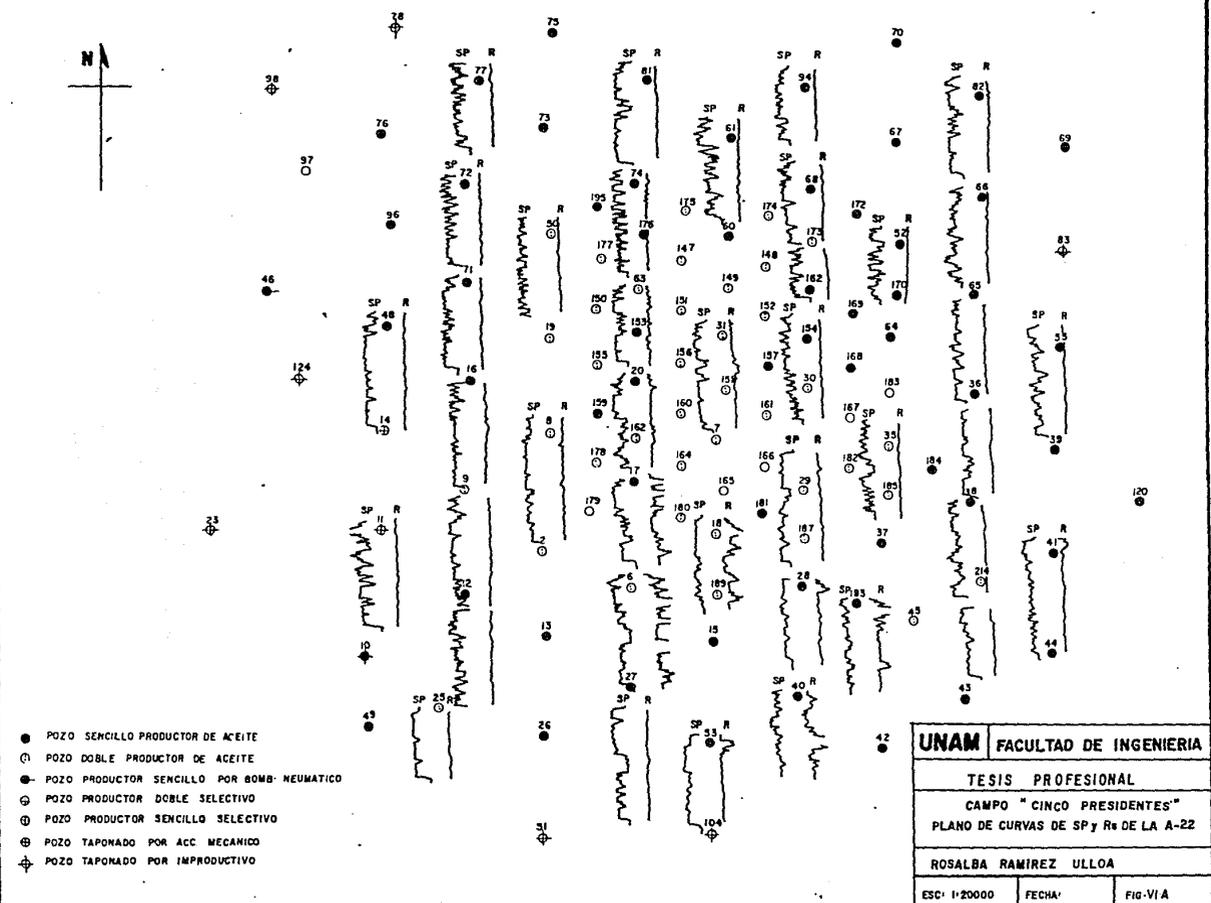
H. Contreras, V. y M. Castillon, B., 1960, Morfología y origen de los domos salinos del Istmo de Tehuantepec; Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, México.

Grover, E.M., 1966, Salt structure of Gulf of México basin a review; AAPG, Vol.50, No.3.

Palomino, R., 1980, Importancia de los estudios geológicos en la planificación de proyectos de recuperación secundaria; ARPEL, Caracas, Venezuela.

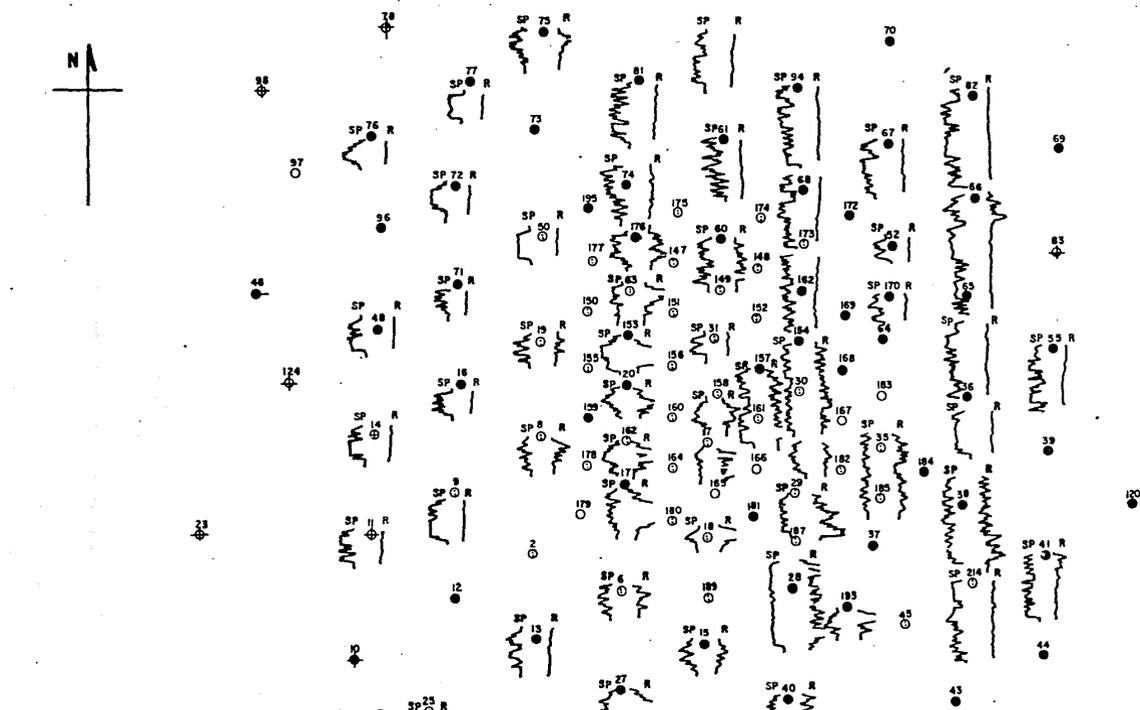
Allen, T.O. and Roberts, A.P., 1982, Production, Operations, Well Completion, Workover and Stimulation; Vol,1, OGI, Tulsa, Oklahoma, USA.

## PLANOS E ILUSTRACIONES



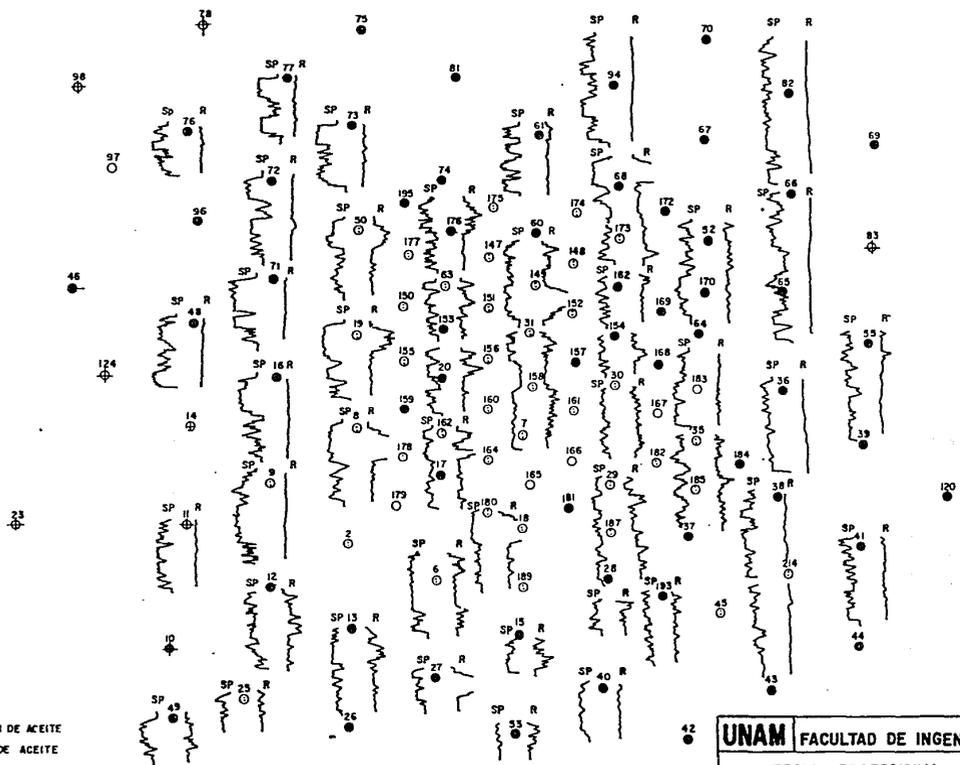
- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊙ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊙ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊙ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊙ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

<b>UNAM</b>		<b>FACULTAD DE INGENIERIA</b>	
TESIS PROFESIONAL			
CAMPO "CINCO PRESIDENTES"			
PLANO DE CURVAS DE SP y R <sub>6</sub> DE LA A-22			
ROSALBA RAMIREZ ULLOA			
ESC: 1:20000	FECHA:	FIG: VI A	



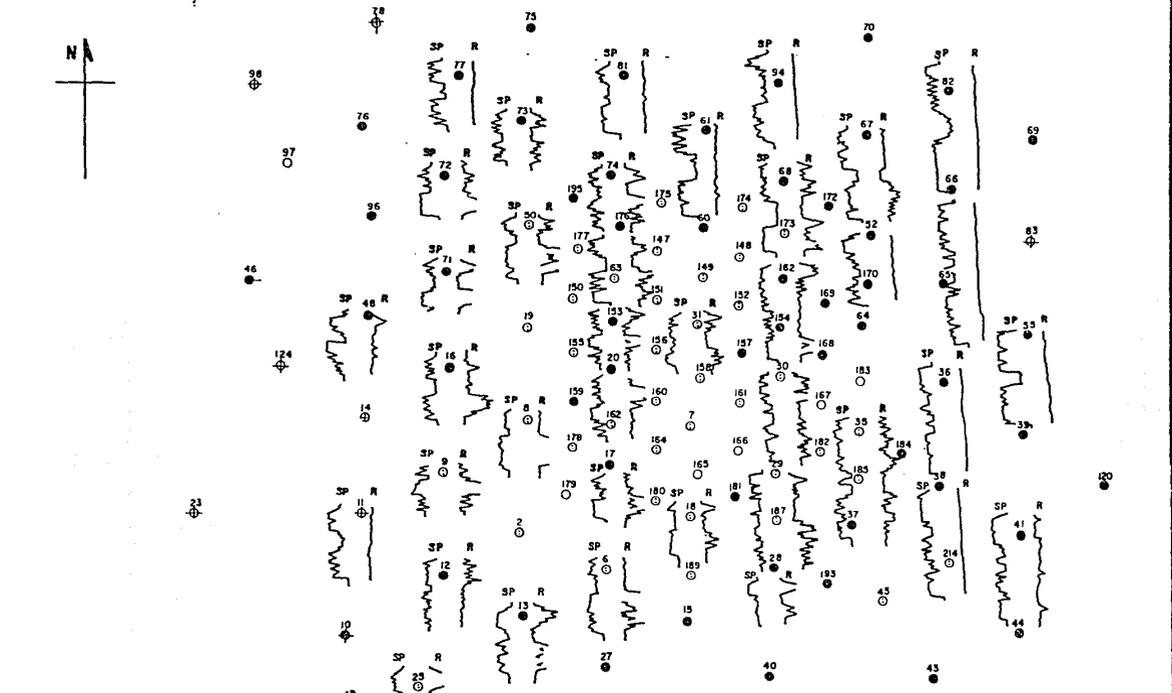
- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊙ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊙ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊙ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊙ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
PLANO DE CURVAS DE SP y Rn DE LA A-25		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. N°20000	FECHA:	FIG. VI-B



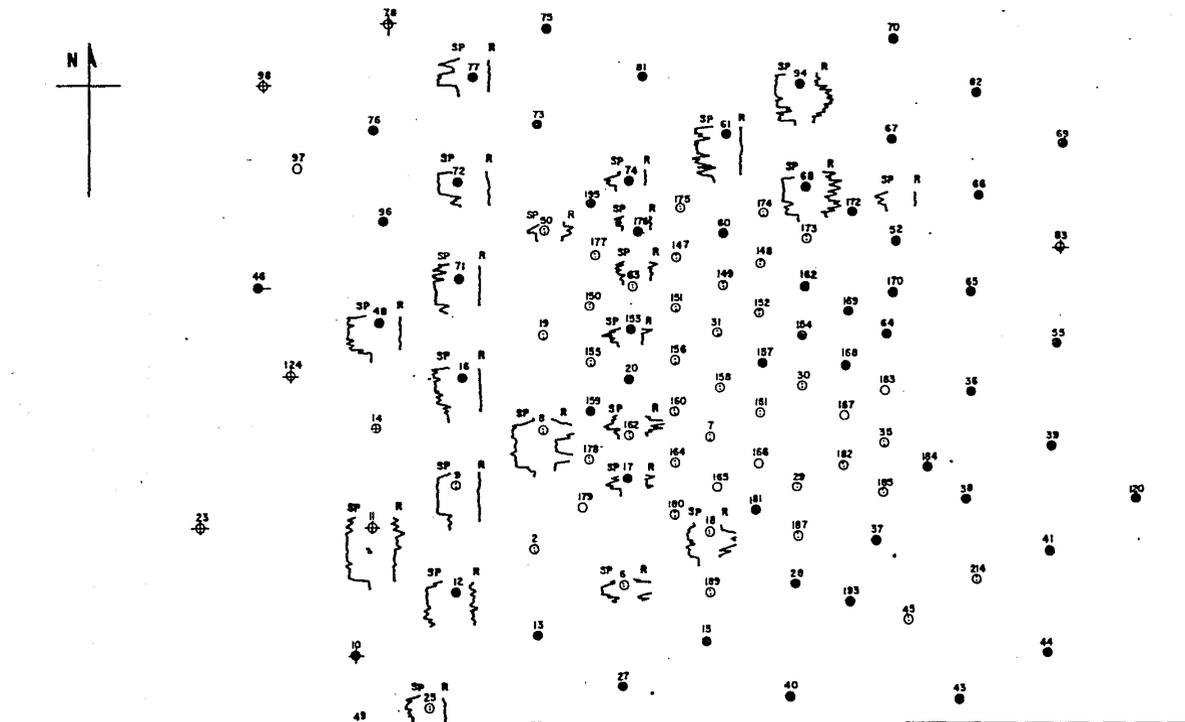
- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊙ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊙ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊙ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊙ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

<b>UNAM</b>	<b>FACULTAD DE INGENIERIA</b>	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO "CINCO PRESIDENTES"		
PLANO DE CURVAS DE SPyR <sub>h</sub> DE LA A-27		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC: 1:20000	FECHA:	FIG: VI-C



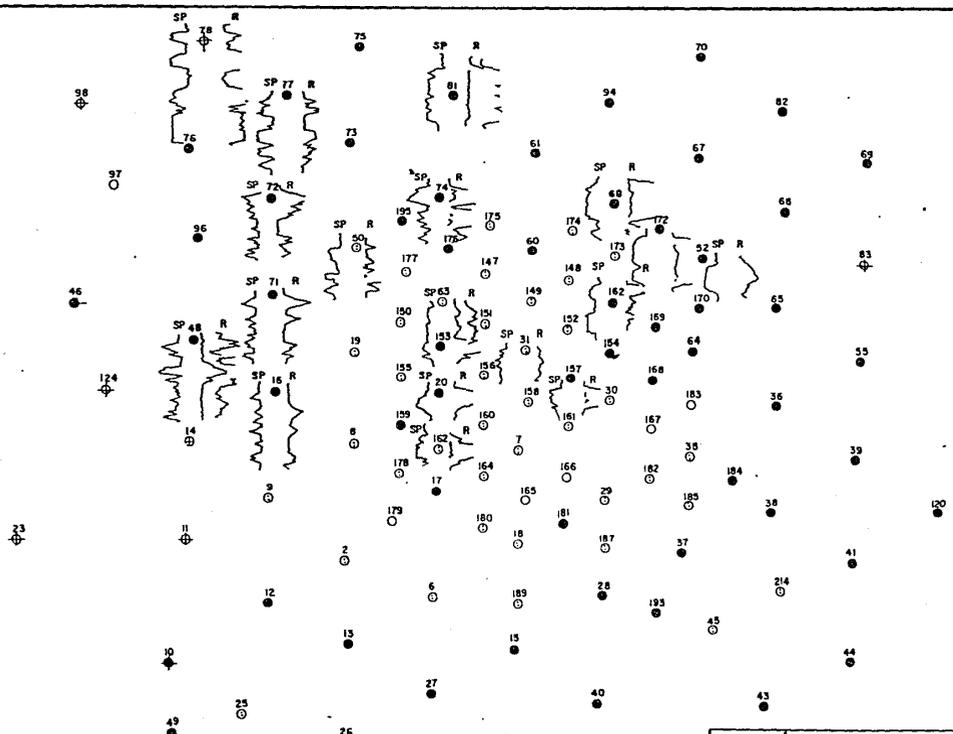
- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊕ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊖ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊕ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
PLANO DE CURVAS DE SP y R <sub>s</sub> DE LA A-30/31		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC: 1/20000	FECHA:	FIG: VI-D



- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊖ POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊕ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊗ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊙ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊚ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

<b>UNAM</b>		FACULTAD DE INGENIERIA
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO "CINCO PRESIDENTES"		
PLANO DE CURVAS DE SP y R <sub>o</sub> DE LA A-32		
ROSALBA RAMIREZ ULLQA		
ESCALA: 1:20000	FECHA:	FIG. VI-E



- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊙ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊙ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊙ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊙ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

<b>UNAM</b>		<b>FACULTAD DE INGENIERIA</b>
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
PLANO DE CURVAS DE SP y R de LA A-37/38		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC: 1:20000	FECHA:	FIG VI-F

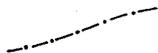
## SIMBOLOGIA



FALLA GEOLOGICA



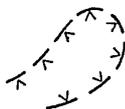
CURVA DE CIMA



CONTACTO AGUA - ACEITE



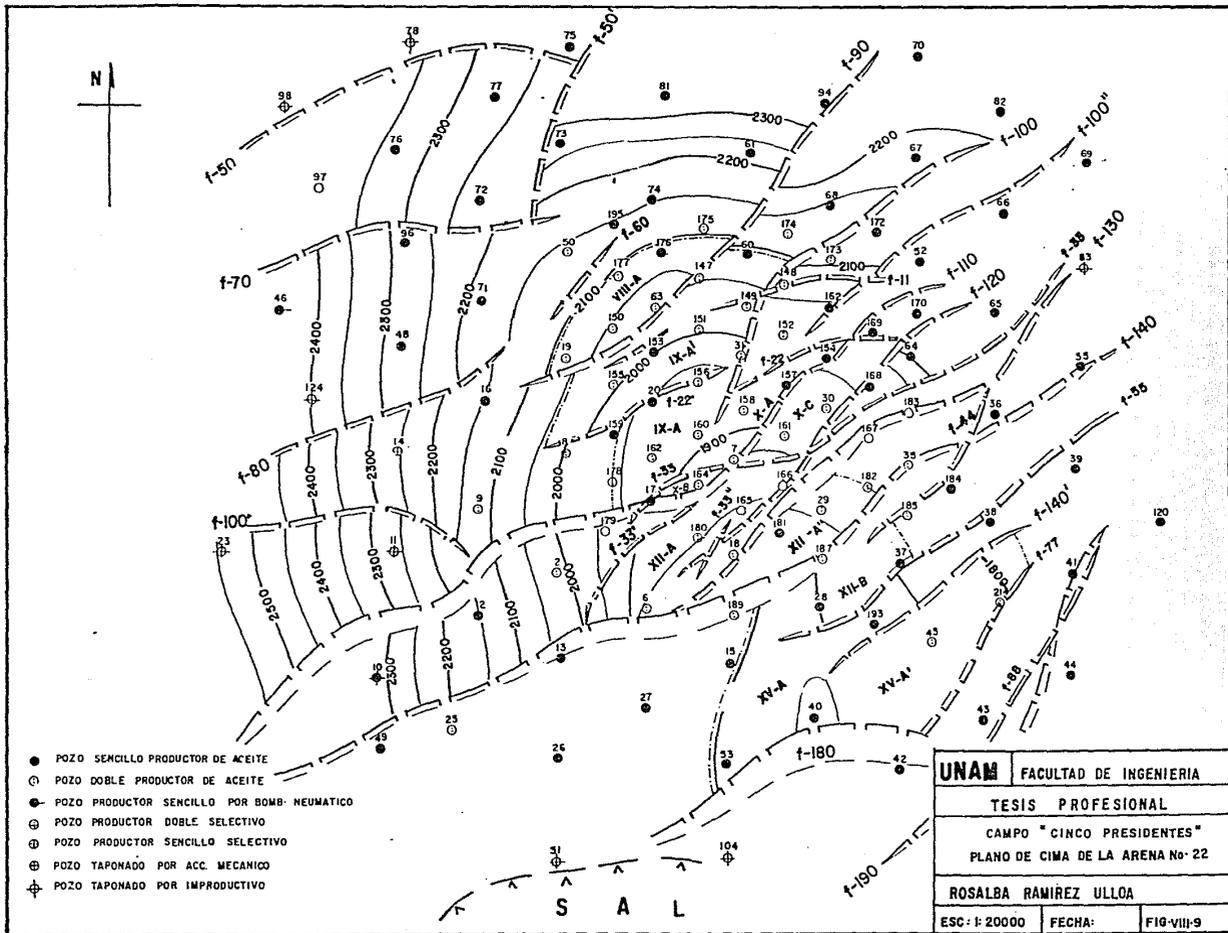
ZONA ARCILLOSA

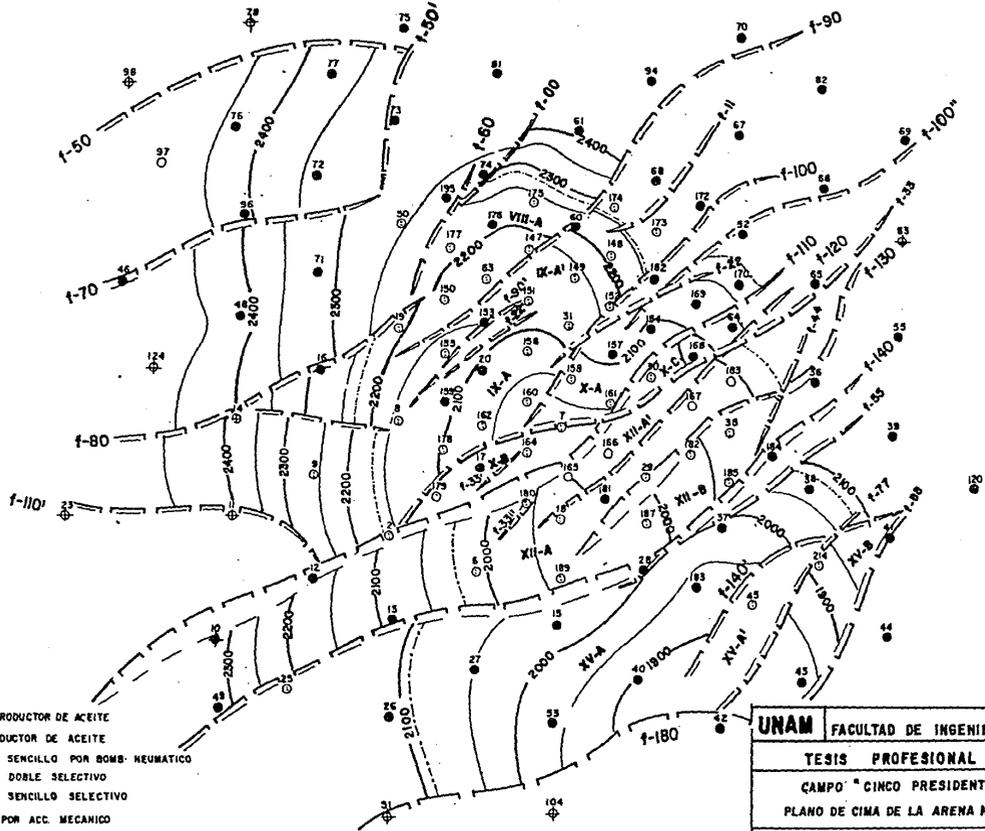
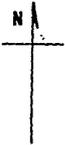


INTRUSION SALINA

VIII-A

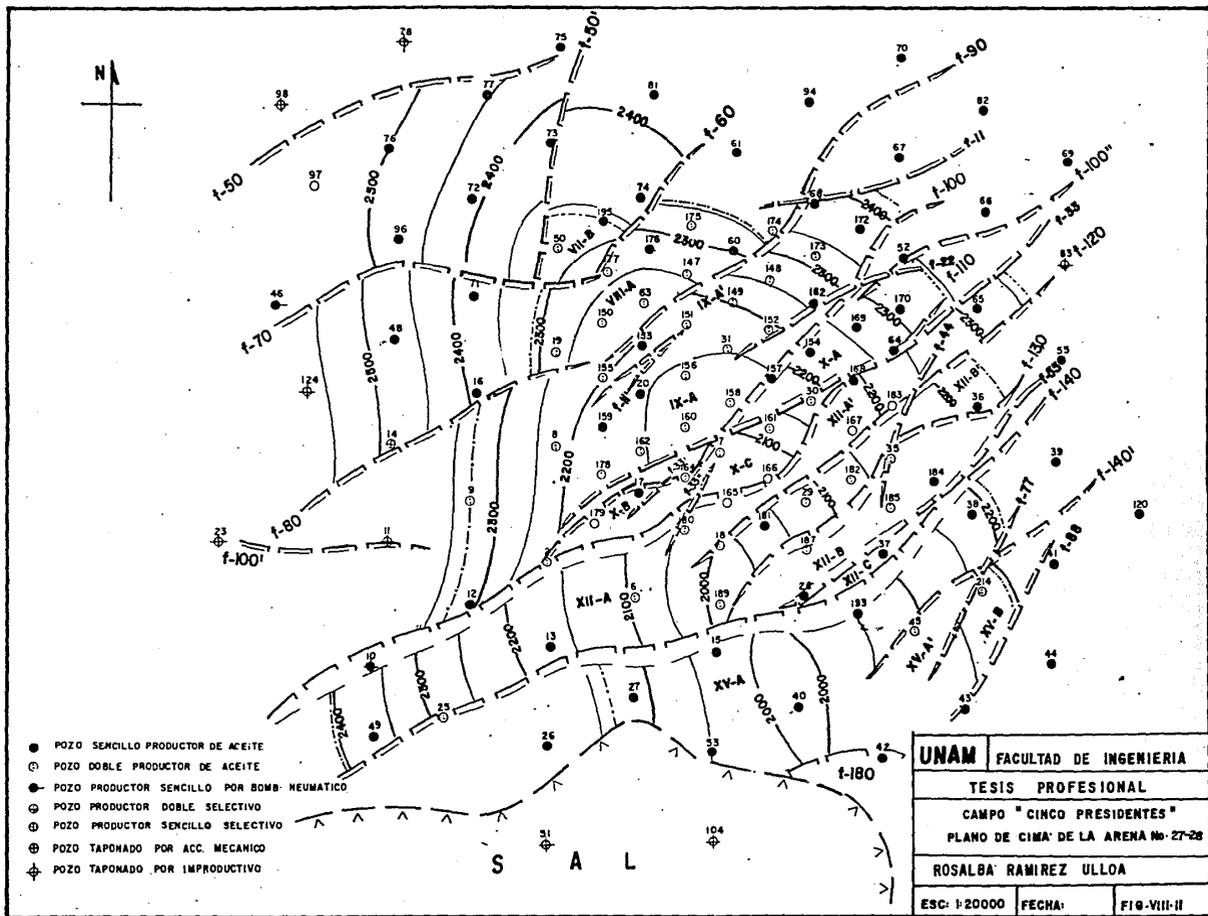
YACIMIENTO

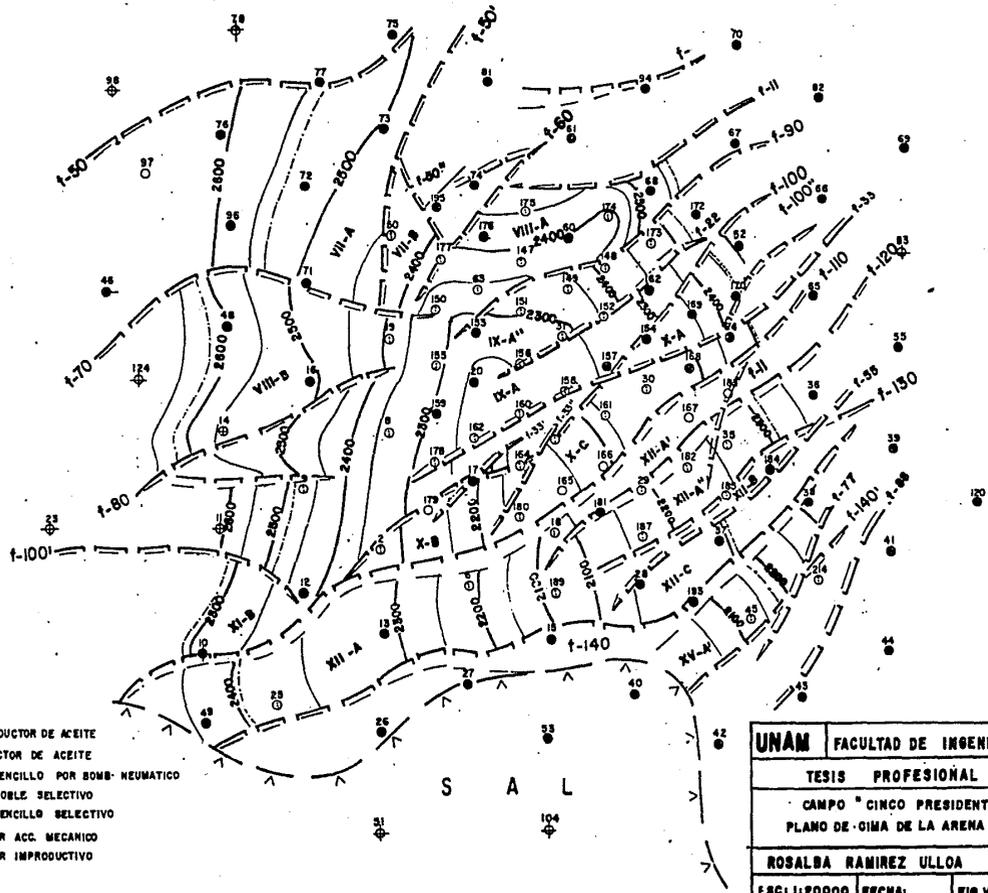




- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊖ POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊕ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊗ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊘ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊙ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

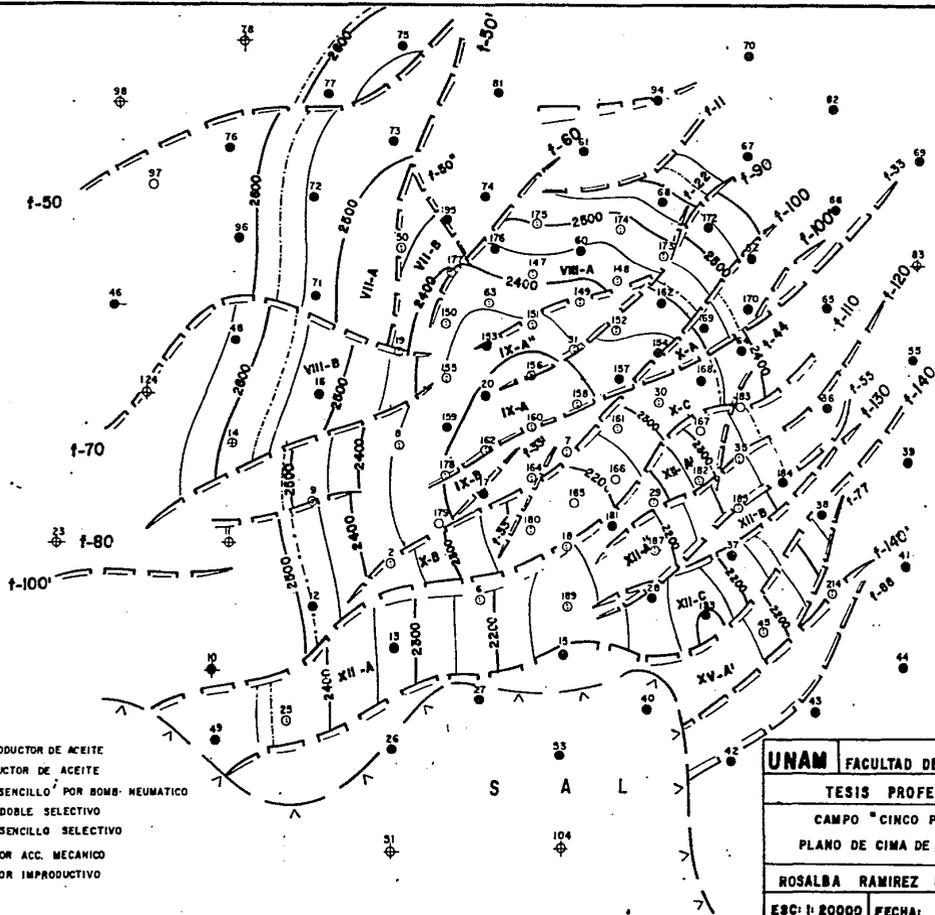
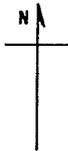
<b>UNAM</b>	FACULTAD DE INGENIERIA
TESIS PROFESIONAL	
CAMPO "CINCO PRESIDENTES"	
PLANO DE CIMA DE LA ARENA No-25	
ROSALBA RAMIREZ ULLOA	
ESC: 1:20000	FECHA: FIG.VIII-10





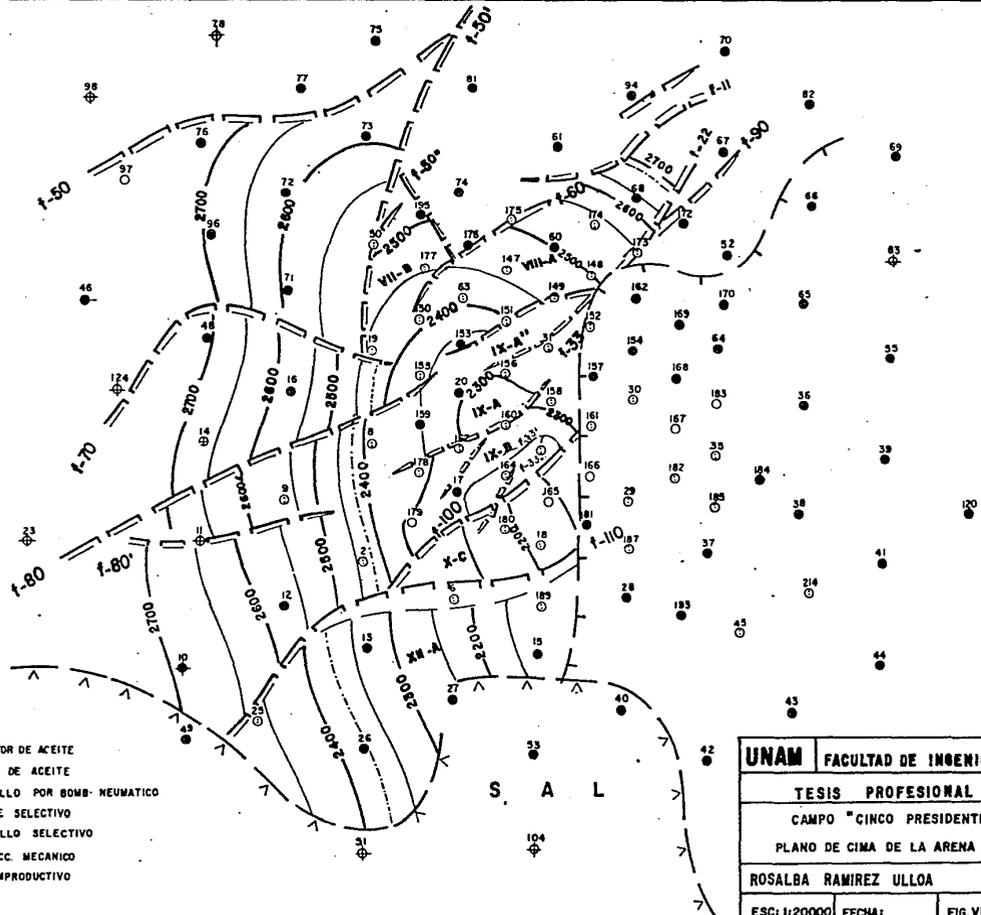
- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊕ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

<b>UNAM</b>	<b>FACULTAD DE INGENIERIA</b>
<b>TESIS PROFESIONAL</b>	
CAMPO "CINCO PRESIDENTES"	
PLANO DE OJINA DE LA ARENA No 30	
<b>ROSALBA RAMIREZ ULLOA</b>	
ESC: 1:20000	FECHA: FIG.VIII-12



- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊙ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊕ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊕ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊕ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

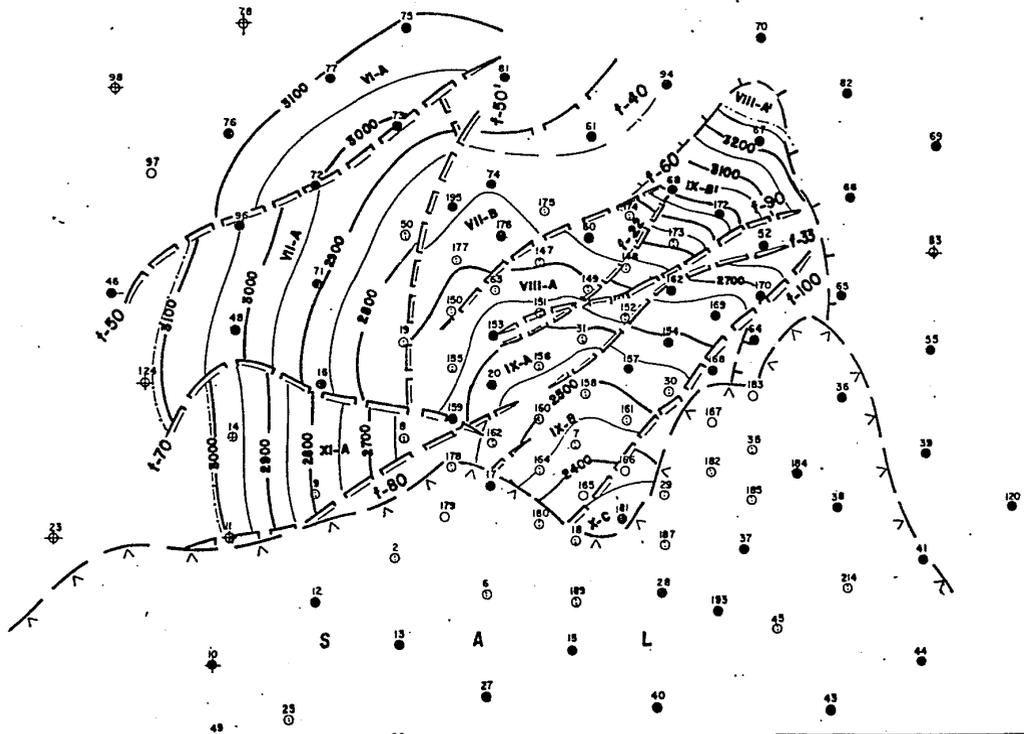
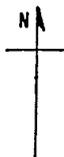
<b>UNAM</b>	<b>FACULTAD DE INGENIERIA</b>	
<b>TESIS PROFESIONAL</b>		
<b>CAMPO "CINCO PRESIDENTES"</b>		
<b>PLANO DE CIMA DE LA ARENA No-31</b>		
<b>ROSALBA RAMIREZ ULLOA</b>		
<b>ESC: 1:20000</b>	<b>FECHA:</b>	<b>FIG.VIII-13</b>



- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊕ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊖ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊕ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊕ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

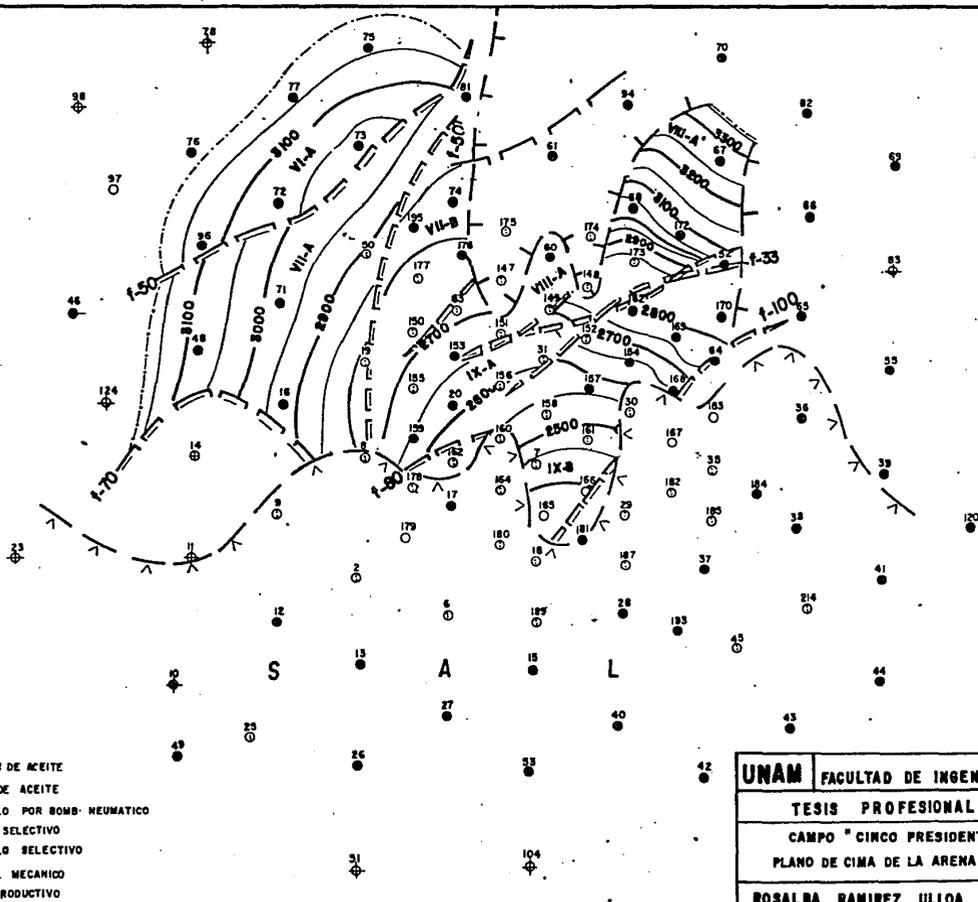
<b>UNAM</b>	FACULTAD DE INGENIERIA
TESIS PROFESIONAL	
CAMPO "CINCO PRESIDENTES"	
PLANO DE CIMA DE LA ARENA No-32	
ROSALBA RAMIREZ ULLOA	
ESC: 1:20000	FECHA:
	FIG. VII-14





- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊕ POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMBA NEUMATICO
- ⊗ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊖ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊙ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊕ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
PLANO DE CIMA DE LA ARENA No. 37		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. 1:20000	FECHA:	FIG. VIII-16



- POZO SENCILLO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO DOBLE PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO PRODUCTOR SENCILLO POR BOMB. NEUMATICO
- ⊙ POZO PRODUCTOR DOBLE SELECTIVO
- ⊙ POZO PRODUCTOR SENCILLO SELECTIVO
- ⊙ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊙ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
PLANO DE CIMA DE LA ARENA No. 38		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC: 1:20000	FECHA:	FIG: VIII-17

C.P-79

M.R. 7.73m

C.P-77

M.R. 7.96m

C.P-72

M.R. 8.10m

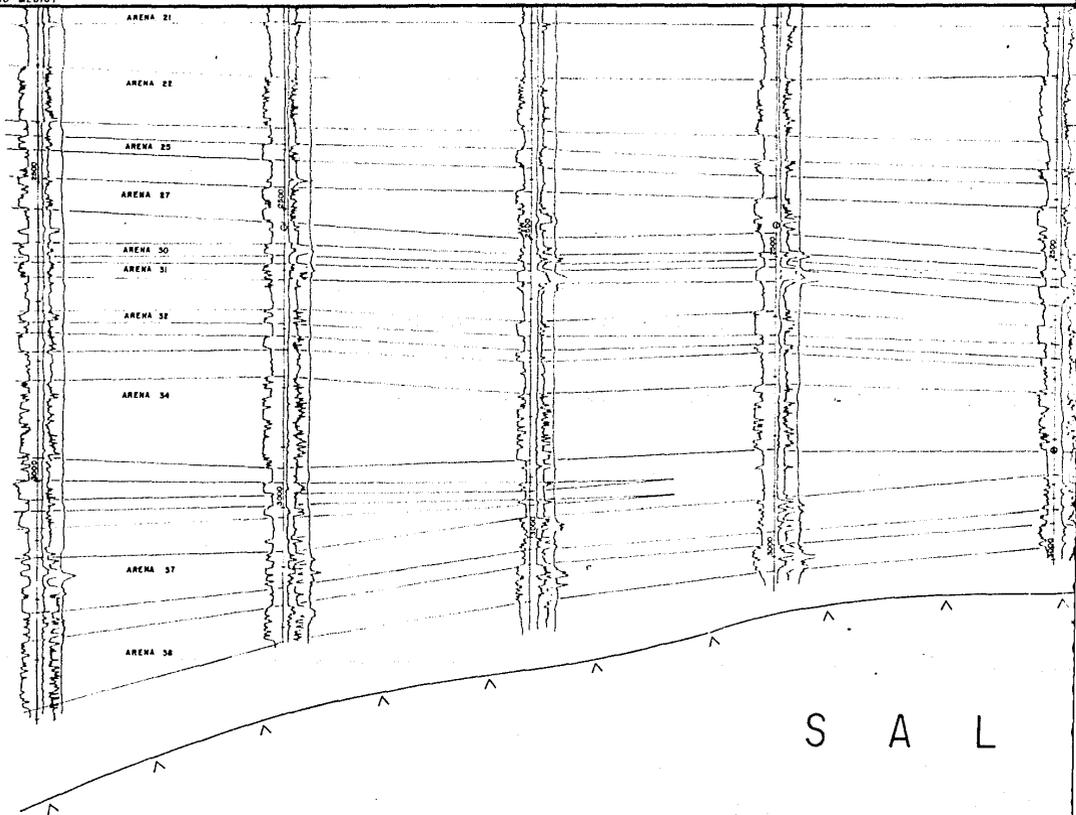
C.P-71

M.R. 6.04m

C.P-

M.R. 6

N.R. ARENA 20 (MIOCENO MEDIO)



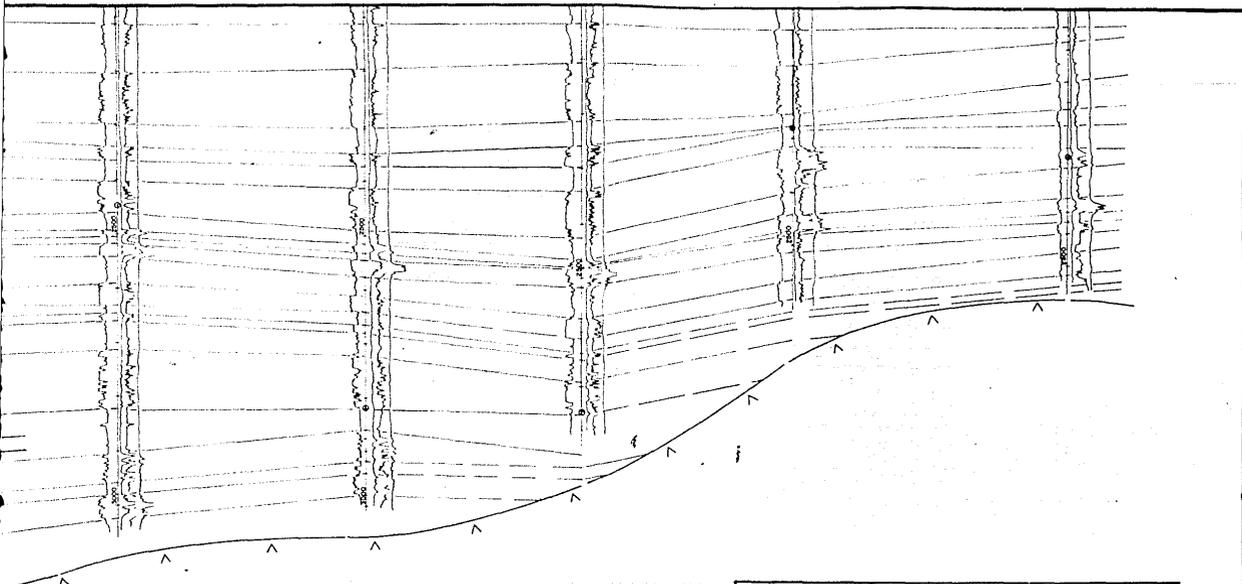
C.P-71  
M.R. 6.04m

C.P-16  
M.R. 6.21m

C.P-9  
M.R. 5.41m

C.P-12  
M.R. 5.22m

C.P-25  
M.R. 7.90m



S A L

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA Y-12		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. HOR: 1 4000	FECHA: JUNIO 1992	FIGURA: VII-3
ESC. VER: 1 4000		

C.P.-48

M.R. 5.94m

C.P.-16

M.R. 6.21m

C.P.-8

M.R. 7.74m

C.P.-178

M.R. 6.23m

C.P.-17

M.R. 4.84m

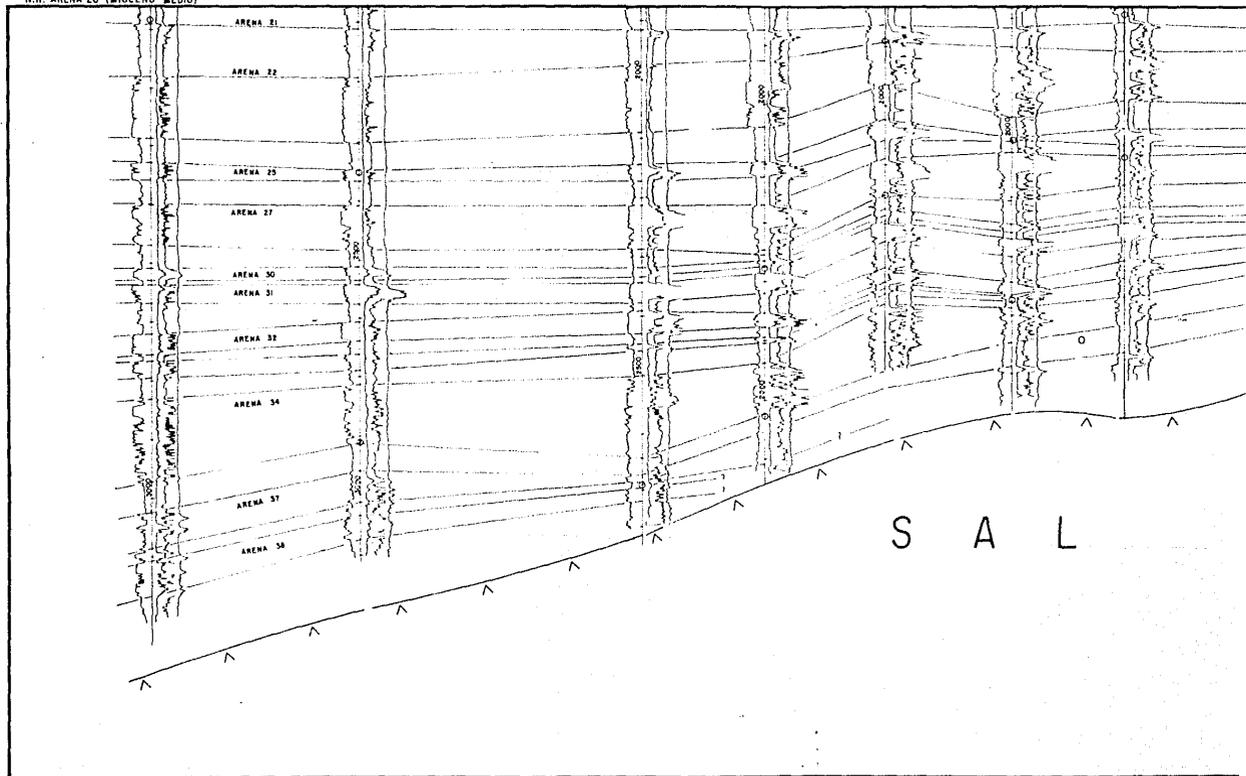
C.P.-180

M.R. 4.93m

C.P.-18

M.R. 5.15m

N.R. ARENA 20 (MIOCENO MEDIO)



178  
23m.

C.P.-17  
M.R. 4.84m.

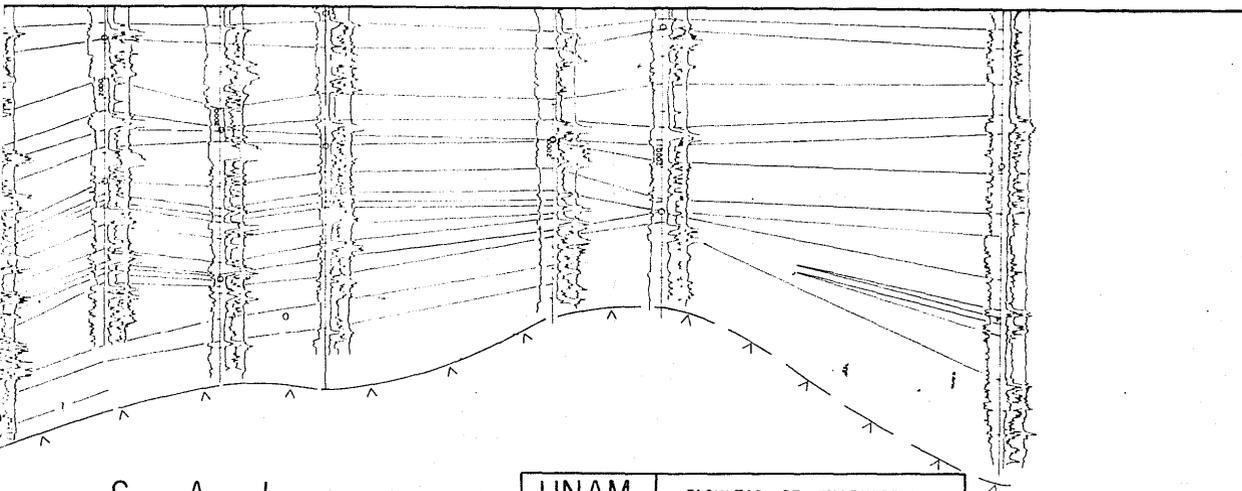
C.P.-180  
M.R. 4.93m

C.P.-18  
M.R. 5.10m

C.P.-28  
M.R. 5.21m

C.P.-193  
M.R. 4.87m

C.P.-43  
M.R. 5.60m.



S A L

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA Z-19		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. HOR. 1:4000	FECHA: JUNIO 1992	FIGURA: VII9
ESC. VER. 1:4000		

C.P-81

M.R. 6.73m

CP-74

M.R. 5.79 m.

C.P-176

M.R. 5.87 m.

C.P-63

M.R. 6.80m.

C.P-153

M.R. 5.83 m.

C.P-20

M.R. 6.13 m.

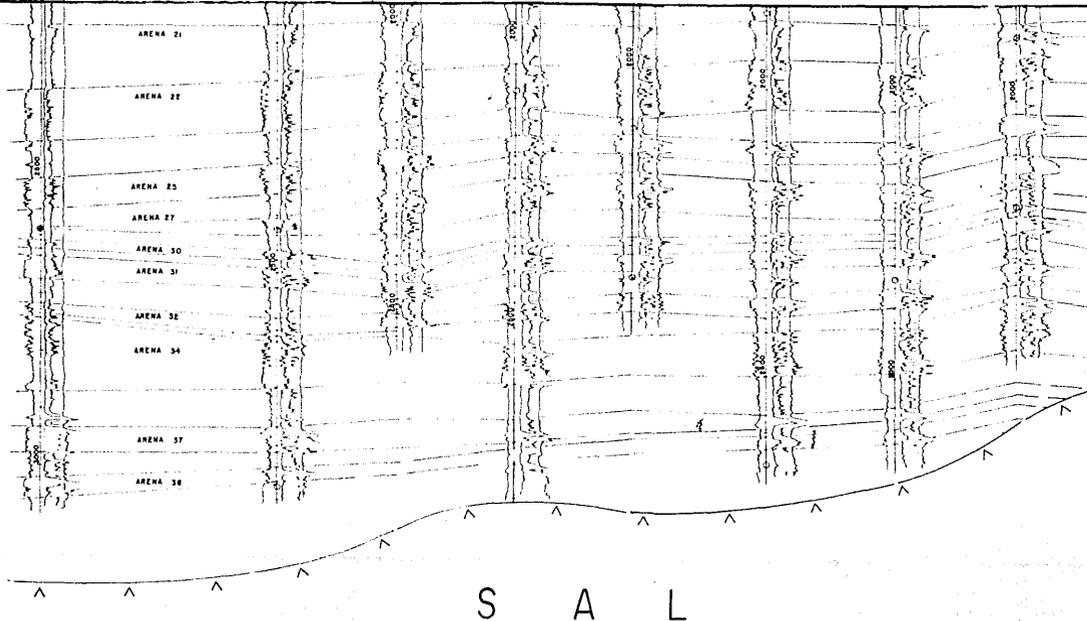
C.P-162

M.R. 6.38 m.

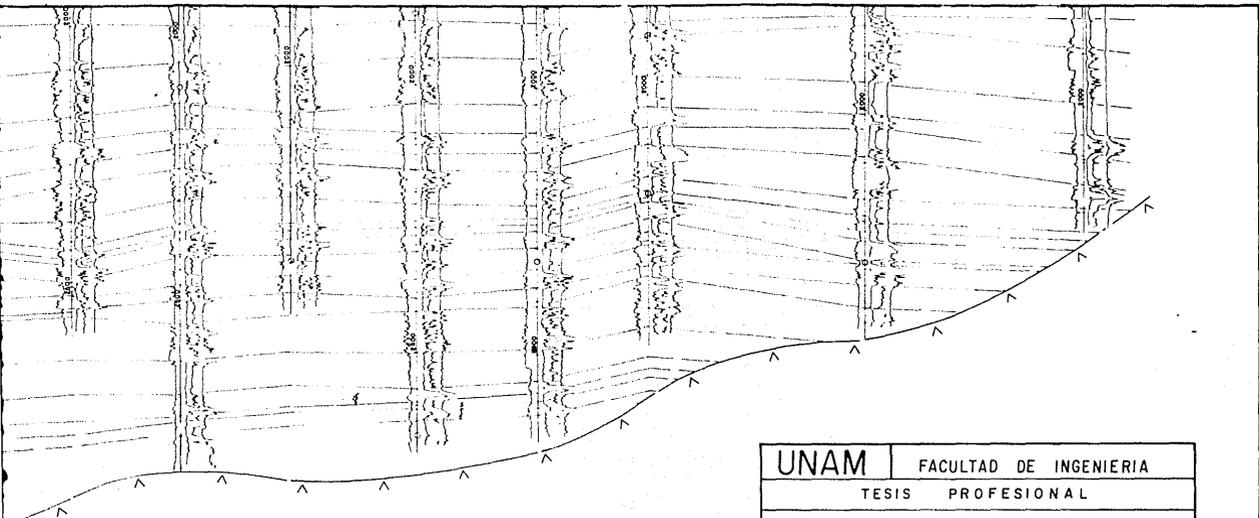
C 17

M.R. 4.84 m.

N. R. ARENA 20 (MIOCENO MEDIO)



C.P-176 M.R. 5.87m    C.P-63 M.R. 6.80m    C.P-153 M.R. 5.83m    C.P-20 M.R. 6.13m    C.P-162 M.R. 5.38m    C 17 M.R. 4.84m    C.P-6 M.R. 6.23m    C.P-27 M.R. 6.09m



S A L

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA Y-15		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC HOR: 1 4000	FECHA: JULIO 1992	FIGURA: VII-4
ESC VER: 1 4000		

C.P.-94

M.R. 8.77m

C.P.-68

M.R. 8.96m

C.P.-173

M.R. 8.36m

C.P.-62

M.R. 6.76m

C.P.-154

M.R. 6.51m

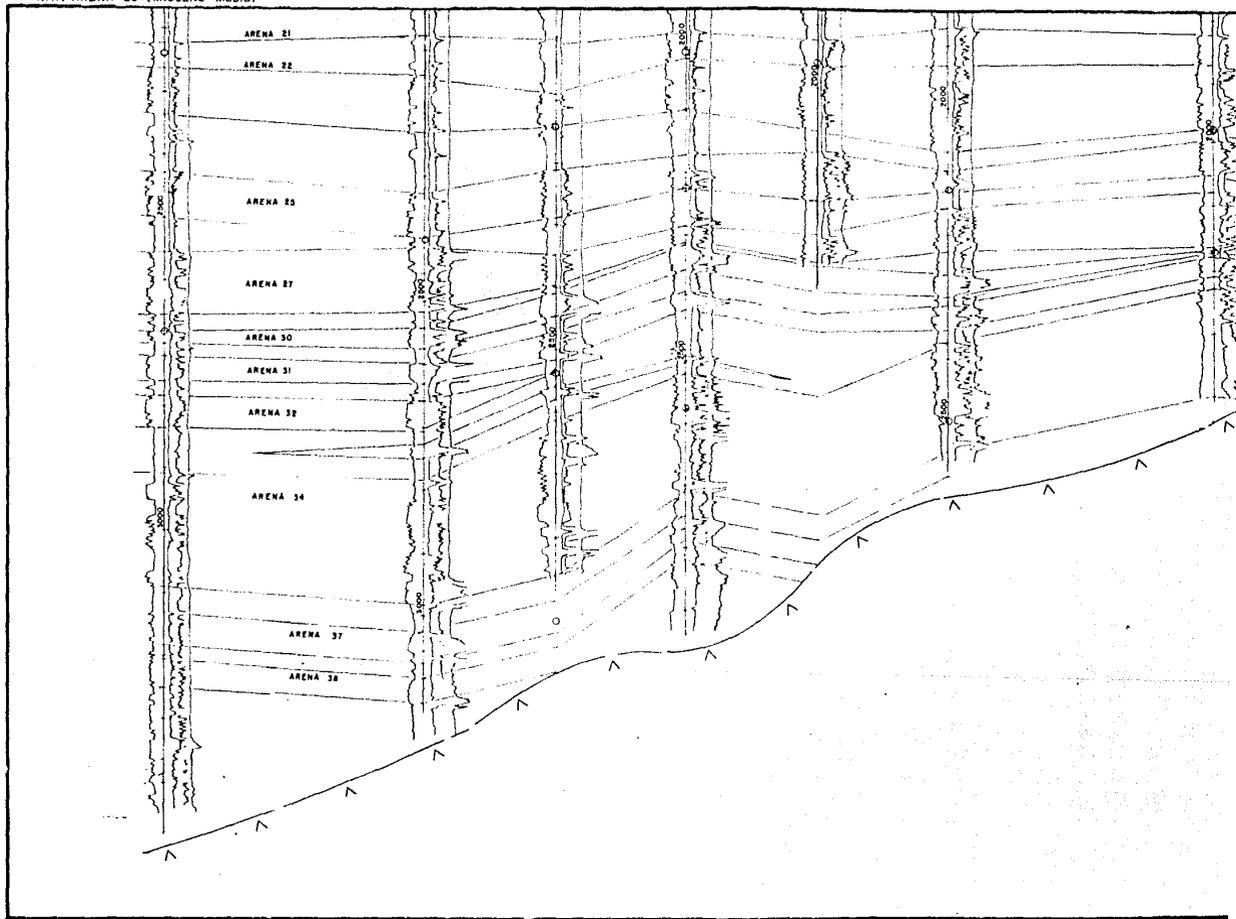
C.P.-30

M.R. 6.41m

C.P.-2

M.R. 6.3

N.R. ARENA 20 (MIOCENO MEDIO)



2  
m

C.P-154  
M.R. 6.51m.

C.P-30  
M.R. 6.41m

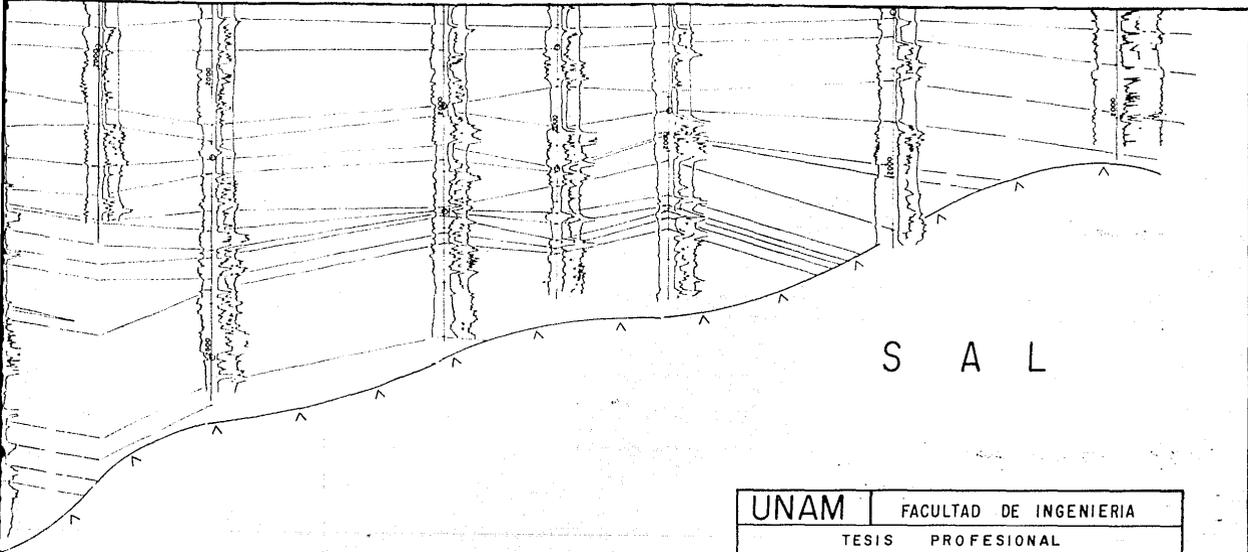
C.P-29  
M.R. 6.38m

C.P-187  
M.R. 6.42m

C.P-28  
M.R. 5.16m

C.P-40  
M.R. 6.00m

C.P-113  
M.R.



S A L

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA Y-19		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. HOR: 1:4000 ESC. VER: 1:4000	FECHA: JUNIO 1992	FIGURA: VII-5

C.P-93

C.P-82

C.P-66

CP-65

C.P-1

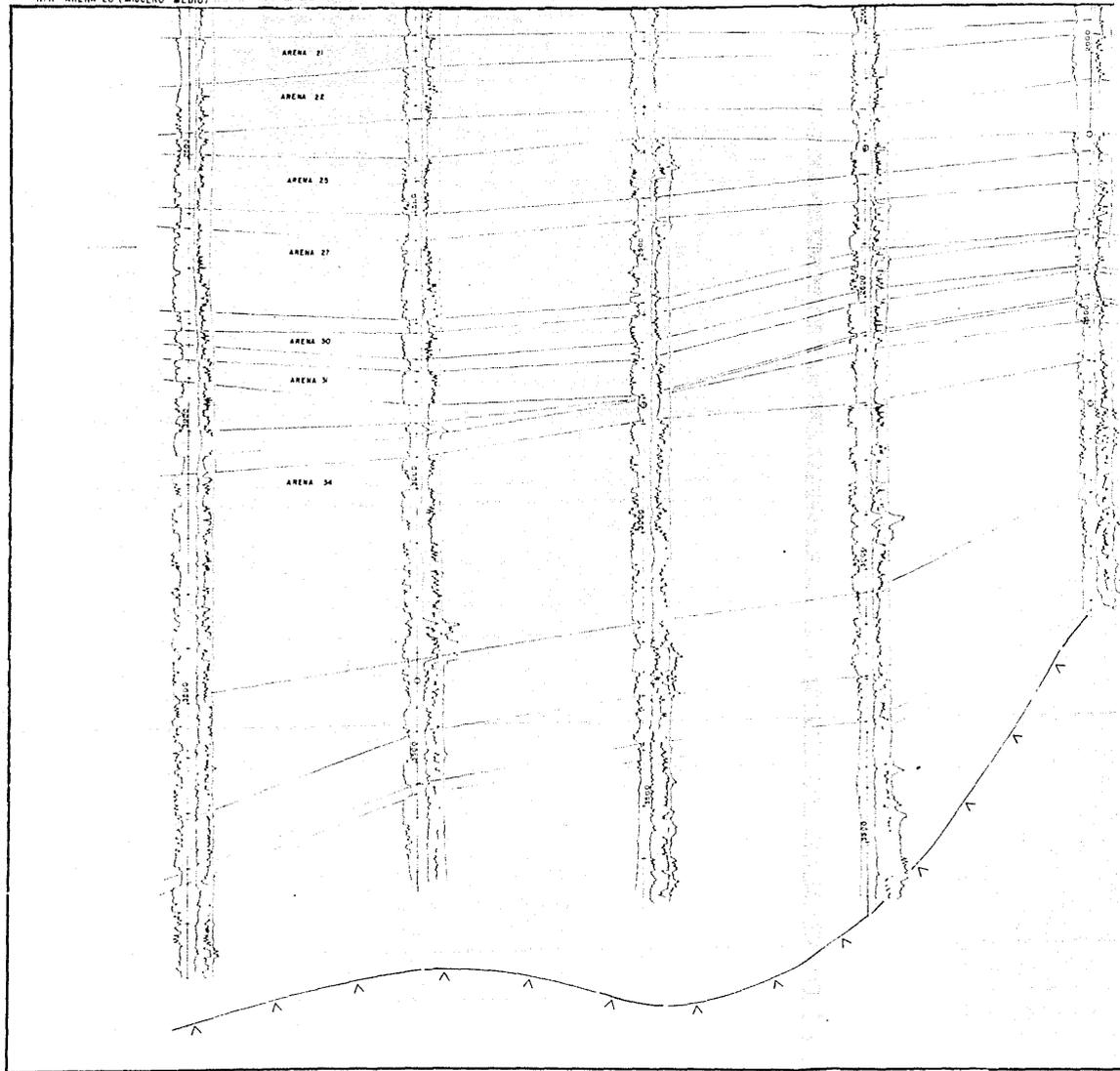
M.R.10.82m.

M.R. 6.55m.

M.R. 5.94m.

M.R. 8.11

N.R. ARENA 20 (WIOCENO MEDIO)



C.P-66

M.R. 6.55m

C.P-65

M.R. 5.94m

C.P-36

M.R. 6.11m

C.P-38

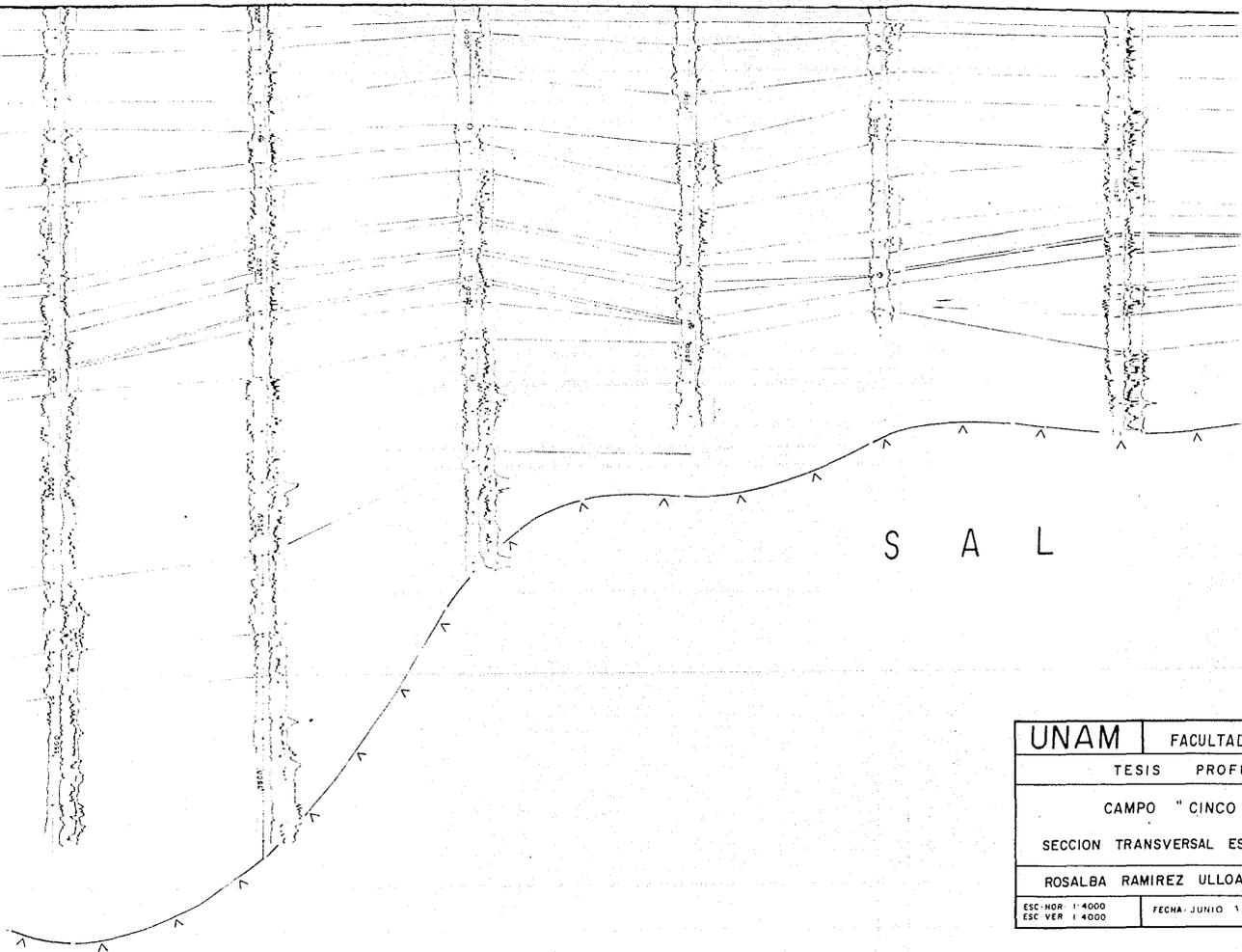
M.R. 5.61m

C.P-214

M.R. 3.95m

C.P-43

M.R. 5.60m



UNAM	FACULTAD
TESIS	PROFI
CAMPO " CINCO	
SECCION TRANSVERSAL ES	
ROSALBA RAMIREZ ULLOA	
ESC: HOR 1:4000	FECHA: JUNIO 1
ESC: VER 1:4000	

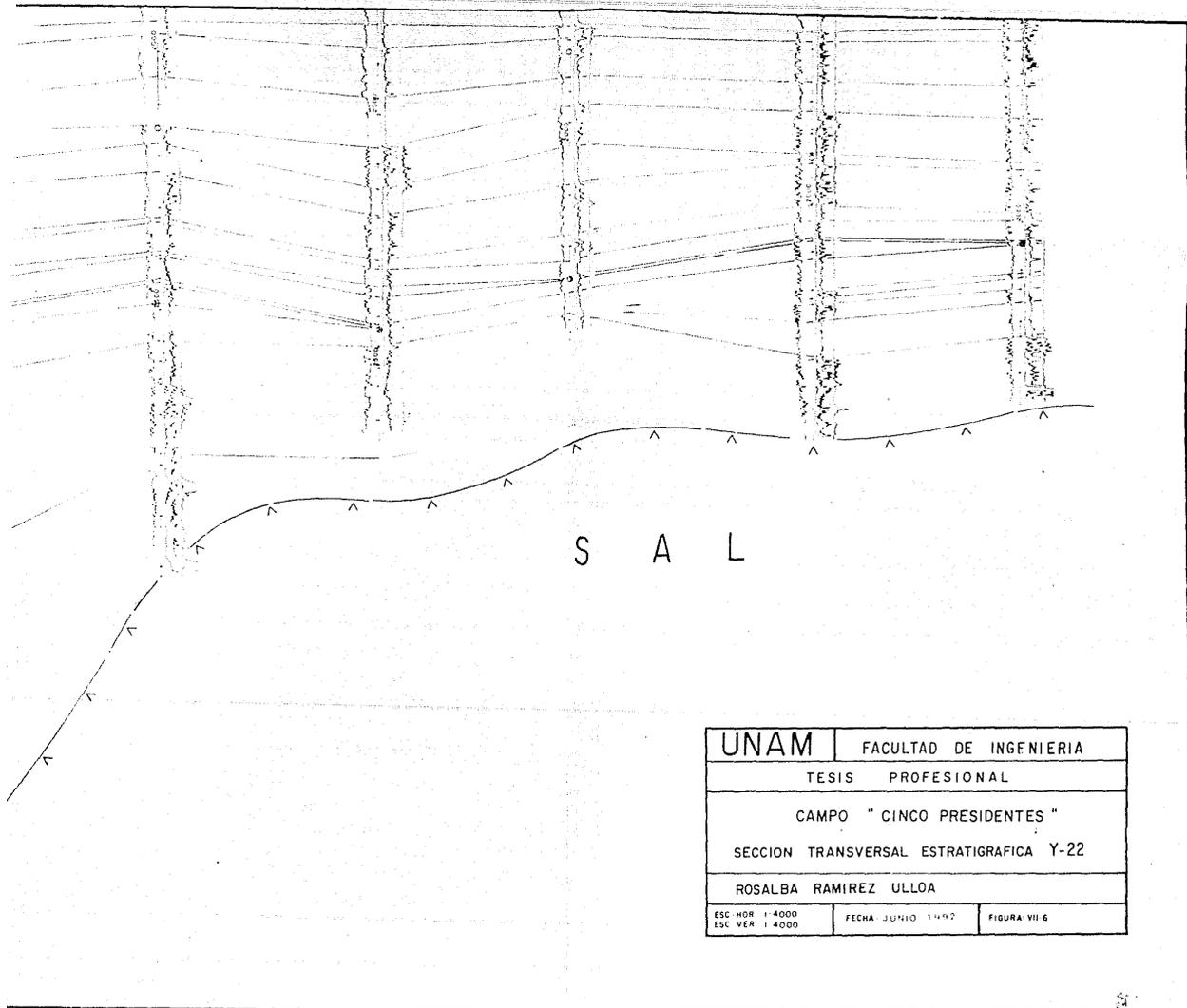
C.P.-36  
M.R. 6.11m.

C.P.-38  
M.R. 5.81m.

C.P.-214  
M.R. 3.95m.

C.P.-43  
M.R. 5.60m.

C.P.-32  
M.R. 6.66m.



UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA Y-22		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. HOR. 1:4000	FECHA JUNIO 1992	FIGURA VII.6
ESC. VER. 1:4000		

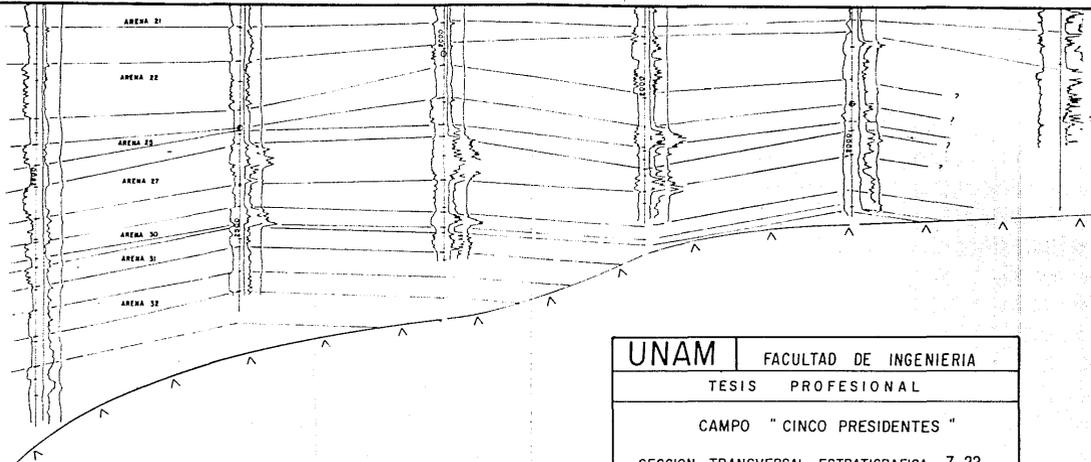
C.P-11  
M.R. 5.59m

C.P-12  
M.R. 5.22m

C.P-13  
M.R. 5.88m

C.P-27  
M.R. 6.09m

C.P-53  
M.R. 6.57m



UNAM

FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS PROFESIONAL

CAMPO " CINCO PRESIDENTES "

SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA Z-22

ROSALBA RAMIREZ ULLOA

ESC. HOR. 1:4000  
ESC. VER. 1:4000

FECHA: JUNIO 1992

FIGURA: VII-10

C.P.-81  
M.R. 6.75m

C.P.-61  
M.R. 6.33m

C.P.-68  
M.R. 5.96m

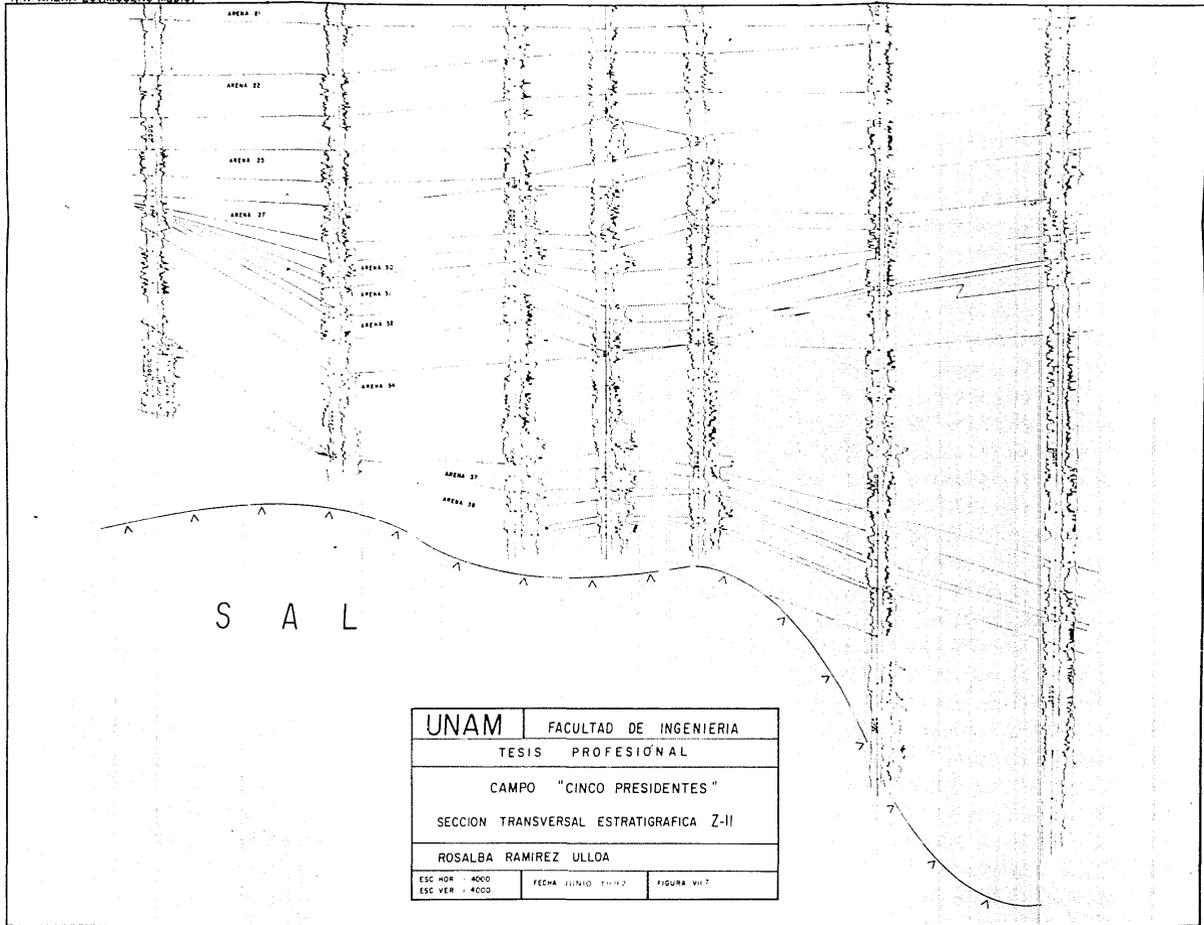
C.P.-172  
M.R. 5.46m

C.P.-52  
M.R. 6.21m

C.P.-65  
M.R. 7.51m

C.P.-56  
M.R. 5.48m

N.R. ARENA 20 (MIOCENO MEDIO)



C.P-72

M.R. 8.10 m.

C.P-50

M.R. 6.02 m.

C.P-177

M.R. 5.60 m.

C.P-63

M.R. 6.80 m.

C.P-151

M.R. 7.59 m.

C.P-31

M.R. 5.49 m.

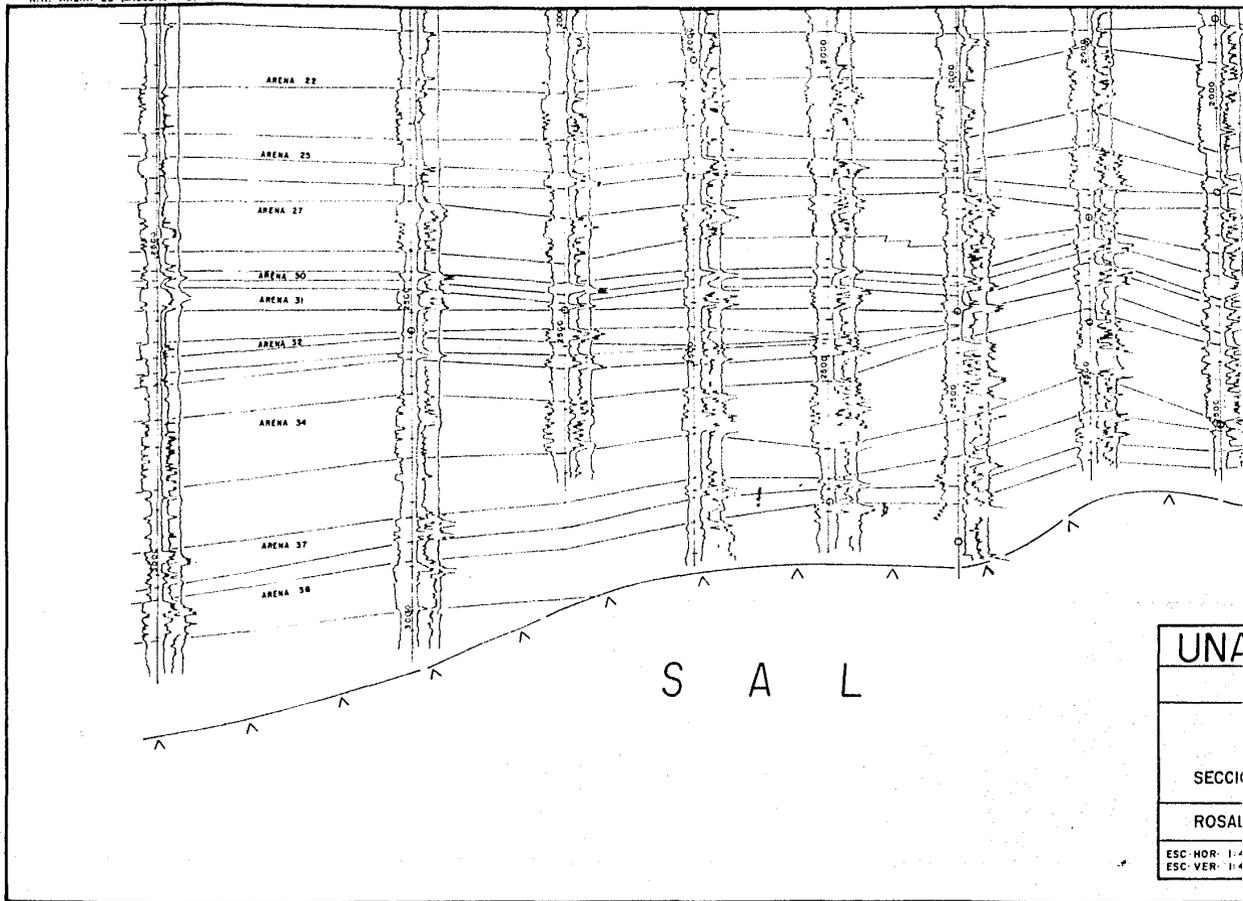
C.P-157

M.R. 5.65 m.

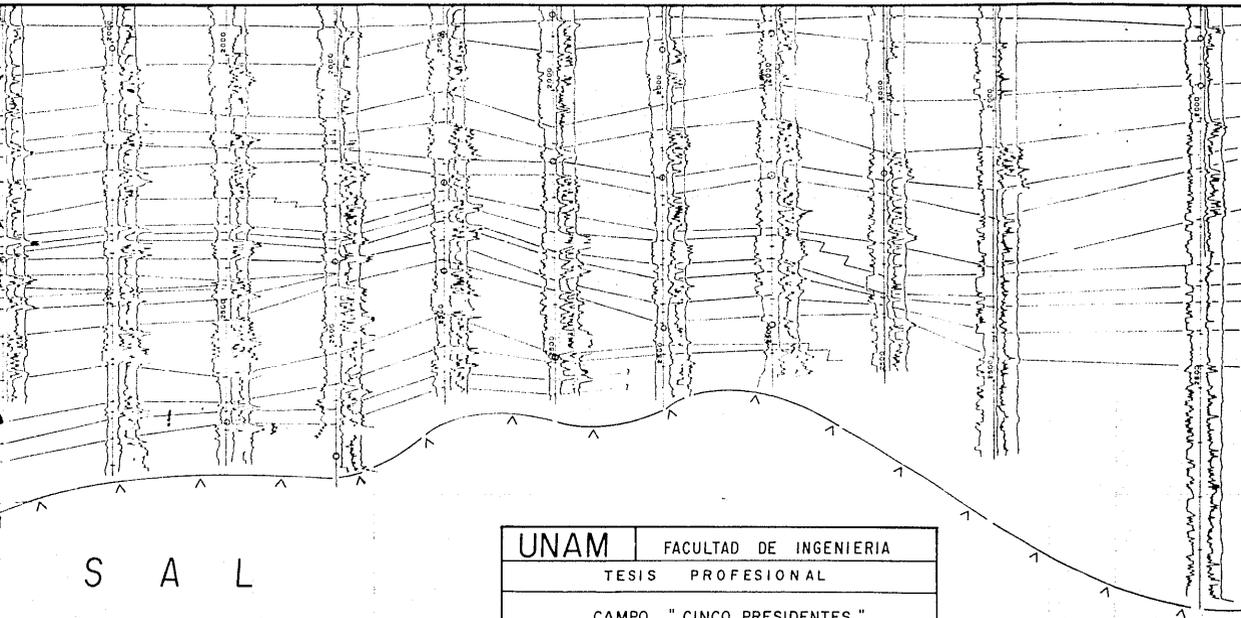
C.P-3

M.R. 6.4

M.R. ARENA 20 (MIOCENO MEDIO)



P-177 5.50m C.P-63 M.R. 6.80m C.P-151 M.R. 7.59m C.P-31 M.R. 5.49m C.P-157 M.R. 5.65m C.P-30 M.R. 6.42m C.P-167 M.R. 6.12m C.P-35 M.R. 6.42m C.P-184 M.R. 6.42m C.P-38 M.R. 5.61m C.P-41 M.R. 8.99m



S A L

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRATIGRAFICA Z-15		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC HOR: 1 4000 ESC VER: 1 4000	FECHA: JUNIO 1992	FIGURA: VII B

C.P-151  
M.R. 7.59 m.

C.P-31  
M.R. 5.49 m.

C.P-157  
M.R. 5.85 m.

C.P-30  
M.R. 6.42 m.

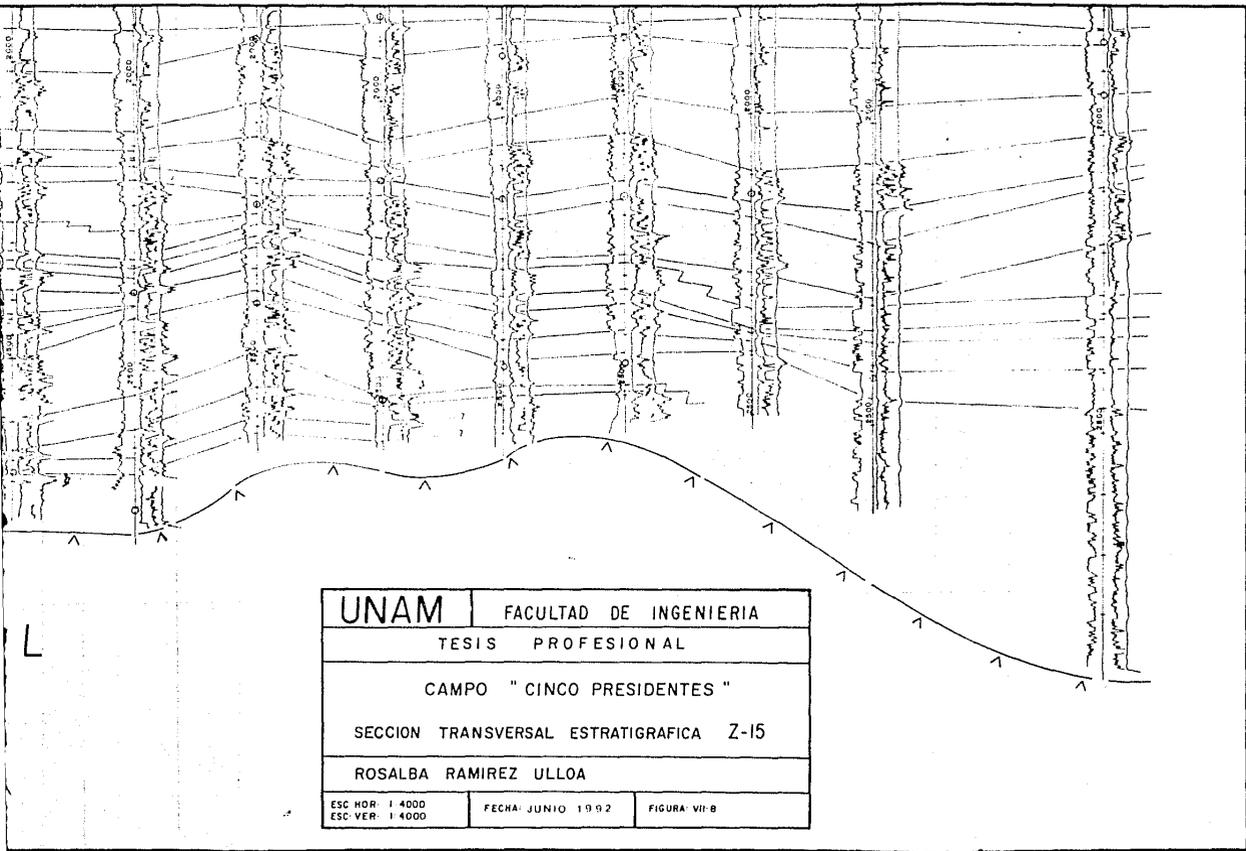
C.P-167

C.P-35  
M.R. 6.12 m.

C.P-184  
M.R. 6.42 m.

C.P-38  
M.R. 5.61 m.

C.P-41  
M.R. 5.99 m.



CP-79

M.R. 773m

M.R. 1800 mbse

CP-77

M.R. 796m

CP-72

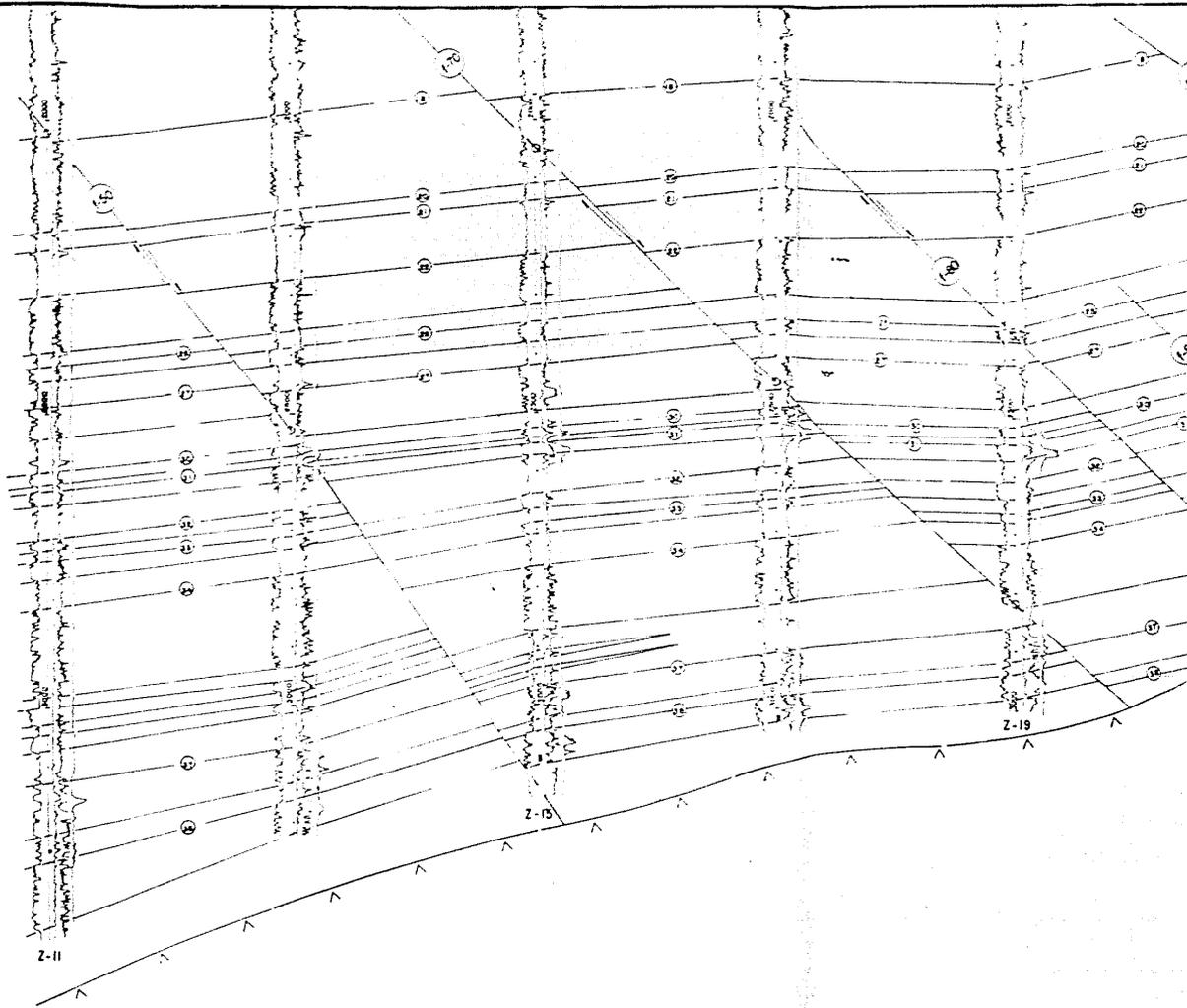
M.R. 810m

CP-71

M.R. 604m

CP-6

M.P. 621m



C.P.-72

M.R. 8.10m

C.P.-71

M.R. 6.04m

C.P.-16

M.R. 6.21m

C.P.-9

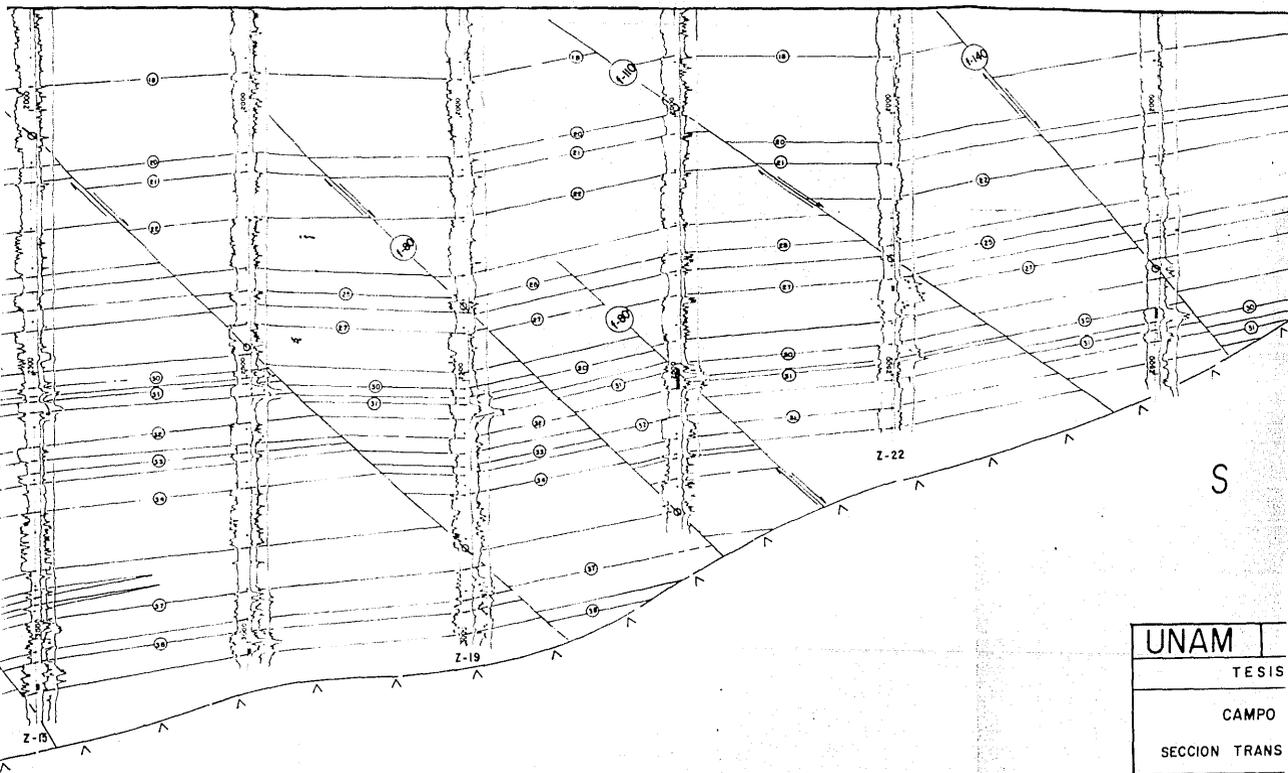
M.R. 5.41m

C.P.-12

M.R. 5.22m

C.P.-25

M.R. 7.30m



UNAM	
TESIS	
CAMPO	
SECCION TRANS	
ROSALBA RAMIR	
ESC. NCR: 1/4000	FE
ESC. VER: 1/4000	

16

CP-9

M.R. 5.41m

CP-12

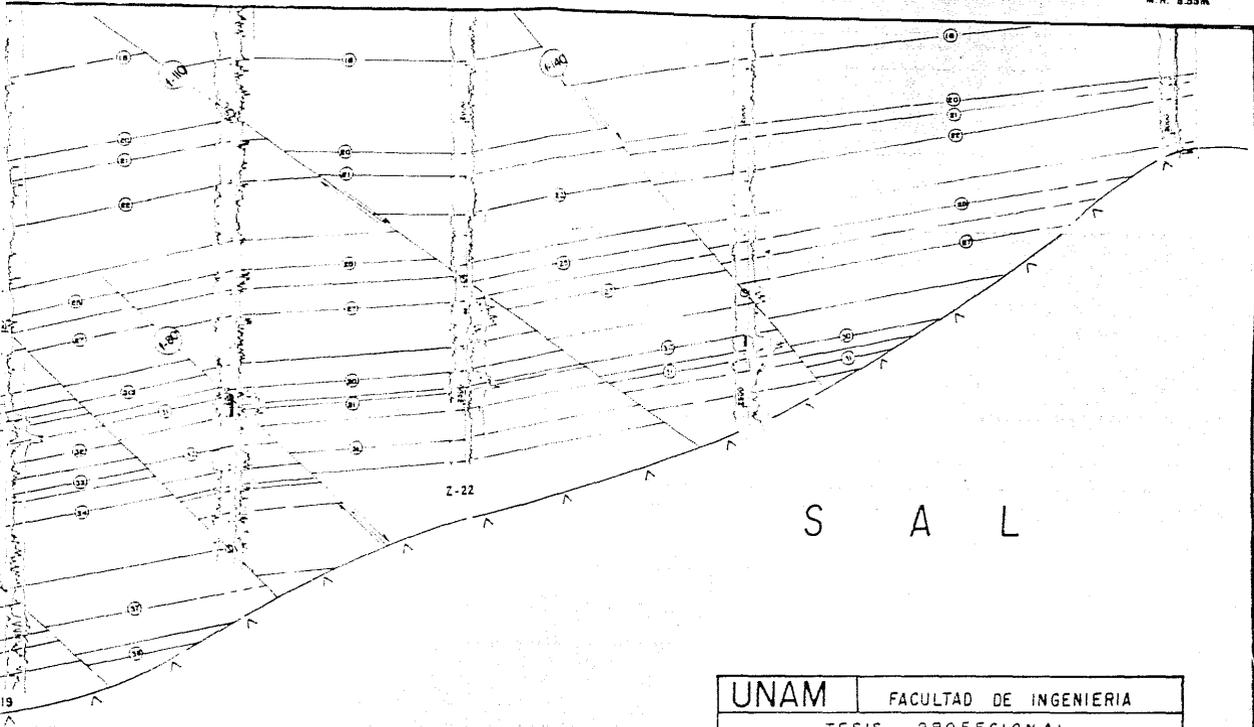
M.R. 5.22m

CP-25

M.R. 7.30m

CP-87

M.R. 8.53m



UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Y-12		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. HOR. : 4000 ESC. VER. : 4000	FECHA DE ELABORACION : 1992	FIGURA NUMERO : 1

C.P.-81

C.P.-74

C.P.-176

C.P.-63

C.P.-153

C.P.-20

C.P.-162

M.R. 673m

M.R. 579m

M.R. 587m

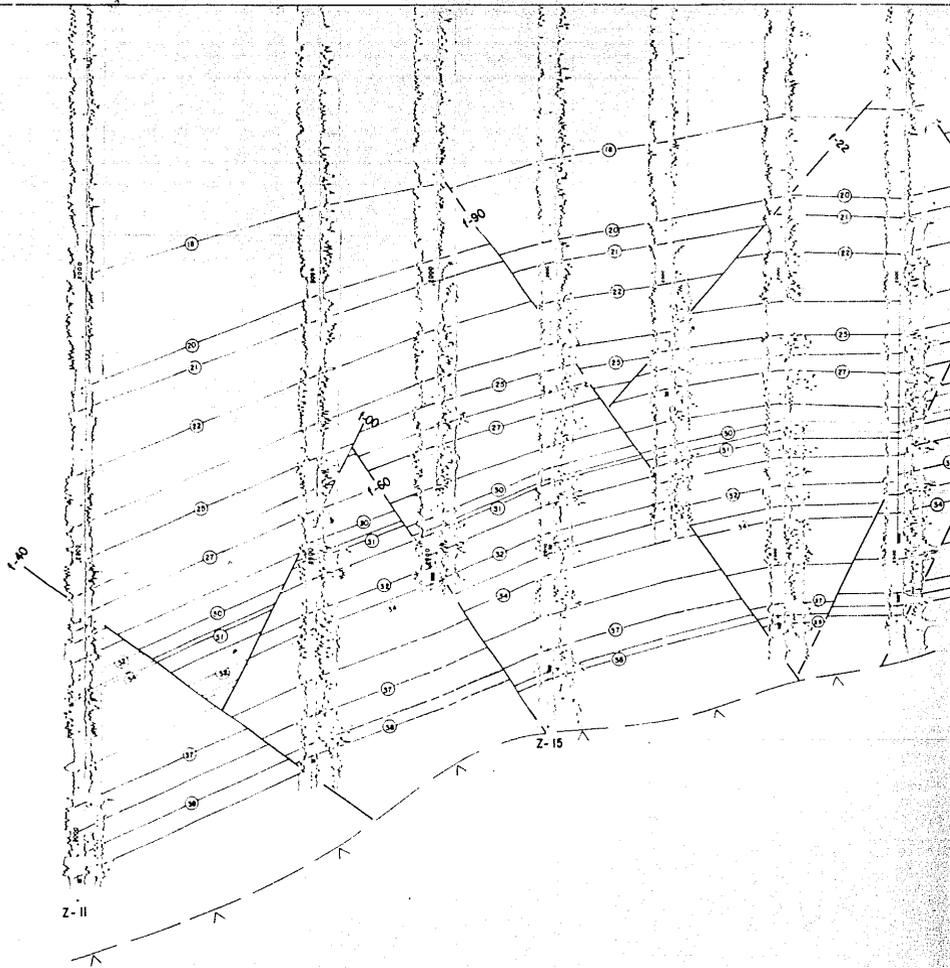
M.R. 680m

M.R. 583m

M.R. 613m

M.R. 538m

N.R. 1500 mbnm



4  
9m

C.P-176

C.P- 63

C.P- 153

C.P- 20

C.P-162

C.P- 17

C.P- 6

C.P- 27

M R 5 87m

M R 6 80m

M R 5 83m

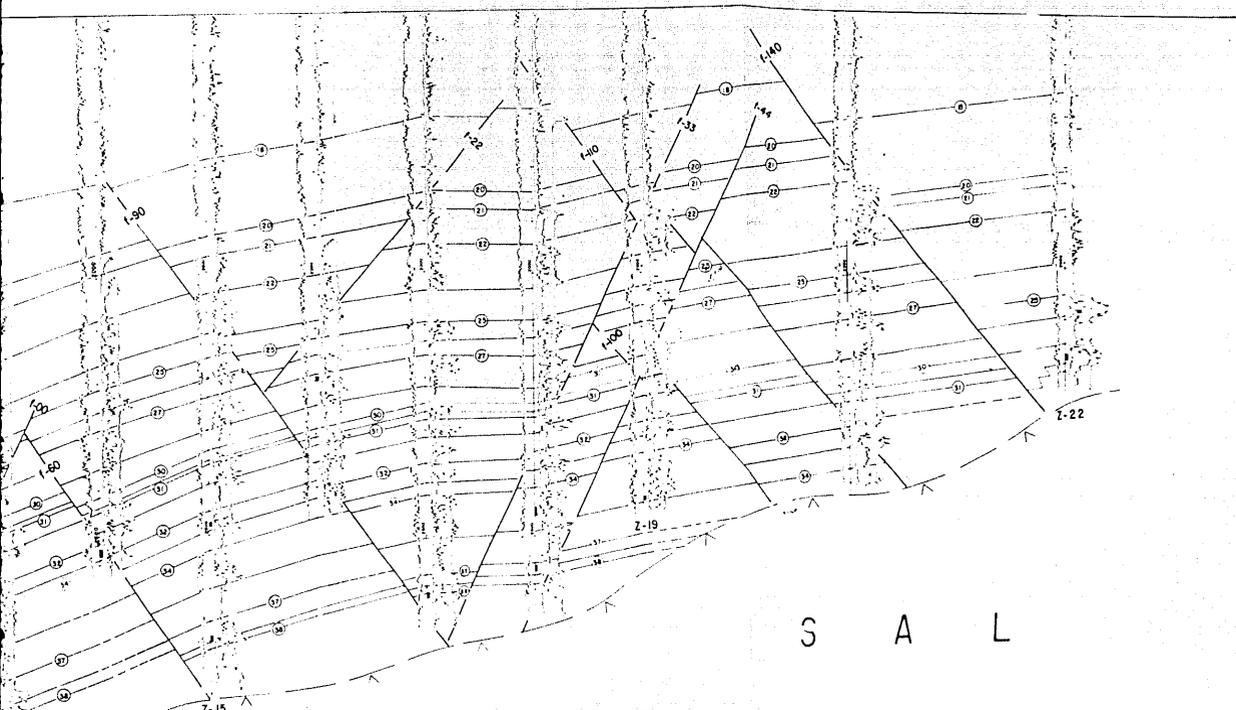
M R 6 13m

M R 5 38m

M R 4 84m

M R 6 23m

M R 6 09m



S A L

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Y-15		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC NOR 1 4000 ESC VER 1 4000	FECHA JUNIO 1992	FIGURA VIII 2

C.P. - 94  
M.R. 6.77m

C.P. - 68  
M.R. 5.96m

C.P. - 173  
M.R. 6.36m

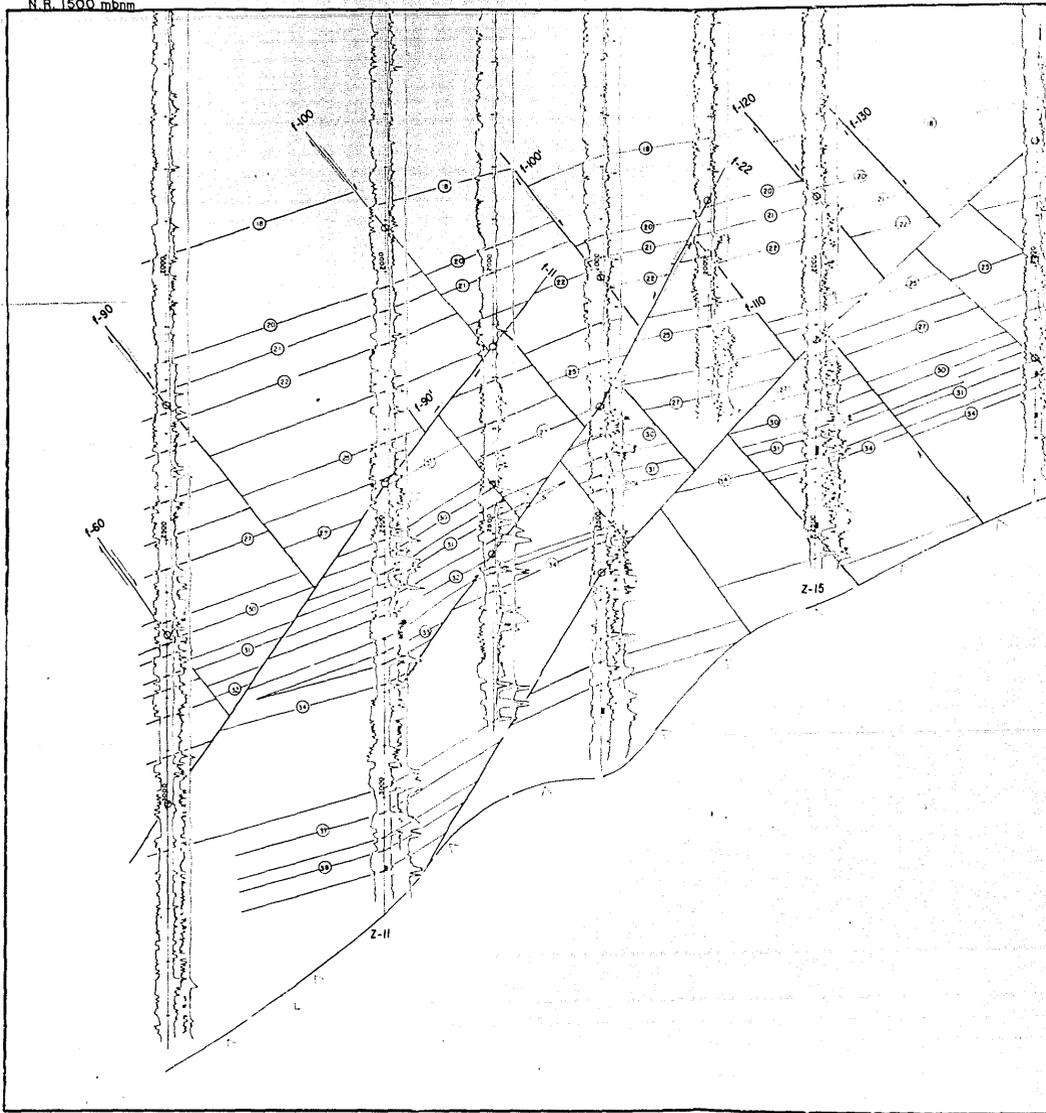
C.P. - 62  
M.R. 6.76m

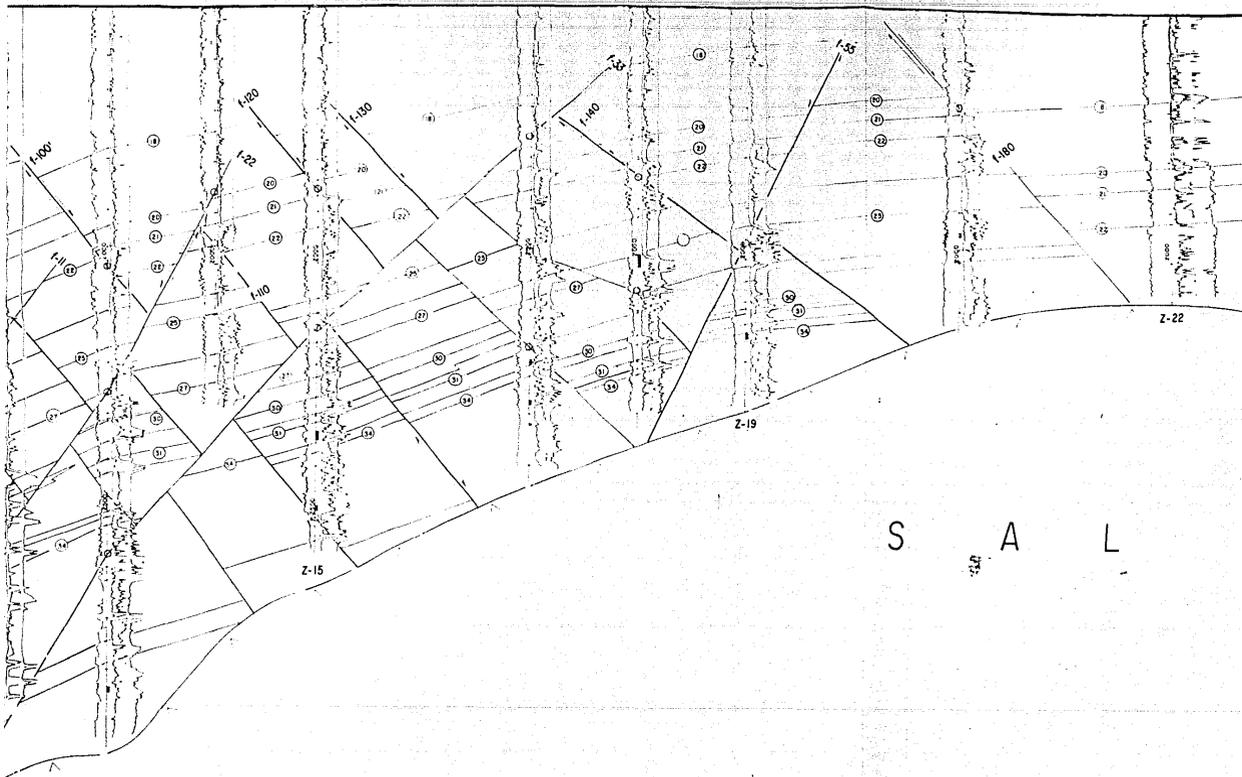
C.P. - 154  
M.R. 6.51m

C.P. - 30  
M.R. 6.41m

C.P. -  
M.R. -

N.R. 1500 mbrm





UNAM	FACULTAD DE
TESIS PROFESIONAL	
CAMPO "CINCO PRESIDIOS"	
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL	
ROSALBA RAMIREZ ULLOA	
ESC. VER. 1:4000	FECHA: JUNIO 1992
ESC. HOR. 1:4000	

C.P.-29

C.P.-187

C.P.-28

C.P.-40

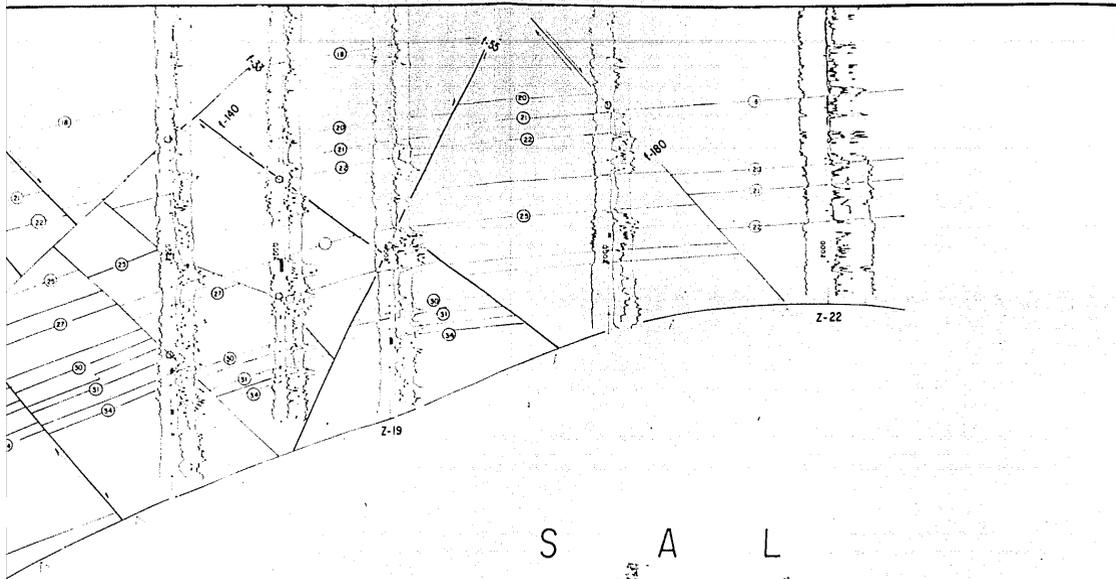
C.P.-113

M.R. 6 38m

M.R. 6-42m

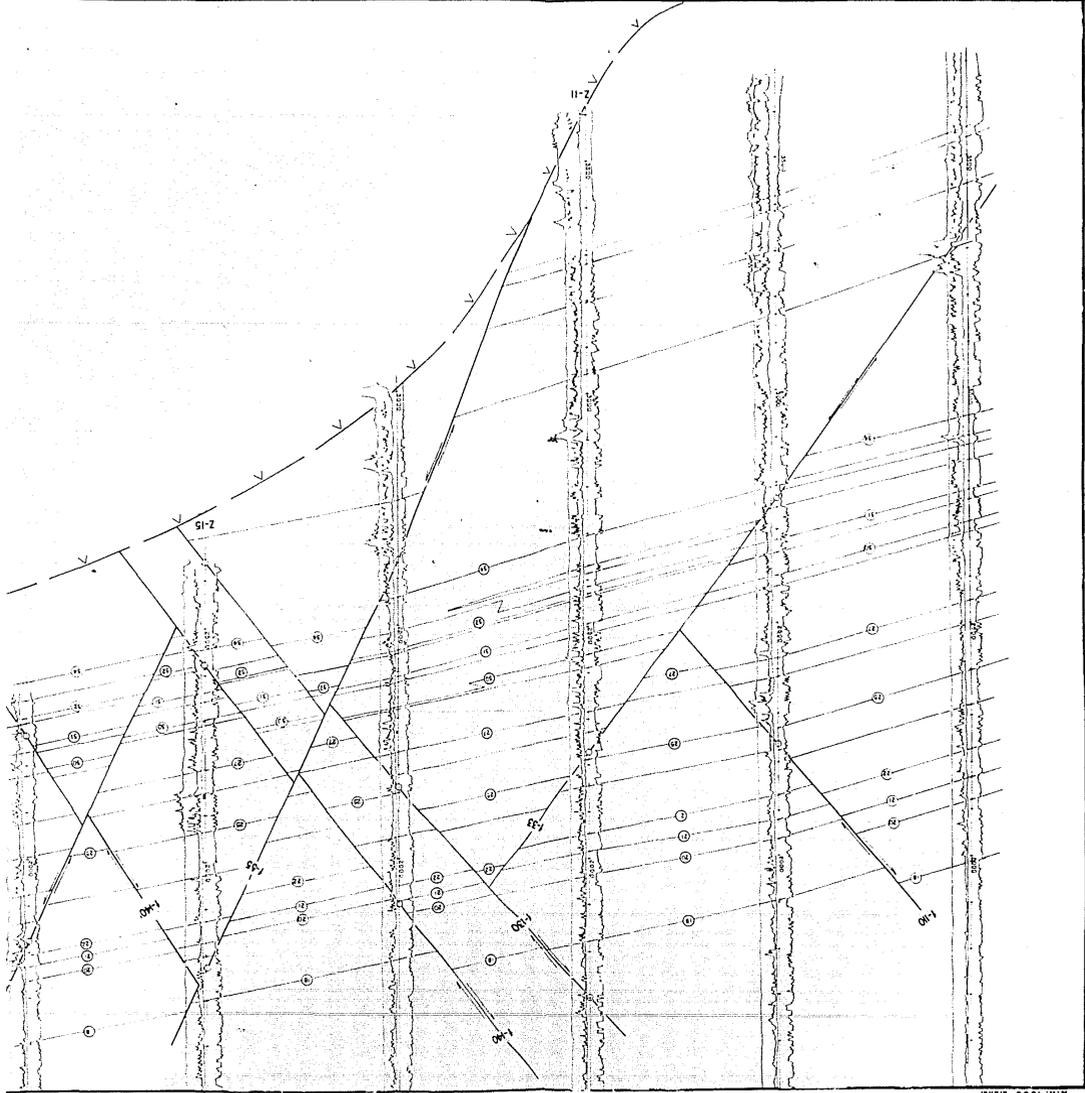
M.R. 5 60m

M.R. 6 00m



UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO "CINCO PRESIDENTES"		
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Y-19		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. VER. 1:4000 ESC. HDR. 1:4000	FECHA JUNIO 1992	FIGURA No. VIII-3

C-P-21 M.R. 3.92  
C-P-20 M.R. 5.61m  
C-P-19 M.R. 5.61m  
C-P-18 M.R. 5.61m  
C-P-17 M.R. 5.94m  
C-P-16 M.R. 5.53m  
C-P-15 M.R. 10.52m  
C-P-14 M.R. 15.00 mBHM



C.P-66  
M.R. 6.55m.

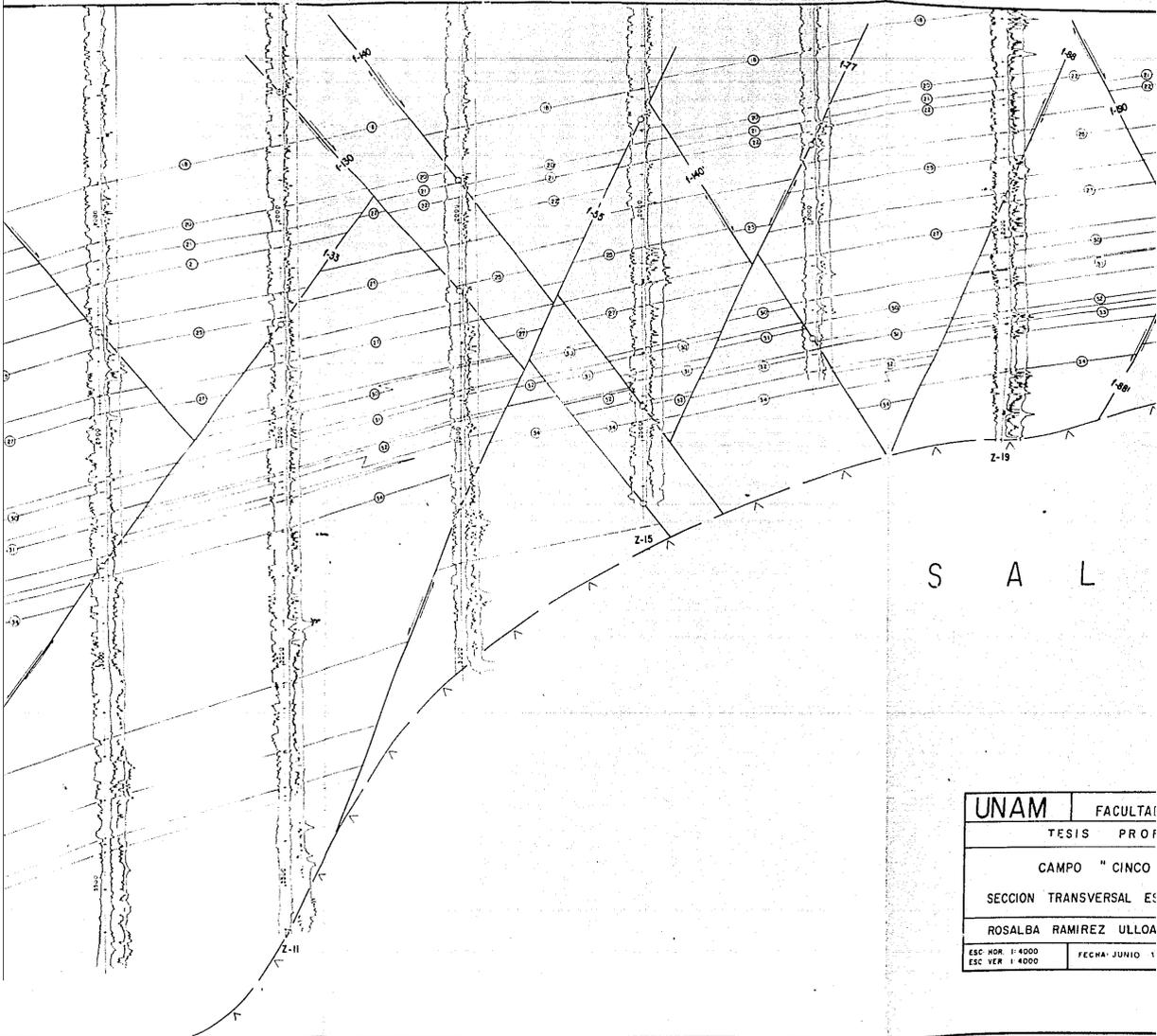
C.P-65  
M.R. 5.94m.

C.P-36  
M.R. 6.11m.

C.P-38  
M.R. 5.61m.

C.P-214  
M.R. 5.95m.

C.P-43  
M.R. 5.60m.



S A L

UNAM	FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS E INGENIERIA
TESIS PROFESIONAL	
CAMPO " CINCO "	
SECCION TRANSVERSAL ESTADAL	
ROSALBA RAMIREZ ULLOA	
ESC. HOR. 1:4000	FECHA: JUNIO 1968
ESC. VER. 1:4000	

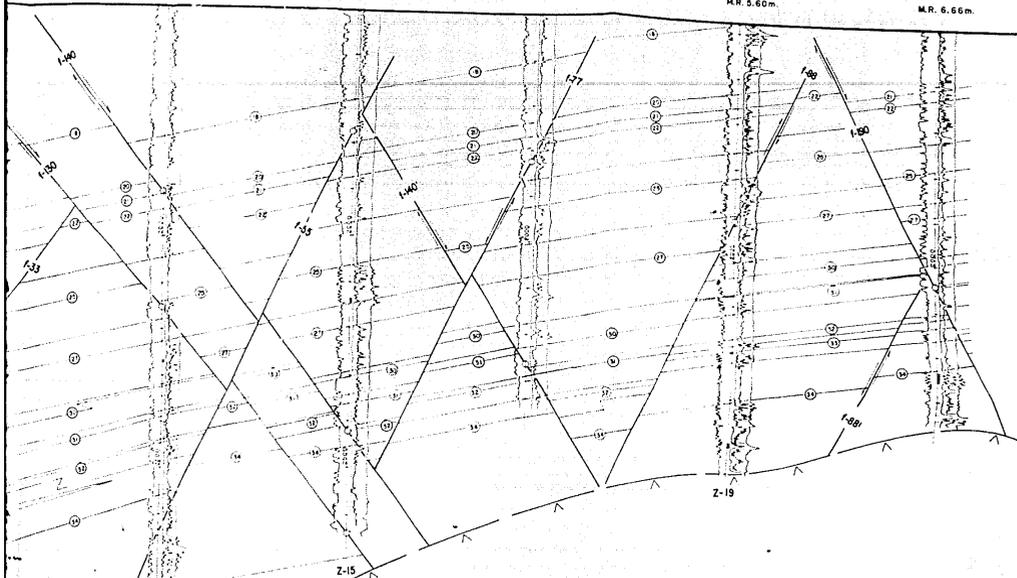
C.P-36  
M.R. 6.11m.

C.P-38  
M.R. 5.61m.

C.P-214  
M.R. 3.95m.

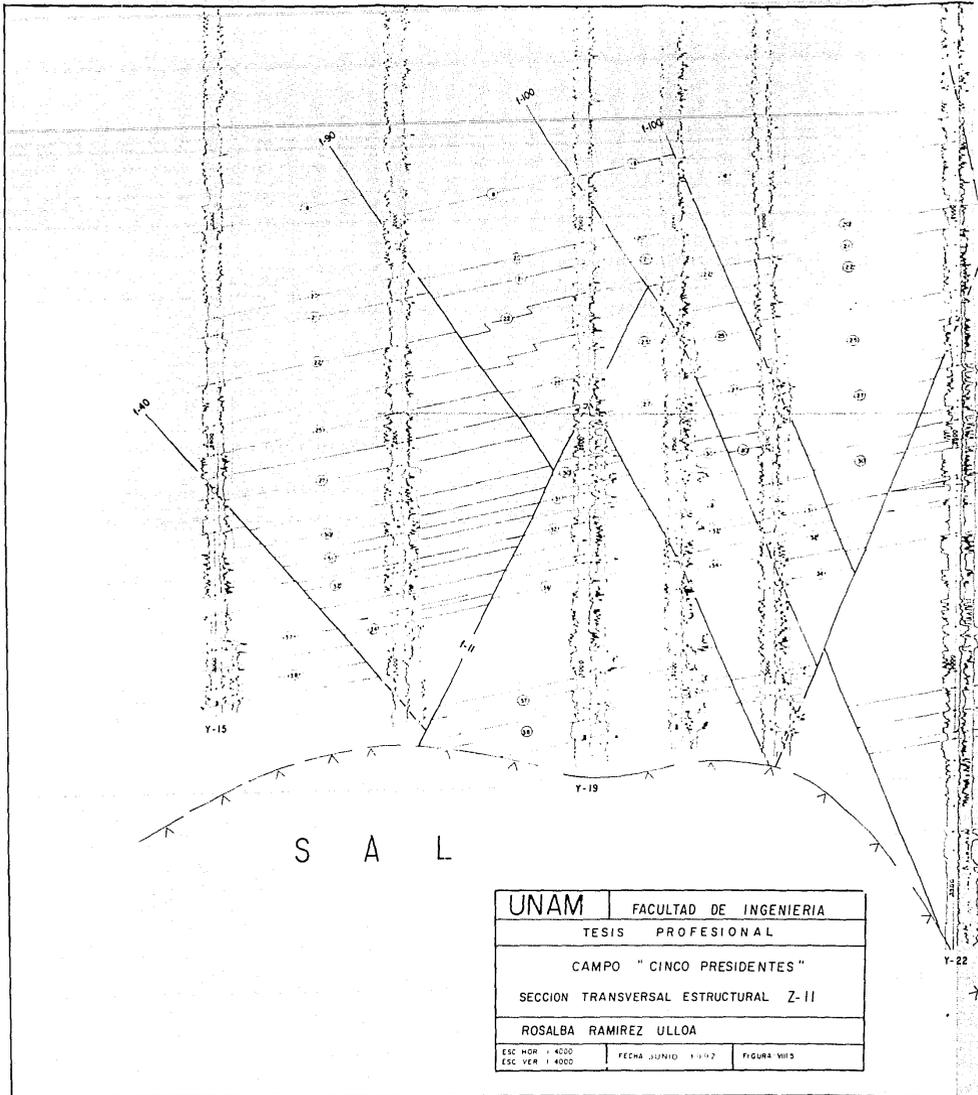
C.P-43  
M.R. 5.60m.

C.P-32  
M.R. 6.66m.



S A L

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Y-22		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. HOR 1:4000	FECHA JUNIO 1992	FIGURA VIII 4
ESC. VER 1:4000		



UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Z-II		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC. HOR. 4000	FECHA JUNIO 1972	FIGURA VIII
ESC. VER. 4000		

CP-61  
MR 5.55m

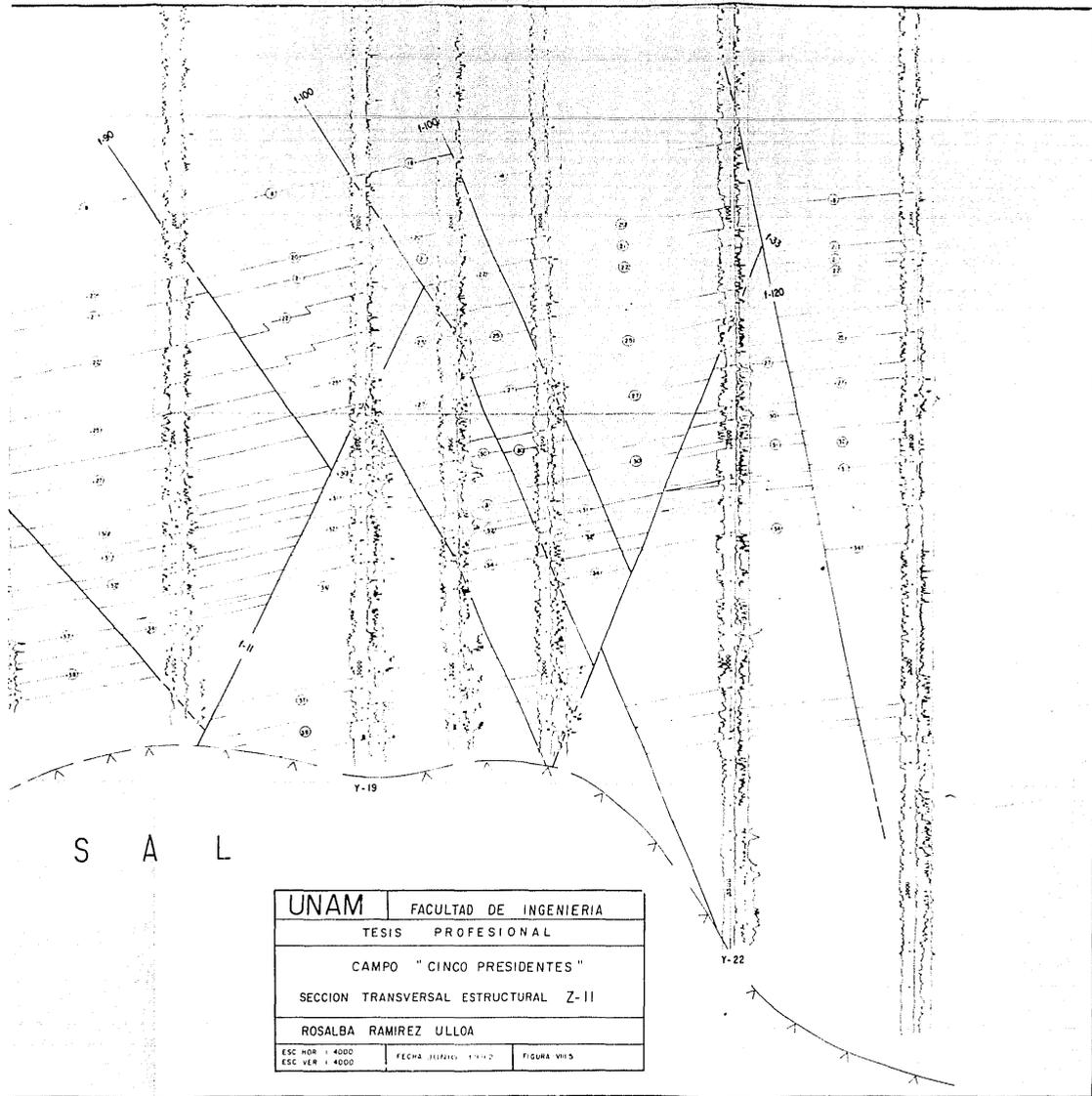
CP-68  
MR 5.96m

CP-172  
MR 5.45m

CP-52  
MR 5.2m

CP-65  
MR 7.5m

CP-56  
MR 5.45m



S A L

UNAM		FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS		PROFESIONAL	
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "			
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Z-II			
ROSALBA RAMIREZ ULLOA			
ESC HOR : 4000	FECHA DEPARTO: 1-11-2	FIGURA VHS	
ESC VER : 4000			

CP-72  
M.R. 8.10m

CP-50  
M.R. 6.02m

CP-177  
M.R. 5.50m

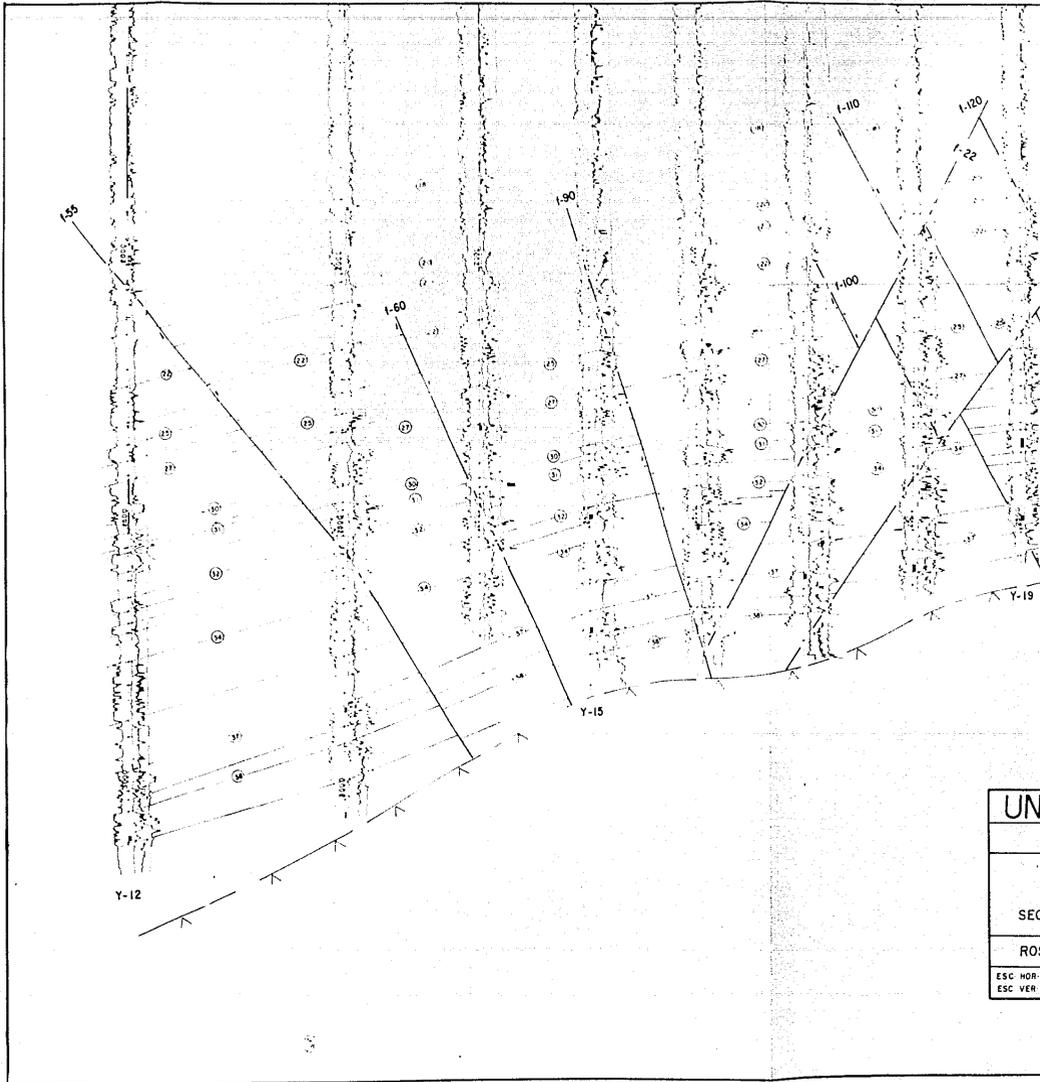
CP-63  
M.R. 6.80m

CP-151  
M.R. 7.59m

CP-31  
M.R. 5.49m

CP-157  
M.R. 5.65m

CP-3  
M.R. 6.4



UN

SEC

ROE

ESC. HOR.  
ESC. VER.

10  
92m

CP-177  
MR 5.50m

CP-63  
MR 6.80m

CP-151  
MR 7.59m

CP-31  
MR 5.49m

CP-157  
MR 5.65m

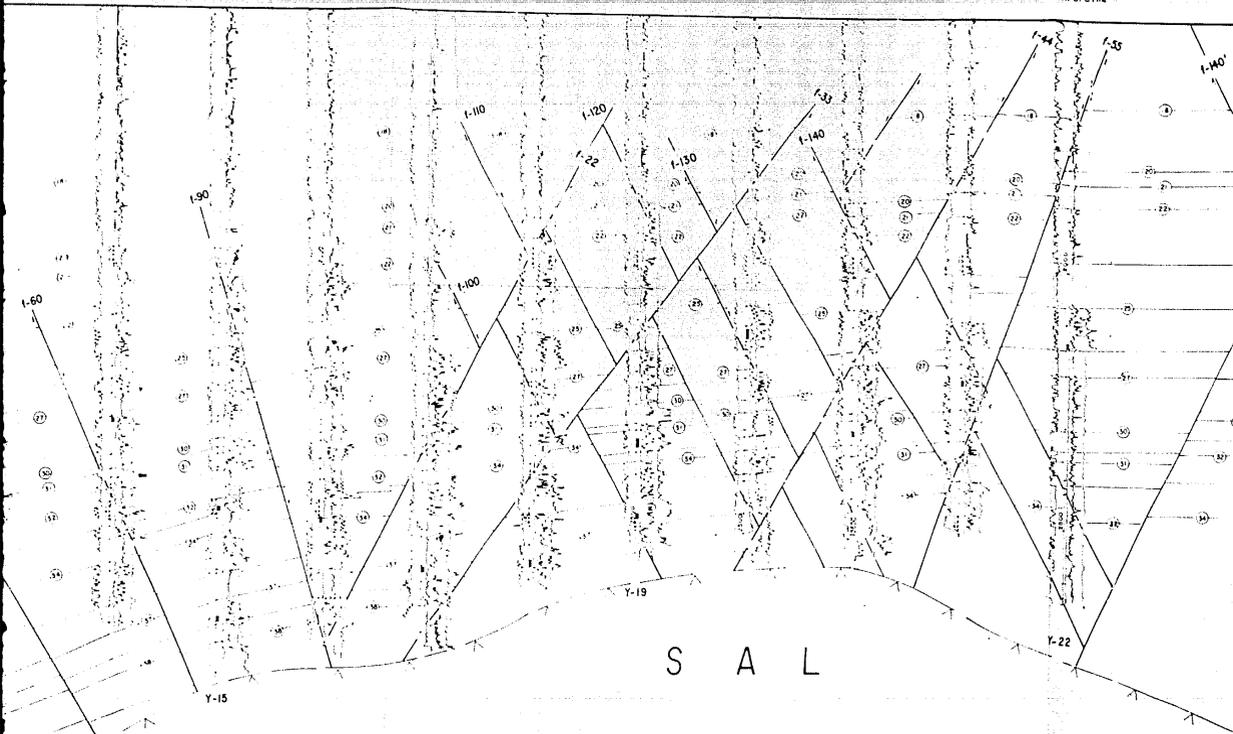
CP-30  
MR 6.42m

CP-167

CP-35  
MR 6.12m

CP-184  
MR 6.42m

CP-38  
MR 5.61m



S A L

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Z-15		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC NOR 1 4000	FECHA JUNIO 1992	FIGURA VIII 6
ESC VER 1 4000		

C.P-151  
M.R. 7.59m

C.P-31  
M.R. 5.49m

C.P-157  
M.R. 5.65m

C.P-30  
M.R. 6.42m

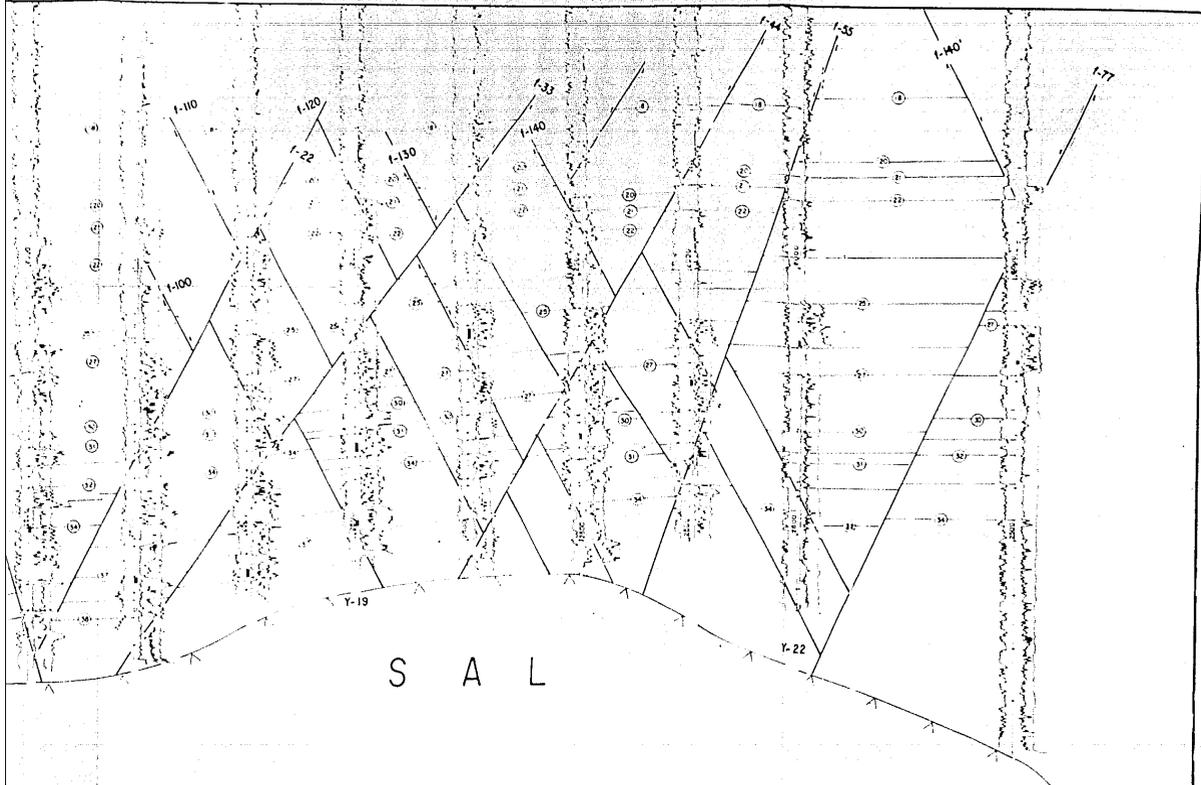
C.P-167

C.P-35  
M.R. 6.12m

C.P-184  
M.R. 6.42m

C.P-38  
M.R. 5.61m

C.P-41  
M.R. 5.99m



UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL		
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "		
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Z-15		
ROSALBA RAMIREZ ULLOA		
ESC HOR : 4000	FECHA JUNIO 1992	FIGURA VIII 6
ESC VER : 4000		

C.P.-48  
M.R. 5.94m.

C.P.-16  
M.R. 6.21m.

C.P.-8  
M.R. 7.74m.

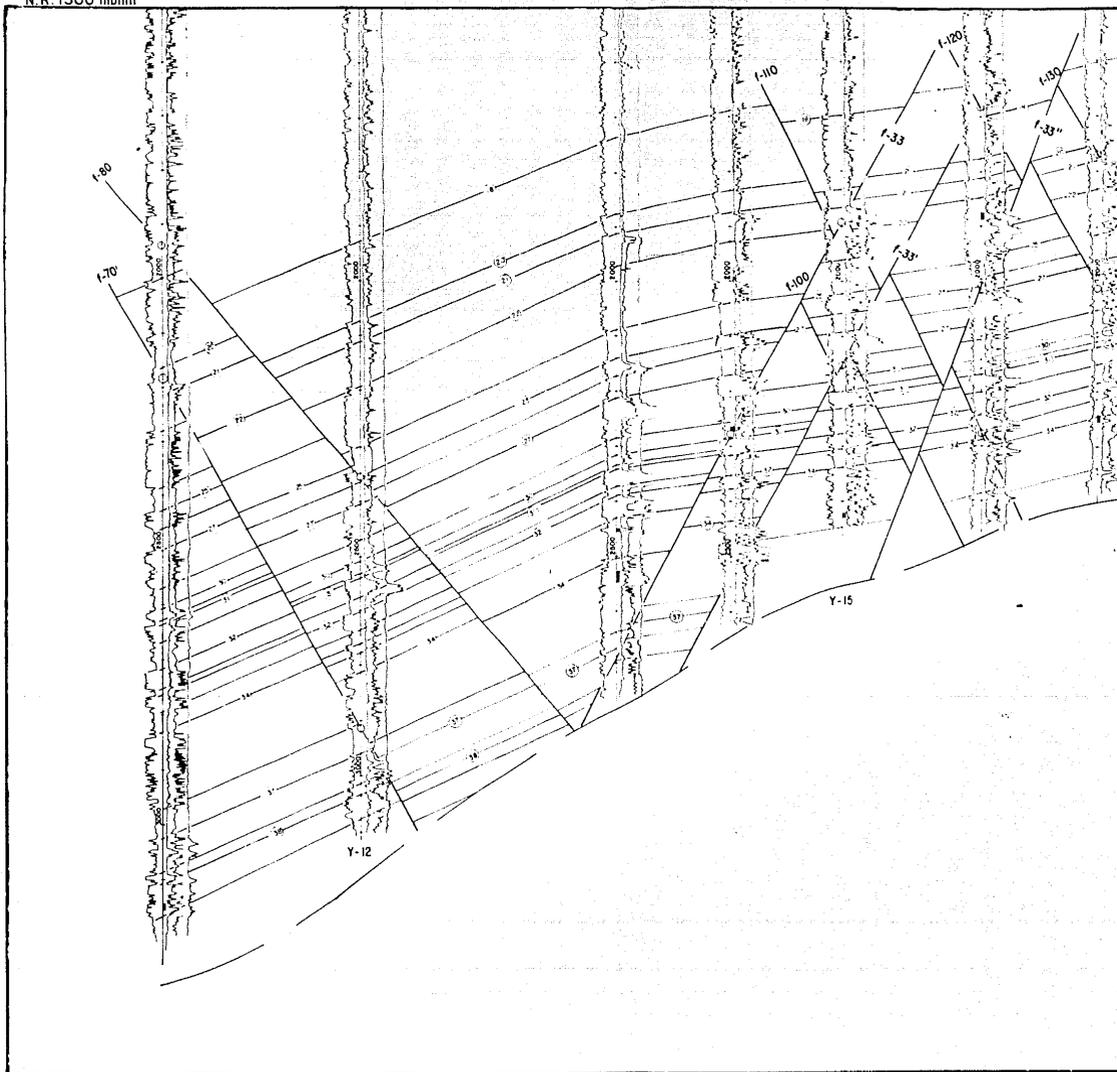
C.P.-178  
M.R. 6.23m.

C.P.-17  
M.R. 4.84m.

C.P.-180  
M.R. 4.93m.

C.P.-11  
M.R. 5.12

N.R. 1500 mbnm







C.P-II  
M.R. 5.99m

C.P-12  
M.R. 6.22m

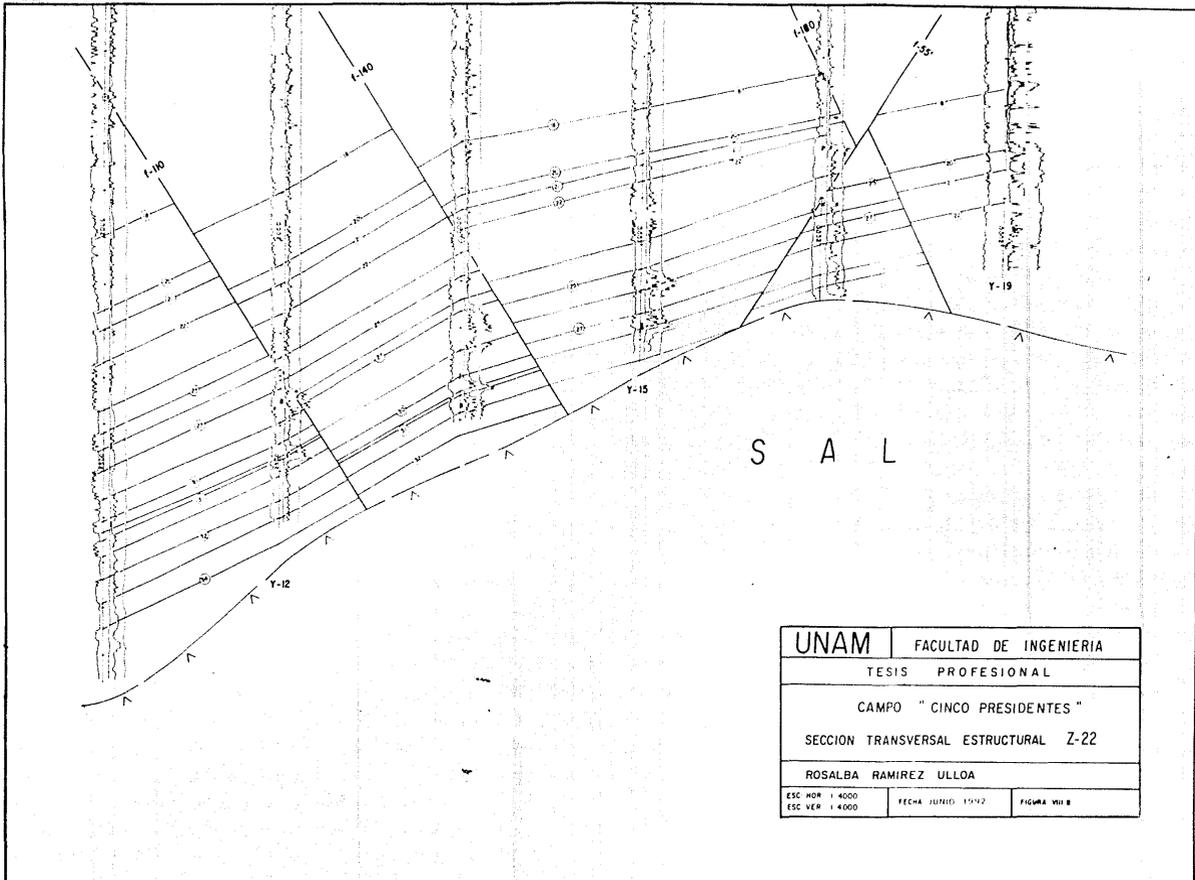
C.P-13  
M.R. 5.86m

C.P-27  
M.R. 6.09m

C.F-53  
M.R. 6.57m

C.P-113

M.R.



UNAM		FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS		PROFESIONAL	
CAMPO " CINCO PRESIDENTES "			
SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL Z-22			
ROSALBA RAMIREZ ULLOA			
ESC. NOR. 1-4000	FECHA JULIO 1972	FIGURA VIII B	
ESC. VER. 1-4000			