

01149



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
FACULTAD DE INGENIERIA

**METODO DE CAPTURA DE NEUTRONES PULSADOS  
(PNC) EN EL MONITOREO DEL AVANCE DEL  
CASQUETE DE GAS Y LA SATURACION DE AGUA  
EN EL CAMPO CANTARELL**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERIA  
(EXPLORACION)**

P R E S E N T A :

**ENRIQUE / COCONI MORALES**

DIRIGIDA POR:  
DR. MARIO RUIZ CASTELLANOS



MEXICO, D. F.

JULIO, 2000

281062



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

## TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS.....	II
LISTA DE FIGURAS.....	IV
LISTA DE TABLAS.....	VII
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT.....	IX
GLOSARIO DE TERMINOS Y ABREVIACIONES.....	X
AGRADECIMIENTOS.....	XII
<b>1. INTRODUCCION.....</b>	<b>1</b>
1.1. ANTECEDENTES.....	3
1.2. OBJETIVOS.....	3
1.3. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS.....	4
<b>2. FORMACIÓN Y CARACTERISTICAS DEL CASQUETE DE GAS.....</b>	<b>8</b>
2.1. FORMACIÓN DEL CASQUETE DE GAS.....	8
2.2. CARACTERÍSTICAS DEL CASQUETE DE GAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	8
<b>3. PRINCIPIOS FISICOS DEL METODO DE MEDICION.....</b>	<b>10</b>
3.1. TEORÍA ATÓMICA.....	10
3.2. PARTÍCULAS ALFA.....	12
3.3. PARTÍCULAS BETA.....	12
3.4. RAYOS GAMMA.....	12
3.5. EFECTO FOTOELÉCTRICO.....	13
3.6. EFECTO COMPTON.....	14
3.7. PRODUCCIÓN DE PARES.....	14
3.8. FUENTES DE RAYO GAMA.....	15
3.9. EQUIPO DE MEDICIÓN.....	16
3.9.1. Cámara de Ionización.....	16
3.9.2. Contador Geiger – Mueller.....	16
3.9.3. Contador de centelleo.....	17
<b>4. REGISTROS GEOFISICOS DE POZO PNC.....</b>	<b>20</b>
4.1. REGISTRO DE CAPTURA DE NEUTRONES PULSADOS (PNC).....	20
4.1.1. Aplicaciones de las medidas de PNC.....	20
4.1.2. Principios de operación.....	21
4.1.3. Detectores de rayos gama.....	21
4.1.4. Interacciones de los neutrones.....	21
4.1.5. Sección transversal de captura.....	21
4.2. EVOLUCIÓN CRONOLÓGICA DE LAS HERRAMIENTAS Y MUESTRA DE LOS REGISTROS.....	23
4.2.1. Registro de neutrones NLL.....	23
4.2.2. Tiempo de Decaimiento Termal (TDT - K).....	23
4.2.3. Tiempo decaimiento termal (TDT-M).....	24

4.2.4. Tiempo de decaimiento termal de multicompuertas (TMD).....	24
4.2.5. Tiempo de decaimiento termal de 100 canales (PDK-100).....	25
4.2.6. Tiempo de decaimiento termal de doble estallido (DUAL-TDT).....	26
4.3. LA HERRAMIENTA TDT.....	34
4.3.1. Principio de medición.....	34
4.3.2. Detección de gas.....	37
4.3.3. Criterios de interpretación.....	39
4.3.4. Conceptos generales.....	39
4.3.5. Principio de medida.....	39
4.4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LOS REGISTROS TDT EN EL MUNDO.....	42
4.4.1. Ejemplo 1.-Localización de contactos gas - aceite y aceite - agua.....	42
4.4.2. Ejemplo 2.-Detección de acumulación de gas en el espacio anular de dos tuberías.....	43
4.4.3. Ejemplo 3.-Detección de gas a través de una canalización en una tubería de producción.....	44
4.4.4. Ejemplo 4.- Identificación de gas en arenas arcillosas.....	45
<b>5. INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA DE LA SATURACION DE AGUA.....</b>	<b>51</b>
5.1. OBTENCIÓN DE LA FORMULA DE LA SATURACIÓN DE AGUA (Sw).....	51
5.1.1. Obtención de parámetros de la formula de Sw.....	51
<b>6.- METODOLOGÍA PROPUESTA A SEGUIR PARA CALCULAR SW A PARTIR DE GRÁFICAS DE POROSIDAD VS. SIGMA.....</b>	<b>53</b>
6.1.-. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	53
6.2.-. EJERCICIO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	56
<b>7. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA A DATOS REALES EN EL CAMPO CANTARELL.....</b>	<b>61</b>
7.1. DETERMINACIÓN DE LOS CONTACTOS GAS – ACEITE Y ACEITE AGUA.....	61
7.1.1 POZO CANTARELL 1043.....	61
7.1.2 POZO CANTARELL 14.....	62
7.1.3 POZO CANTARELL25.....	63
7.1.4 POZO CANTARELL 6A.....	64
7.1.5 POZO CANTARELL 7A.....	64
7.2. DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA.....	87
7.2.1 POZO CANTARELL 1043.....	88
7.2.2 POZO CANTARELL 14.....	88
7.2.3 POZO CANTARELL 25.....	90
7.2.4 POZO CANTARELL 6A.....	90
7.2.5 POZO CANTARELL 7A.....	90
7.3. EVOLUCIÓN Y REPRESENTACION GRAFICA DE LA SATURACION DE AGUA Y DEL CASQUETE DE GAS DEL CAMPO CANTARELL.....	110
<b>8. CONCLUSIONES.....</b>	<b>119</b>
<b>ANEXO A: LA ECUACIÓN DE VOLTERRA.....</b>	<b>121</b>
<b>ANEXO B. TRANSFORMACIÓN LINEAL DE ESCALAS PARA GRAFICAR F - N.....</b>	<b>123</b>
<b>ANEXO C: LISTADO DEL PROGRAMA DE SW, SATUCOVAL.XLS</b>	
<b>BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS.....</b>	<b>128</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1-1.- SECCIÓN ESTRUCTURAL DEL ACTIVO CANTARELL	5
FIGURA 1-2.- HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL ACTIVO CANTARELL	5
FIGURA 1-3.- ACTIVO CANTARELL.	6
FIGURA 1-4.- MODELO DE AVANCE DEL CASQUETE DE GAS EN AKAL	7
FIGURA 3-1.- ESQUEMA DE UN ATOMO	10
FIGURA 3-2.- EFECTO FOTOELECTRICO	13
FIGURA 3-3.- EFECTO COMPTON	14
FIGURA 3-4.- EFECTO DE PRODUCCION DE PARES	14
FIGURA 3-5.- ESQUEMA DE UN MINITRON	15
FIGURA 3-6.- CAMARA DE IONIZACION	18
FIGURA 3-7.- CONTADOR GEIGER- MULLER	19
FIGURA 3-8.- CONTADOR DE CENTELLEO	19
FIGURA 4-1.- SECCION TRANSVERSAL DE CAPTURA	22
FIGURA 4-2.- REGISTRO NLL	28
FIGURA 4-3.- REGISTRO TDT-K	29
FIGURA 4-4.- REGISTRO TDT-M	30
FIGURA 4-5.- REGISTRO TMD	31
FIGURA 4-6.- REGISTRO PDK-100	32
FIGURA 4-7.- REGISTRO TDT-P	33
FIGURA 4-8.- PRESENTACIÓN DEL REGISTRO TDT.	35
FIGURA 4-9- REGISTRO TDT MOSTRANDO EL CONTACTO GAS - AC Y AC - AGUA.	38
FIGURA 4-10.- DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA TDT.	41
FIGURA 4-11.- REGISTRO TDT PARA ILUSTRAR LA DETERMINACIÓN DEL CONTACTO GAS - ACEITE Y ACEITE - AGUA.	47
FIGURA 4-12.-HERRAMIENTA TDT PARA DETECTAR ACUMULACIÓN DE GAS EN EL ESPACIO ANULAR ENTRE TUBERÍAS Y EMPACADOR.	48
FIGURA 4-13.- EJEMPLO DE LA HERRAMIENTA TDT PARA DETECCIÓN DE CANALIZACIONES DE GAS ATRÁS DE LA TUBERÍA.	49
FIGURA 4-14.- IDENTIFICACION DE GAS EN ARENAS ARCILLOSAS CON GAS.	50
FIGURA 6.- GRÁFICA CRUZADA DE POROSIDAD VS. SIGMA	55
FIGURA 6-1.- REGISTRO TMD PARA APLICACIÓN DE SATUENVAL	57
FIGURA 6-2.- CALCULO DE $S_w$ POR SATUENVAL	59
FIGURA 7-1.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 1043	65
FIGURA 7-2.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 1043	66
FIGURA 7-3.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 14 A1	67
FIGURA 7-4.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 14 A1	68

FIGURA 7-5.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 14 B2	69
FIGURA 7-6.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 14 B2	70
FIGURA 7-7.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 14 C	71
FIGURA 7-8.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 14 C	72
FIGURA 7-9.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 14 D	73
FIGURA 7-10.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 14 D	74
FIGURA 7-11.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 14 E	75
FIGURA 7-12.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 14 E	76
FIGURA 7-13.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 14 F	77
FIGURA 7-14.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 14 F	78
FIGURA 7-15.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 25 B1	79
FIGURA 7-16.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 25 B1	80
FIGURA 7-17.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 25 C1	81
FIGURA 7-18.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 25C1	82
FIGURA 7-19.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 6 A	83
FIGURA 7-20.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 6 A	84
FIGURA 7-21.- REGISTROS GEOFISICOS DEL POZO CANTA 7 A	85
FIGURA 7-22.- DELIMITACION DE LOS DIVERSOS CONTACTOS DEL POZO CANTA 7 A	86
FIGURA 7-23.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 1043	91
FIGURA 7-24.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 1043	91
FIGURA 7-25.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14A	92
FIGURA 7-26.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14A	92
FIGURA 7-27.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14A	93
FIGURA 7-28.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14A	93
FIGURA 7-29.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14A	94
FIGURA 7-30.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14B	95
FIGURA 7-31.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14B	95
FIGURA 7-32.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14C	96
FIGURA 7-33.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14C	96
FIGURA 7-34.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14C	97
FIGURA 7-35.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14C	97
FIGURA 7-36.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14D	98
FIGURA 7-37.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14D	98
FIGURA 7-38.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14D	99
FIGURA 7-39.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14D	99
FIGURA 7-40.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14E	100
FIGURA 7-41.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14E	100
FIGURA 7-42.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14E	101

FIGURA 7-43.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14F	101
FIGURA 7-44.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14F	102
FIGURA 7-45.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14F	102
FIGURA 7-46.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 14F	103
FIGURA 7-47.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 25B1	103
FIGURA 7-48.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 25B1	104
FIGURA 7-49.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 25C1	104
FIGURA 7-50.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 25C1	105
FIGURA 7-51.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 6A	105
FIGURA 7-52.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 6A	106
FIGURA 7-53.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 6A	106
FIGURA 7-54.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 7A	107
FIGURA 7-55.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 7A	107
FIGURA 7-56.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 7A	108
FIGURA 7-57.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 7A	108
FIGURA 7-58.- GRAFICA PARA ANALIZAR EL POZO CANTARELL 7A	109
FIGURA 7-59.- LOCALIZACION DE LA ZONA DE ESTUDIO	111
FIGURA 7-60 CONFIGURACION DEL CAMPO CANTARELL EN 3D	112
FIGURA 7-61 CONFIGURACION 2D DE LOS POZOS CANTARELL 1043, 14, 25 Y 6 A	113
FIGURA 7-62 CONFIGURACION 3D DE LOS POZOS CANTARELL 1043, 14, 25 Y 6 A	114
FIGURA 7-63 CONFIGURACION 2D Y 3D DE LOS POZOS CANTARELL 1043, 14, 25 Y 6 A	115
FIGURA 7-64 CONFIGURACION DE LA $S_w$ CON RESPECTO AL TIEMPO PARA EL POZO CANTARELL 14	116
FIGURA 7-65 CONFIGURACION 3D DE LA $S_w$ CON RESPECTO AL TIEMPO PARA EL POZO CANTARELL 14	117
FIGURA 7-66 CONFIGURACION DE LA $S_w$ PARA EL POZO CANTARELL 25 CON RESPECTO AL TIEMPO EN EL INTERVALO 1800 A 2300 METROS	118
FIGURA A-1.- ESQUEMA PARA LINEALIZACIÓN DE ESCALAS	123

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1 SECCIÓN TRANSVERSAL DE CAPTURA	34
TABLA 2 SECCIÓN TRANSVERSAL EN MATERIALES PUROS Y EN FORMACIONES	34
TABLA 3 SECCIÓN TRANSVERSAL DE CAPTURA DE ELEMENTOS COMUNES	35
TABLA 4 RESULTADOS OBTENIDOS CON SATUENVAL	58
TABLA 5 RESULTADOS OBTENIDOS POR LA COMPAÑÍA HALLIBURTON	58
TABLA 6 LISTADO DE LOS POZOS UTILIZADOS EN LA METODOLOGÍA	59
TABLA 7 ZONAS DE INTERES PARA OBTENER $S_w$ DEL CAMPO CANTARELL	85



## RESUMEN

Para la explotación de un yacimiento petrolero se requieren diferentes clases de datos (entre otros tener un control del avance del casquete de gas, saturación de agua [Sw], y tener bien identificados los contactos gas – aceite y aceite – agua) y su obtención involucra múltiples metodologías; pero la característica común entre todos estos, es que la mayor cantidad de información útil se obtiene a partir de los Registros Geofísicos de pozo, esto debido a que estos son las únicas mediciones tomadas en el pozo en forma continua en función de la profundidad.

Para poder identificar los diversos contactos de fluidos existentes y obtener una evaluación de la saturación de agua (Sw) implemente un método, el cual se apoya en los registros geofísicos nucleares de neutrones pulsados o PNC (Pulsated Neutron Compensated). Dicho método, el cual en esta tesis se presenta, también lo implemente en un programa de computo con el que se obtiene la saturación de agua tanto gráficamente como analíticamente con excelentes resultados.

El método propuesto se compara con otros métodos obtenidos por otras compañías dedicadas a la adquisición y procesamiento de registros geofísicos. Con los resultados obtenidos en el método desarrollado en este trabajo, se obtuvieron soluciones semejantes al de las anteriores compañías (en un 99%) y resultados aún mejores en la aplicación para indicar zonas con gas.

Un punto importante, es que con el método que aquí se presenta, se esta en posición de comprender el funcionamiento de las cajas negras que otras compañías petroleras aplican en sus métodos. Con lo anterior se puede realizar procesamientos e interpretaciones a mas bajo costo y con mejores resultados para PEMEX.

El método propuesto en esta tesis, es aplicado a pozos petroleros del Campo Cantarell, que es actualmente el Campo productor de aceite más importante del país.

## ABSTRACT

For the exploration of an oil reservoir different classes of data are required (to have a control of the advance of the gas cap, water saturation [Sw], and to precisely identify the oil - gas and oil - water contacts) and their obtainment involves several methodologies; but the common characteristic among all these, is that the greater amount of useful information is obtained from the geophysical well logs. This is because they are the only measurements taken in the well in continuous form as a function of depth. In order to be able to identify the diverse contacts of existing fluids and to obtain an evaluation of the water saturation (Sw), I implemented a method, based in the nuclear geophysical logs of pulsated neutrons or PNC. This method, which I present in this thesis, was coded into a computer program with which the water saturation is obtained graphically and analytically with excellent results. The proposed method compares with other methods obtained by other companies dedicated to the acquisition and processing of geophysical logs. With the results obtained in the method developed in this work, similar solutions to the ones of the previous companies were produced (within 99%) and still better results were obtained to indicate zones with gas. An important point is that with the method that appears here, we have the possibility to understand the operation of the black boxes that other oil companies use in their methods. With the above it is possible to do processing and interpretation at a lower cost and with better results for PEMEX. The method proposed in this thesis, is applied to oil wells of the Cantarell Field, that is at the moment the most important oil producing Field of the country.

## GLOSARIO DE TERMINOS Y ABREVIACIONES

**Cps:** cuentas por segundo.

**CNL:** Registro de Neutrón Compensado (Compensated Neutron Log).

**Electro volt (eV):** Energía impartida a un electrón cuando es propulsado por una diferencia de potencial de un volt.

**GR o RG:** Rayos Gamma.

**MMB:** Millones de Barril.

**NLL:** Neutron Lifetime Log o Registro de tiempo de vida del Neutron.

**NPHI:** Porosidad obtenida a partir del registro de neutrón.

**PDK:** Registro de tiempo de decaimiento termal de la compañía Western Atlas.

**PNC:** Registro de Captura de Neutrones Pulsados.

**RGA o GOR:** Relación Gas – Aceite.

**Saturación crítica:** Saturación en la cual ya no es económicamente explotable el yacimiento.

**Saturación de la formación:** Es la fracción del volumen poroso que ocupa un líquido.

**Saturación de agua (Sw):** Es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación.

**Sección transversal de captura, o Sigma:** Es una medida de la probabilidad de que la partícula incidente sea capturada por una partícula del material que sirve de blanco.

**Sonda:** Contienen los sensores para hacer la medición llamada registro. El tipo de sensor depende de la naturaleza de la medición. Los sensores de resistividad usan electrodos o bobinas; los sensores acústicos son transductores; los de radioactividad usan detectores sensibles a la radiación, etcétera, las fundas de las sondas pueden estar construidas de acero o fibra de vidrio.

**Tau ( $\tau$ ):** tiempo requerido para que se de una degradación del 63% en la densidad inicial de neutrones.

**TDT:** Thermal Decay Tools, Herramienta de decaimiento termal de la compañía Schlumberger.

**TMD:** Tiempo de Decaimiento termal Multicompuertas de la compañía Halliburton.

**TP:** Tubería de producción.

**TR:** Tubería de Revestimiento.

**Vugulos:** Espacio vacío dentro de una caliza formado por la disolución de carbonatos de calcio debido a la circulación de aguas que contienen cloratos.

## AGRADECIMIENTOS

Al Instituto Mexicano del Petróleo por las facilidades obtenidas para esta Tesis

A las siguientes personas:

HONORIO RAMIREZ  
ENRIQUE MORFIN  
DAVID RIVERA  
MARIO RUIZ CASTELLANOS

A QUIEN ME HA AGUANTADO EN MIS MOMENTOS DE LOCURA. PARA TI ES  
ESTE TRABAJO:

V.A.R.

## 1. INTRODUCCION

En un yacimiento petrolero en producción es necesario tener un control preciso del avance del casquete de gas, así como tener bien identificados los contactos de los diversos fluidos existentes: gas – aceite y aceite – agua, para tener una adecuada explotación de dicho yacimiento petrolero (O. Serra, 1980). Para la explotación de un yacimiento, se requieren diferentes clases de datos y su obtención involucra múltiples metodologías; pero la característica común entre todos estos, es que la mayor cantidad de información útil se obtiene a partir de los Registros Geofísicos de pozo, esto debido a que estos son las únicas mediciones tomadas en el pozo en forma continua en función de la profundidad (Raymer L.L y Burgess, 1980).

Desbrandes (1980) define un registro de un pozo o registro geofísico como: "toda aquella obtención gráfica de una característica de las formaciones atravesadas por un pozo en función de la profundidad". Los registros geofísicos se obtienen por medios de servicios de cable, es decir, el cable de registro es el sitio de tráfico de comunicaciones entre el equipo de fondo (sonda) y la unidad de superficie, equipada con computadora o PC (Schlumberger, 1974).

Los Registros Geofísicos de Pozo han sido utilizados extensamente en los pozos petroleros para la localización de hidrocarburos, pero además intervienen en varias etapas de la realización de dichos pozos: durante su perforación, su terminación y especialmente durante el proceso de producción.

Por otra parte, dos factores de gran importancia que afectan la producción del pozo son la presión, y la saturación de agua ( $S_w$ ) de los intervalos productores (Boutemy y Clavier, 1979). Después de la evaluación inicial de la saturación de agua ( $S_w$ ), al cabo de cierto periodo de producción, es conveniente efectuar una re - evaluación de la saturación de agua en los intervalos productores, lo anterior tiene el fin de cuantificar y predecir las variaciones de los contactos de fluidos (gas – aceite y aceite – agua) con el tiempo.

La metodología de evaluación en pozos productores, como se menciono arriba, se apoya en los registros geofísicos, en este caso, principalmente en los registros nucleares de neutrones pulsados o PNC (Pulsated Neutron Compensated).

En esta tesis se presenta el desarrollo de un método para calcular la Saturación de agua ( $S_w$ ) y los contactos entre gas – aceite y aceite – agua en pozos petroleros, a partir de registros geofísicos de neutrones pulsados (PNC).

El método propuesto se compara con otros métodos obtenidos por otras compañías dedicadas a la adquisición y procesamiento de registros geofísicos (Western Atlas, Halliburton y Schlumberger), dichas compañías dan servicio de registros PNC, pero con distinto nombre registrado: Schlumberger tiene las herramientas TDT – k (Tiempo de Decaimiento Térmico), TDT –M y TDT-P; la compañía Halliburton posee la herramienta TMD (Tiempo de Decaimiento Multicompuertas) y la compañía Western Atlas posee las herramientas NLL (Registro de vida de neutrón) y PDK-100 (Decaimiento pulsado con 100 compuertas), todos ellos bajo el mismo principio de neutrones pulsados. Con los resultados obtenidos en el método desarrollado en este trabajo, se obtuvieron soluciones semejantes a las anteriores compañías (en un 99%) y resultados aún mejores en la aplicación para indicar zonas con gas.

Un punto importante, es que como el método que aquí se presenta está desarrollado e implementado en un programa de cómputo, se está en posición de comprender el funcionamiento de las cajas negras que otras compañías petroleras aplican en sus métodos. Con lo anterior se puede realizar procesamientos e interpretaciones a más bajo costo y con mejores resultados para PEMEX.

La metodología propuesta en esta tesis, es aplicada a pozos petroleros del Campo Cantarell, que es actualmente el Campo productor de aceite más importante del país.

## 1.1. Antecedentes

El yacimiento petrolero más importante de México, tomando en consideración el volumen de reservas, así como la producción de aceite, es el activo Cantarell, integrado por los campos Akal, Nohoch y Chac. Este activo está localizado en la plataforma continental del Golfo de México, aproximadamente a 80 Km de Ciudad del Carmen, Campeche.

El Campo Cantarell está constituido por una estructura anticlinal asimétrica limitada por fallas y presenta un empuje de agua en el flanco sur (figura 1-1). El yacimiento está naturalmente fracturado y comprende dos formaciones principales (rocas almacenadoras): una brecha dolomitizada del Paleoceno – Cretácico Superior y calizas dolomíticas del Cretácico medio e inferior. La brecha presenta un mayor grado de fracturamiento y una presencia de vóculos, con un espesor máximo de 290 metros y con porosidades en la matriz del orden del 5%. En el Cretácico el espesor máximo alcanza los 835 metros y una porosidad del orden del 10%.

El activo Cantarell está limitado en la porción occidental por una falla normal y al norte y oriente por una falla inversa, en tanto que hacia el sur, su límite está constituido por la presencia de un contacto agua – aceite y pérdida de porosidad y permeabilidad (figura 1-3).

La presión original del yacimiento, referida a una profundidad de 1000 VbNM (metros referidos a la mesa rotaria), fue de 167 kg/cm<sup>2</sup> y la presión de saturación de 150 kg/cm<sup>2</sup> (Giménez Bueno O. et. al, 1990). El mecanismo de producción es el de segregación gravitacional, facilitado por la elevada permeabilidad de las fracturas, que facilita alta producciones por pozo y la migración vertical del gas a las partes altas de la estructura.

El desarrollo de estos campos se inició en 1979, fue paulatino y a mediados de 1981 se disponía de 40 pozos productores mediante los cuales se extrajo alrededor de 1.2 millones de barriles diarios, lo que muestra claramente su capacidad productora, contándose con pozos que aportaron más de 50,000 barriles diarios (Cantarell 3, 68 y 74). Actualmente, este yacimiento se explota bajo una plataforma de producción de un millón diario de barriles (fig. 1-2).

## 1.2. Objetivos

- Obtener una metodología y un algoritmo para calcular la saturación de agua en el campo Cantarell, así como definir los contactos gas – aceite y aceite – agua en dicho campo.
- Monitorear el avance del casquete de gas en el campo Cantarell y establecer la manera de su comportamiento.
- Conocer con exactitud hacia donde se está desplazando el casquete de gas, y la posible relación entre éste y el agua inyectada o la determinación de otros factores que puedan afectarlo.



### 1.3. Organización de la Tesis

En el capítulo 2 se presenta la teoría básica sobre la formación del casquete de gas así como sus características. En el capítulo 3 se describen los principios físicos del método, que es la base de la física nuclear y parte esencial de los Registros Geofísicos Nucleares, en especial de los Registros de Captura de Neutrones Pulsados (PNC), de los cuales se presenta una descripción mas detallada en el capítulo 4, además de presentar su evolución y aplicación en el mundo. De aquí se parte a una interpretación de la metodología a usar para determinar los diversos contactos y desglose de la formula para obtener la Saturación de Agua ( $S_w$ ), lo cual se presenta en el capítulo 5. En el capítulo 6 se muestra la metodología propuesta a seguir para calcular  $S_w$  a partir de gráficas de porosidad vs. Sigma, en el capítulo 7, se aplican los métodos desarrollados a datos reales en el campo Cantarell, se determinan los contactos gas – aceite, aceite – agua y la saturación de agua ( $S_w$ ), también se presenta una discusión de los resultados obtenidos. En el capítulo 8 se presentan las conclusiones y recomendaciones sobre este trabajo.

Con respecto a los anexos, en el anexo A, se presenta el desarrollo de 1 Ecuación de Volterra para la aplicación al casquete de gas. En el anexo B se presenta el desarrollo de la transformación lineal de escalas para graficar  $F - N$ . El listado del programa para calcular la saturación de agua en función de Sigma, porosidad y arcillosidad, se presenta en el Anexo C, dicho programa esta realizado en Visual Basic con aplicación a macros en Excel. Finalmente se presenta la bibliografía y referencias utilizadas para la realización de este trabajo.

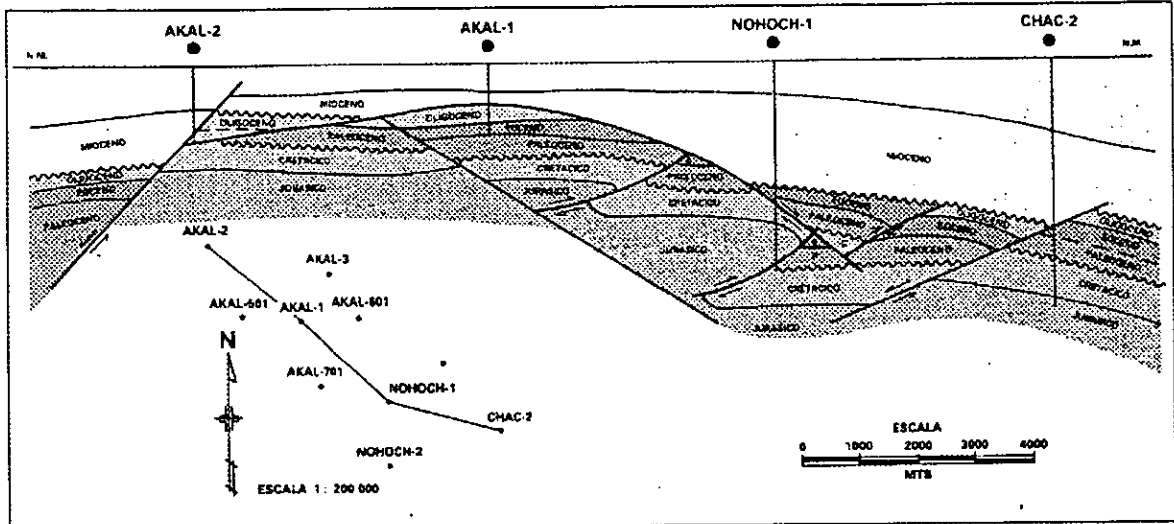


FIG. 1-1 Sección estructural del Activo Cantarell (Tomado de 50 años de Schlumberger en México)

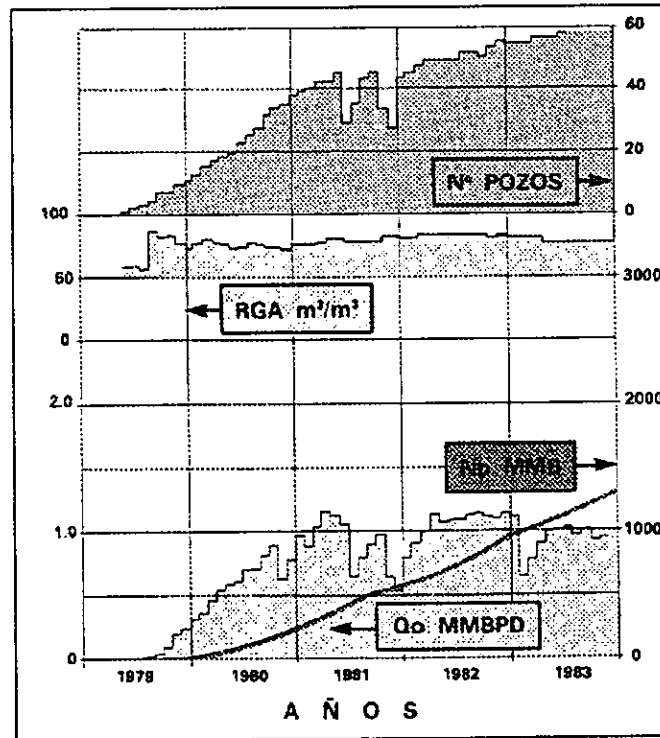


Fig. 1-2.- Historia de producción del Activo Cantarell (Tomado de 50 años de Schlumberger en México)

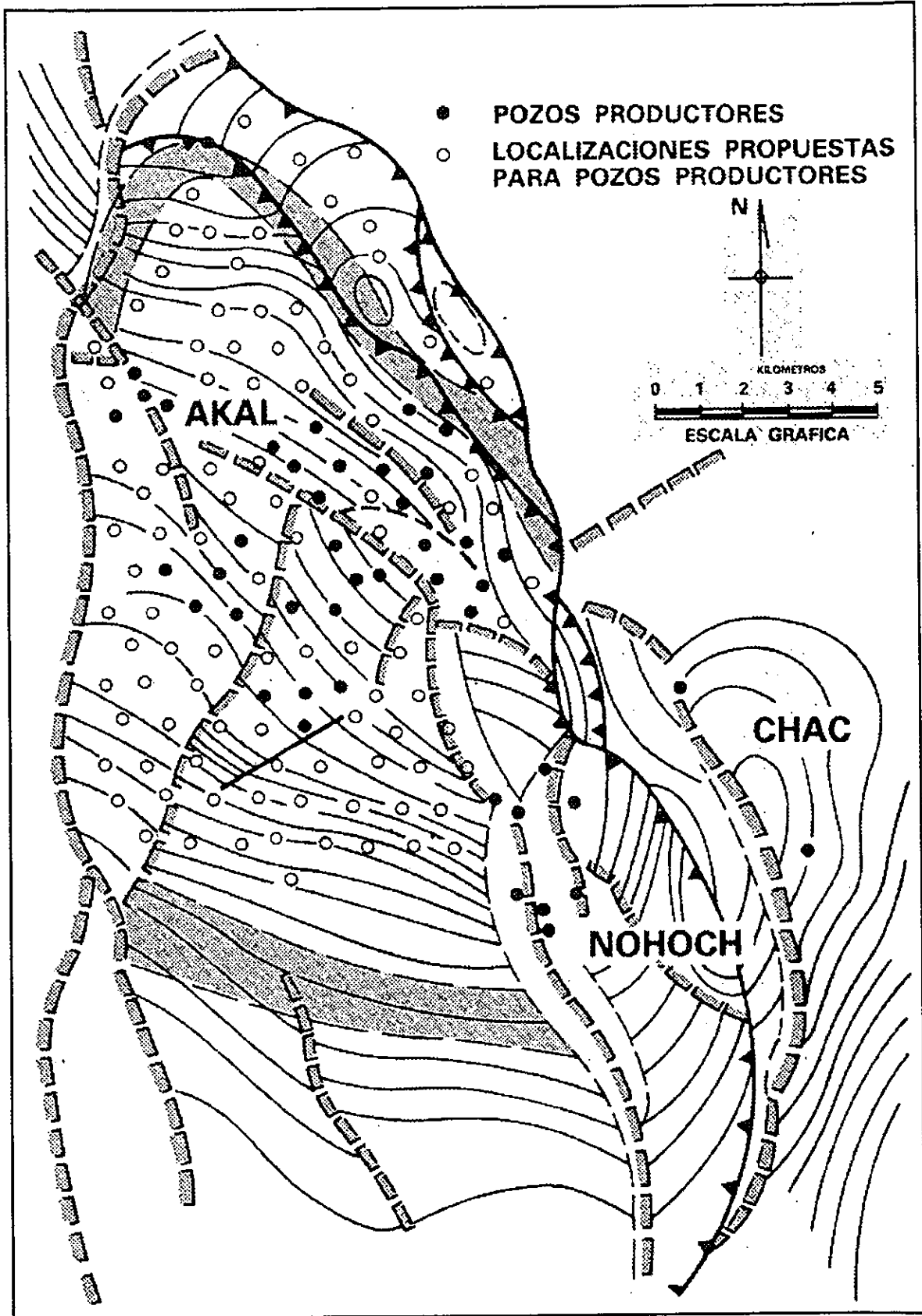


Fig. 1-3 Activo Cantarell (Tomado de 50 años de Schlumberger en México)

Bajo condiciones favorables, la mayor parte del gas disuelto liberado, fluye hacia las partes altas de la estructura, propiciando la formación de un casquete secundario (fig. 1-4). Tales características favorables son la alta permeabilidad, el gran espesor y el relieve estructural, que en forma pronunciada se presentan en el Activo Cantarell.

El comienzo de la formación del casquete de gas se remonta al segundo semestre de 1980, observándose el avance paulatino en algunos pozos por diferentes medios:

- Aumento de la relación gas – aceite de los fluidos producidos.
- Aumento anormal de la presión de la cabeza a pozo cerrado.
- Registros CNL y TDT.

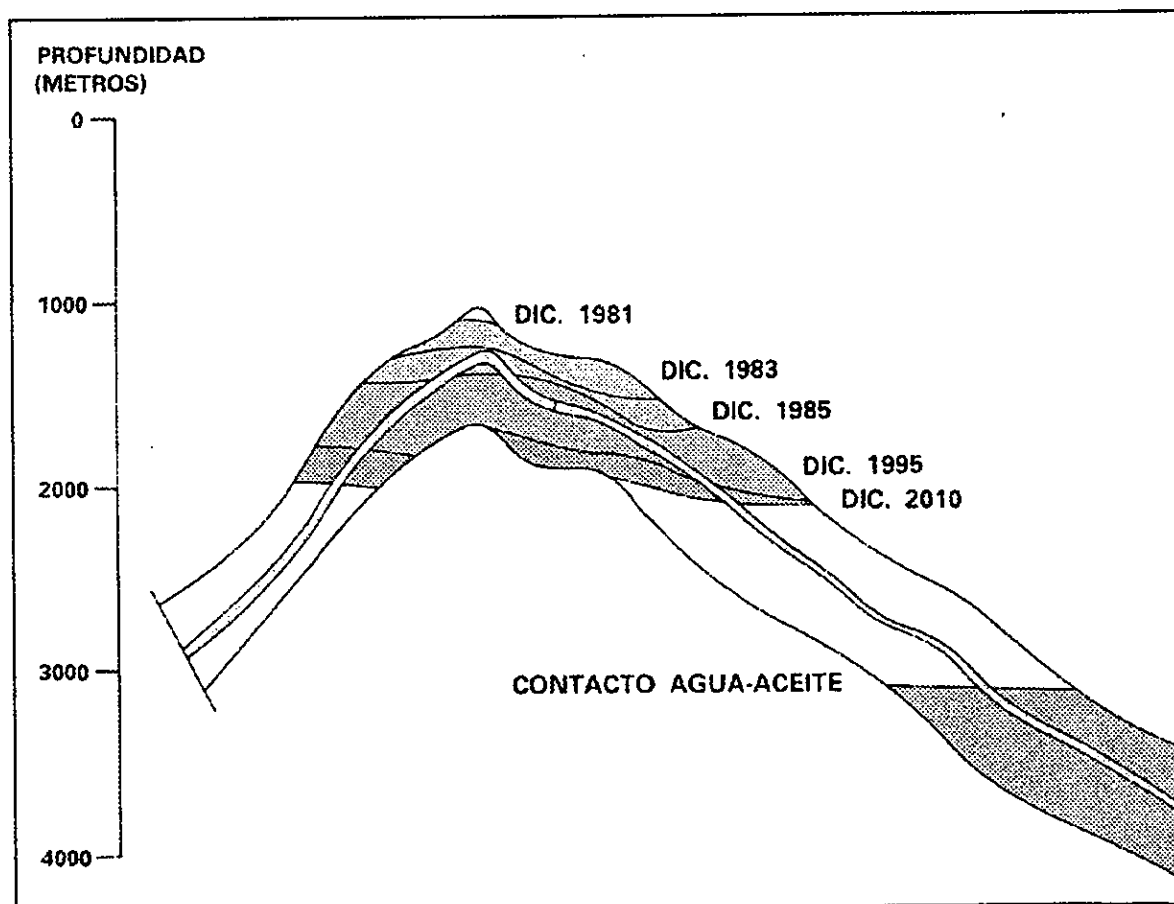


Fig. 1-4.- Modelo de avance del casquete de gas en el campo Akal (Tomado de 50 años de Schlumberger en México)

## 2. FORMACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL CASQUETE DE GAS

### 2.1. Formación del casquete de gas

Un casquete de gas es formado o incrementado por la liberación de gas del aceite, el cual emigra inmediatamente a la región superior del yacimiento. Dicho movimiento de gas hacia la parte superior, esto es su flotación, se llama percolación.

En yacimientos fracturados, con una elevada transmisividad en las fracturas, se puede considerar que el gas esta emigrando verticalmente tan pronto como este es liberado. Por otra parte, la alta transmisividad en las fracturas ayuda a favorecer la segregación de fases (Saidi, A., 1985).

Al liberarse gas en un medio poroso que contiene aceite, dicho gas no fluye en forma inmediata, sino que lo hace paulatinamente hasta que alcanza un valor de la saturación de gas, el cual es conocido como saturación crítica

Durante el periodo de formación de la saturación crítica, el valor de saturación de gas en un medio, esta dado por la ecuación integral de tipo Volterra (Saidi, A, 1985, ver Anexo A):

$$S_g = B_g \int_{P_s}^P \left[ \frac{(1 - S_w)}{B_0} - \frac{S_g}{B_0} \right] \frac{dR_s}{d\lambda} d\lambda$$

Donde:

- $S_g$  es una función de sí misma a través del segundo término de la integral, la cual se puede resolver iterativamente.
- $B_g$  es el factor de volumen del gas.
- $S_w$  es la saturación de agua de la formación
- $S_g$  es la saturación de gas
- $B_0$  es el factor de volumen del aceite
- $P_b$  es la presión de saturación
- $R_s$  relación de gas en solución en el aceite
- $\lambda$  parámetro de integración

En fracturas de alta transmisividad el valor de la saturación crítica de gas es muy pequeño o prácticamente es nulo. En cambio en bloques de roca – matriz (generalmente densos), este valor puede ser considerable.

### 2.2. Características del casquete de gas en yacimientos naturalmente fracturados

De acuerdo al comportamiento observado en pruebas de laboratorio, se puede decir que la saturación de gas en un bloque está en directa relación con sus propiedades petrofísicas, la diferencia de densidades entre las fases, la viscosidad del aceite y la altura del bloque.

Por otra parte, en un yacimiento real, la matriz está subdividida en bloques de tamaño, formas y propiedades diferentes, por lo cual la saturación de gas en la matriz es irregular e indefinida. Es decir a una misma profundidad pueden coexistir bloques con diferentes saturaciones.

El gas en la red de fracturas se podrá segregar por gravedad con mayor facilidad, siempre que las fracturas posean alta permeabilidad y direcciones que faciliten el movimiento vertical. Si existen barreras horizontales a la permeabilidad vertical, tales como estratos arcillosos, el gas migrará verticalmente con mayor facilidad.

Las zonas cercanas a los pozos están influidas por condiciones particulares de producción de los mismos, la profundidad de los disparos, y el estado de la cementación. Por otra parte, como los mayores gradientes de presión se encuentran en las inmediaciones de los disparos y zonas cercanas al pozo, allí la generación de gas será mayor, en caso de haber presiones inferiores a la de saturación. Es en las proximidades del pozo en donde se encontrará mayor cantidad de gas, que al alcanzar la saturación mínima móvil migrará hacia las partes altas de la estructura. Por otra parte, en caso de mala cementación el gas puede quedar atrapado en el espacio anular.

Para poder observar como se está modificando el casquete de gas, así como monitorear la saturación de los diversos fluidos existentes en el yacimiento, es necesario tener un control muy preciso con registros geofísicos de pozo, en especial los registros que utilizan una fuente radioactiva de neutrones y que se conocen por su principio físico como "Registros de Neutrones Pulsados". Como dichos registros se basan en principios nucleares, es importante tener un conocimiento de los principios fundamentales de la física nuclear y conocer la terminología de la misma: neutrón, átomo, rayos gama, beta, alfa, tipos de fuentes radioactivas, fenómenos de captura de neutrones, equipo de mediciones radioactivas, etc.; esta información se presenta con más claridad y desglose en el siguiente capítulo.

### 3. PRINCIPIOS FISICOS DEL METODO DE MEDICION

#### 3.1. Teoría atómica

El átomo es una de las partículas más pequeñas que compone un elemento químico. El modelo atómico ha ido cambiando con el tiempo al descubrirse nuevas partículas.

El físico J. J. Thompson (1856-1940) descubrió el electrón y propuso el primer modelo atómico, en el cual concebía el átomo como una pequeña esfera cargada con electricidad positiva en la que se encontraban los electrones incrustados, y la suma de las cargas negativas de todos los electrones contrarrestaría la carga positiva de la esfera, resultando un conjunto eléctricamente neutro. Ernest Rutherford (1871-1937) basándose en los resultados de sus experimentos, propuso una nueva imagen según la cual el átomo tenía la forma de un pequeño sistema solar, en cuyo centro se encontraría el núcleo atómico con carga positiva y concentrando casi toda la masa del átomo, y alrededor de él, girando en órbitas prácticamente elípticas, todos los electrones (Helander, 1983).

El descubrimiento del neutrón, en 1932, por James Chadwick sirvió para afirmar el modelo propuesto por Rutherford, ya que lo modificó solo en el extremo correspondiente a la estructura del núcleo, que ahora se consideró integrado por la unión de protones y neutrones, denominados nucleones.

Sommerfeld, generalizó la teoría del átomo, desarrollada por Bohr con base al modelo de Rutherford, supuso al átomo constituido por un núcleo puntiforme de  $10^{-12}$  cm de radio cargado positivamente (constituido por neutrones y protones), y alrededor del cuál giran los electrones en órbitas elípticas que se les conoce como niveles de energía (figura 3-1).

Las nuevas teorías físicas, como la mecánica cuántica y la relatividad, han modificado en parte este modelo atómico, fundamentalmente en lo relativo a la forma y estructura de las órbitas en las que se encuentran los electrones situados alrededor del núcleo. Electrones, protones y neutrones son los componentes principales del átomo, aunque desde 1930 se han descubierto varios cientos de otras partículas subatómicas (Resnick & Helander, 1983).

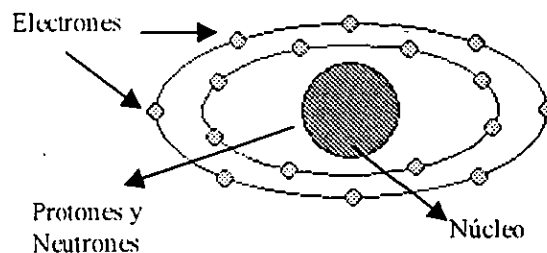


Figura 3-1.- Esquema de un átomo, con sus componentes (Tomado de Helander, 1983)

El electrón es una partícula con una masa de  $9.1085 \times 10^{-31}$  Kg. y una carga negativa de  $1.60219 \times 10^{-19}$  C., y ocupan las capas alrededor del núcleo designadas por las letras K, L, M, N, etc., las cuales solo pueden contener un número limitado de electrones. Un electrón mientras gira en su órbita, no emite energía (Postulado de Bohr) pero, al pasar mediante una transición brusca, de una órbita "L" a una órbita "K", emite una cantidad específica de energía en forma de radiación electromagnética.

El protón es una partícula con una masa que es 1836 veces la masa del electrón y su carga es igual a la del electrón pero de signo contrario. El número de protones en el núcleo es llamado **número atómico o carga atómica (Z)**. El neutrón es una partícula eléctricamente neutra con una masa que es 1838 veces la masa del electrón. La suma del número de protones y neutrones en el núcleo es el **número de masa o peso atómico (A)**.

A los átomos con igual número de protones, pero diferentes número de neutrones, se les conoce como **isótopos**, y tendrán las mismas características químicas entre sí, ya que éstas son solo función del número de electrones o protones.

Cuando un átomo tiene demasiados neutrones para el número de protones, o viceversa, el núcleo experimenta un reordenamiento, o reajuste, que ocasiona la liberación de energía, la cual aparece en forma de radiaciones, que pueden ser electromagnéticas o en forma de partículas reales. Los isótopos que emiten tales radiaciones se denominan radiactivos, y el reordenamiento desintegración.

La desintegración o decaimiento radiactivo de tales isótopos puede envolver una o varias transiciones entre estados de energía, hasta alcanzar un nivel de energía bajo, transformándose en un elemento estable. El tiempo que tarde un isótopo en decaer a este nivel de energía puede ser desde fracciones de segundo hasta millones de años, dependiendo del elemento, por lo que es conveniente definir la vida media,  $T/2$ , de un elemento radiactivo, que es el tiempo requerido para que un elemento radiactivo decaiga a la mitad de su actividad original. La velocidad de decaimiento instantáneo o actividad de una masa específica de material radiactivo mide el número de núcleos que decaen por unidad de tiempo. La actividad es proporcional al número de núcleos presentes.

Einstein demostró que la masa tiene una equivalencia de energía, así, por ejemplo, cuando ciertos combustibles que se queman, la transformación de la materia se manifiesta en forma de calor, luz y humo, quedando al final un residuo. De manera análoga, cuando un átomo se desintegra lo hace con liberación de energía radioactiva, siendo el "residuo" el isótopo correspondiente (Resnick, 1983).

Son tres los tipos básicos de radiación que un átomo emite al desintegrarse y se conocen comúnmente como partículas **alfa ( $\alpha$ )**, **beta ( $\beta$ )** y **rayos gamma ( $\gamma$ )**.



### 3.2. Partículas Alfa.

Las partículas **alfa** consisten de dos protones y dos neutrones (Número de masa = 4) por lo que son físicamente idénticos a los núcleos del átomo de helio. Las partículas alfa tienen una masa apreciable y carga positiva, por lo que tienen una baja penetración, pues una hoja de papel puede detenerlas, aunque son las partículas con más alta energía, entre 4 y 5 MeV y una velocidad entre 14 y 75 km./seg.

### 3.3. Partículas Beta

Las partículas **beta** son electrones de alta velocidad y su poder de penetración es limitado por su carga negativa, aunque tienen mayor penetración que las partículas alfa, pues se necesita una hoja de aluminio de 1/8 de pulgada de espesor para detenerlas. Las partículas beta tienen un rango de energía de 0.016 a 3.65 MeV.

La emisión de partículas alfa y beta son el resultado de la desintegración del núcleo atómico. Otra forma de decaimiento tiene lugar cuando un protón es convertido en un neutrón. Esto es logrado por la emisión de una partícula beta positiva llamada positrón, que tiene una masa idéntica a la del electrón y una vida muy corta. También un protón puede ser convertido en un neutrón cuando el núcleo captura un electrón orbital. Este modo de decaimiento es conocido como captura de electrón (EC) o captura K por que el electrón capturado es más probable que sea de la capa K mas interna.

### 3.4. Rayos Gamma

Los rayos gamma son radiaciones electromagnéticas de naturaleza similar a la luz visible, las ondas de radio y los rayos X, pero con otra frecuencia. La radiación electromagnética no es un flujo continuo de energía sino una serie de paquetes de energía conocidos como fotones o cuantos. Los fotones viajan a la velocidad de la luz y se caracterizan por su energía, frecuencia y longitud de onda.

Los rayos gamma, por su alta energía, pueden penetrar varias pulgadas de plomo, pasando a través de las formaciones, fluidos de pozo, y paredes de las herramientas, por lo que son muy útiles para varias técnicas de registros de pozos.

El rango de energía de los rayos gamma es de alrededor de 0.01 a 10 MeV y pueden ir acompañados, o no, de partículas alfa, beta, positrones o la captura de un electrón. Las longitudes de onda que caracterizan a los rayos gamma están en el rango de  $1 \times 10^{-9}$  a  $1 \times 10^{-11}$  cm., que equivalen a frecuencias de  $10^{19}$  a  $10^{21}$  sec<sup>-1</sup>.

El número y cantidad de energía de los rayos gamma dependerá del elemento que los emita, los elementos radioactivos que tiene una vida suficientemente larga y que producen una cantidad apreciable de rayos gama son:

Elemento	Se desintegra a	Partículas que emite	Energía que emite	Vida Media
$^{40}\text{K}$ micas, feldespatos	$^{40}\text{argón}$	Partícula beta y rayo gamma	1.46 MeV	$1.3 \times 10^9$ años
$^{232}\text{Th}$ lutitas	Una serie de isótopos	7 partículas alfa, 5 beta y numerosos rayos gamma	2.62 MeV	$1.4 \times 10^{10}$ años
$^{238}\text{U}$ fosfatos, materia orgánica	Una serie de isótopos	8 partículas alfa, 6 beta y numerosos rayos gamma	1.76 MeV	$4.4 \times 10^9$ años

Los rayos gamma pueden ser absorbidos mediante tres mecanismos, que dependerán de la energía del rayo gamma y del número atómico del material absorbente: Efecto fotoeléctrico, Efecto Compton y Producción de pares. Esto es importante debido a que los registros nucleares utilizan estos mecanismos para hacer sus mediciones.

### 3.5. Efecto fotoeléctrico

Cuando el nivel de energía del rayo gamma es bajo (**menor de 100 KeV**), el mecanismo de absorción que predomina es el llamado **efecto fotoeléctrico**, que consiste en la expulsión de un electrón de un átomo por un rayo gamma, acelerando éste al electrón a un nivel de energía casi igual al del rayo gamma, entonces el electrón recibe el nombre de fotoelectrón, y el rayo gamma desaparece. La absorción de rayos gamma por efecto fotoeléctrico es mayor mientras mayor sea el número atómico de los elementos absorbentes....

Es el fenómeno observado cuando se proyecta sobre la superficie de un metal una luz de frecuencia suficientemente elevada (luz ultravioleta), lo que provoca que el metal emita electrones (figura 3-2).

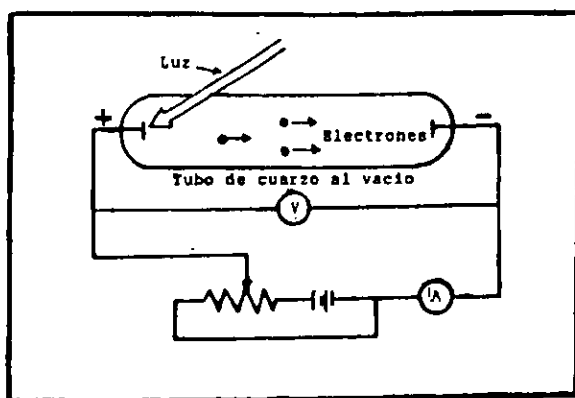


Figura 3-2.- Diagrama que muestra el Efecto Fotoeléctrico (Cortesía Helander, 1983)

### 3.6. Efecto Compton

A niveles de energía intermedios (aproximadamente entre 100 KeV y 2 MeV), la absorción se efectúa por **efecto Compton**, que es cuando un rayo gama incidente choca con un electrón y su energía es dividida entre la energía cinética dada al electrón expulsado del átomo y la dispersión de un rayo gama de menor energía en un ángulo diferente a la dirección original de incidencia. Estos nuevos rayos gamma a su vez pueden ser absorbidos por cualquiera de los dos mecanismos, pero debido a que tienen menor energía que los rayos gamma originales son absorbidos dentro de una cierta distancia fija (figura 3-3).

Un fotón de energía  $E$  puede chocar con un electrón, como si el fotón fuera una partícula. El fotón es desviado en un ángulo  $\phi_f$  y electrón es desviado en un ángulo  $\phi_e$ .

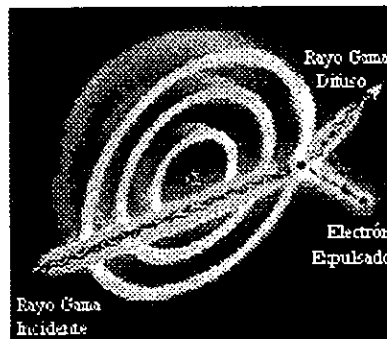


Figura 3-3.- Diagrama del efecto Compton (Cortesía de Schlumberger, 1985).

### 3.7. Producción de pares

Cuando los niveles de energía son altos (**mayores a 2 MeV**), el proceso de absorción es llamado **Producción de pares**, aunque este efecto es de menor importancia dentro del rango de energía de la radioactividad natural que se mide. Ocurre cuando un fotón de alta energía penetra el material a mayor profundidad antes de chocar, al ocurrir la colisión se producen un par de partículas de alta energía, que son un positrón y un negatrón, cada uno con una energía de 0.51 MeV, y que son emitidos en direcciones opuestas. Toda la energía del rayo gamma es dada a los dos electrones, con la excepción de una muy pequeña cantidad que va al núcleo (figura 3-4).

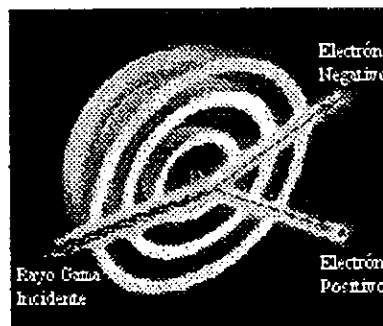


Figura 3-4.- Diagrama del efecto de producción de pares (Cortesía de Schlumberger 1985)

El positrón tiene aproximadamente la misma masa que el electrón pero de vida y capacidad de penetración corta, y al chocar con un electrón se produce un par de rayos gamma de menor energía. El negatrón de alta energía es capaz de ionizar y de chocar con otros electrones. Debido a esto, los rayos gamma de alta energía, pueden hacerse sucesivamente cada vez más lentos, pudiendo sufrir los efectos Compton y Fotoeléctrico (Helander, 1983).

Un fotón puede ceder toda o parte de su energía a un electrón, pero también es posible que un fotón se materialice en un electrón y un positrón (electrón positivo), proceso en la que la energía electromagnética se transforma en energía en proceso, es decir, que la energía se convierte en masa. Se produce cuando un fotón en virtud de su alta energía, penetra al material a mayor profundidad antes de chocar; al ocurrir la colisión se genera un par de partículas en la vecindad del núcleo que son un positrón y un electrón.

La probabilidad absoluta de que ocurra una colisión es descrita por la **sección transversal atómica**, que es el área efectiva que un objetivo presenta a la partícula que llega. La sección transversal está relacionada con el número atómico del blanco y la energía de incidencia del rayo gamma.

### 3.8. Fuentes de rayo gama y neutrones

Las mas comúnmente usadas son:

- <sup>60</sup>Cobalto, el cual emite fotones de energía de 1.17 y 1.33 MeV.
- <sup>137</sup>Cesium, que emite fotones de energía de 0.66 Mev.

Otra fuente de neutrones es por medio del dispositivo llamado minitrón, el cual es un acelerador electrónico de neutrones. El Minitrón esta compuesto de un tubo de cerámica que contiene tritio y deuterio a baja presión, los neutrones son producidos por la aceleración de los iones de deuterio contra un objetivo de tritio, llegando a tener una energía de 14 MeV (Fig. 3-5). Debido a esta energía y a la mayor cantidad de neutrones se incrementan los conteos estadísticos haciendo posible una detección más exacta de los neutrones epitermales.

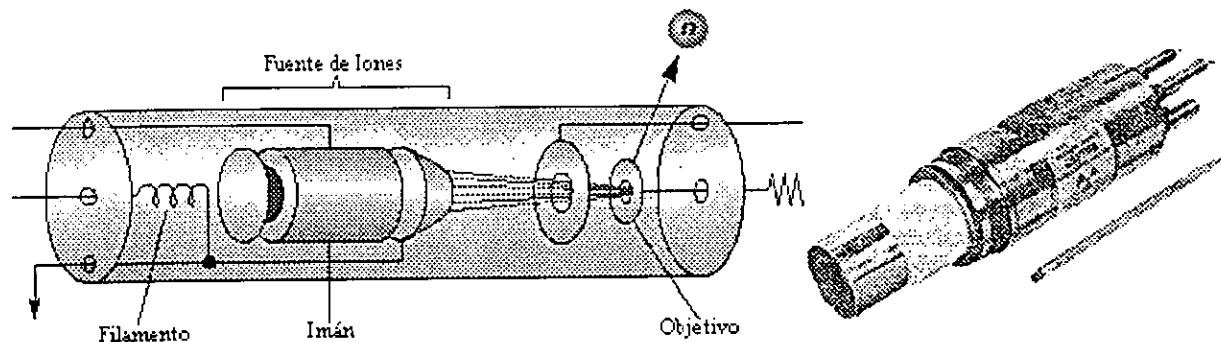


Figura 3.5.- Esquema del funcionamiento interno del minitrón. A la derecha fotografía del mismo. Cortesía Schlumberger.

### 3.9. Equipo de medición

Los instrumentos usados en registros geofísicos pueden ser divididos en dos clases. Una clase de detectores esta relacionada a la ionización de un gas, mientras que la otra clase emplea las propiedades de la emisión de un fotón de ciertas sustancias radioactivas. Dentro de la primera clase se encuentran la cámara de ionización, el contador Geiger – Mueller, y el contador proporcional; dentro de la segunda clase se encuentra el contador de centelleo.

#### 3.9.1. Cámara de Ionización

La figura 3.6 ilustra esquemáticamente una cámara de ionización de gas. La cual consiste de un cilindro metálico conteniendo gas argón inerte a alta presión. Un electrodo atraviesa el cilindro y queda aislada del mismo. Este electrodo se mantienen a un potencial cercano a los 100 v con respecto al cilindro.

El método de detección ocurre como sigue: cuando un rayo gamma entra a la cámara, este interactúa con las paredes o con el gas inerte, dando origen al rápido movimiento de algún electrón. Este electrón como se mueve en el gas, experimenta un número de colisiones con los electrones de los átomos del gas. Estas colisiones detienen el rápido movimiento del electrón, pero en este proceso, un gran número de electrones son liberados. Este proceso es llamado ionización. Estos electrones cargados negativamente, se mueven al centro del electrodo cargado positivamente, generando un flujo de corriente eléctrica. El flujo de corriente en el circuito ocasiona un potencial que atraviesa el resistor. Dado que esta corriente es muy pequeña, se amplifica por medio de un sistema electrónico y se envía a la superficie.

Este tipo de detector tiene la ventaja de ser sencillo, barato y resistente; pero su inconveniente es que el tamaño de los pulsos originales es tan pequeño, que son difíciles de detectar y de amplificar en forma confiable.

#### 3.9.2. Contador Geiger – Mueller

El contador Geiger – Mueller (figura 3-7) es similar a la cámara de ionización, excepto que el electrodo central tiene un voltaje mucho mas alto (600 a 1000 v), y el gas esta a baja presión. El electrodo central es un pequeño filamento o conductor delgado, por lo que el gradiente del potencial en su vecindad es muy grande. La resistencia externa se reduce a un valor cercano a 1000 ohms. Como en el contador de ionización, la ionización del gas ocurre de la misma manera. En este contador, sin embargo, los electrones secundarios producidos por las colisiones son propulsados por el intenso campo eléctrico hacia el electrodo central y en su viaje alcanzan tal nivel de energía que a su vez liberan más electrones, los cuales provienen de los átomos de gas con los cuales colisionan, con lo que se produce una gran avalancha de electrones en el electrodo central; con lo cual se multiplica muchas veces la ionización que se obtendría únicamente con los electrones primarios, y esto ocasiona que se produzca un pulso bastante grande en la terminal del contador.

La principal ventaja de este contador es que produce pulsos bastantes grandes, los cuales se pueden detectar fácilmente y grabar. Las desventajas que tiene, es que es difícil de construir, se requiere de un buen control de voltaje y debido a su poco espesor, los electrodos centrales son afectados por vibraciones mecánicas.

### 3.9.3. Contador de centelleo.

El contador de centelleo esta formado por tres principales partes, las cuales son: un cristal (el cual puede ser un cristal transparente de yoduro de sodio activado por talio), el fotomultiplicador y el discriminador, los cuales se observan en la figura 3-8.

Cuando un rayo gamma incide en la superficie de cristal, este interacciona con los electrones del cristal y produce un pequeño brote o chispa de luz, cuya intensidad es proporcional a la intensidad de los rayos gamma. Esta luz emitida choca con la superficie de la luz del fotomultiplicador o fotocátodo, el cual emitirá electrones proporcionalmente a la intensidad de la luz recibida; dichos electrones son atraídos por el primer ánodo, chocando con este y produciendo tres o más electrones por cada uno que choca. Estos electrones secundarios son acelerados hacia el otro ánodo con un potencial más alto, multiplicándose allí nuevamente por un factor aproximado de tres. Este mismo proceso continúa hasta lograr una multiplicación interna de alrededor de un millón. Finalmente la corriente que sale del fotomultiplicador es un pulso, el cual nuevamente se amplifica por un amplificador electrónico. De esta manera, la intensidad del pulso de salida es proporcional a la intensidad del pequeño brote de luz inicial, el cual a su vez lo es a la intensidad de los rayos gamma incidentes.

Un problema del contador de centelleo, es que en ocasiones las superficies fotoemisoras del fotomultiplicador pueden emitir electrones por causas ajenas al proceso de colisión de los electrones (principalmente por el calor). El contador de centelleo tiene un discriminador cuya función es precisamente eliminar los pequeños pulsos indeseables, ya que si se multiplicaran todos los pulsos sin discriminación, se tendría un número inmenso de pulsos, los cuales no guardarían relación con la intensidad de los rayos gamma de la formación. Una ventaja del contador de centelleo, es su alta eficiencia, del 50 al 80%. Y algunas desventajas son: es demasiado sensible a los cambios de temperatura, por lo que es necesario aislarlo del calor o refrigerarlo.

Una vez que se han definido en este capítulo los principios y mecanismos involucrados en la física nuclear, se esta en posibilidad de comprender el funcionamiento de los registros geofísicos de neutrones pulsados (PNC), así como el funcionamiento de la herramienta PNC, su principio de medición, el desarrollo de la herramienta que tienen distintas compañías, sus distintos nombres existentes en la industria petrolera y sus aplicaciones en diversas regiones del mundo. Todo lo anterior se presenta en el siguiente capítulo.

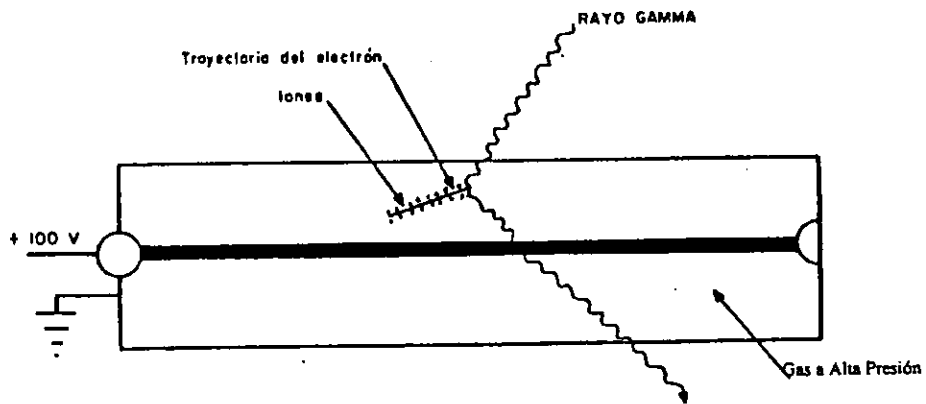


Figura 3.6.- Esquema del funcionamiento interno de la Cámara de Ionización. Cortesía Schlumberger.

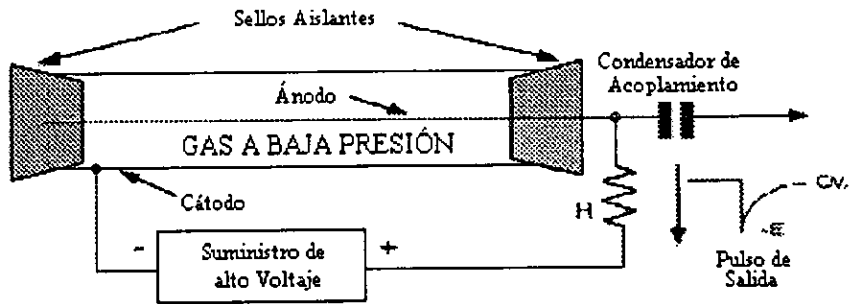


Figura 3.7.- Esquema del funcionamiento interno del Contador Geiger - Muller. Cortesía Schlumberger.

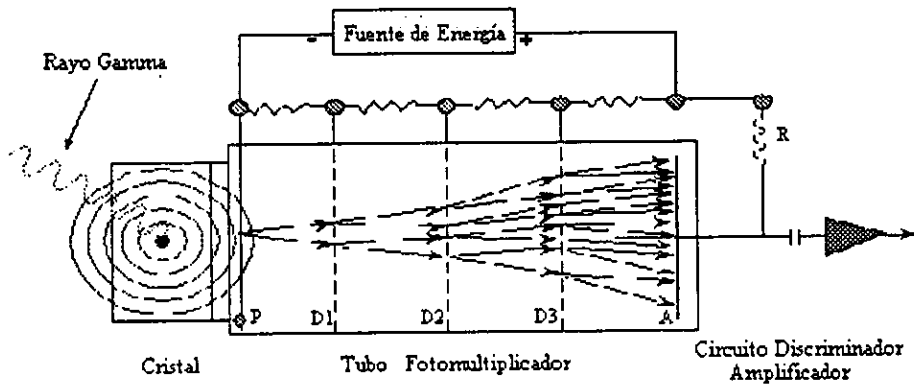


Figura 3-8.- Esquema del funcionamiento interno del Contador de Centelleo. Cortesía Schlumberger.



## 4. REGISTROS GEOFISICOS DE POZO PNC

### 4.1. Registro de captura de neutrones pulsados (PNC)

De todos los registros geofísicos, únicamente los eléctricos pueden aportar información confiable para determinar si una formación contiene hidrocarburos o agua salada. Pero el gran problema de estos registros, es que se tienen que tomar en agujero abierto y llenos de lodo conductivo, a excepción de los de inducción. Y aunque existen registros radioactivos que se pueden tomar en agujero adorado, su principal aplicación no es la determinación del tipo de fluidos en forma directa.

Una herramienta de gran ayuda para la determinación del tipo de fluido o hidrocarburo existente en un yacimiento petrolero son los registros de captura de neutrones (PNC) o "registros de tiempo de decaimiento de neutrones térmicos" (TDT, TMD, PDK, según las distintas compañías), el cual es un registro nuclear que se puede tomar en pozos adados y además con tubería de producción. Permite localizar formaciones que contienen hidrocarburos y agua. Con esta herramienta se puede descubrir el avance de agua natural en los yacimientos comparándolo con otros registros tomados previamente en agujero abierto. Y en yacimientos sujetos a inyección de agua se puede observar el progreso de la inyección. Si se conoce la porosidad y la salinidad del agua, se puede calcular la saturación de agua (Schlumberger & Exxon, 1985)

Un concepto importante para este registro es la sección transversal atómica de captura ( $\Sigma$ ) del material atravesado, la cuál es una medida de la probabilidad de que la partícula incidente sea capturada por una partícula del material que sirve de blanco. La sección transversal atómica de captura para los neutrones es el área efectiva dentro de la cual tiene que pasar un neutrón para que pueda ser capturado por un núcleo atómico (Clavier, 1970).

En el registro PNC se mide el tiempo necesario para que un cierto porcentaje de los neutrones emitidos por la fuente sea absorbido por la formación. Después de cada estallido de neutrones, estos son moderados por el efecto de numerosas colisiones con los núcleos de los elementos que se encuentran en el agujero y en la formación; al alcanzar velocidades térmicas son luego capturados, produciéndose la correspondiente emisión de rayos gama.

#### 4.1.1. Aplicaciones de las medidas de PNC.

Las principales aplicaciones son:

- Porosidad.
- Saturación.
- Detección de gas.
- Localización y monitoreo de contactos gas - aceite y agua - aceite.
- Correlación con registros de resistividad de pozo abierto.
- Indicador de arcilla.
- Evaluación de cambios en la saturación debido al agua (avance).

#### **4.1.2. Principios de operación**

Una fuente de pulsos o minitrón (ver figura 3-5), emite estallidos de 14 millones de electrón - volts (Mev), periódicamente a intervalos de 100 microsegundos. Esos neutrones interactúan con la formación causando emisiones de rayos gama los cuales pueden ser detectados en los dos detectores. Estos son el detector cercano (N) o de corto espaciamiento (SS) y un detector lejano (F) o de largo espaciamiento (LS). El cercano está colocado a 1 pie (30.5 cm.) y el largo a 2 pies (61.0 cm.) encima de la fuente. Este espaciamiento variará entre compañías de servicio y entre los modelos de herramientas.

#### **4.1.3. Detectores de rayos gama.**

Los detectores de rayos gama (GR) son típicamente de Yoduro de Sodio (NaI). La herramienta de Western Atlas (PDK-100) utiliza un cristal de Germanio de Bismuto (BGO), el cuál es más eficiente al detectar rayos gama y debe estar contenido en un Frasco Dewar dentro de la herramienta. La herramienta RST de Schlumberger usa un cristal de Oxiortosilicato de Gadolinio (GSO). Estos dos últimos cristales son más sensitivos que el cristal de Yoduro de Sodio.

#### **4.1.4. Interacciones de los neutrones**

Los neutrones de 14 Mev emitidos por la fuente interactúan con el ambiente del pozo y la formación después de cada estallido. Después de chocar con esos neutrones, los átomos del ambiente emiten rayos gama de energías distintas en tiempos característicos, dependiendo sobre todo de su número atómico. Dentro de las primeras decenas de microsegundos, choques inelásticos de alta energía ocurren y hasta cerca de los 1,000 microsegundos, los neutrones vienen a ser "frenados" y se convierten en neutrones de baja energía o termales, los cuales son capturados.

Un evento de captura ocurre cuando existe un choque con ciertos núcleos en el ambiente y la emisión de un rayo gama. El promedio de tal captura es el resultado de choques de neutrones termales principalmente con el hidrógeno y el cloro y, son de importancia básica en los registros de neutrones pulsados.

#### **4.1.5. Sección transversal de captura**

Los neutrones termales son capturados por diversos materiales de la formación en diferentes promedios. La medida de la probabilidad de captura de un neutrón termal por los materiales de la formación es la sección transversal de captura, en unidades de captura (u.c. o en ingles c.u.). La unidad de captura es igual a  $10^{-24}$  barns/cm<sup>2</sup> o  $10^{-3}$  cm<sup>-1</sup> (figura 4-1).

Por otra parte, para calcular la sección transversal de un gas, se sabe que dicha sección de captura ( $\Sigma$ ) puede expresarse en función del metano y para otros hidrocarburos gaseosos, dicha sección se obtiene por medio de la relación:

$$\Sigma_{\text{gas}} = \Sigma_{\text{metano}} (.23 + 1.4 \gamma_g);$$

con  $\gamma_g$  = gravedad del gas

Y la  $\Sigma$  del registro, se obtiene por medio de la ecuación:

$$\Sigma_{\text{log}} = (1 - V_{\text{sh}} - \phi_e) \Sigma_{\text{M}} + \phi_e (1 - S_w) \Sigma_{\text{H}} + \phi_e S_w \Sigma_{\text{w}} + V_{\text{sh}} \Sigma_{\text{sh}}$$

Matriz
Hidrogeno
Agua
Arcilla

con:

$V_{\text{sh}}$  = Volumen fraccional de arcilla (0 a 1)

$\phi_e$  = Porosidad efectiva (0 a 1)

$S_w$  = Saturación de Agua (0 a 1)

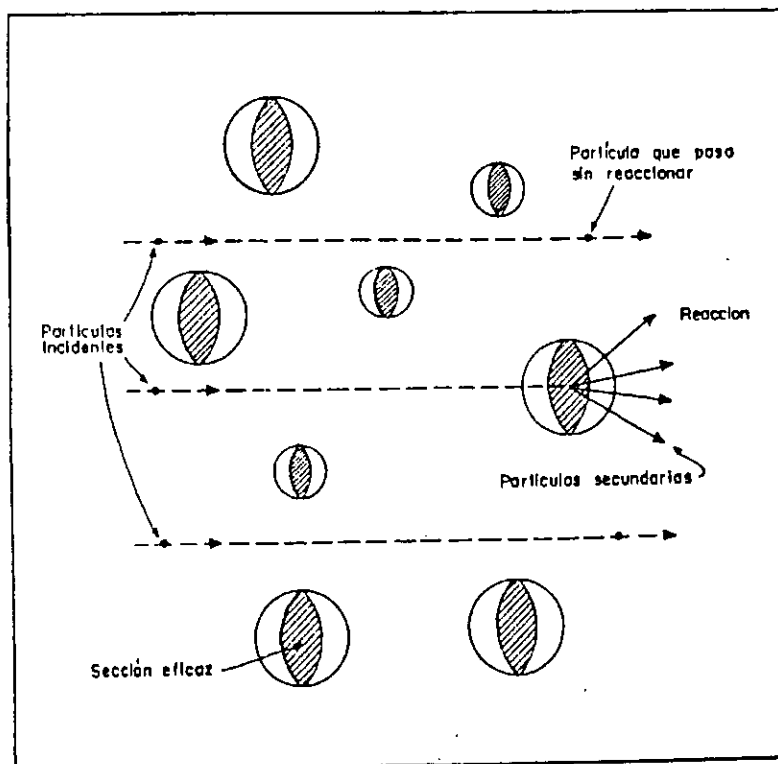


Figura 4-1.- Esquemización de la Sección Transversal de Captura (Tomado de O. Serra, 1980).

## 4.2. Evolución cronológica de las herramientas y muestra de los registros

Dentro del mercado de los registros de decaimiento de neutrones, las diversas compañías tienen sus propios modelos y variantes tales como:

- Dresser Atlas: NLL, DNLL
- Schlumberger: TDT-K, TDT-M, TDT-P.
- Western Atlas: PDK-100
- Halliburton: TMD

### 4.2.1. Registro de neutrones NLL

El registro de neutrones de Dresser Atlas (Neutron Lifetime Log NLL), apareció en 1963, y fue la primera herramienta de este tipo comercialmente disponible (figura 4-2). Tenía un sólo detector y versiones posteriores fueron superadas por herramientas de dos detectores, inicialmente llamadas Registros Doble de Neutrones (Dual Neutron Lifetime Log DNLL).

Posee una serie de compuertas electrónicas con las que se controla los pulsos de energía para realizar la medición. Estas compuertas están localizadas entre 400-600 y 700-900 microsegundos, aunque éstas pueden ser cambiadas. La frecuencia de pulsos de la fuente está justo a 1,000 microsegundos. La presentación del registro de dos detectores, estuvo influenciada por el TDT de Schlumberger.

En la primera pista se muestra una curva de rayos gama, y otra de localizador de coples no corregida, para monitorear el correcto funcionamiento de la herramienta. Los coples corregidos son mostrados en la pista de profundidades. Las curvas a la derecha en la pista número dos, comprende las cuentas de las compuertas uno y dos (G1, G2); la razón de cuentas en el detector cercano (SS) dividido por las cuentas en el detector lejano (LS), la cual determina una curva de porosidad no calibrada, la sección de captura de la formación  $\Sigma$  y las cuentas de los detectores de corto y largo espaciamiento (SS, LS).

### 4.2.2. Tiempo de Decaimiento Termal (TDT - K)

La herramienta TDT viene a estar en uso en 1968, como herramienta de un sólo detector y en 1972 se le adaptó un segundo detector. Esta herramienta tuvo dos compuertas I y II para medir la parte lineal del decaimiento, seguida por una tercera compuerta III, para medir el promedio de cuentas de fondo. El promedio de pulsos, sin embargo varía dependiendo de la sección transversal de captura de la formación, pero generalmente está entre 1,000 y 2,000 microsegundos entre estallidos.

La presentación básica del TDT-K (figura 4-3), en la pista 1 muestra una curva de rayos gama. F3 es el promedio de cuentas en el detector en la compuerta III. Esto es similar a un registro de baja sensibilidad de GR, excepto que deberá de ser utilizado para la detección del movimiento del agua por activación del oxígeno y una curva de control de calidad. En la pista 2 se presenta la curva de relación de cuentas lejana y cercana en la compuerta I. En

la pista 3 se presentan los ritmos de conteo  $N_1$  y  $F_1$ . Abarcando las pistas 2 y 3 se registran las curvas de la sección transversal de captura de la formación y  $\tau$  o alguna de ellas dos.

En cuanto a los factores que afectan la medición del TDT-K, se tiene que para compensar el efecto de difusión en la interpretación, se usa una sección transversal aparente de captura igual a 1.6 veces el valor verdadero para la matriz de la roca.

#### **4.2.3. Tiempo decaimiento termal (TDT-M)**

Introducido en 1980, tiene las compuertas fijas y puede ser extendido en cuatro factores de escala. Las medidas de radiación de fondo son tomadas entre estallidos. La frecuencia de estallidos puede variar de menos de 1,100 a más de 5,000 microsegundos entre estallidos, dependiendo del factor de escala seleccionado. La selección de la compuerta para la medida de la sección transversal de captura, depende del más reciente  $t$  seleccionado (figura 4-4).

Con este modelo se obtiene mayor exactitud y un aumento en la precisión estadística en la medición de  $\tau$ ,  $\Sigma$  y la radioactividad de fondo. Usa 16 compuertas (o intervalos de tiempo) de las cuales, las 13 primeras son compuertas de señal; la 15 y 16 se usan para medir la radioactividad de fondo y la 14 solo sirve como retraso para las compuertas de radioactividad de fondo.

La presentación del registro es semejante a la del TDT-K. Se muestra  $\Sigma_{near}$  y  $\Sigma_{far}$ ; considerando la medida  $\Sigma_{far}$  más confiable. La separación entre  $N_1$  y  $F_1$  es continua, aunque ésta no es tan grande como en el TDT -K; también se presentan las curvas de rayos Gamas Naturales, coples de la tubería y Radioactividad de fondo del detector lejano.

En cuanto a dicha presentación y escala, la idea básica es ajustar las escalas de las curvas de ritmo de conteo cercano y lejano para que se superpongan en zonas limpias con agua, que se separen ligeramente ( $F$  a la izquierda,  $N$  a la derecha) en zonas limpias con gas. La lutita reduce estas separaciones o causa inversión ( $F$  a la derecha y  $N$  a la izquierda).

#### **4.2.4. Tiempo de decaimiento termal de multicompuertas (TMD)**

El TMD fue introducido por Halliburton (Wellex) en 1982, y esencialmente confirma la dirección, futuro uso y desarrollo de los PNC. El TMD tiene seis compuertas. Sus estallidos a una frecuencia de 800 microsegundos, con una pausa cada 1250 estallidos, permiten una medida de la radiación de fondo. Esta técnica para la medida de la radiación de fondo es llamada "técnica de salto de golpe", y muchas herramientas ahora utilizan tal sistema.

Halliburton propuso que el decaimiento de neutrones está compuesto de dos poblaciones diferentes de neutrones, una en la formación y la otra en el pozo, y cada decaimiento tiene su propio promedio exponencial. Este modelo es llamado "Entrada Doble Exponencial".

La presentación consiste de dos grupos de parámetros. La presentación usual de registros llamada "primaria" y la de control de calidad llamada "calidad" (figura 4-5).

La presentación primaria muestra muchas de las curvas contenidas en otros registros, con rayos gama en la pista izquierda; aquí también se presenta  $\Sigma$ QUAL, la que si es menor de uno puede indicar zonas lavadas en el pozo y  $\Sigma$ BH-SS, la cuál es la sección transversal de captura del pozo.

Noté que  $\Sigma$ BH-SS, lee cerca de 100 c.u. cuando es agua, 75 en aceite y viene a ser promedio su respuesta en gas, debido al bajo promedio de cuentas. Las pistas de la derecha son similares a los ejemplos previos de registros, con  $\Sigma_{FM}^{CORR}$ , perteneciente a la sección de captura de la formación, corregida por efectos de pozo, la porosidad no calibrada o relación entre los detectores cercano y lejano indicado por las cuentas de las compuertas 3 - 6 (G3 - 6) para los detectores de corto y largo espaciamiento.

De los controles de calidad, la curva G4ERROR es la diferencia entre las cuentas en la compuerta cuatro y la suma de dos exponenciales. Esta es una característica para encontrar la medida para el modelo de doble exponente y deberá permanecer cercano a cero. Las  $\Sigma$ 's de la formación son presentadas para ambos detectores y las cuentas N y F para la radiación de fondo son presentadas como SS-BKG y LS-BKG, respectivamente. R(BH/FM) es la relación de cuentas del pozo a la formación y lee bajo donde hay gas en el pozo.

#### 4.2.5. Tiempo de decaimiento termal de 100 canales (PDK-100)

El PDK -100 de Western Atlas (Dresser Atlas) surge poco después que el TMD, en 1983. El nombre de PDK-100 representa los 100 canales por detector que son usados para definir el pulso de neutrón (P) y el espectro de decaimiento (DK).

Esta herramienta tiene una duración promedio entre pulsos de 1,000 microsegundos entre estallidos y mide la radiación de fondo después de un ciclo de veintiocho pulsos. Las cuentas son tomadas en compuertas de cien a diez microsegundos, desde el inicio del estallido al inicio del siguiente estallido (figura 4-6).

El pulso original y el espectro de decaimiento son enviados en un formato digital a la computadora en superficie (Computer Logging System CLS), donde la información es corregida en tiempo y presentada en un formato que consiste en una presentación primaria y otra secundaria. Esta presentación incluye información acerca de la formación, los datos del fondo describen el movimiento de agua en y alrededor del pozo. La presentación secundaria provee un diagnostico sobre la capacidad del pozo, lo cual es posible con la grabación del espectro de decaimiento de neutrones inelástica y epitermal.

La presentación es similar a la de otros registros, con la adición de algunas curvas nuevas. MSD es la desviación media estándar de un número fijo medido e indica la estabilidad de  $\Sigma$ ; MON monitorea el funcionamiento de la herramienta; SGMA es la medida de la sección transversal de captura (para la Saturación de agua Sw); RATO es la relación del promedio

de cuentas del cercano al lejano y, es una curva de porosidad descalibrada. G1 (400-700  $\mu$ seg.) y G2 (700-1000  $\mu$ seg.) corresponden a la posición de las compuertas del viejo NLL y BKS, BKL son las cuentas de radiación de fondo de los detectores de corto y largo espaciamiento. RICS es la relación de cuentas de captura inelástica para el detector cercano, RICS deberá seguir a RATO, excepto en zonas de gas, donde RATO se separa a la derecha de RICS. RJN es la relación de cuentas inelásticas del detector cercano entre el lejano y RBOR es el indicador de la sección transversal de captura del pozo.

#### **4.2.6. Tiempo de decaimiento termal de doble estallido (DUAL-TDT)**

Algunas veces llamada TDT-P, fue introducida en 1985. Utiliza dos estallidos de neutrones separados, como un mejoramiento de la fuente de neutrones. El primer estallido es corto y se utiliza para evaluar el pozo, mientras que el segundo estallido es largo, se utiliza para evaluar la formación. La herramienta utiliza un sistema de "salto de golpe", con 128 estallidos entre medidas de radiación de fondo. Las cuentas son realizadas en 16 compuertas, las cuales están colocadas a través del ciclo de doble estallido. La sección transversal de captura presentada en los registros de campo, son lecturas de los estallidos corto y largo complementados con una base de datos empírica que comprende más de 4,000 medidas en pozos entubados y núcleos (figura 4-7).

La presentación estándar del TDT de doble estallido comprende:

Una curva de rayos gama (GR) y sigma del pozo (SIBH) son mostradas en la pista de la izquierda. La porosidad (TPHI), está ahora calibrada y se muestra en la pista de en medio; es muy parecida a la porosidad del registro de neutrón compensado (CNL) y puede ser registrada utilizando una matriz caliza o arenisca, la sección transversal de captura de la formación ( $\Sigma$  en c.u.) es mostrada a través de las dos pistas de la derecha. El total de cuentas seleccionadas en los detectores cercano y lejano, TSCN y TSCF, son similares a la superposición de N1 y F1. INFD es el promedio de cuentas inelásticas del detector lejano y deberá seguir a TSCN en zonas de gas.

El TDT de doble estallido ofrece un registro de control de calidad, como el TMD de Halliburton. Tal registro deberá contar con la curva de rayos gama, conteos de la radiación de fondo para el detector lejano FBAC y, MMOF que monitorea el desarrollo de la fuente de neutrones. En la pista central se muestran las secciones transversales de captura calculadas de los detectores cercano y lejano, SFND y SFFD, respectivamente y TCAF el cuál indica el número adecuado de cuentas que ha sido utilizado para los cálculos (un mínimo de 5000 cuentas son requeridas para una buena repetibilidad del registro). La pista de la derecha contiene la desviación estándar de  $\Sigma$  y, SIGC es la corrección por efecto de pozo realizada a SFFD.

El registro TDT-P, como se menciona, proporciona un índice de porosidad que se designara como  $\phi_K$ . Dicho índice tiene las mismas características de cualquier índice de porosidad derivado del neutrón, como son fuertes efectos de gas y de lutita y sensibilidad a la matriz de la roca. Este índice de porosidad del TDT se determina a partir de los datos de Relación y de  $\Sigma$ .

Por lo que respecta al análisis de la saturación usando este registro, este calculo depende de las siguientes condiciones:

- Salinidad del agua alrededor de las 30,000 ppm o mayores.
- Porosidades mayores al 10%
- Conocimiento de la litología ( $\Sigma_{ma}$ ) y
- Conocimiento del tipo de hidrocarburo ( $\Sigma_h$ )

Y en algunos casos favorables la curva  $\Sigma$  puede ser usada como un indicador de arcilla. Si una  $\Sigma_{min}$ , correspondiente a arenas parcialmente limpias llevando hidrocarburos y una  $\Sigma_{sh}$ , correspondiente a la arcilla, pueden ser tomadas del registro, entonces:

$$V_{sh} \approx \frac{\Sigma_{log} - \Sigma_{min}}{\Sigma_{sh} - \Sigma_{min}}$$



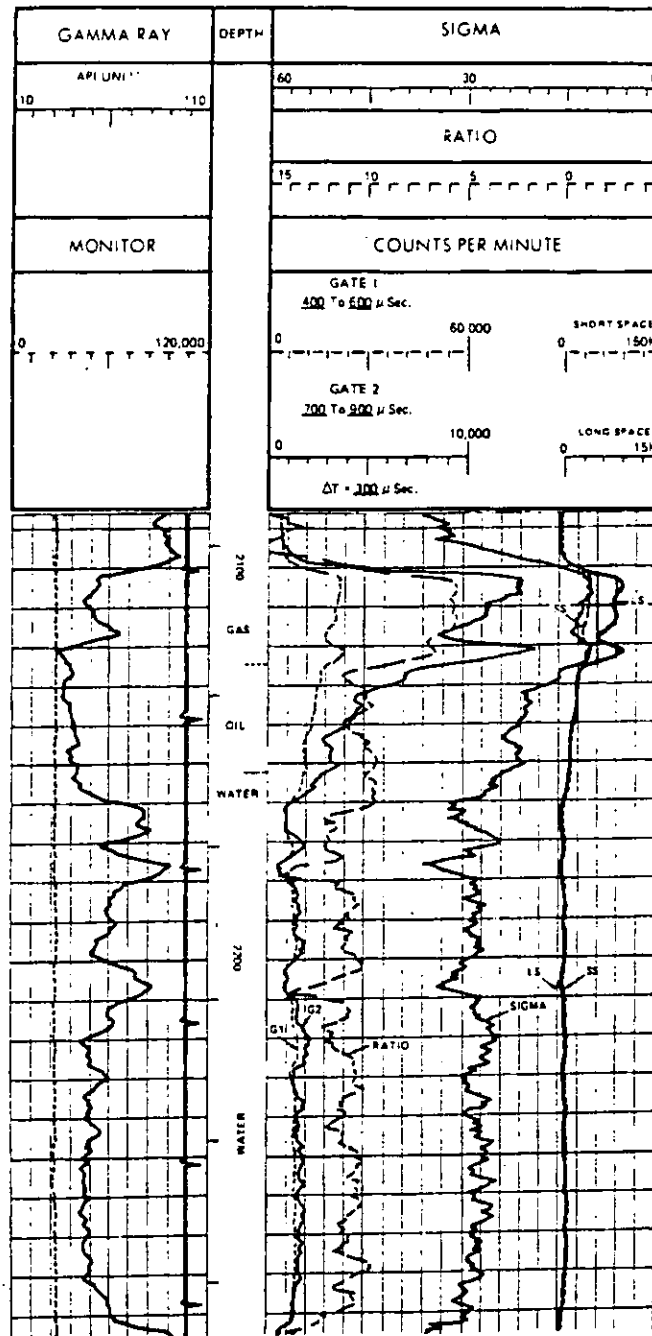


Figura 4-2.- Presentación del Registro NLL de dos detectores (Tomado de Smolen J., 1990).

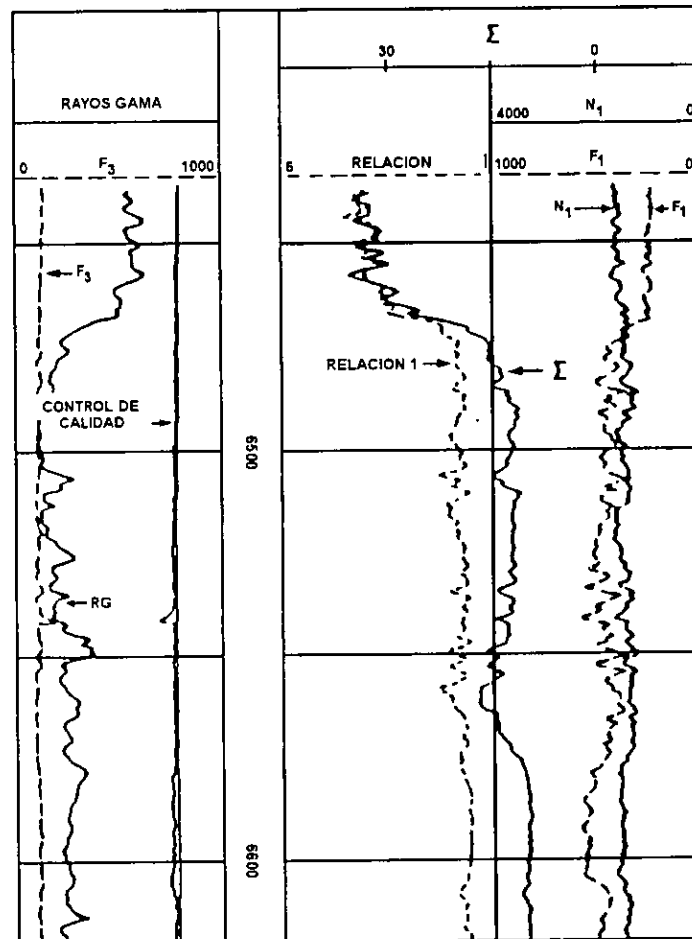


Figura 4-3.-Presentación del registro TDT-K (Tomado de Smolen J. 1990 y Schlumberger).

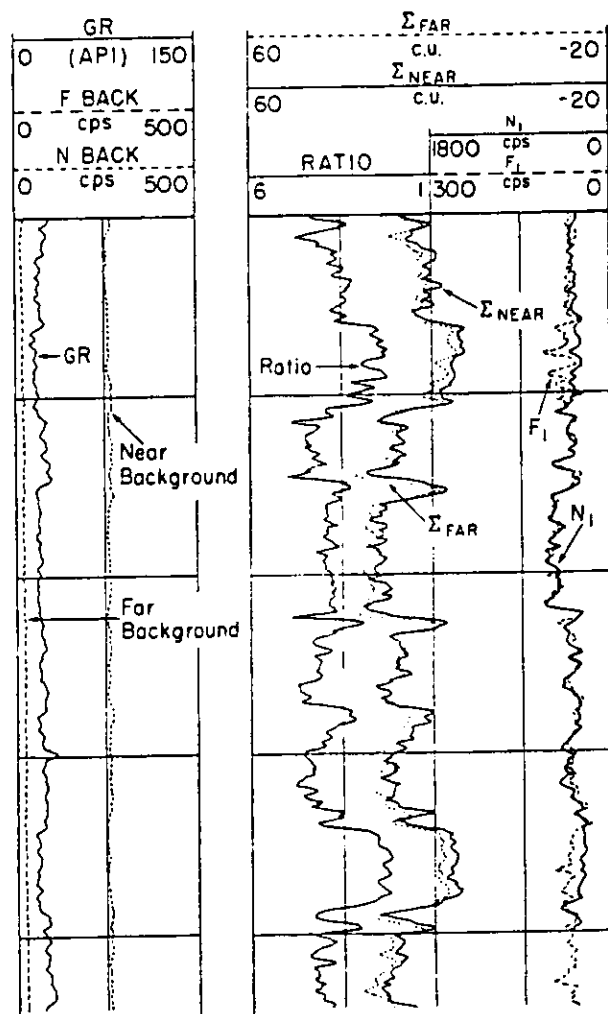


Figura 4-4.- Presentación del Registro TDT-M (Tomado de Smolen J. 1990 y Schlumberger).

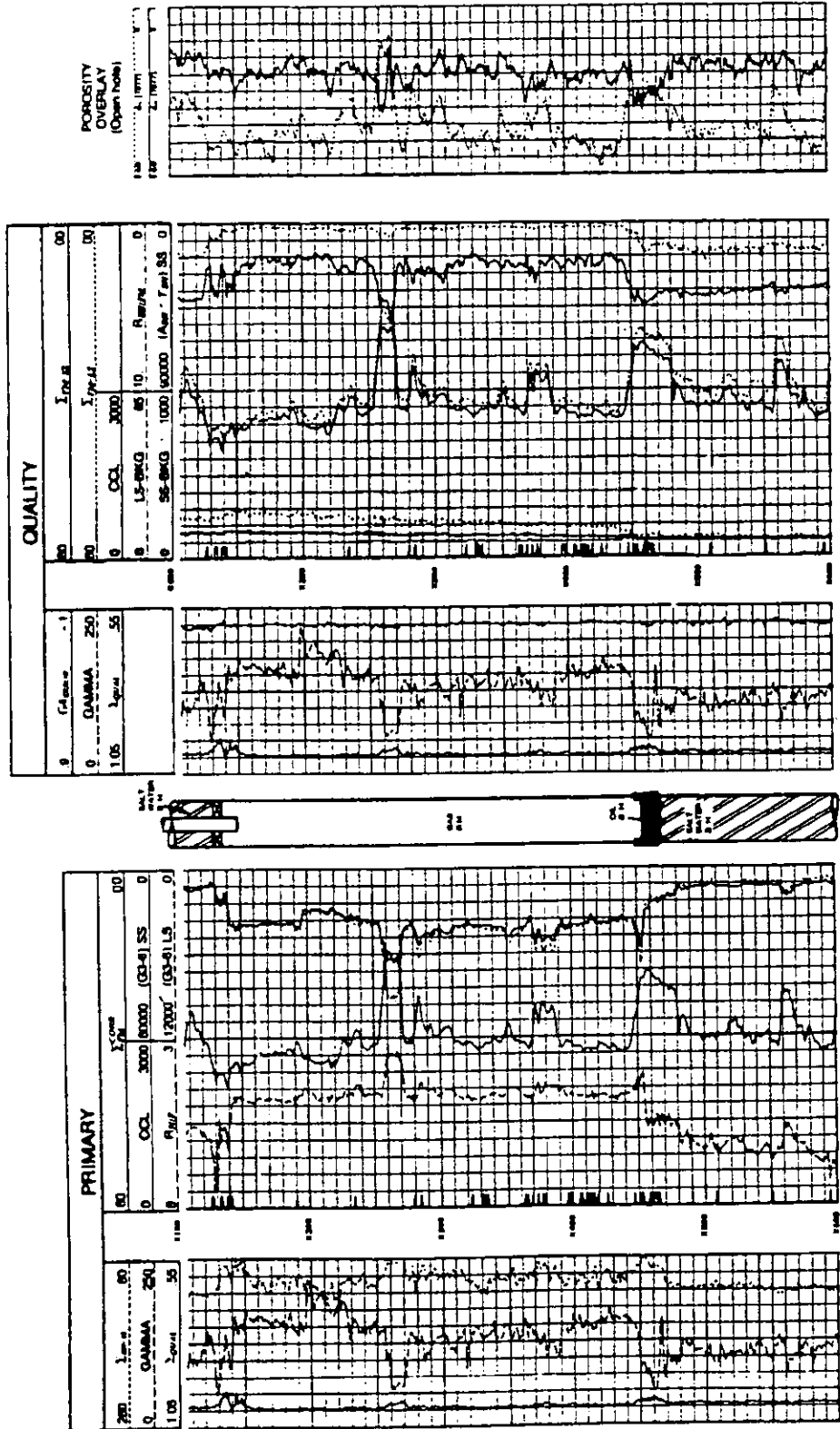


Figura 4-5.- Presentación del Registro TMD (Cortesía SPWLA y Smolen J. 1990).

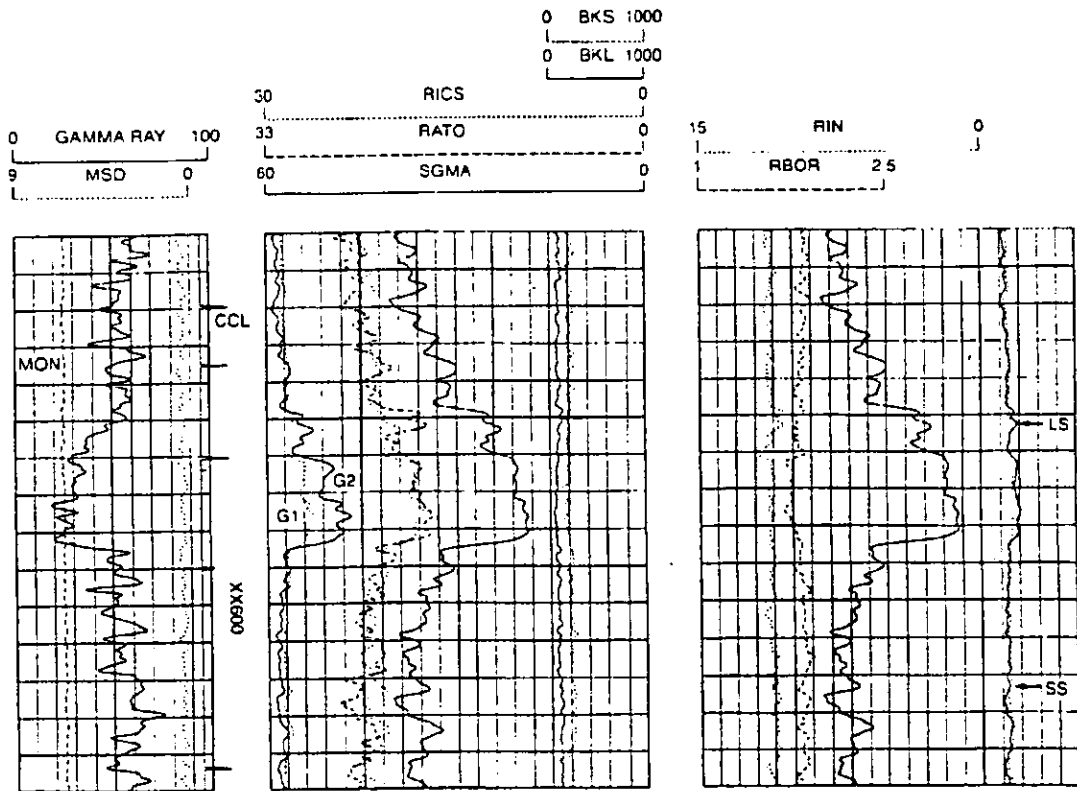


Figura 4-6.- Presentación del registro PDK-100 (Cortesía de SPWLA y Smolen J. 1990).

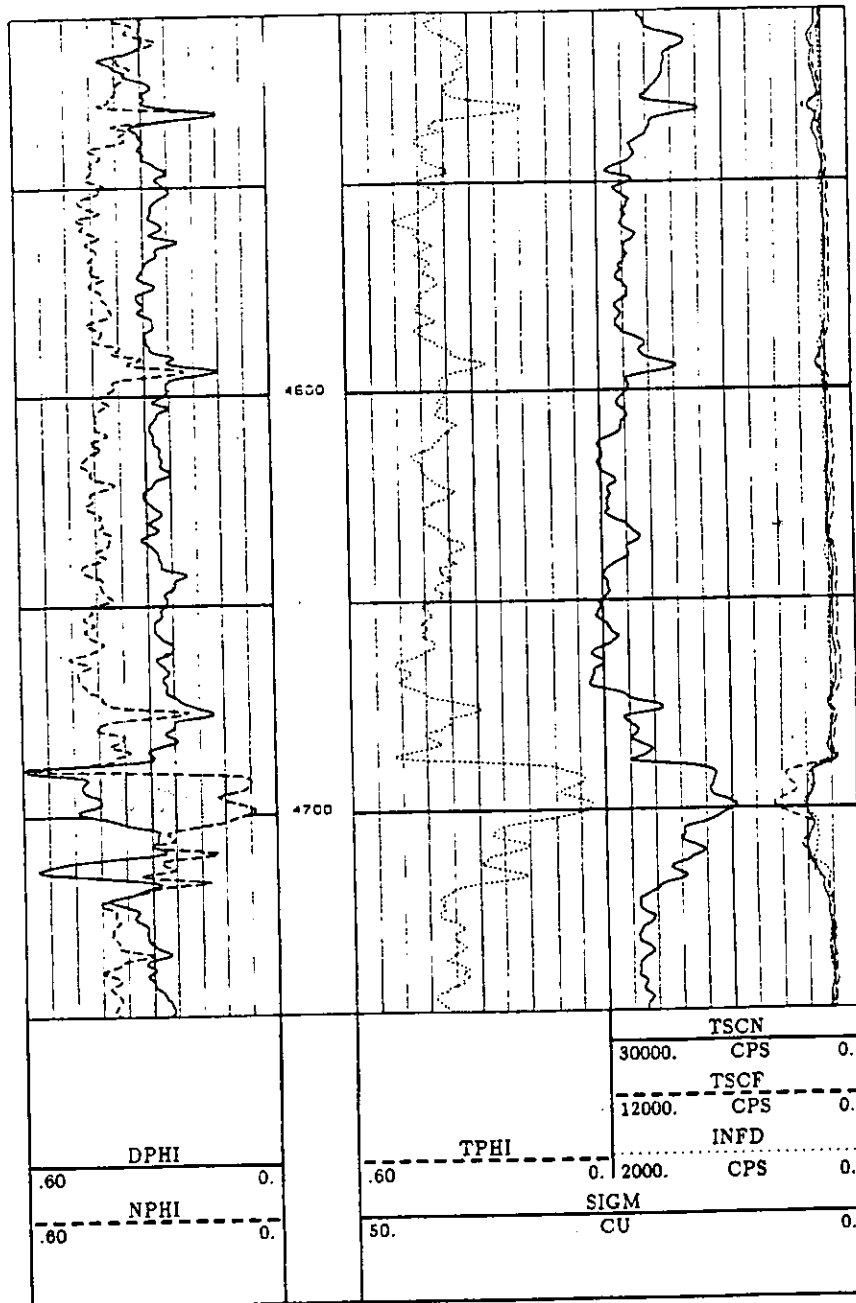


Figura 4-7.- Presentación del Registro TDT-P de Doble estallido (Cortesía de Schlumberger y Smolen J. 1990).

### 4.3. La herramienta TDT

#### 4.3.1. Principio de medición

- La herramienta de degradación termal (TDT) emite neutrones de alta energía a la formación, los cuales son disminuidos en su energía debido a la interacción con los elementos en la formación (principalmente átomos de hidrógeno). Los neutrones van perdiendo energía hasta caer en una banda denominada termal, que es donde se realiza la medición.
- La herramienta TDT registra, en función de la profundidad, un valor de tiempo que indica el ritmo de degradación de los neutrones termal dentro de la formación. Este ritmo de degradación de neutrones termal se mide por detección de rayos gamma de captura.
- La degradación se realiza por absorción de neutrones por los minerales y fluidos presentes en la formación: el CLORO al tener una sección transversal de captura muy grande, es el absorbedor más fuerte en la naturaleza, por lo tanto, la respuesta de la herramienta está influenciada por la cantidad de agua salina.
- Por el contrario, el gas y las formaciones carbonatadas son poco absorbedores de neutrones por lo que la respuesta de la herramienta en presencia de estos elementos es inversa al contenido de agua salina.

El parámetro medido es  $\tau$  (tau), la cuál se define como el tiempo requerido para que se de una degradación del 63% en la densidad inicial de neutrones. La densidad de neutrones termal decae exponencialmente de acuerdo a la siguiente relación:

$$N = N_0 e^{-t/\tau}$$

Donde:

$N_0$ : es la densidad de neutrones después de transcurrido un tiempo  $t_0$  desde la emisión.

$t$ : tiempo medido a partir de  $t_0$ .

$\tau$ : tiempo de degradación termal en  $\mu$  seg.

El parámetro tau está relacionado con la Sección transversal de captura de la formación, llamada SIGMA, por medio de la siguiente relación:

$$\Sigma = \frac{4550}{\tau}$$

$\Sigma$ : esta dada en unidades de captura (c.u.).

La presentación básica del TDT se muestra en la figura 4-8, en la pista 1 muestra una curva de rayos gama. F3 es el promedio de cuentas en el detector en la compuerta III. Esto es similar a un registro de baja sensibilidad de GR, excepto que deberá de ser utilizado para la detección del movimiento del agua por activación del oxígeno y una curva de control de calidad. En la pista 2 se presenta la curva de relación de cuentas lejana y cercana en la compuerta I. En la pista 3 se presentan los ritmos de conteo  $N_1$  y  $F_1$ . Abarcando las pistas 2

y 3 se registran las curvas de la sección transversal de captura de la formación y tao ( $\tau$ ) o alguna de ellas dos.

El modelo de interpretación asume que la Sección transversal de captura ( $\Sigma$ ) de la formación, es igual a la suma de las  $\Sigma$  de los elementos existentes con sus volúmenes fraccionales que ocupan cada uno:

$$\Sigma = (1 - V_{sh} - \phi_e) \Sigma_{ma} + V_{sh} \Sigma_{sh} + \phi_e S_w \Sigma_w + \phi_e (1 - S_w) \Sigma_h$$

Donde  $\Sigma_{ma}$ ,  $\Sigma_{sh}$ ,  $\Sigma_w$  y  $\Sigma_h$ , son las secciones transversales de captura de la roca (matriz), arcilla, agua e hidrocarburos respectivamente.

Algunos valores típicos de secciones transversales de captura se presentan en las tablas 1, 2 y 3.

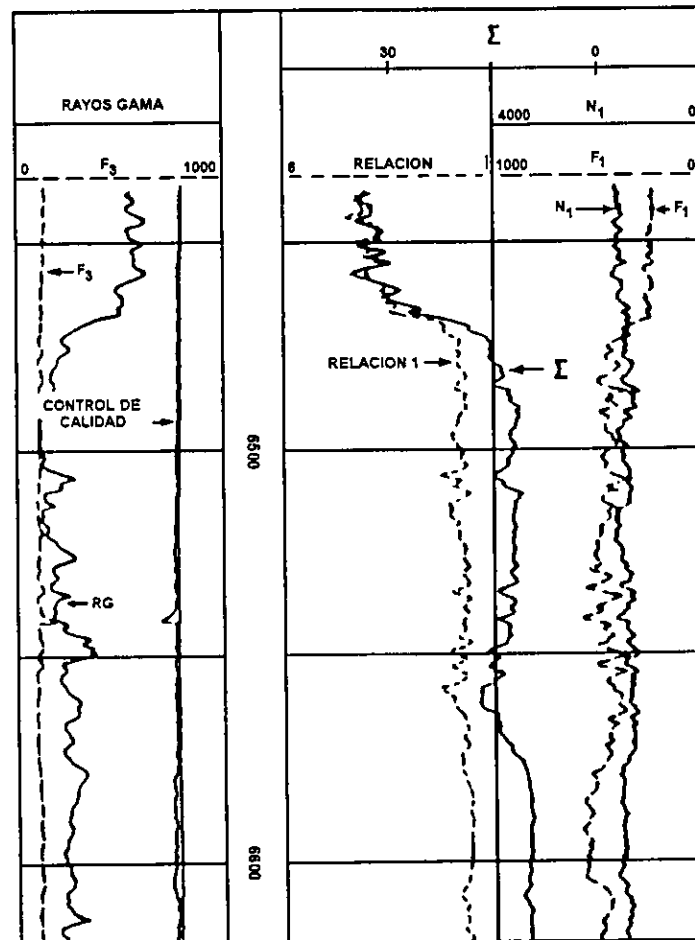


Figura 4-8.-Presentación del registro TDT (modificado de O. Serra)



TABLA 1. Sección transversal de captura

Elementos comunes	Unidades de captura por gr/cm <sup>3</sup>	Elementos raros de sección de captura grande	Unidades de captura por gr/cm <sup>3</sup>
Cloro	570	Boro	45,000
Hidrógeno	200		
Nitrógeno	83		
Potasio	32	Cadmio	18,000
Fierro	28		
Sodio	14		
Azufre	9.8	Litio	6,200
Calcio	6.6		
Aluminio	5.4		
Fósforo	3.9	Mercurio	1,100
Silicio	3.4		
Magnesio	1.7		
Carbono	0.16	Manganeso	150
Oxígeno	0.01		

TABLA 2. Sección transversal en materiales puros y en formaciones

MATERIAL	$\tau_{in}$ ( $\mu$ seg)	$\Sigma @ 20^{\circ}\text{C}$ (cm <sup>-1</sup> )	MATERIAL	$\tau_{in}$ (useg)	$\Sigma @ 20^{\circ}\text{C}$ (cm <sup>-1</sup> )
Materiales puros:			Materiales de formaciones:		
Cuarzo	1070	0.00425	Arenas y Areniscas	325-650	0.007-0.014
Calcita	630	0.0072	Valores típicos para areniscas	500	0.009
Dolomita	944	0.0048	Calizas y Dolomitas	480-610	0.0075-0.009
Anhidrita	367	0.0124	Valores típicos para carbonatos	550	0.0083
Yeso	350	0.0130	Lutitas	115-230	0.02-0.04
Magnesio	3160	0.0014	Petróleo	205	0.02
Sal de roca	6.3	0.7260	Metano 1500 psi, 100 °F	1200	0.0038
Fierro	23	0.1980			
Agua pura	205	0.0222			

TABLA 3. Sección transversal de captura de elementos comunes,  $\Sigma$  en C.U. (u.c.)

AGUA (200 °F (93.3 °C), 5,000 psi (34Mpa))*			
Limpia (0 ppm)	22.2 u.c.	150,000 ppm	77.0 u.c.
50,000 ppm	38.0 u.c.	200,000 ppm	98.0 u.c.
100,000 ppm	58.0 u.c.	250,000 ppm	120 u.c.
HIDROCARBUROS**			
Aceite crudo	22.0 u.c.		
Aceite del yacimiento	21.0 u.c.		
Gas a condiciones de yacimiento	<10.0 u.c.		
MATRIZ DE LA FORMACION			
Arenas	6-13 u.c.		
Caliza	6-14 u.c.		
Dolomía	6-12 u.c.		
Anhidrita	13-21 u.c.		
Arcilla	25-50 u.c.		
MINERALES PUROS			
Cuarzo (SiO <sub>2</sub> )	4.36 u.c.	Calcita (CaCO <sub>3</sub> )	7.48 u.c.
Dolomita (CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> )	4.78 u.c.	Anhidrita (CaSO <sub>4</sub> )	12.30 u.c.
Yeso (CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O)	19.40 u.c.	Carbón	1.0-2.0 u.c.
Halita (NaCl)	762.36 u.c.	Hierro (Fe)	214.90 u.c.
Agua (H <sub>2</sub> O)	22.2 u.c.	Boro (B)	760.0 u.c.
* ppm equivalente de NaCl; la sección transversal de captura del agua depende de la temperatura y presión.			
** Valores aproximados. Valores reales del aceite dependen de la relación gas aceite y gravedad del American Petroleum Institute (API).			

#### 4.3.2. Detección de gas

Por su principio de medición y diseño de la herramienta, es posible tener dos indicadores independientes para la detección de gas (figura 4-9):

La curva INFD (Inelastic Far Detector) o Relación, es un registro para control de calidad de la fuente emisora y responde a las cuentas generadas por colisiones inelásticas de los neutrones de alta energía con los átomos de hidrógeno, por lo que es una función directa de la presencia de hidrógeno. INFD aumenta sus valores a medida que disminuye el índice de hidrógeno, esto es la clave para la detección de gas. Las características relevantes de la curva INFD son:

- Medición a niveles de energía epitermales.
- Es independiente de la litología.
- Está en función del índice de hidrógeno.

El segundo indicador de gas, es la medición de las cuentas en la región termal, por medio de las cuentas en los detectores lejano y cercano, registradas en las curvas TSCF (Total Selected Counts Far) o Fly TSCN (Total Selected Counts Near) o N1. La separación relativa (medición cualitativamente mayor en el detector lejano que en el cercano) indica la presencia de gas.

Por lo tanto los tipos de fluido (cuando la porosidad, salinidad del agua y la litología son constantes) se identifican, principalmente por:

- Las variaciones en  $\Sigma$ , la zona de agua salada tiene los valores más altos y la zona de gas los más bajos, la zona de aceite tiene valores intermedios entre estas dos.
- La curva de relación tiene también los valores más bajos en la zona de gas, y los más altos en las zonas de aceite y agua sin haber diferencia entre estas ultimas.
- Y en el despliegue de las curvas  $N_1$ - $F_1$ , prácticamente no hay separación entre  $N_1$  y  $F_1$  en la zona de agua; en la zona de aceite la separación es pequeña, y en la zona de gas la separación es grande.

Note que las escalas son típicamente una relación seis a uno, para lograr una buena superposición en zona de agua.

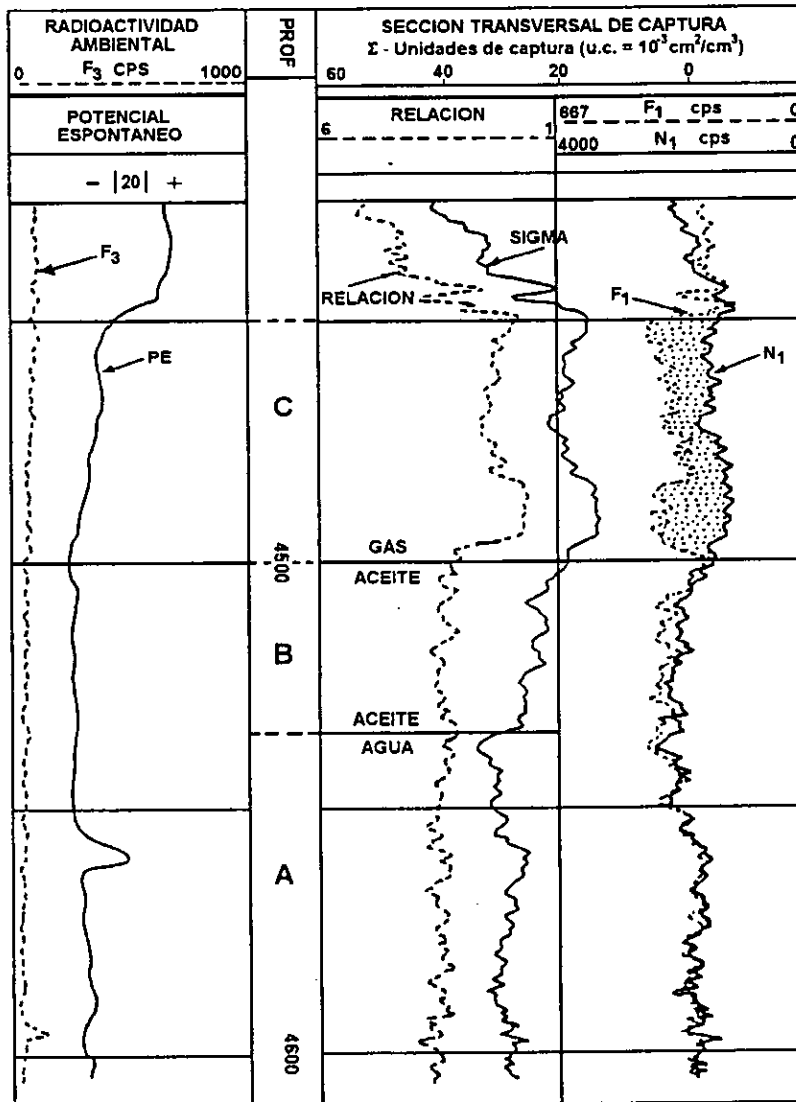


Figura 4-9.- Ejemplo de un registro TDT para ilustrar la determinación del contacto gas - aceite y aceite - agua (tomado de Schlumberger, 1990)

### 4.3.3. Criterios de interpretación

- Separación relativa de la curva TSCF vs TSCN a partir de fijar un empalme en una zona acuífera o arcillosa. Este indicador cualitativo es afectado litológicamente en secuencias carbonatadas debido a que los carbonatos poseen una sección de captura baja y provocan una tendencia semejante a cuando existe gas en la formación.
- Relación de cuentas (RDC) de los detectores cercano y lejano. Este indicador es también cualitativo y responde simultáneamente a la presencia de gas y a efectos litológicos.
- Curva INFD (Inelastic Far): Incrementa sus valores cuando baja la población de átomos de hidrógeno y esto se relaciona con presencia de gas. Esta medición es independiente de las mediciones de las curvas TSCN y TSCF y es menos afectada por efecto litológico.
- Curva TPhi: manifiesta un decremento en presencia de gas. Su desarrollo y efecto por gas es semejante al de la curva NPhi, por lo que una comparación directa entre estas dos curvas es otro indicador de gas.
- Técnicas de Lapso de Tiempo: consiste en medir periódicamente los indicadores anteriores y observar su evolución en el tiempo. Estos cambios son independientes de los efectos litológicos y se atribuyen a variaciones de la saturación de los fluidos.

### 4.3.4. Conceptos generales

Cuando una partícula atómica atraviesa la materia, existe una cierta probabilidad de reaccionar con los núcleos de los átomos: **La sección transversal atómica de captura ( $\Sigma$ )** del material atravesado es una medida de la probabilidad de que la partícula incidente sea capturada por una partícula del material que sirve de blanco. La sección transversal atómica de captura para los neutrones es el área efectiva dentro de la cual tiene que pasar un neutrón para que pueda ser capturado por un núcleo atómico.

### 4.3.5. Principio de medida

La sonda consta básicamente de una fuente generadora de neutrones de alta energía (14 MeV), que produce estallidos de neutrones a intervalos de tiempo y duración controlados, y de dos detectores de rayos gama de captura situados a una distancia fija de la fuente; estos detectores son contadores de centelleo (Figura 4-10).

En el registro TDT se mide el tiempo necesario para que un cierto porcentaje de los neutrones emitidos por la fuente sean absorbidos por la formación. Después de cada estallido de neutrones, estos son moderados por el efecto de numerosas colisiones con los núcleos de los elementos que se encuentran en el agujero y en la formación; al alcanzar velocidades térmicas son luego capturados, produciendo la correspondiente emisión de rayos gama.

Mediante los dos detectores de rayos gama se detectan los cambios relativos en la cantidad de neutrones térmicos que van quedando en la formación.

Además se ha encontrado que el periodo de tiempo de medida que transcurre entre cada estallido, la población de neutrones térmicos,  $\eta$ , en la formación, disminuye de acuerdo con una función exponencial con respecto al tiempo dada por:

$$\eta = \eta_0 e^{-t/\tau_{int}}$$

Con  $\eta_0$  la densidad de neutrones térmicos al tiempo  $t_0$ ;  $t$  es el tiempo medido a partir de  $t_0$  y  $\tau_{int}$  es el tiempo de decaimiento intrínseco de la formación, el cual está definido por:

$$\tau_{int} = 1/v\Sigma_{abs}$$

Después de un estallido de neutrones, primero, hay una rápida declinación debido a la fuerte absorción de neutrones por el fluido en el pozo y la tubería. A continuación sigue una parte que es prácticamente recta y representa la declinación de la población de neutrones térmicos en la formación, y está relacionada con la composición química de la roca y del contenido de fluidos; el registro TDT mide y registra el tiempo de decaimiento de esta parte de la curva. Finalmente, sigue una parte de la curva que es horizontal y corresponde a la radioactividad natural y a la inducida en la formación y en la sonda.

La sección transversal de captura del cloro es mucho mayor que la  $\Sigma$  de la mayoría de los otros elementos comunes en las formaciones petrolíferas, por otra parte, el cloro es un constituyente normal del agua salada de las formaciones, por lo tanto el registro TDT será principalmente, una medida del contenido total de agua salada en la formación.

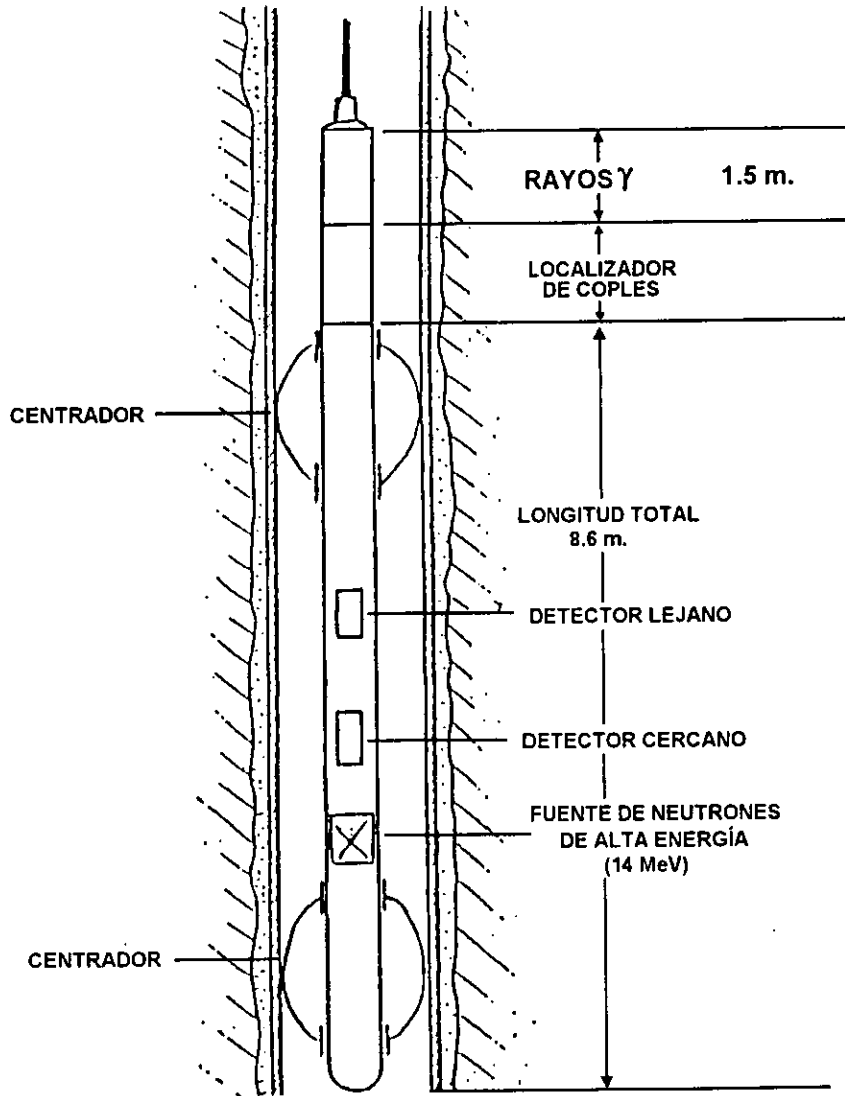


Figura 4-10.- Descripción de la herramienta TDT (Tiempo de Decaimiento de neutrones termales)

#### 4.4. Ejemplos de aplicación de los registros TDT en el mundo

##### 4.4.1. Ejemplo 1.- Localización de contactos gas - aceite y aceite - agua (figura 4-9 y 4-11):

Primer carril: Curva de referencia y Potencial Espontáneo.

Segundo carril: Profundidad real del Pozo.

Tercer carril: Relación.

Cuarto carril: Detector lejano y detector cercano.

Tercer y Cuarto carril: Sección Transversal de captura.

En la figura se ve la respuesta del TDT para gas, aceite y agua en condiciones ideales. La formación es una arena limpia de espesor adecuado con porosidad y permeabilidad alta. La salinidad del agua de formación excede de 100,000 ppm de NaCl.

Las mediciones efectuadas por el TDT responden al tipo de fluidos y cambios de saturación, cuando la porosidad, salinidad del agua y litología son constantes, en igual forma se comportan las curvas de relación y  $N_1-F_1$ . La respuesta típica para diversas condiciones de saturación de fluidos se muestra en la siguiente tabla:

	Valor de Sigma ( $\Sigma$ )	Porosidad a partir de la relación y $\Sigma$	Presentación de $N_1-F_1$
ZONA A AGUA	ALTO 28 A 32 u.c.	ALTO 28 a 32 u.p.	$N_1=F_1$ Sin separación entre $N_1-F_1$
ZONA B ACEITE	INTERMEDIO 18 a 26 u.c.	ALTO 28 a 32 u.p.	$N_1 < F_1$ Separación menor (menos a 1 división)
ZONA C GAS	BAJO 14 a 18 u.c.	BAJO 10 a 20 u.p.	$N_1 \gg F_1$ Separación grande (1 a 3 divisiones del registro)

De lo anterior se determinó que el intervalo de 4,450 a 4,500 existe presencia de gas. En el intervalo 4,500 a 4,537 se determinó con la ayuda de las curvas antes mencionadas que existe presencia de aceite y en el intervalo 4,537 a 4,600 se observó que se tiene agua.

Por lo tanto, los contactos se ven a las siguientes profundidades:

- Contacto gas - aceite, a la profundidad de 4,500.
- Contacto aceite - agua, a la profundidad de 4,537.

Esto indica, que este yacimiento está influenciado por el empuje de un casquete de gas y agua de fondo.

**4.4.2. Ejemplo 2.-Detección de acumulación de gas en el espacio anular de dos tuberías (figura 4-12):**

Primer carril: Curva de referencia y Rayos Gamma.

Segundo carril: Profundidad real del Pozo.

Tercer carril: Relación.

Cuarto carril: Detector cercano y detector lejano.

Tercer y Cuarto carril: Sección Transversal de captura y Tiempo de decaimiento térmico.

La herramienta TDT efectúa las mediciones simultáneas de sigma,  $N_1-F_1$ , las cuales son susceptibles a la presencia de gas. La medición de sigma es influenciada por cambios en la formación y es insensible a los fluidos en el agujero y geometría del mismo.

$F_1$  es la relación de conteo del detector de espaciamiento largo y  $N_1$  corresponde al espaciamiento corto. Estas curvas presentes en el registro, no son corregidas por efectos ambientales del pozo. Por lo tanto, el gas que se tenga en la vecindad de los detectores producirá un cambio notable en la relación de conteo y por lo mismo en su respuesta

En un pozo productor con TR, TP y empacador de producción, la acumulación de gas puede ocurrir en diversos lugares del pozo. Por lo que es importante determinar si el gas esta dentro de la formación o en el agujero. Cuando el TDT fue obtenido, el efecto de gas fue evidenciado en las curvas  $N_1-F_1$  y relación. El valor de sigma, indica que no hay presencia de gas en la formación. Un incremento en la curva de  $F_1$ , afectará a  $N_1-F_1$  debido a la presencia de gas en el agujero.

La posición del empacador fue verificado por un localizador de coples y por tal se concluyó que el gas estaba en el espacio anular de las dos tuberías atrapado por el empacador.

La respuesta que se tiene del TDT, debido a la presencia de gas en la TR es:

1. Un incremento marcado en la relación de conteo de  $N_1-F_1$ .
2. Un decremento en la relación.
3. La curva de sigma no indica presencia de gas.

Si se tiene el caso de falta de fluido en una TR, la respuesta del registro TDT sobre la curva de relación será en forma errónea y por tal razón no es recomendable usarse en la determinación de la porosidad.

Por esta razón, es sugerible que la TR siempre este llena de fluido cuando la herramienta TDT este funcionando.



**4.4.3. Ejemplo 3.-Detección de gas a través de una canalización en una tubería de producción (figura 4-13):**

Primer carril: Diagrama mecánico del pozo.

Segundo carril: Curva de referencia y Rayos Gamma.

Tercer carril: Profundidad real del Pozo.

Cuarto carril: Relación

Quinto carril: Detector cercano en pozo cerrado y detector lejano en pozo cerrado.

Sexto carril: Detector cercano en pozo fluyendo y detector lejano en pozo fluyendo.

Cuarto y Quinto carril: Sección Transversal de captura.

En este caso se uso la herramienta TDT para determinar los contactos gas - aceite y aceite - agua en un yacimiento de 6,880 a 7,080. El pozo estuvo produciendo gas y aceite con alta relación de agua a través de la zona disparada, en el liner de 5".

El primer registro fue hecho con el pozo cerrado. Una indicación positiva del contacto gas - aceite se indica a la profundidad de 6,958 de acuerdo a la sobreposición de  $N_1$ - $F_1$ .

Una indicación posterior de gas en la formación es de acuerdo a la reducción de sigma y la relación arriba de 6,958.

Después de obtener el registro a pozo cerrado, el pozo fue abierto y estuvo produciendo por un tiempo de 2 horas, una sobreposición del registro fue obtenida con el pozo en condiciones de flujo continuo.

De los registros obtenidos de acuerdo a las condiciones anteriores, se observa que no se tiene cambio en el valor de sigma -  $N_1$ . Sin embargo la medición de  $F_1$  a condiciones de pozo fluyendo muestra un incremento en la relación de conteo a partir de 6,900, bajando o subiendo sobre la zona disparada. Esta relación en el conteo aumenta, debido a la presencia de gas en la zona anular comprendida entre tubería - formación, lo cual se indica cuando el pozo esta fluyendo, se concluye que se tiene una canalización a partir de la arena superior sobre la zona disparada.

Las respuestas típicas de una canalización de gas en la zona anular comprendida entre tubería - formación son:

1. Diferencias en las lecturas de  $F_1$  a condiciones de pozo cerrado y fluyendo.
2. Sin cambio en el valor de sigma o  $N_1$  de acuerdo a las condiciones anteriores.
3. Una ligera disminución en la curva de relación se presenta cuando el pozo esta fluyendo.

También se nota en la curva de  $F_3$ , un cambio cuando el pozo esta fluyendo. La causa por la cuál la respuesta de la curva  $F_3$  no es totalmente entendible, es creíble si se tiene una geometría bien definida de la canalización.

4.4.4. Ejemplo 4.- Identificación de gas en arenas arcillosas (figura 4-14).

Registro TDT:

Primer carril: Curva de referencia y Rayos Gamma.  
Segundo carril: Profundidad real del pozo.  
Tercer carril: Relación.  
Cuarto carril: Detector lejano y Detector cercano.  
Tercer y Cuarto carril: Sección transversal de captura.

Registro Eléctrico:

Primer carril: Profundidad real del pozo.  
Segundo carril: Potencial espontáneo.  
Tercer carril: Resistividad normal corta y Resistividad normal larga.  
Cuarto carril: Resistividad lateral.

En las arenas del Mioceno y el Oligoceno frecuentemente se tiene presencia de arcilla. Con diversos registros se controla el efecto de la arcillosidad en la herramienta TDT, la cuál es proporcional al volumen de arcilla existente, la respuesta sobre este registro es como se indica a continuación:

**Sigma-** Valores altos en las arcillas. Las arenas son de bajo valor, el cuál depende del tipo de fluido y salinidad..

**Relación-** La arcillosidad se indica por valores altos. Las arenas presentan bajos valores dependiendo principalmente de la porosidad.

**$N_1-F_1$** - La arcillosidad muestra una separación negativa ( $N_1 \gg F_1$ ). Una separación positiva indica un yacimiento limpio con gas, debiendo reducirse por el efecto de la arcillosidad.

**Rayos Gamma-** Generalmente las arcillas indican lecturas altas en esta curva y bajas en las arenas.

Por otra parte el potencial espontáneo indica varios cuerpos arenosos. La máxima resistividad se tiene en la zona D y es de 2 ohm-m. La resistividad mínima en la zona C es de 1 ohm-m.

El registro de rayos gamma indica pequeños contrastes entre arcillas y arenas.

En las zonas A, C y D, los valores de sigma son paralelas a los de la curva de relación.

Sin embargo en la zona B, el valor de sigma será de 3 u.c. mayor que el de las otras zonas. De los valores calculados de saturación de agua, la zona B esta saturada al 100%.

La interpretación del registro puede resumirse como:

**Zona A.**- Una arena de 3' de espesor con alto contenido de gas y aceite, con una curva de relación gas - aceite de valor alto.

**Zona B.**- Saturada de agua.

**Zona C.**- Una arena de 9' de espesor, con gas y aceite y una curva de posible relación gas - aceite alta.

**Zona D.**- Una arena de 15' de espesor, con alto contenido de gas.

La productividad, a partir de los registros en agujero abierto indica que la zona A localizada a 8,071, presenta 14 u.c., para gas y sin agua, con una presión de 950 lb/plg<sup>2</sup> a pozo fluyendo.

La zona A fue probada de 8,070-8,074. Inicialmente este intervalo produjo 400 MPC/D de gas sin agua. La producción rápidamente declinó a 50 MPC/D, por lo que la zona fue abandonada.

Subsecuentemente la zona D fue probada en el intervalo de 7,938-7,948, la producción a partir de este intervalo fue de 400 MPC/D de gas con una presión de 650 lb/plg<sup>2</sup> a pozo fluyendo. La producción se ha mantenido constante por espacio de 4 años.

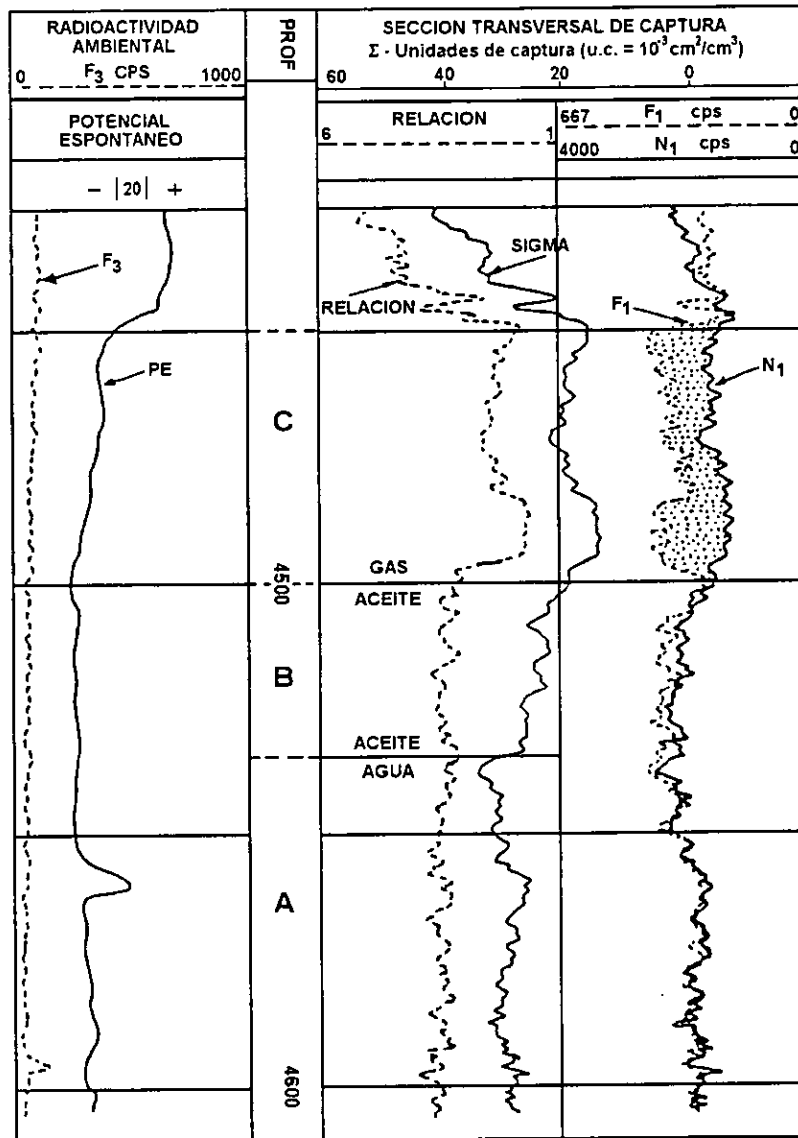


Figura 4-11.- Ejemplo de un registro TDT para ilustrar la determinación del contacto gas - aceite y aceite - agua.

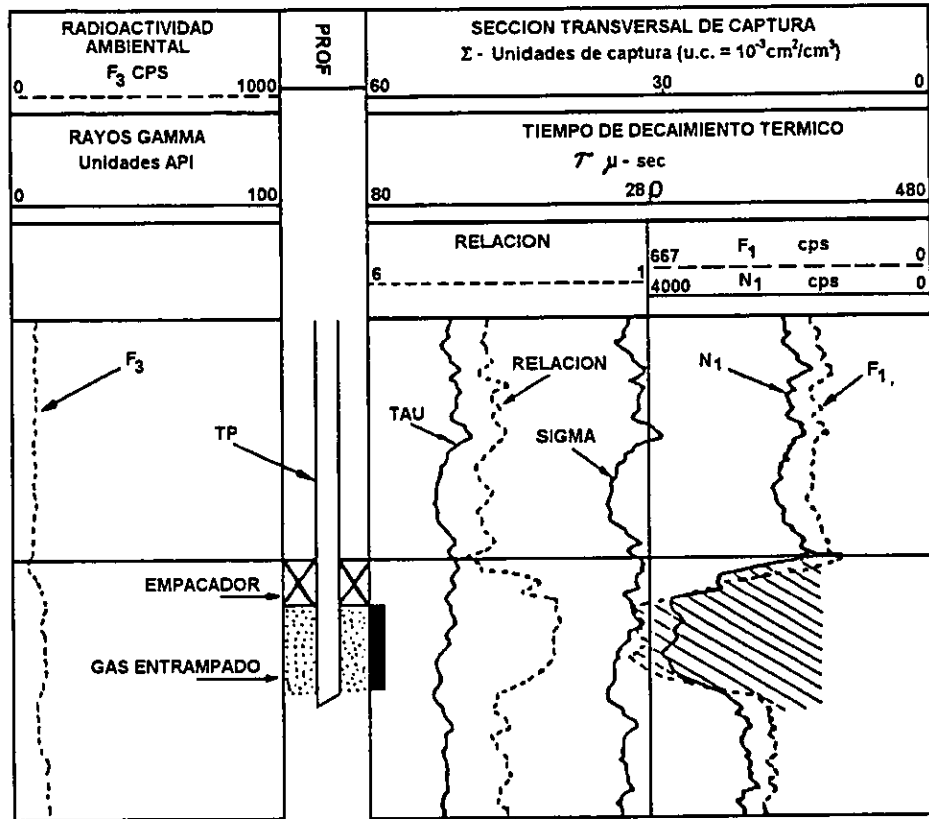


Figura 4-12.-Herramienta TDT para detección de acumulación de gas en el espacio anular entre tuberías y empacador de producción.

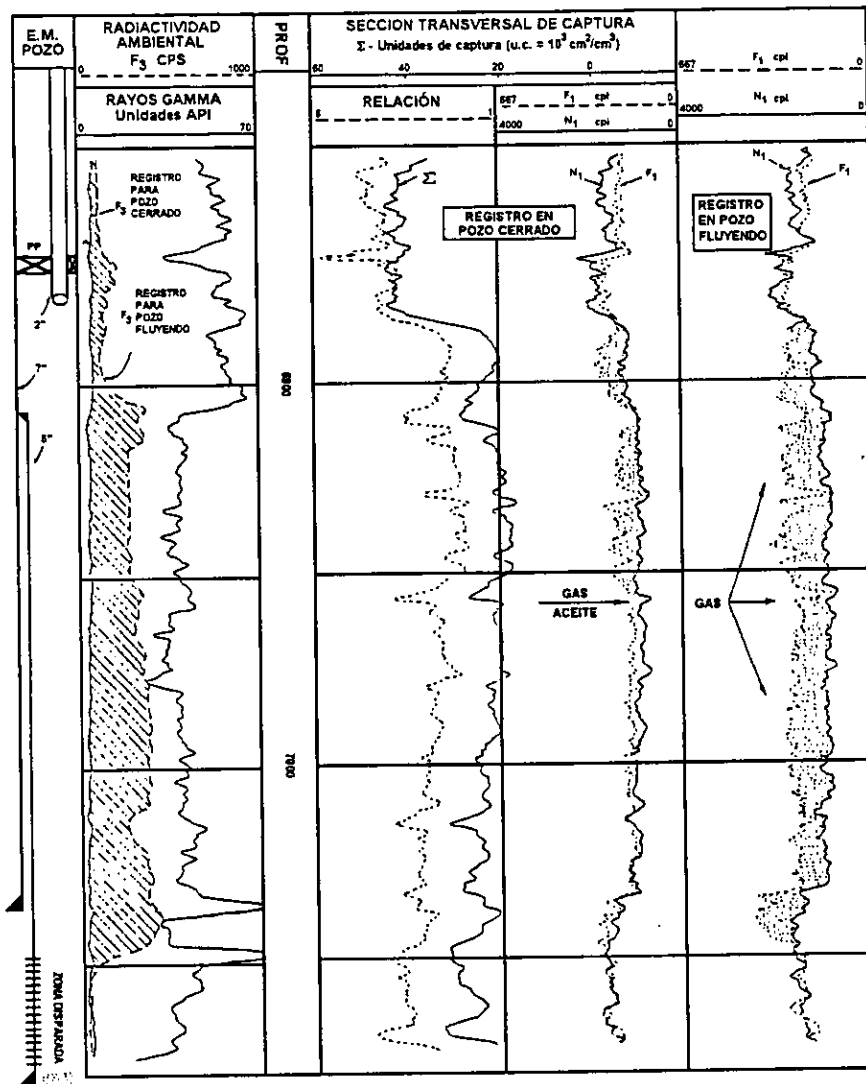


Figura 4-13.- Ejemplo de la herramienta TDT para detección de canalizaciones de gas atrás de la tubería en un pozo de producción.

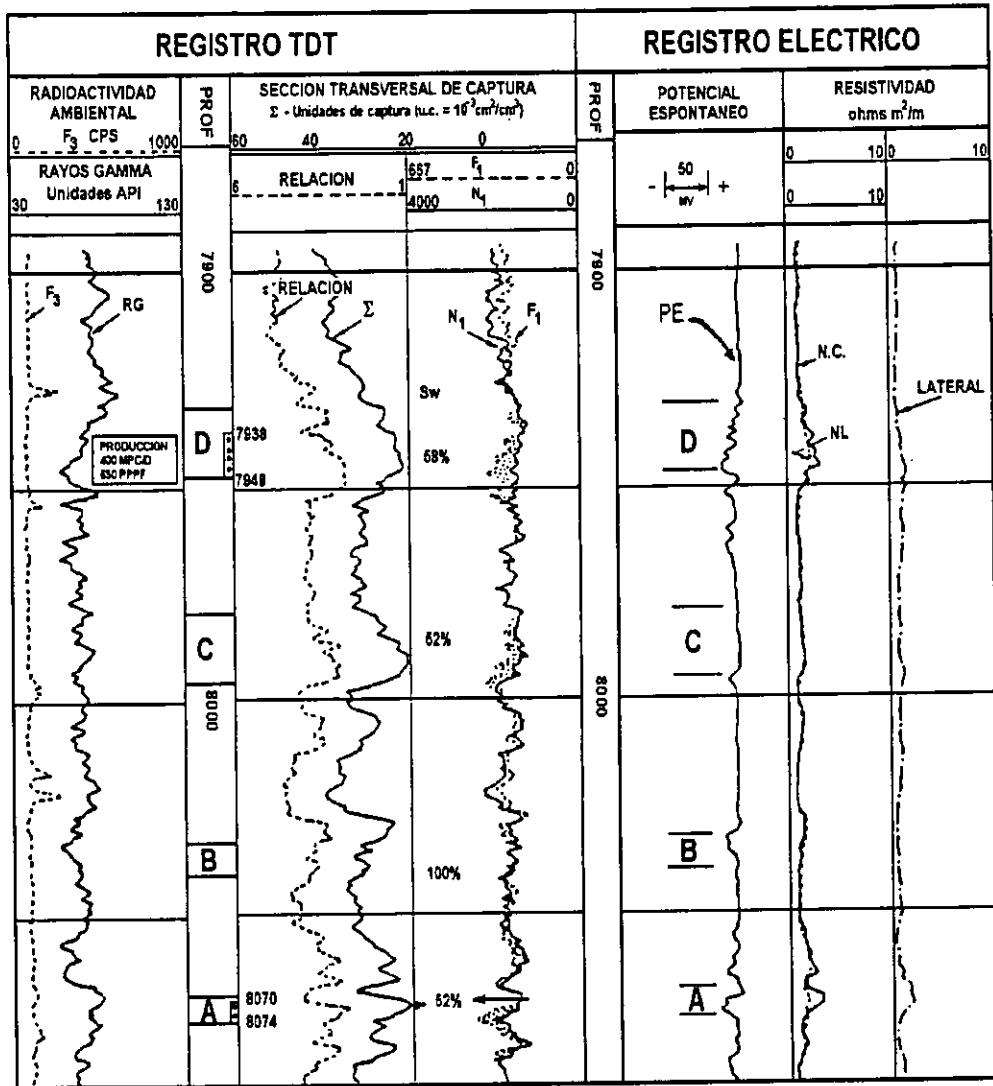


Figura 4-14.- Ejemplo que ilustra la respuesta de TDT en arenas arcillosas con gas.

## 5. INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA DE LA SATURACION DE AGUA

### 5.1. Obtención de la formula de la Saturación de Agua ( $S_w$ )

Se considera que una formación es una mezcla de varios componentes, cada uno de los cuales está caracterizado, desde el punto de vista del registro TDT, por su sección transversal de captura y la función de volumen de roca que ocupa (figura 5-1), por lo tanto, la respuesta del registro TDT será la suma de la contribución de cada uno de los constituyentes:

$$\Sigma_{reg} = [1 - V_{sh} - \phi_e] \Sigma_{ma} + [V_{sh}] \Sigma_{sh} + [\phi_e S_w] \Sigma_w + [\phi_e (1 - S_w)] \Sigma_h \quad (5-1)$$

Matriz                      Arcilla                      Agua                      Hidrocarburo

en donde:

$\Sigma_{reg}$  es el valor de la sección transversal de captura leída del registro.

$\Sigma_{ma}$ ,  $\Sigma_{sh}$ ,  $\Sigma_w$  y  $\Sigma_h$ , son las secciones transversales de captura de la matriz de la roca, lutita, agua e hidrocarburos, respectivamente.

$\phi_e$  es la porosidad efectiva de la formación llena de fluido.

$V_{sh}$  es el volumen de lutita por unidad de volumen de formación.

$S_w$  es la fracción del volumen poroso ocupado por el agua, es decir la saturación de agua.

Despejando  $S_w$  de la ecuación anterior:

$$S_w = \frac{(\Sigma_{reg} - \Sigma_{ma}) - \phi_e(\Sigma_h - \Sigma_{ma}) - V_{sh}(\Sigma_{sh} - \Sigma_{ma})}{\phi_e(\Sigma_w - \Sigma_h)} \quad (5-2)$$

#### 5.1.1. Obtención de parámetros de la formula de $S_w$

1)  $\Sigma_{ma} = 10$  u.c. es un buen valor para una primera interpretación, pues  $\Sigma_{ma}$  varía de 7.5 a 12 u.c.

2)  $\Sigma_w$ , este parámetro varía con la salinidad del agua desde 22 u.c. hasta 120 u.c.

Además con una muestra de un litro de agua es posible medir su  $\Sigma$  en el laboratorio.

3)  $\Sigma_h$  (aceite). Cuando la densidad, la relación gas - aceite (RGA) y los grados API son conocidos, se puede determinar  $\Sigma_h$  por gráfica. De no ser posible esto,  $\Sigma_h=21$  es una buena aproximación.



También se puede usar las siguientes fórmulas de Dumanoir, Pupon-Gay Mard.

$$\Sigma g = 22 \phi N_h \text{ (Dumanoir)}$$

$\phi N_h$  = Índice de hidrógeno

$$\phi N_h = \rho h + 0.3 \text{ (Pupon-Gay Mard)}$$

$\rho h$  = Densidad del hidrocarburo.

$\Sigma g$  (gas) = 8 u.c. es un buen valor.

4)  $\phi_e$ .- Se determina en la evaluación del pozo en agujero descubierto. De no ser posible esto, se usa el valor de  $\phi_k$  siempre y cuando podamos normalizarlo con alguna zona de porosidad conocida.

5)  $\Sigma_{reg}$ , se lee del registro después de hacerle su corrección por efecto de difusión.

6)  $\Sigma_{sh}$ , se obtienen del registro en una zona arcillosa y el valor varia de 35 a 55 u.c.

7)  $V_{sh}$ , se calcula de la evaluación de los registros en agujero descubierto, de no ser posible podemos calcularlo con la curva de rayos gamma, a partir de la siguiente ecuación:

$$X = \frac{GR - GR \text{ LIMPIO}}{GR \text{ ARCILLA} - GR \text{ LIMPIO}} \quad (5-3)$$

donde:

- GR es leído en la zona de interés
- GR LIMPIO es leído en una zona no arcillosa
- GR ARCILLA es leído en una zona arcillosa

Con X resolvemos la ecuación siguiente:

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (x + 0.7)^2} \quad (\text{Clavier}) \quad (5-4)$$

## 6.- METODOLOGÍA PROPUESTA A SEGUIR PARA CALCULAR $S_w$ A PARTIR DE GRÁFICAS DE POROSIDAD vs. SIGMA.

### 6.1.- Desarrollo de la metodología

Determinar  $RG_{arcilla}$ ,  $RG_{limpio}$ ,  $\Sigma_{arcilla}$  y  $\phi_{arcilla}$  del registro a interpretar.

Esto es leer dichos parámetros a profundidades donde RG indica tanto una alta presencia de arcilla, como una zona de poca arcilla. Y a estas mismas profundidades leer los valores tanto para Sigma como para la Porosidad.

Leer la  $\Sigma_{log}$ ,  $\phi_{log}$ ,  $RG_{log}$  en cada profundidad de interés del registro a procesar.

Estas profundidades o zonas de interés se obtienen de la interpretación cualitativa del registro a partir de las curvas N - F, Sigma, Tau; con las que se pueden definir las zonas con aceite, agua y gas.

Evaluar el volumen de arcilla.

Calculando primero el índice de deflexión de rayos gamma

$$X = \frac{GR - GR \text{ LIMPIO}}{GR \text{ ARCILLA} - GR \text{ LIMPIO}} \quad (6-1)$$

donde:

GR es leído en la zona de interés

GR LIMPIO es leído en una zona no arcillosa

GR ARCILLA es leído en una zona arcillosa

y posteriormente obtener el volumen de arcilla por medio de la ecuación de Clavier.

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (x + 0.7)^2} \quad (6-2)$$

Corregir Sigma y porosidad por arcillosidad

Los valores de Sigma y porosidad de los registros, están afectados por la arcilla presente, por lo que es necesario corregirlos.

$$\Sigma_{cor} = \Sigma_{log} - V_{sh}(\Sigma_{sh} - \Sigma_{ma}) \quad (6-3)$$

$$\phi_{cor} = \phi_{log} - V_{sh}(\phi_{sh}) \quad (6-4)$$

**Graficar  $\phi_{corr}$  contra  $\Sigma_{corr}$  y obtener las líneas de Saturación para cada punto.**

Se parte de la ecuación (5-1)

$$\Sigma_{reg} = [1 - V_{sh} - \phi_r] \Sigma_{ma} + [V_{sh}] \Sigma_{sh} + [\phi_r S_w] \Sigma_w + [\phi_r (1 - S_w)] \Sigma_h \quad (6-5)$$

Si se considera que la formación está limpia de arcilla, la ecuación 6-1 adquiere la forma:

$$\Sigma_{reg} = [1 - \phi_r] \Sigma_{ma} + [\phi_r S_w] \Sigma_w + [\phi_r (1 - S_w)] \Sigma_h \quad (6-6)$$

De esta ecuación se pueden definir dos condiciones principales: la formación esta totalmente saturada en agua ( $S_w = 1$  o 100%) y la formación no tiene agua ( $S_w = 0$  o 0%), es decir:

Para zonas saturadas al 100% con agua:

$$\Sigma_{reg} = [1 - \phi_r] \Sigma_{ma} + \phi_r \Sigma_w \quad (6-7)$$

Y en zonas sin agua,  $S_w = 0\%$ :

$$\Sigma_{reg} = [1 - \phi_r] \Sigma_{ma} + [\phi_r] \Sigma_h \quad (6-8)$$

Ahora analicemos el primer caso, para  $S_w = 100$  (Ecuación 6-3); como se observa, dicha ecuación esta en función de la porosidad  $\phi$ . Si se supone un a porosidad del 100% o uno, la ecuación 6-3 toma la forma:

$$\Sigma_{reg} = \Sigma_w \quad (6-9)$$

Con una porosidad del 50%:

$$\Sigma_{reg} = \frac{1}{2} (\Sigma_{ma} + \Sigma_w) \quad (6-10)$$

Y con una porosidad del 0% tenemos:

$$\Sigma_{reg} = \Sigma_{ma} \quad (6-11)$$

Realizando las mismas consideraciones para el segundo caso,  $S_w = 0$  (Ecuación 6-4), se obtienen las siguientes ecuaciones:

Porosidad del 100%

$$\Sigma_{reg} = \Sigma_h \quad (6-12)$$

Con una porosidad del 50%:

$$\Sigma_{reg} = \frac{1}{2} (\Sigma_{ma} + \Sigma_h) \quad (6-13)$$

Y con una porosidad del 0% tenemos:

$$\Sigma_{reg} = \Sigma_{ma} \quad (6-14)$$

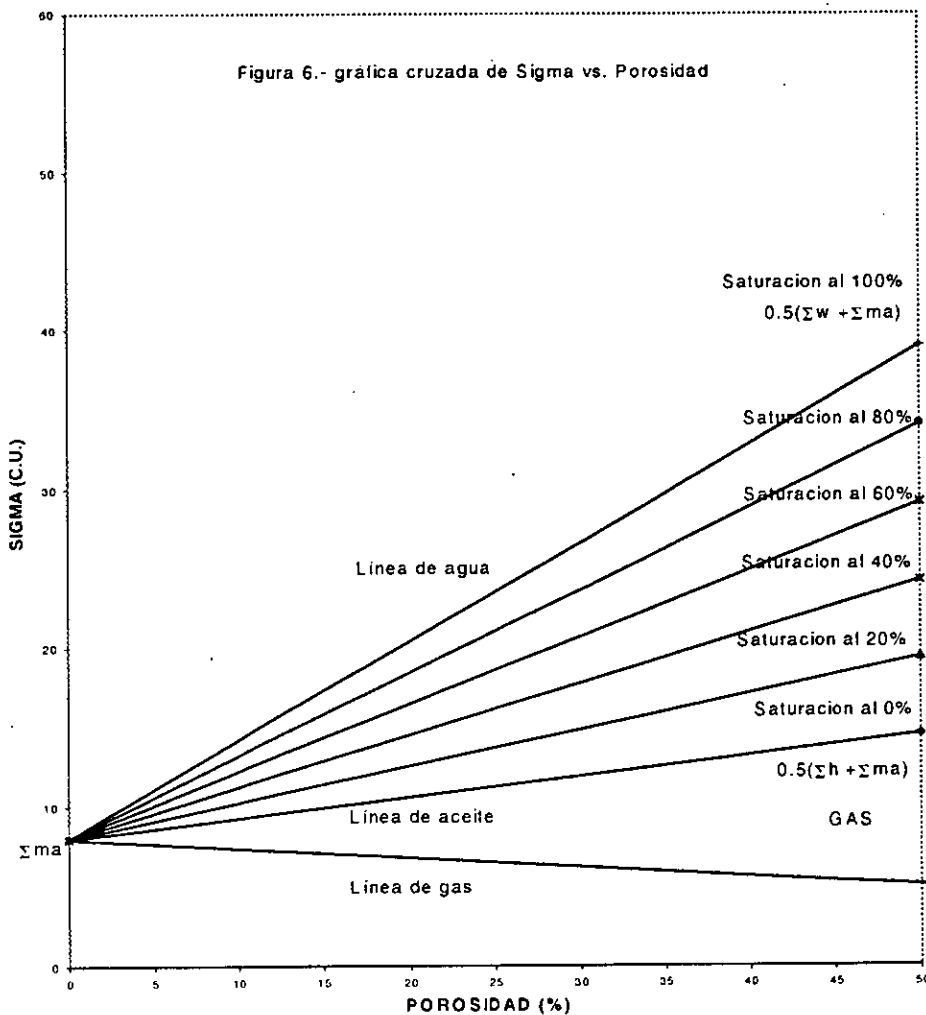
Las ecuaciones (6-1) a (6-4) y (6-9) a (6-14) son la base para el algoritmo implementado y propuesto en este trabajo.

Para poder aplicar esta técnica y graficar adecuadamente las ecuaciones (6-9) a (6-14), es necesario que los datos ya estén corregidos por arcilla, con lo que se evita tener que trabajar con la ecuación (6-5). Finalmente las líneas intermedias de Saturación ( $S_w$ ), son obtenidas interpolando linealmente el valor de la Sección Transversal entre una Saturación de agua al 0% y una Saturación de agua al 100%; en nuestro caso se utilizó una interpolación de 20 (0%, 20%, 40%, 60%, 80% y 100 %).

Como se observa en la ecuación (6-10), si se conoce la Sigma de la matriz, se puede comprobar el valor de la Sigma del agua:

$$\Sigma_w = 2 \Sigma_{s0} - \Sigma_{ma} \quad (6-15)$$

Es importante señalar que la Sigma de la matriz, es el punto de origen de nuestra gráfica (figura 6), la línea de Saturación de agua al 100% se obtiene por la ecuación (6-10) y la línea de Saturación al 0% o de aceite, se gráfica con la ecuación (6-13).



## 6.2.- Ejercicio de Aplicación de la metodología propuesta

La figura 6-1 muestra un registro TMD y registros del mismo pozo pero sin entubar, del área del Golfo de México (tomado de Smolen, 1990). Se presentan los resultados obtenidos tanto por la compañía como con el método desarrollado. La presentación de los registros es la siguiente:

Registros en agujero abierto:

Primer carril: Rayos gamma en API

Segundo carril: profundidad

Tercer y cuarto carril: Registros de Resistividad; lateral media y profunda

Cuarto carril: Registro de neutrón compensado (porosidad) y de densidad

Registros en agujero entubado (TMD):

Primer carril: Sigma del pozo (SGBH) y Rayos gamma

Segundo carril: Profundidad

Tercer carril: Relación de N entre F

Cuarto carril: Detector cercano (N) y lejano (F)

Tercer y cuarto carril: Sigma de la formación

Obtener:

**1.- Para las profundidades de 697, 705, 796, 816, 856 y 921 (A-F), los valores de  $\Sigma_{sh}$ ,  $\Sigma_{log}$ ,  $RG_{limpio}$ ,  $RG_{sh}$ ,  $RG_{log}$ , así como la porosidad a dicha profundidades y de una zona arcillosa.**

Por medio de rayos gamma, se observa que hay zonas arcillosas y por medio de otros pozos en la zona se conoce que la Sigma de la matriz es de 8 c.u. y del agua es de 74 u.c. Por otra parte ese observa cualitativamente que hay presencia de gas a una profundidad de 692 por la separación de F-N y el bajo valor de Sigma. En los puntos a interpretar se observa cualitativamente que hay la presencia de aceite y agua.

Del registro de rayos gamma sin entubar, se obtienen los valores para zonas limpias y arcillosas, los cuales son:  $RG_{Sh} = 117$ ,  $RG_{limpio} = 48$ , la zona asumida como 100 % de arcilla se tomo entre 770 - 775, de aquí se toma el valor para la  $\Sigma_{sh} 0.33$  c.u. y  $\phi_{sh} = 29$  unidades de porosidad. El valor de la porosidad en este caso es el promedio de la porosidad del registro de neutrón y densidad.

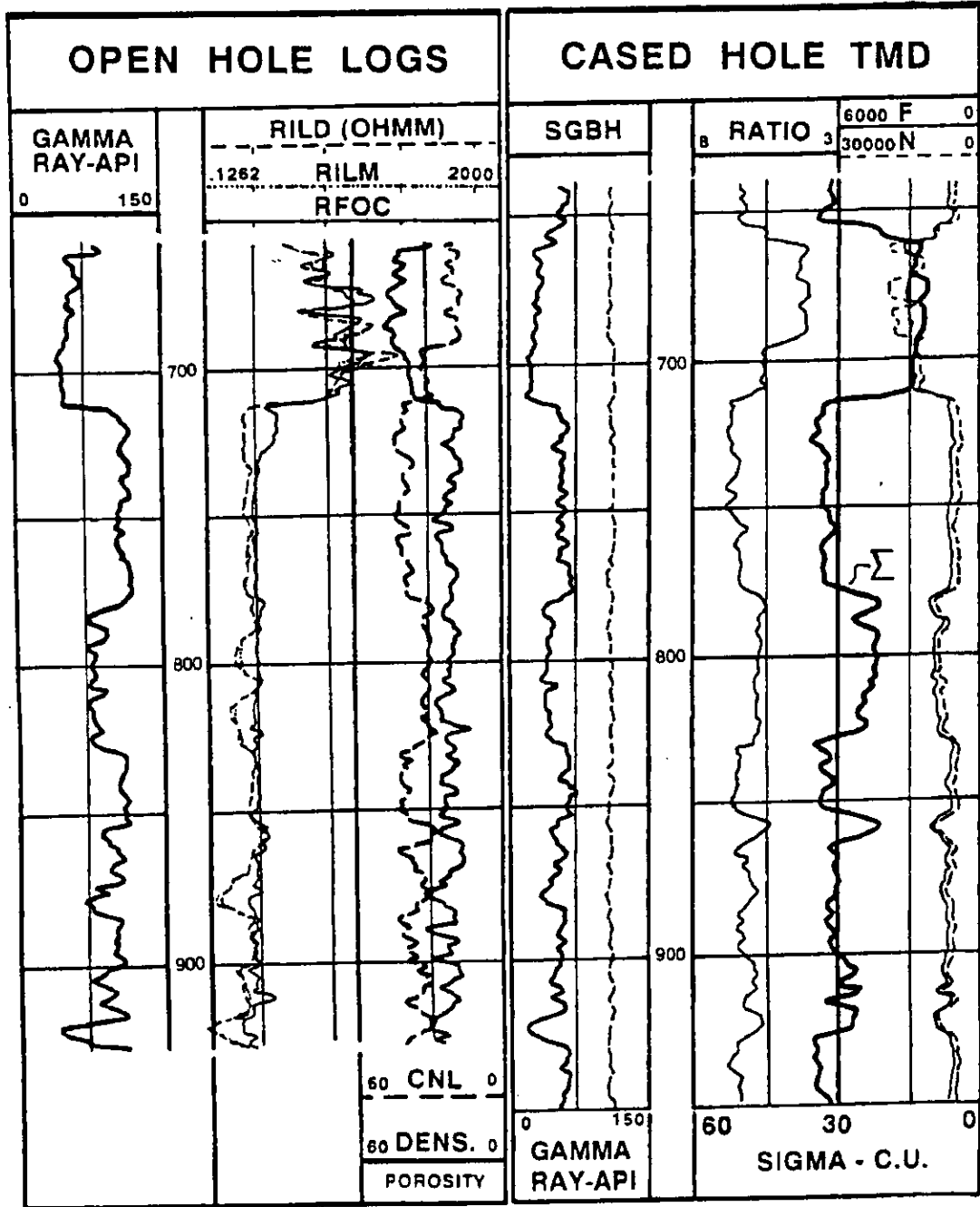


Figura 6-1.- Registro del Golfo de México, mostrando los registros en agujero entubado (TMD) y agujero abierto (RG, CNL y Resistivos). Cortesía Halliburton.

## 2.- Corregir $\Sigma_{log}$ y la porosidad por arcillosidad:

Primero se debe obtener el índice de deflexión  $X$ , usando la ecuación (6-1) para cada punto y posteriormente obtener el volumen de arcilla usando la ecuación (6-2). Los valores de sigma y porosidad del registro incluyen una contribución de arcilla, por lo que hay que eliminar esta contribución, para esto se utilizan las ecuaciones (6-3 y 6-4):

$$X = \frac{GR - GR \text{ LIMPIO}}{GR \text{ ARCILLA} - GR \text{ LIMPIO}} \quad (6-15)$$

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (x + 0.7)^2} \quad (6-16)$$

$$\Sigma_{cor} = \Sigma_{log} - V_{sh}(\Sigma_{sh} - \Sigma_{ma}) \quad (6-17)$$

$$\phi_{corr} = \phi_{log} - V_{sh}(\phi_{sh}) \quad (6-18)$$

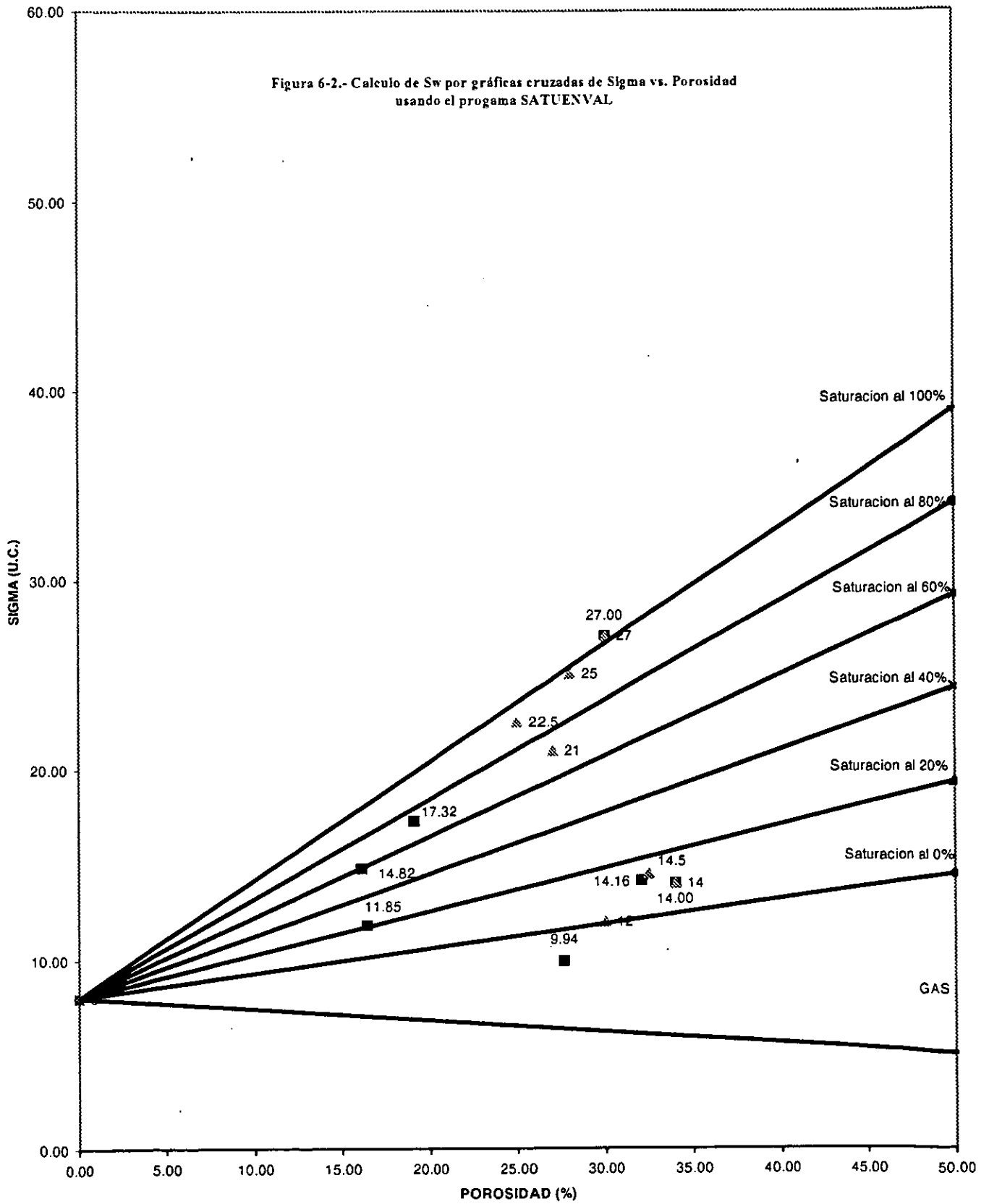
## 3.- Graficar $\Sigma_{cor}$ vs. Porosidad corregida.

Esta gráfica se observa en la figura 6-2; en el eje de las X se tiene a la porosidad y en el eje de las Y se coloca la Sigma. Para este caso la sigma de la matriz se conoce y es de ocho u.c., se presentan los puntos tanto corregidos (círculos), como sin corregir (triángulos). La saturación se puede evaluar gráficamente.

## 4.- Construir las líneas correspondientes a $S_w = 0, 20, 40, 60, 80\%$ y entonces evaluar la saturación de agua del TMD para cada punto.

El intervalo F claramente se ve que es agua. Los puntos A, B y E indican hidrocarburos con una saturación de agua de 0.25 o menos. El punto C es dudable con una  $S_w$  cercana a 0.50, mientras que el punto D tiene una saturación de agua de 0.75. se observa que los puntos C, D y E se han corregido sustancialmente por arcilla.

Figura 6-2.- Calculo de Sw por gráficas cruzadas de Sigma vs. Porosidad usando el progama SATUENVAL





## 5.- Comparar estos valores con los valores de Sw dados por la compañía.

TABLA 4.- RESULTADOS OBTENIDOS CON SATUENVAL:

Datos obtenidos del Registro					Resultados obtenidos con SATUENVAL						Resultados
#	Prof..	$\Sigma$ log	$\phi$	RG	X	Vsh	$\Sigma$ cor	$\phi$ cor	Sw(1)	Sw(2)	
A	X697	14	34	32	0.0	0	14	34	.095	0.10	ACEITE
B	X705	14.5	32.5	33.5	.03	.013	14.16	32.1	.13	0.15	ACEITE
C	X796	22.5	25	55	.50	.307	14.82	16.09	.59	0.60	ACEITE?
D	X816	25	28	55	.50	.307	17.32	19.09	.73	0.75	AGUA
E	X856	21	27	58	.56	.366	11.85	16.38	.213	0.22	ACEITE
F	X921	27	30	32	0	0.0	27	30	1.00	1.00	AGUA
	X692	12	30	40	.17	.08	9.94	27.61	0.00		GAS
	X772	33	29	78	1.0	1.00					ARCILLA

$R_{glimpio} = 32.0, R_{Gsh} = 78.0$

$\Sigma_{ma} = 33.0, \text{Porosidad}_{sh} = 29.0, \Sigma_{ma} = 8.0$

Sw(1): Obtenida por medio de las ecuaciones (5-2, 6-1 a 6-4)

Sw(2): Obtenida a partir de la gráfica Sigma vs. Porosidad

TABLA 5.- RESULTADOS OBTENIDOS POR LA COMPAÑÍA HALLIBURTON:

Datos obtenidos del Registro					Resultados obtenidos por Halliburton				Resultados	
#	Prof..	$\Sigma$ log	$\phi$	RG	X	Vsh	$\Sigma$ cor	$\phi$ cor	Sw	
A	X697	14	34	32	.00	.00	14.0	34.0	.10	ACEITE
B	X705	14.5	32.5	33.5	.03	.01	14.2	32.1	.14	ACEITE
C	X796	22.5	25	55	.50	.31	14.8	16.1	.57	ACEITE?
D	X816	25	28	55	.50	.31	17.3	19.1	.75	AGUA
E	X856	21	27	58	.57	.37	11.7	16.2	.25	ACEITE
F	X921	27	30	32	.00	.00	27	30	1.00	AGUA
	X772	33	29	78	1.0	1.00				ARCILLA

$R_{glimpio} = 32.0, R_{Gsh} = 78.0$

$\Sigma_{ma} = 33.0, \text{Porosidad}_{sh} = 29.0, \Sigma_{ma} = 8.0$

Como se observa en la tabla 4, los resultados son idénticos a los procesados por compañías transnacionales (tabla 5), con lo que se ve claramente que la metodología y programas de cálculo son adecuados y eficientes.

## 7. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA A DATOS REALES EN EL CAMPO CANTARELL

### 7.1. Determinación de los contactos GAS – ACEITE Y ACEITE AGUA

Los pozos con que se contaron para aplicar esta metodología, pertenecen al Campo Cantarell y son (Tabla 6):

**TABLA 6.- LISTADO DE LOS POZOS UTILIZADOS EN LA METODOLOGIA**

NOMBRE	PROFUNDIDAD EN LISTADO	PROFUNDIDAD REAL	FECHA DE ADQUISICIÓN DEL REGISTRO	REGISTROS GRABADOS EN LA CINTA
<b>CANTARELL 1043</b>				
CANTA 1043	1525-2380	1921-2281	12/03/97	TDT-P/RG
<b>CANTARELL 14</b>				
CANTA 14A1	1745-2300	1742-2316	01/04/90	TDT-P
CANTA 14B2	1900-2040	1929-2132	06/11/90	TDT-P/RG
CANTA 14C	1700-2300	1697-2314	02/04/91	TDT-P
CANTA 14D	1700-2300	1695-2329	02/08/93	TDT-P
CANTA 14E	1650-2400	1641-2422	20/06/95	TDT-P
CANTA 14F	1900-2500	1898-2626	11/12/96	TDT-P
<b>CANTARELL 25</b>				
CANTA 25B1	NA	1591-2394	07/02/97	TDT-P
CANTA 25C1	1592-2220	1591-2220	09/08/99	TDT
<b>CANTARELL 6 A</b>				
CANTA 6 A	1700-2100	1695-2110	25/03/97	TDT/RG/CCL
<b>CANTARELL 7 A</b>				
CANTA 7 A	1490-2113	1483-2114	26/05/90	TDT-P

Como se observa en algunos pozos hay registros tomados a intervalos de tiempo, esto servirá para observar el avance de los distintos contactos. En este caso los distintos pozos son productores de aceite y gas.

#### 7.1.1 POZO CANTARELL 1043

Primer carril: Rayos gamma en API.

Segundo carril: Detectores cercano (Near) y lejano (Far), con unidades en CPS.

Tercer carril: Curva que muestra a Sigma, en C.U.

Cuarto carril: Curva de tiempo Tau en micro segundos.

Segundo, Tercer y Cuarto carril: Profundidad en metros.

Se observa presencia de gas en el intervalo entre 1970 y 2060 metros. En el intervalo entre 2085 y 2390 metros hay presencia de aceite, así como arriba de 1970 metros (figura 7-1).

Los diferentes contactos son (figura 7-2):

Contacto GAS – ACEITE se localiza a 2080 metros de profundidad  
Contacto ACEITE – AGUA se localiza a 2215 metros.

**7.1.2 POZO CANTARELL 14**

En este pozo existen diversos registros tomados en distintas fechas (Cantarell 14aA-14F), de cada uno de ellos se hace la interpretación de los contactos Gas - Aceite y Aceite - Agua, pero todos tienen el mismo formato de presentación:

Primer carril: Rayos gamma en API.

Segundo carril: Detectores cercano (Near) y lejano (Far), con unidades en CPS.

Tercer carril: Curva que muestra aSigma, en C.U.

Cuarto carril: Curva de tiempo Tau en micro segundos.

Segundo, Tercer y Cuarto carril: Profundidad en metros.

**Cantarell 14 A1:**

Se observa presencia de gas en el intervalo entre 1770 y 2030 metros (figura 7-3).

Los distintos contactos que se observan cualitativamente son (figura 7-4):

Contacto GAS - ACEITE a 2031 metros.

Contacto ACEITE - AGUA después de 2150 metros.

**Cantarell 14 B2:**

Se observa gas desde 1731 hasta 2030 metros. No se observa contacto alguno (figura 7-5 y 7-6).

**Cantarell 14 C:**

No se observa cambio en el gas, salvo que se va profundizando hacia 2044 metros (figura 7-7).

Los distintos contactos que se observan cualitativamente son (figura 7-8):

Contacto GAS - ACEITE a 2045 metros.

Contacto ACEITE - AGUA después de 2225 metros.

**Cantarell 14 D:**

Se conserva la cima del gas (1730 metros), pero la base se sigue desplazando hasta 2160 metros (figura 7-9).

Los distintos contactos que se observan cualitativamente son (figura 7-10):

Contacto GAS - ACEITE a 2210 metros.

No se observa contacto ACEITE - AGUA.

**Cantarell 14 E:**

Se observa que la cima del gas se desplazo muy poco, pero la base se sigue desplazando hasta 2140 y se observa también que hay presencia de gas después de 2.340 metros (figura 7-11).

Los distintos contactos que se observan cualitativamente son (figura 7-12):

Contacto GAS – ACEITE a 2140 metros.  
No se observa contacto ACEITE – AGUA.

**Cantarell 14 F:**

En este pozo se observa que hay presencia de gas antes de 1890 metros (el registro se observo solo hasta la profundidad de 1890 metros), y llega hasta 2120 metros (figura 7-13).

Los distintos contactos que se observan cualitativamente son (figura 7-14):

Contacto GAS – ACEITE a 2150 metros.  
Contacto ACEITE – AGUA después de 2490 metros.

**7.1.3 POZO CANTARELL 25**

En este pozo existen dos registros tomados en distintas fechas (Cantarell 25b1 –25c1), de cada uno de ellos se hace la interpretación de los contactos Gas – Aceite y Aceite - Agua, pero todos tienen el mismo formato de presentación:

Primer carril: Rayos gamma en API.

Segundo carril: Detectores cercano (Near) y lejano (Far), con unidades en CPS.

Tercer carril: Curva que muestra aSigma, en C.U.

Cuarto carril: Curva de tiempo Tau en micro segundos.

Segundo, Tercer y Cuarto carril: Profundidad en metros.

**Cantarell 25B1:**

Se observa cualitativamente la presencia de gas en el intervalo entre 1759 y 1905 metros. Hay una zona de aceite con gas entre 1910 y 1950 metros, hay invasión de agua (figura 7-15).

Los diversos contactos observados son (figura 7-16):

Contacto GAS – ACEITE a 1905 metros.

**Cantarell 25C1:**

Se observa cualitativamente la presencia de gas en el intervalo entre 1759 y 1905 metros. Hay una zona de aceite con gas entre 1910 y 1950 metros, hay invasión de agua (figura 7-17).

Los diversos contactos observados son (figura 7-18):

No se observa contacto alguno.

**7.1.4 POZO CANTARELL 6A**

Primer carril: Rayos gamma en API.

Segundo carril: Detectores cercano (Near) y lejano (Far), con unidades en CPS.

Tercer carril: Curva que muestra aSigma, en C.U.

Cuarto carril: Curva de tiempo Tau en micro segundos.

Segundo, Tercer y Cuarto carril: Profundidad en metros.

Se observa presencia de gas en el intervalo entre 1705 y 1858 metros. En el intervalo entre 1958 y 2050 metros hay presencia de aceite (figura 7-19).

El contacto que se observa es (figura 7-20):

Contacto GAS – ACEITE se localiza a 1958 metros de profundidad

**7.1.5 POZO CANTARELL 7A**

Primer carril: Rayos gamma en API.

Segundo carril: Detectores cercano (Near) y lejano (Far), con unidades en CPS.

Tercer carril: Curva que muestra aSigma, en C.U.

Cuarto carril: Curva de tiempo Tau en micro segundos.

Segundo, Tercer y Cuarto carril: Profundidad en metros.

Se observa presencia de gas en el intervalo entre 1520 y 1680 metros. En el intervalo entre 1830 y 1940 metros hay presencia de aceite (figura 7-21).

El contacto que se observa es (figura 7-22):

No se observa contacto alguno.

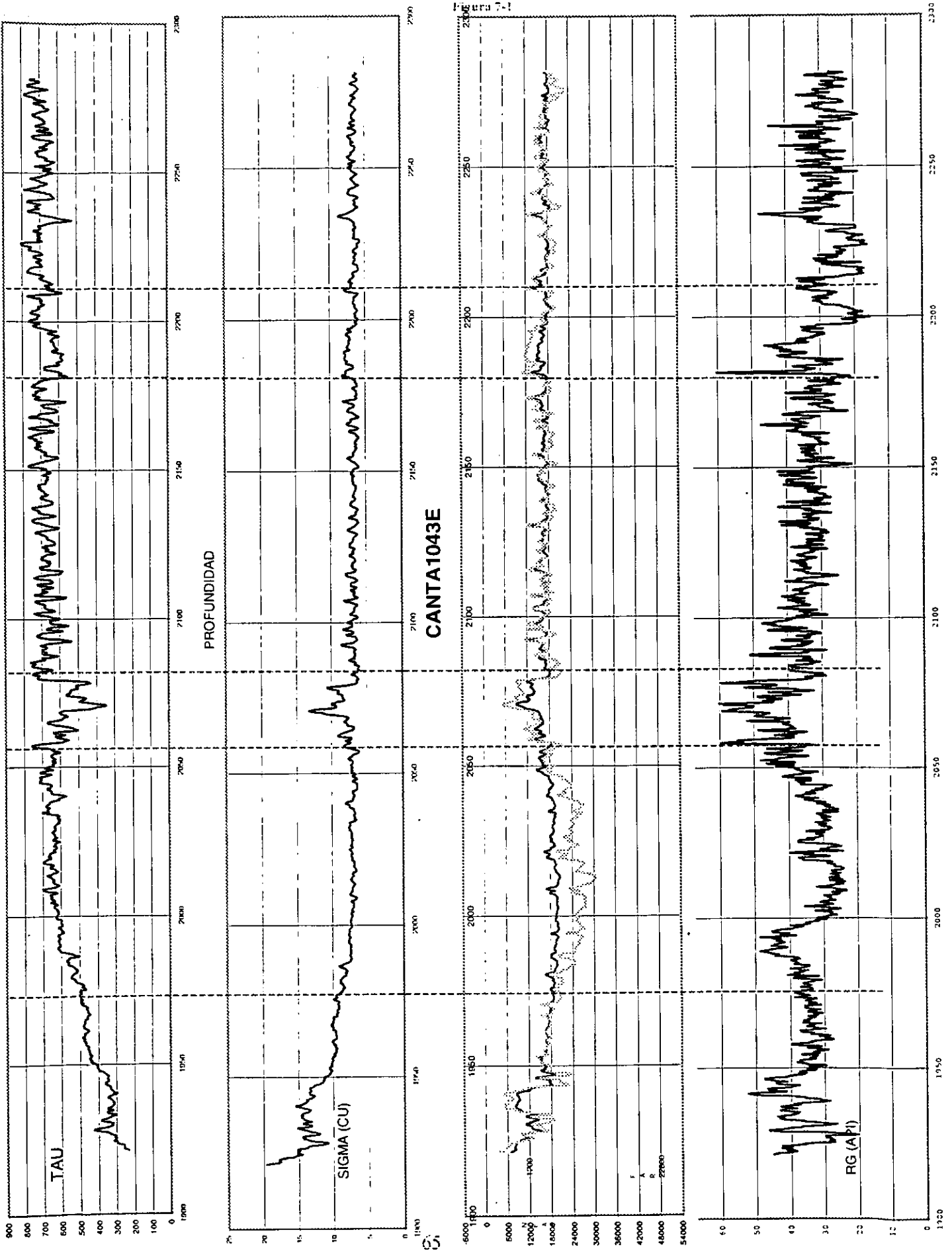
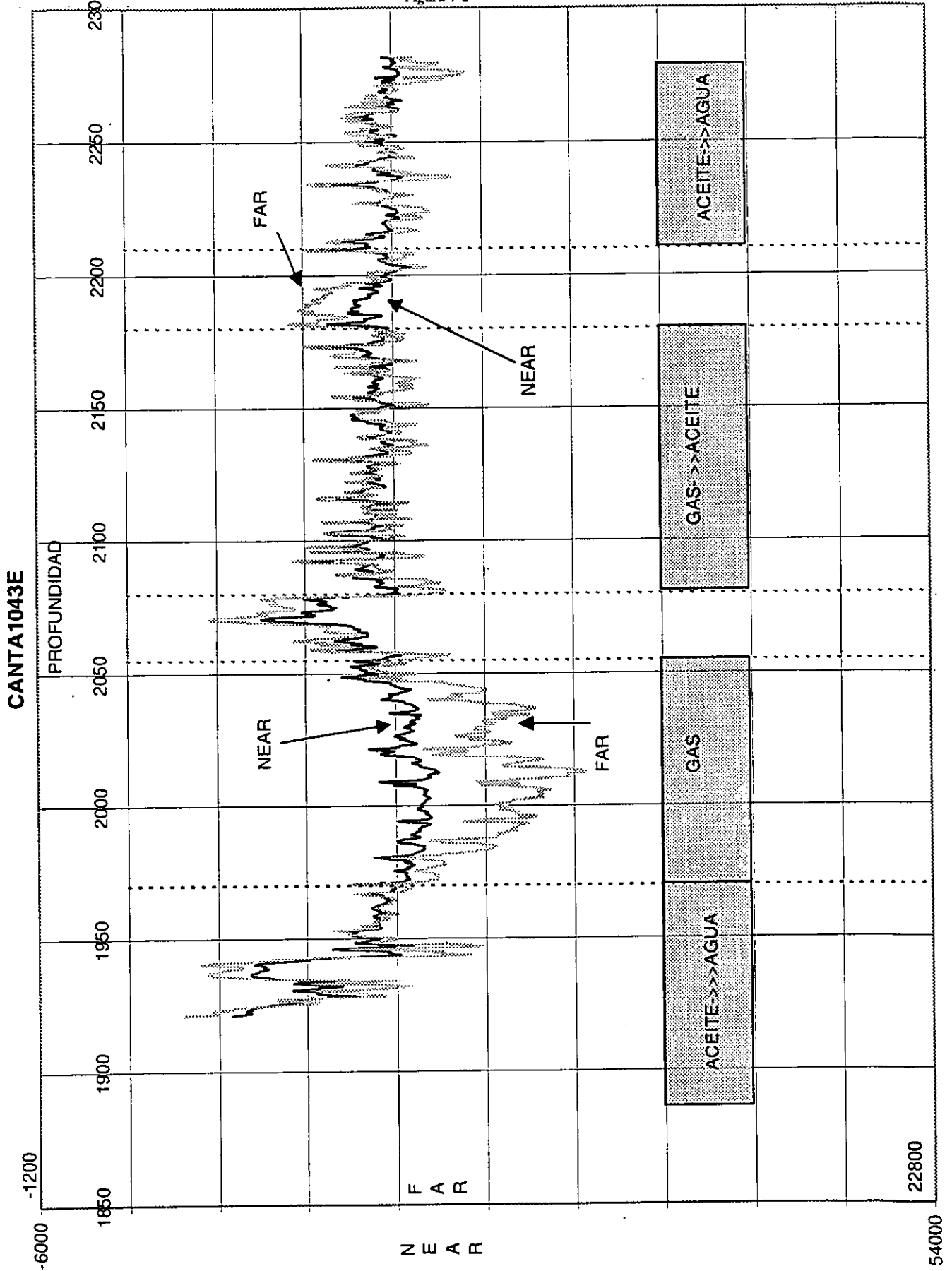


Figura 7-2



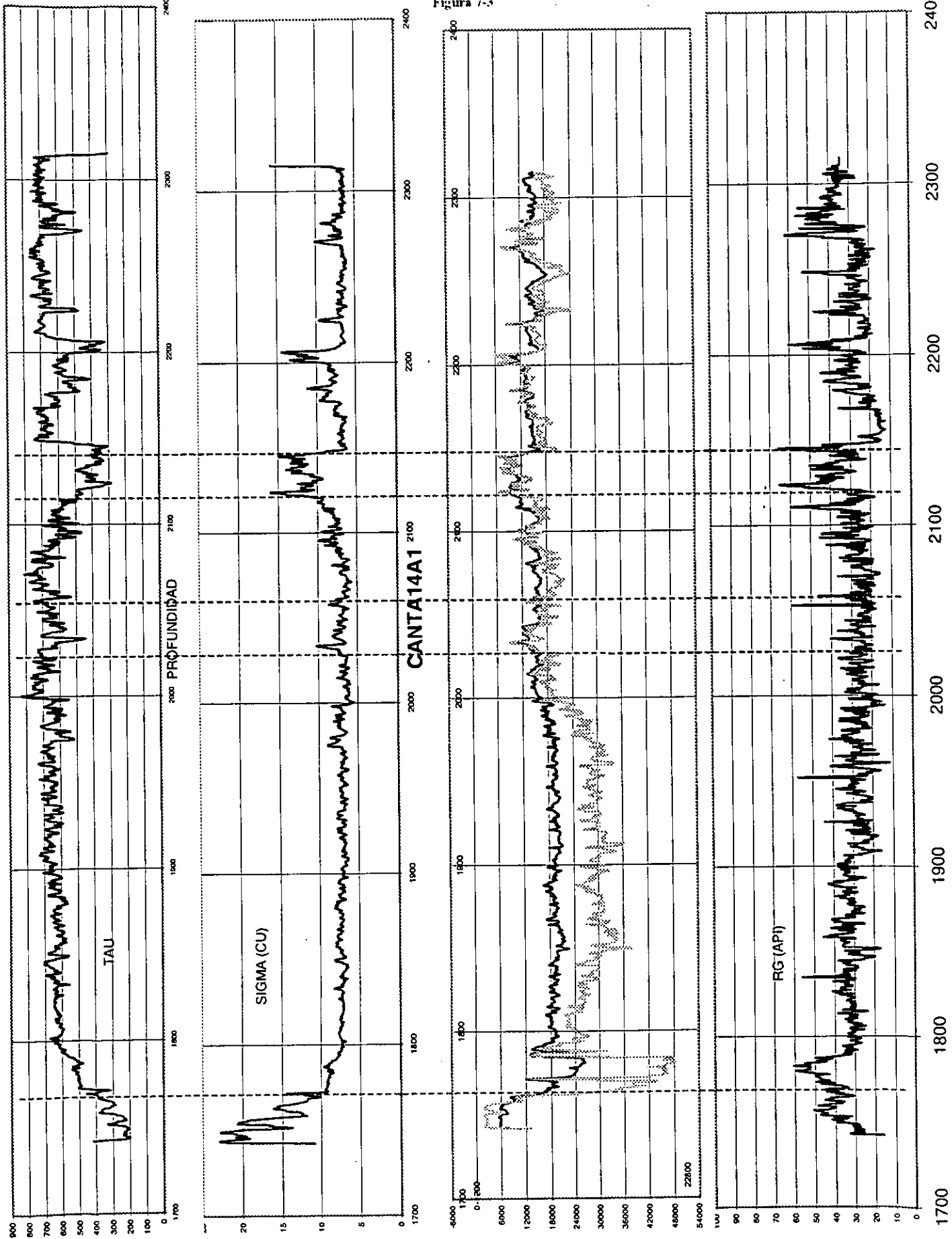
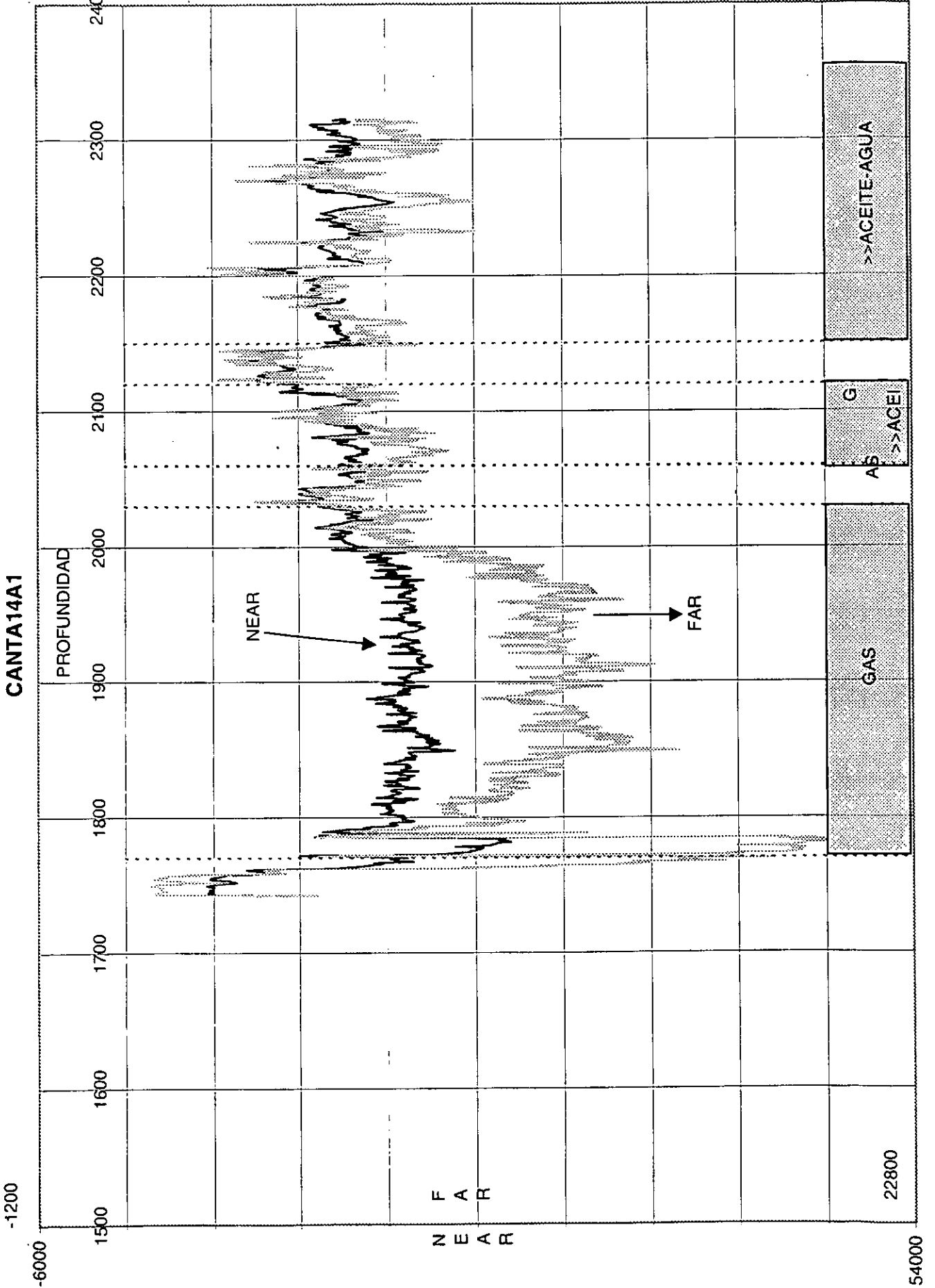


Figura 7-3



Figura 7-4



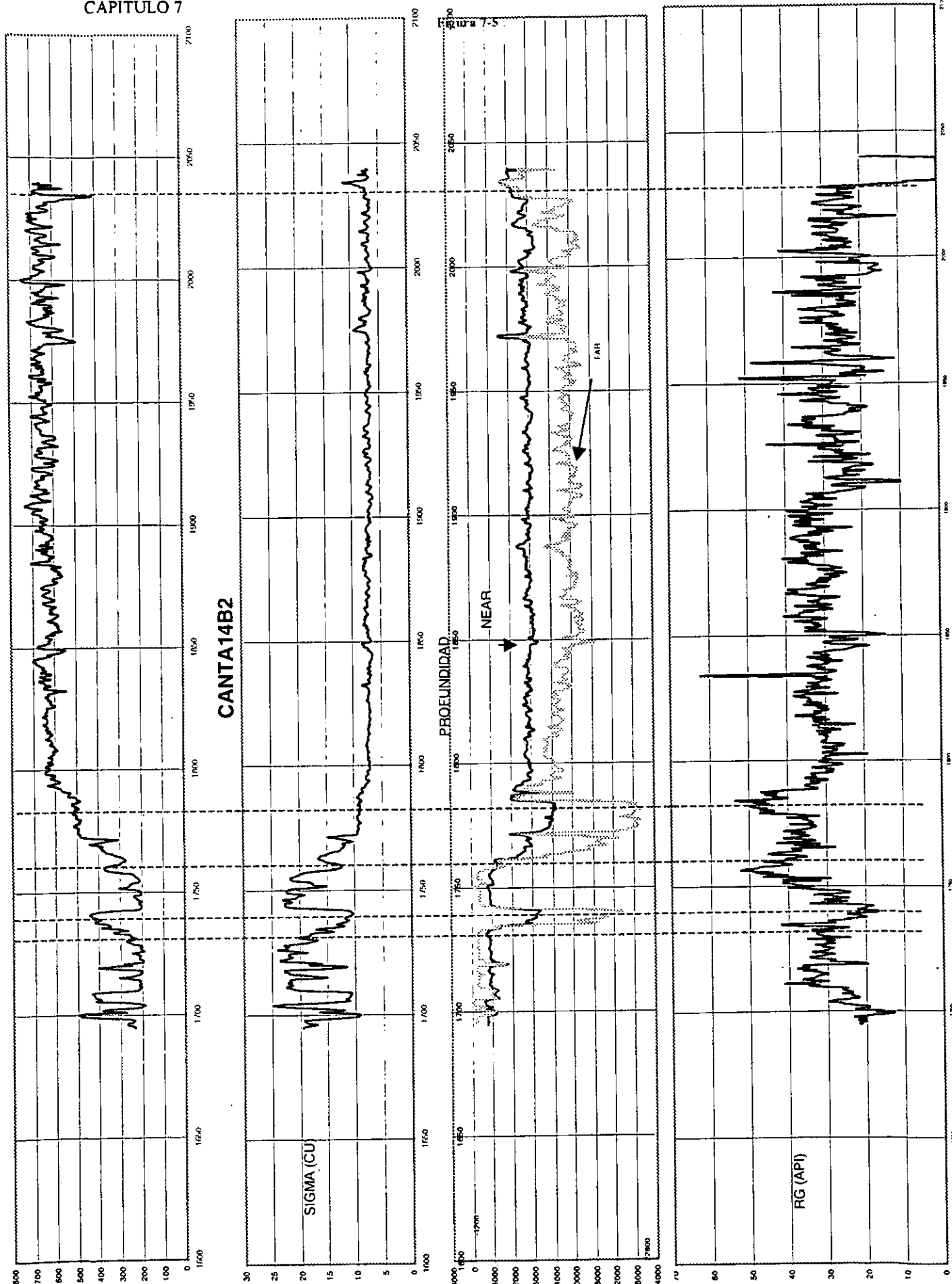
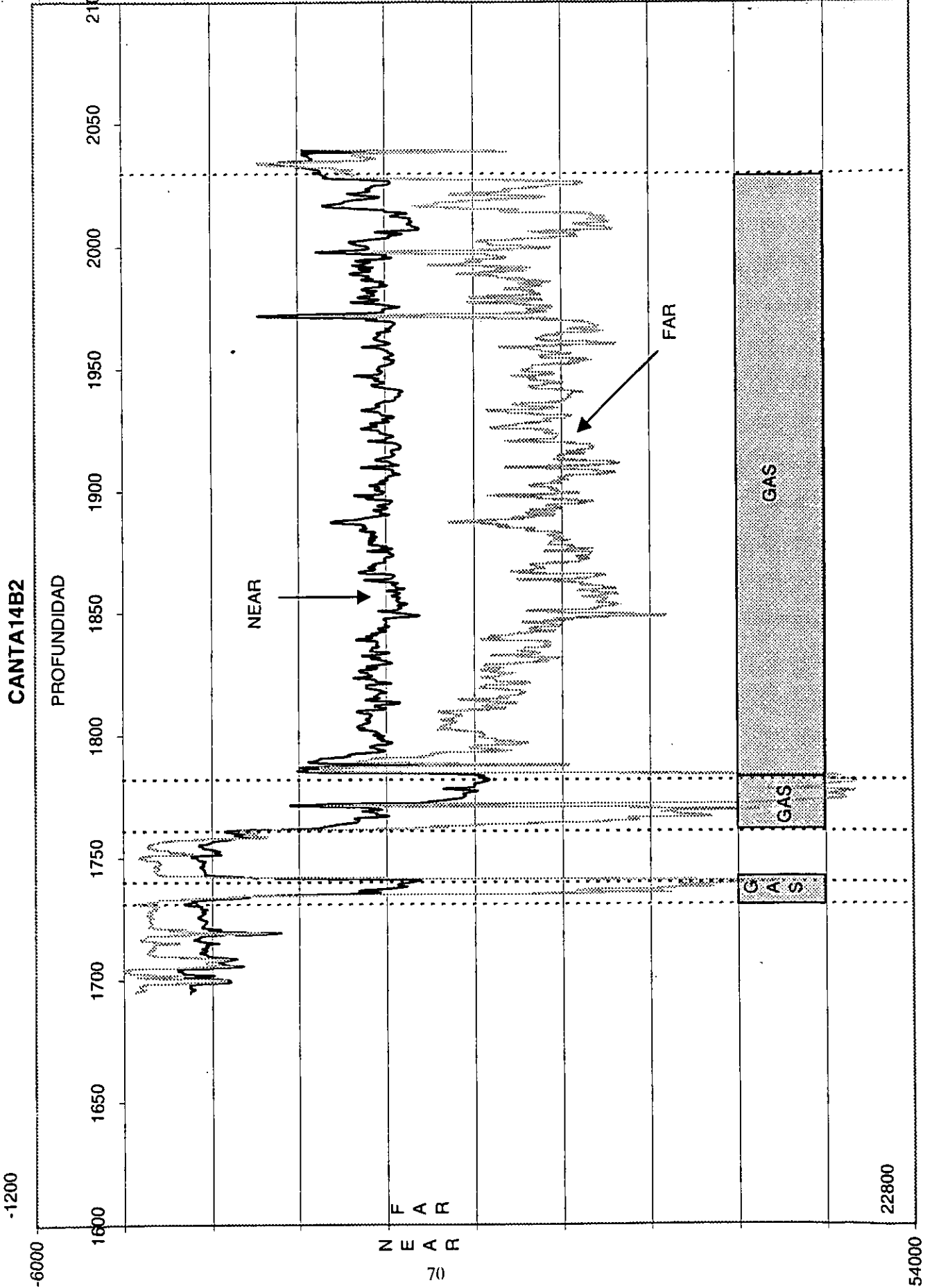
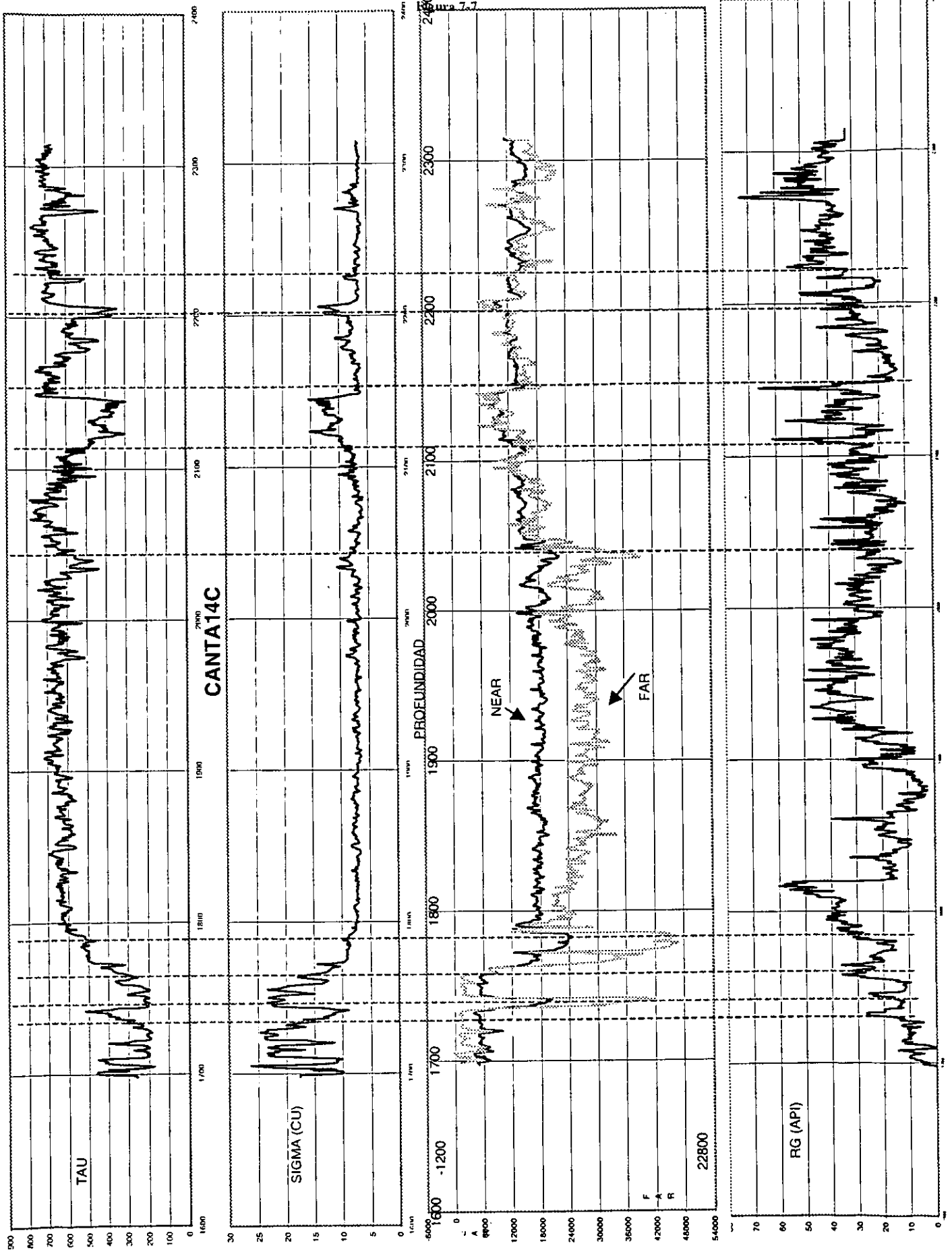
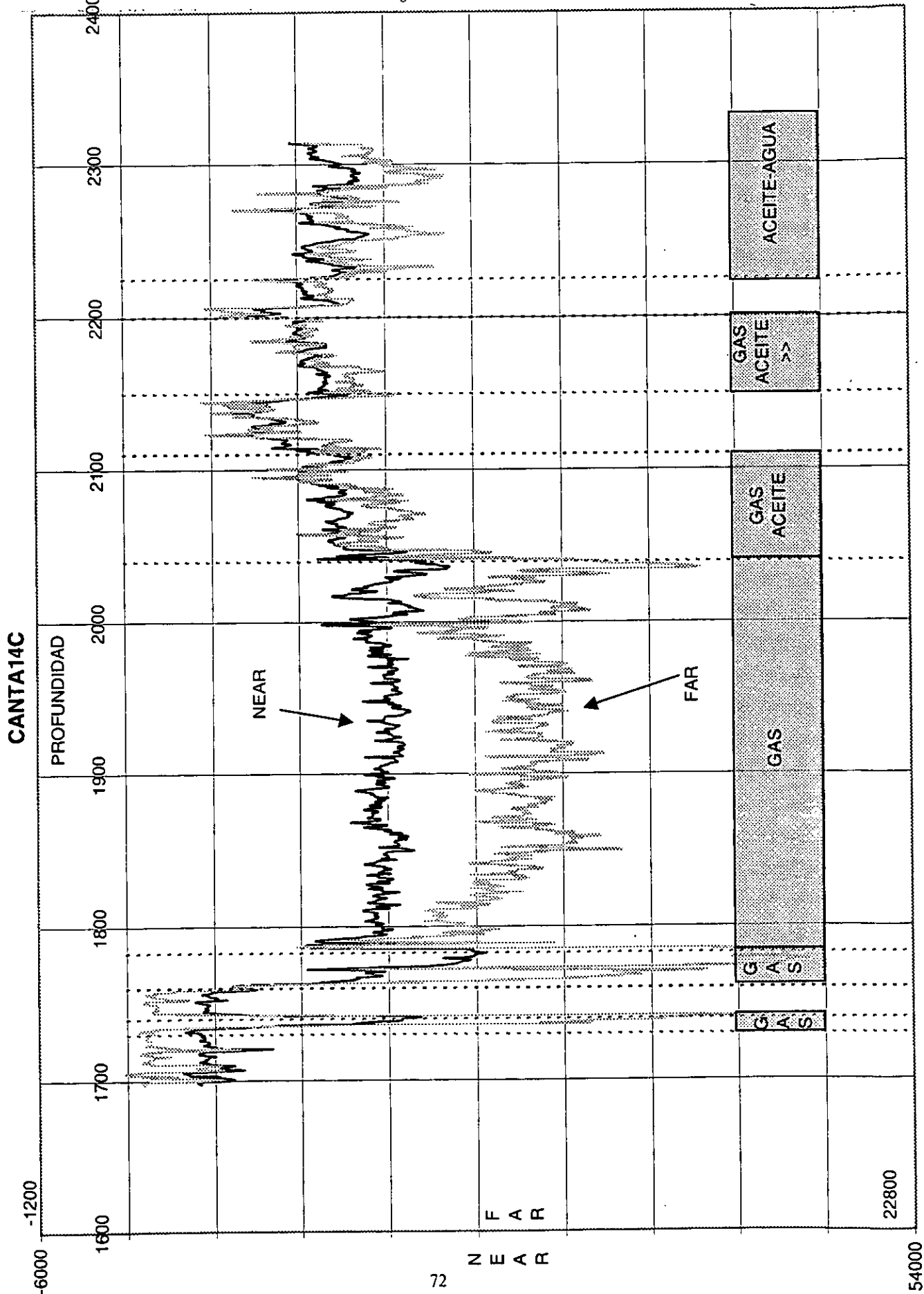


Figura 7-6







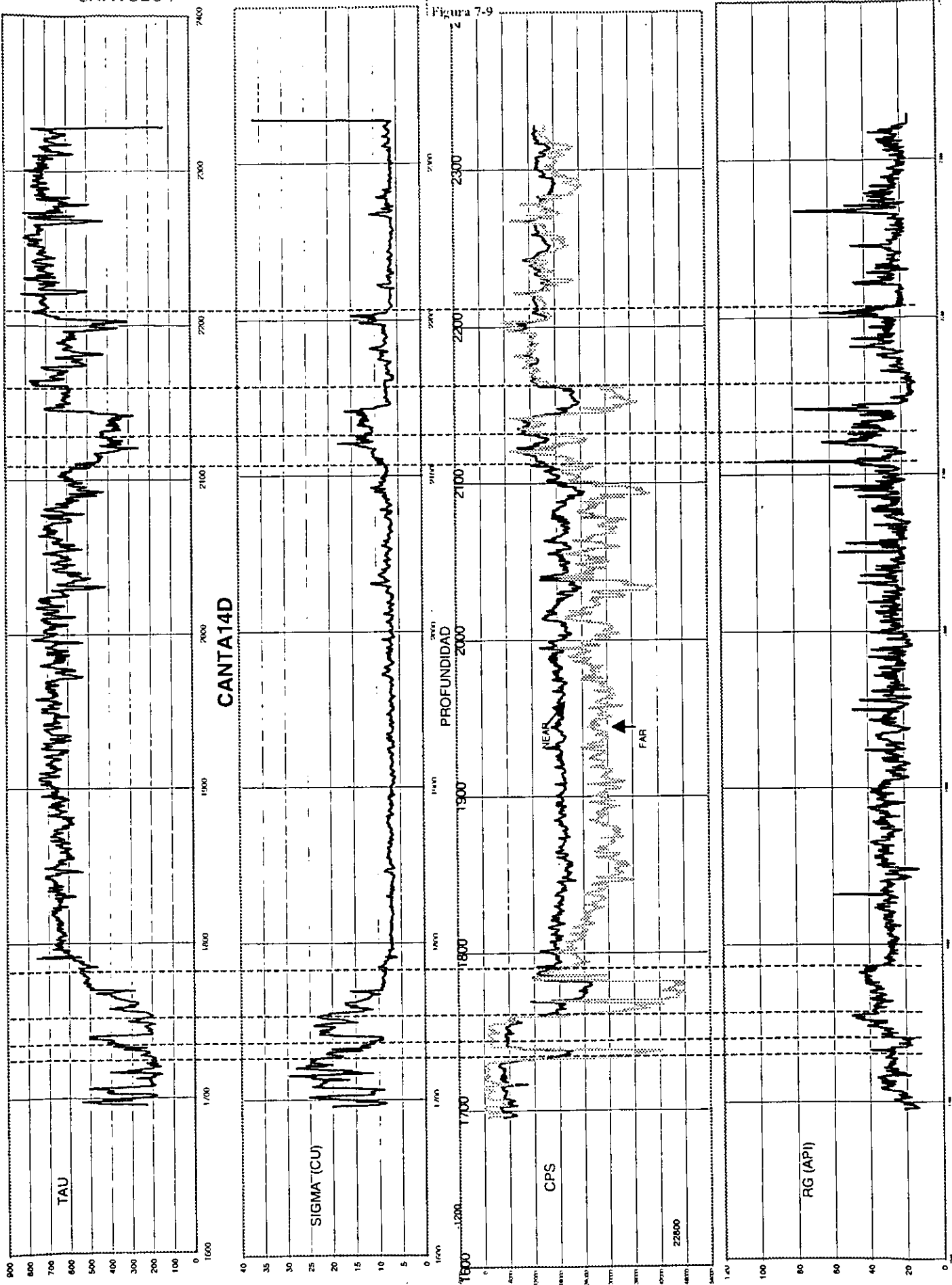
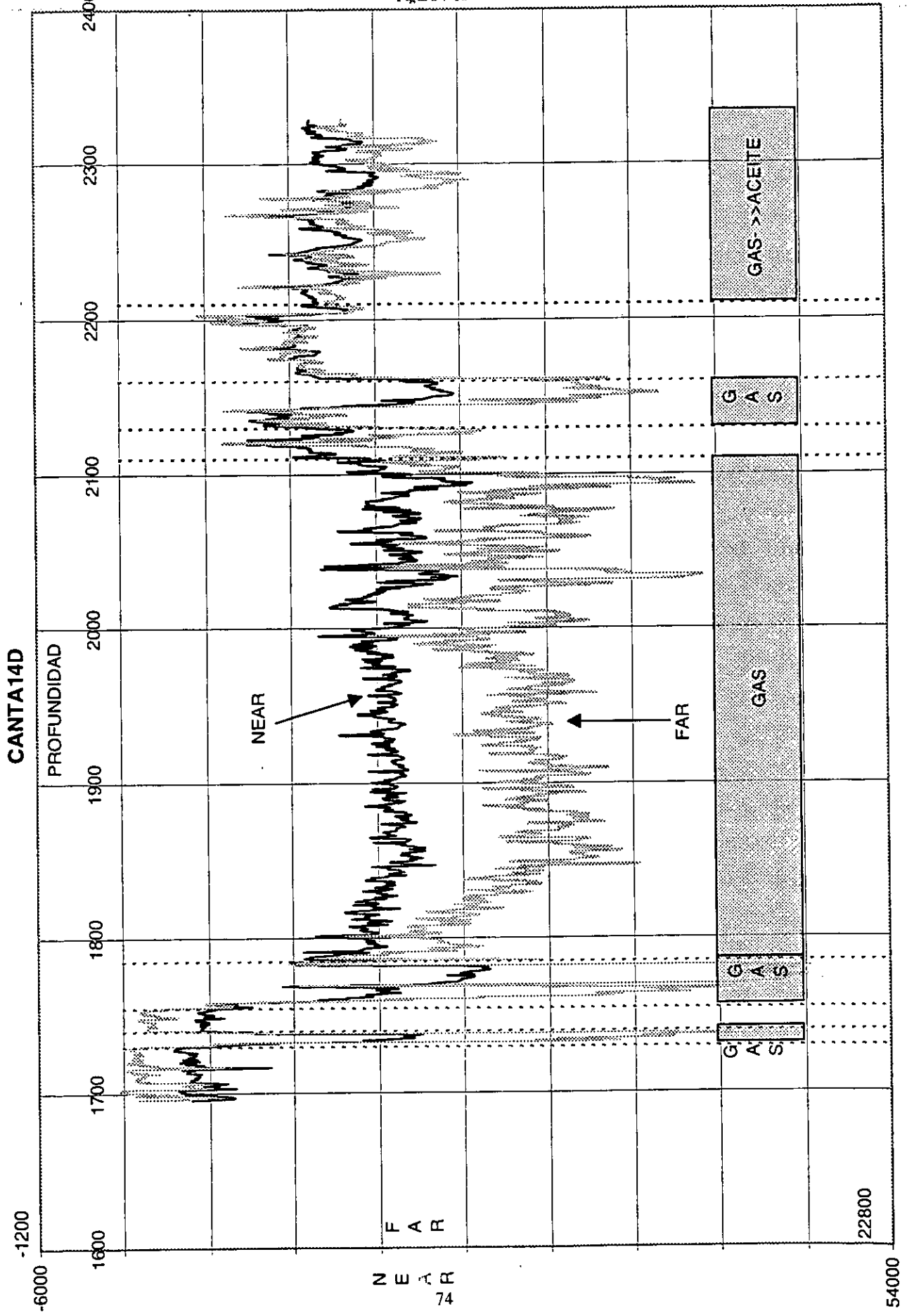


Figura 7-9

Figura 7-10



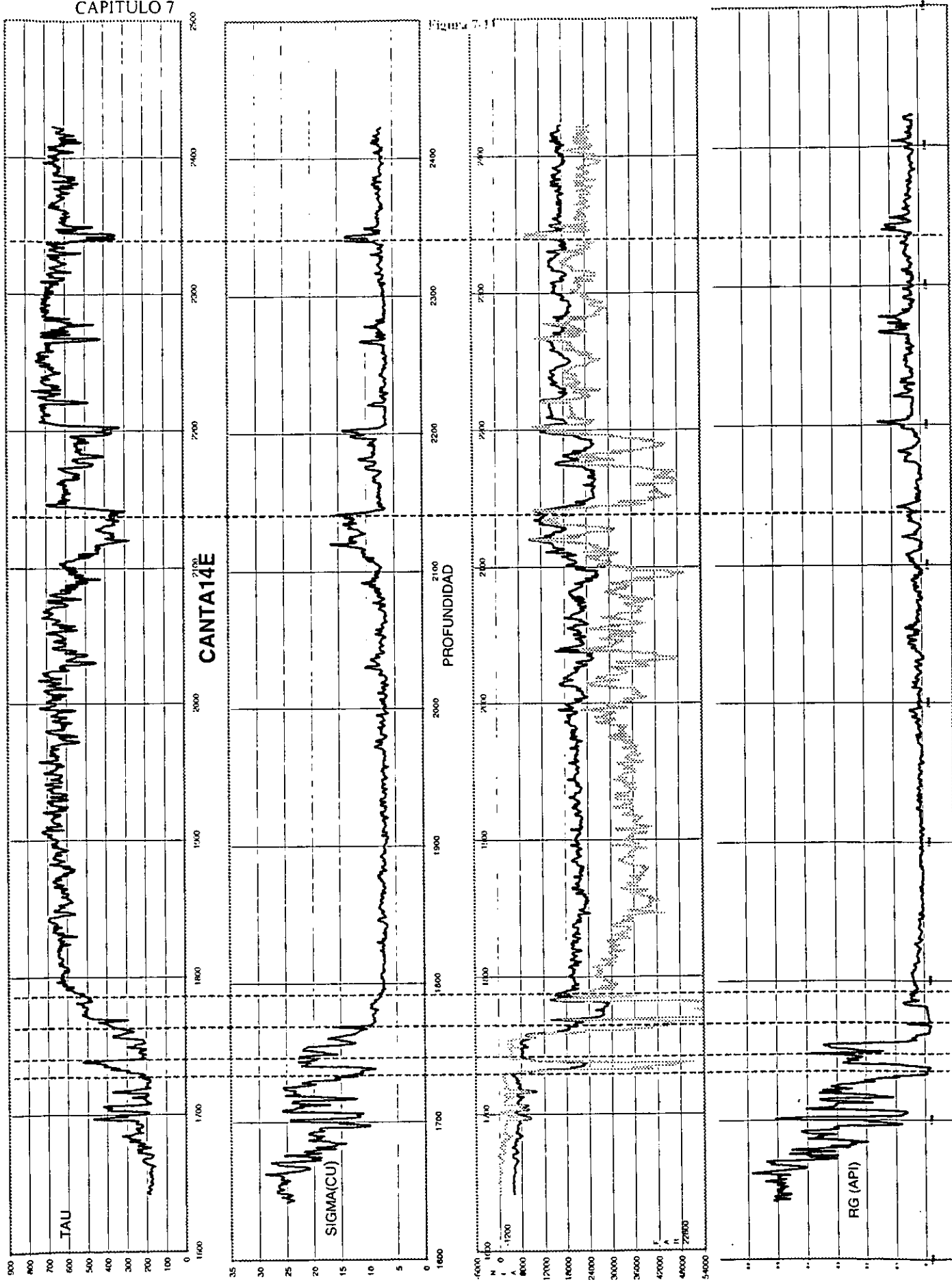
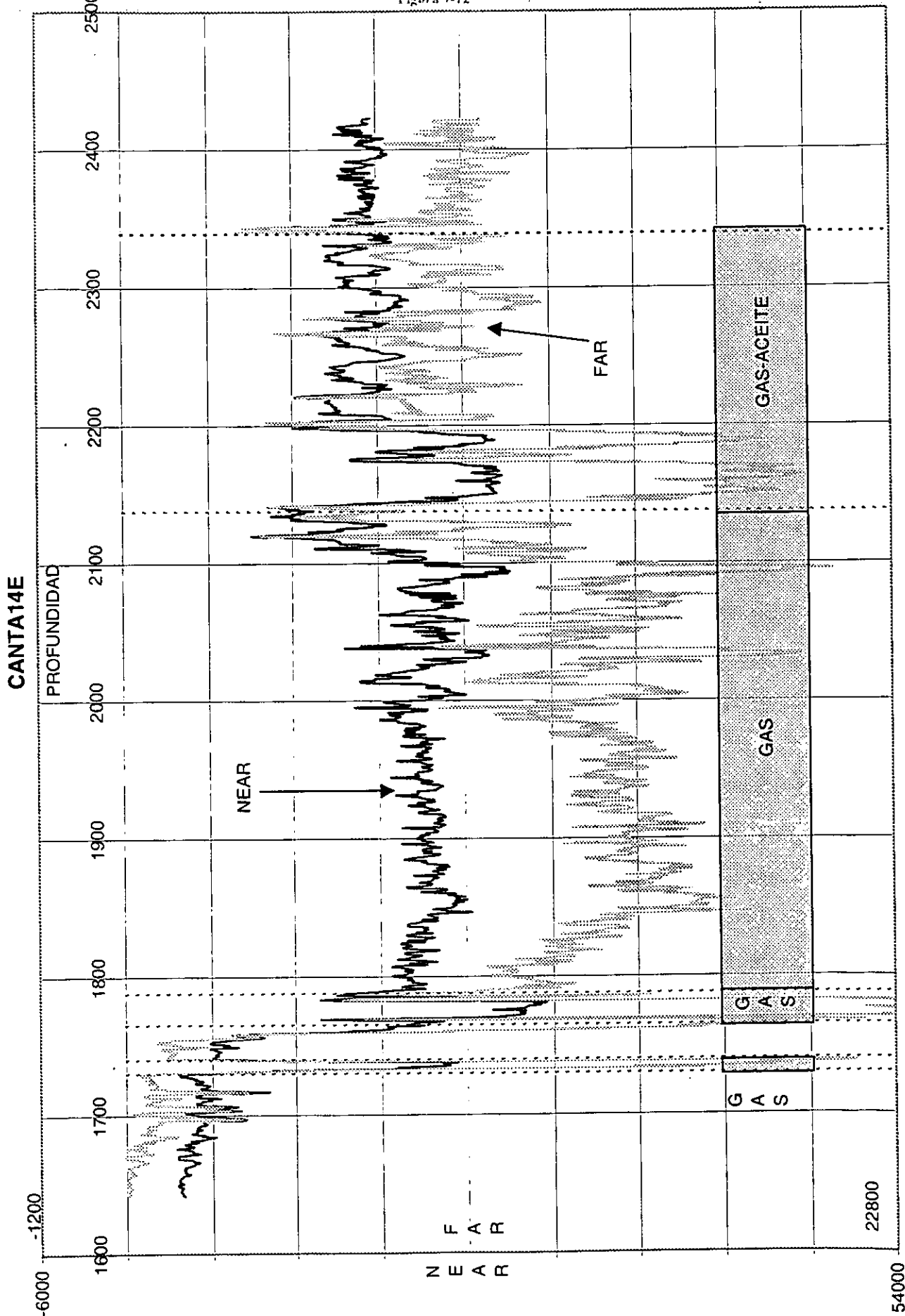




Figura 7-12



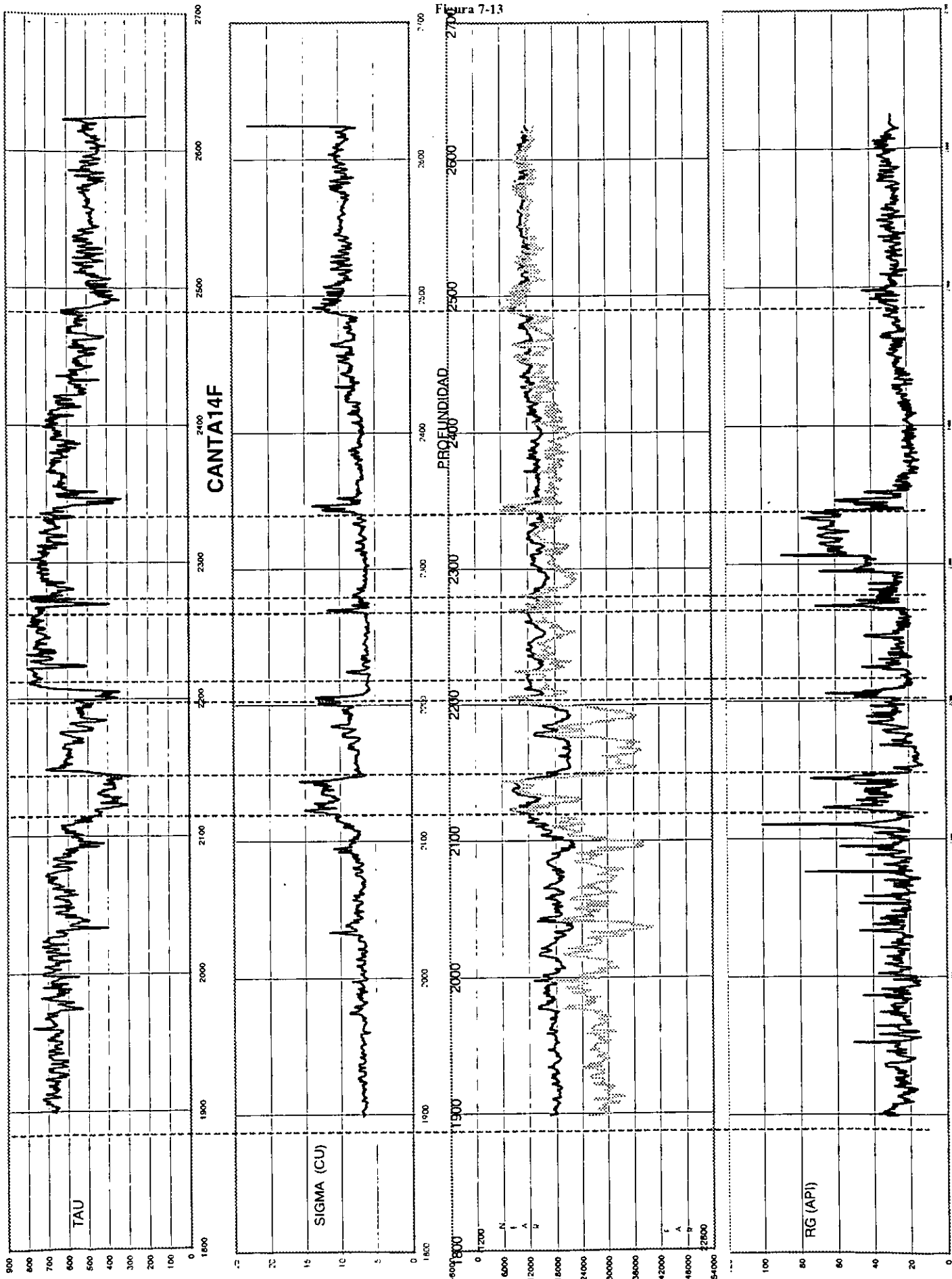
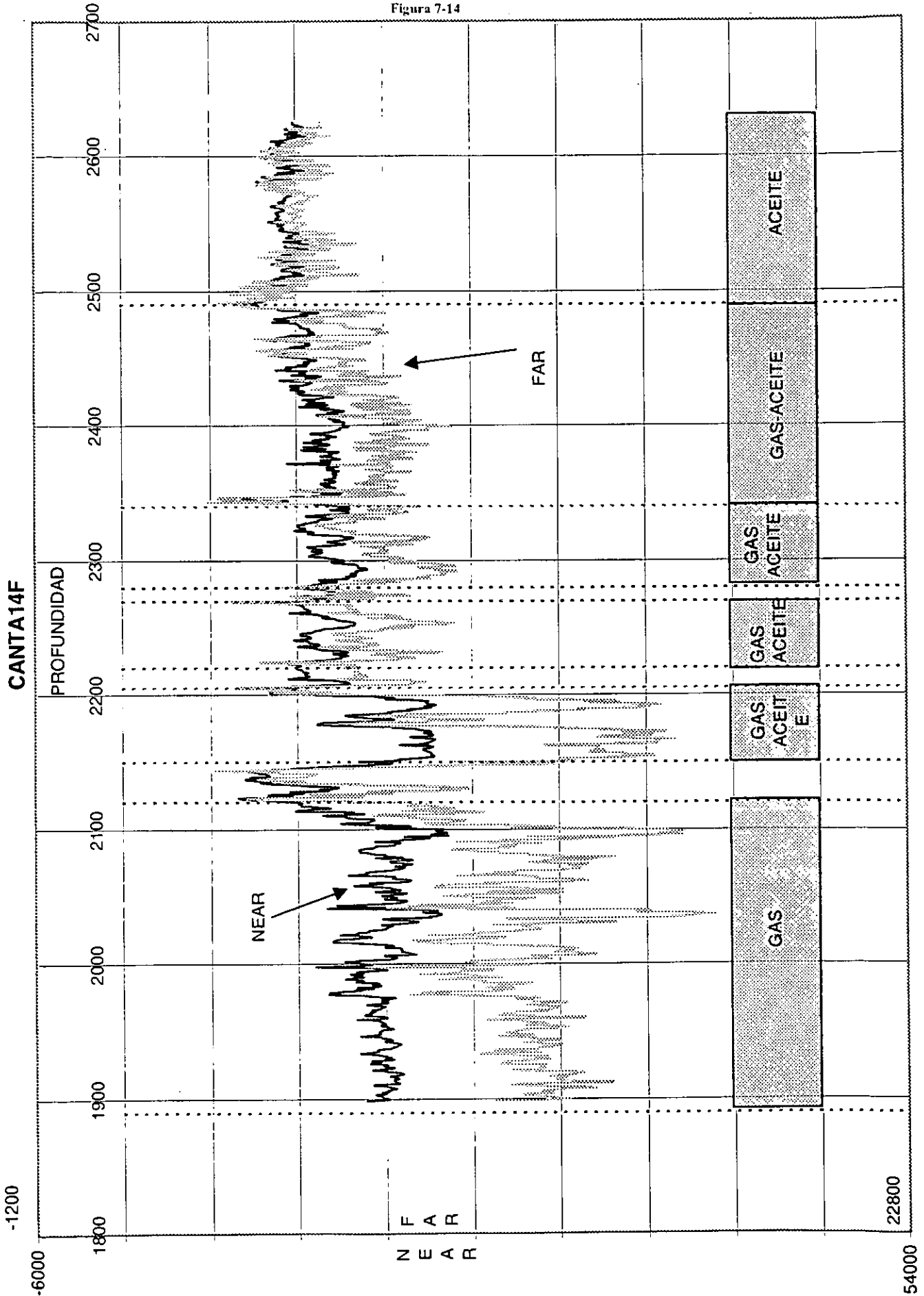


Figura 7-13

Figura 7-14



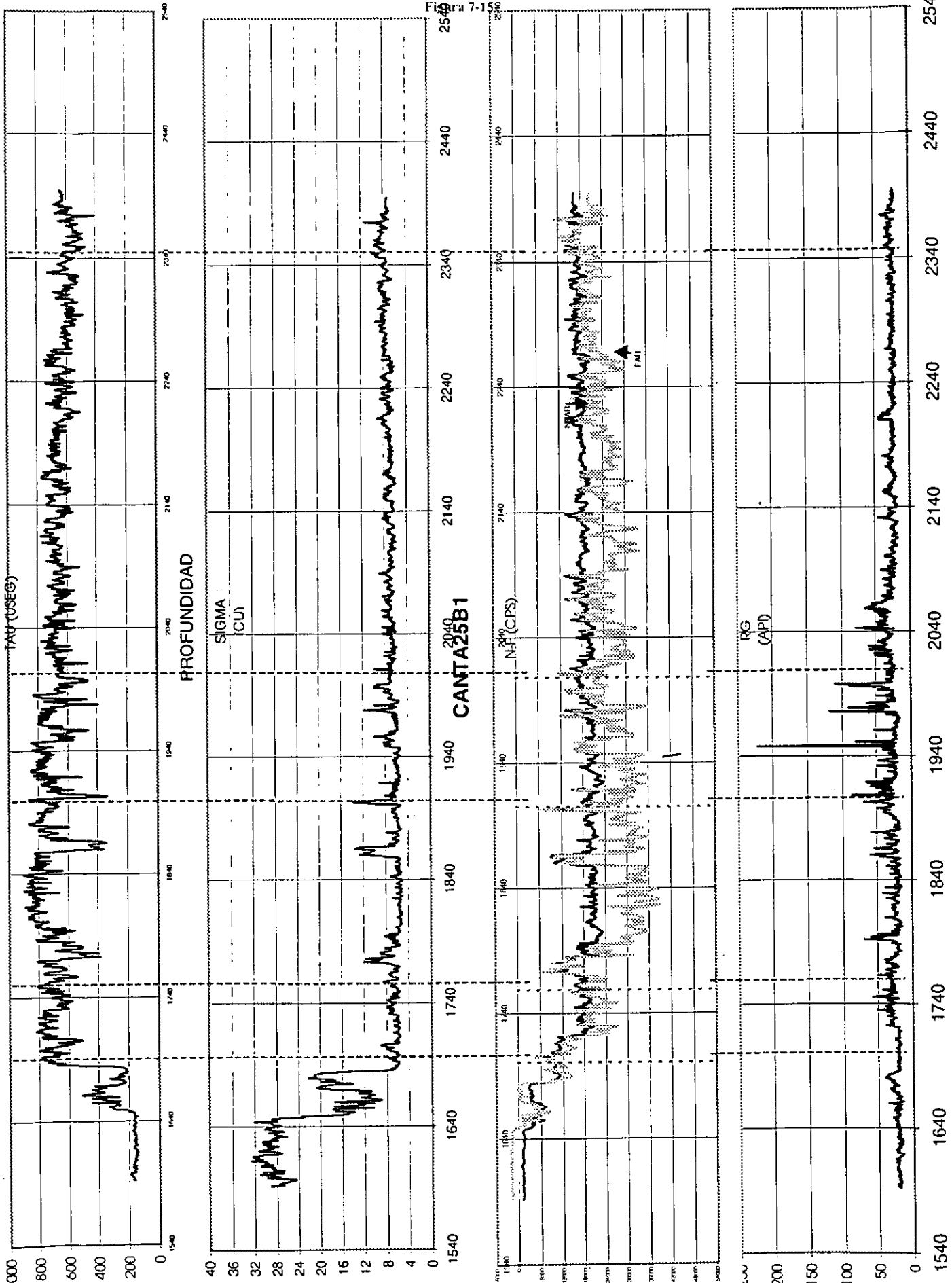


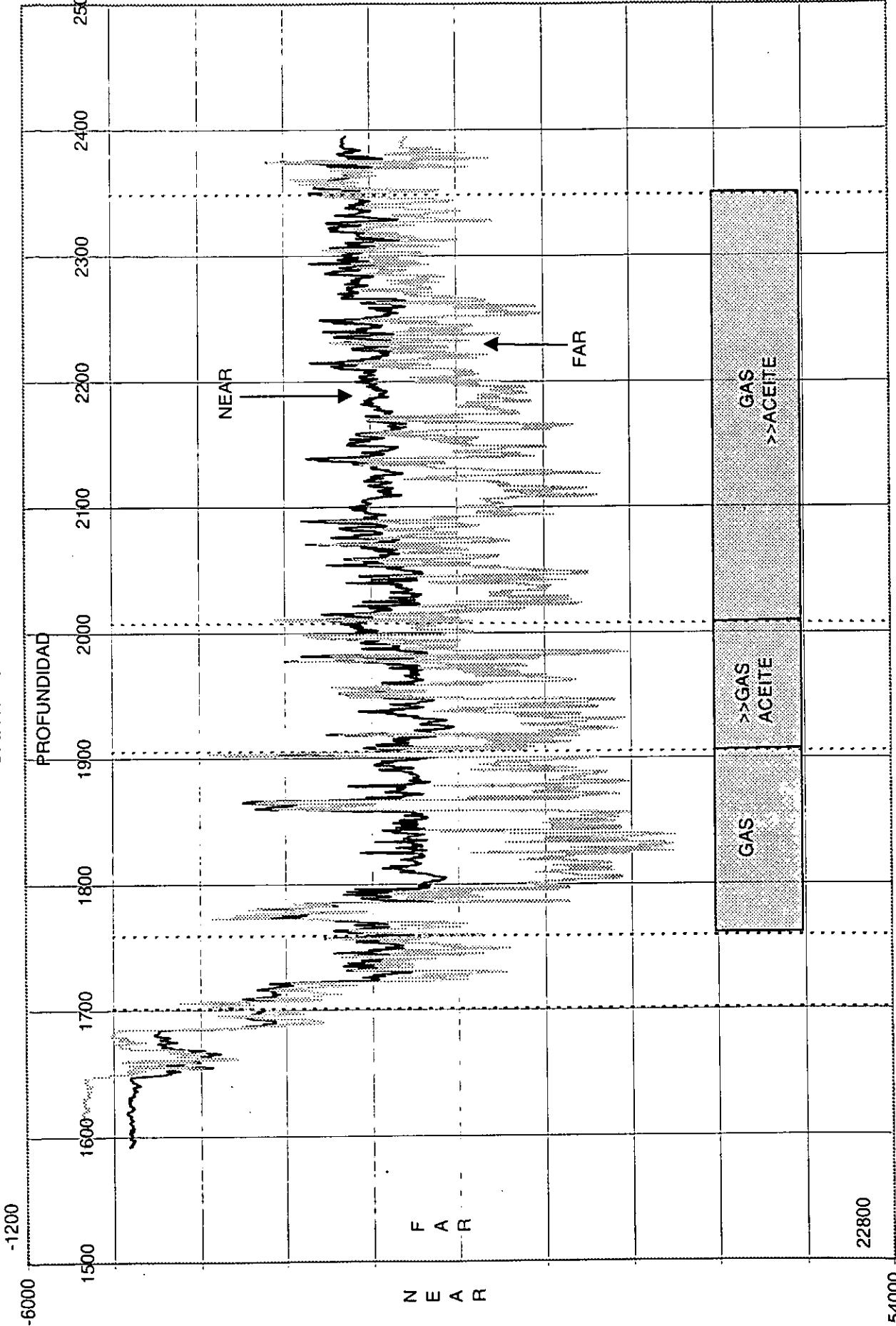
Figura 7-158

CANTA25B1

ESTA TESTIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

Figura 7-16

CANTA25B1



F A R  
N E A R

-6000

22800

54000

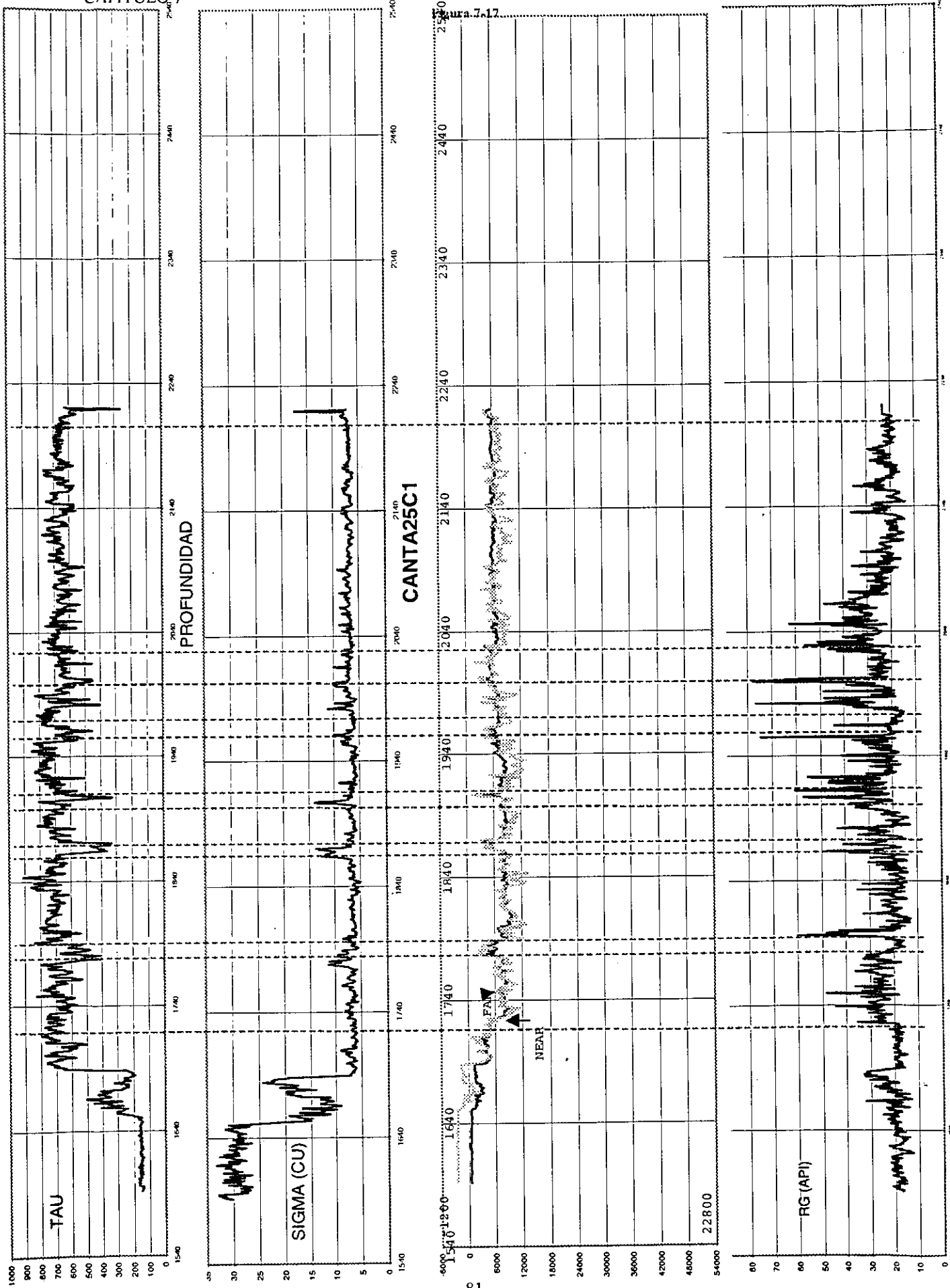
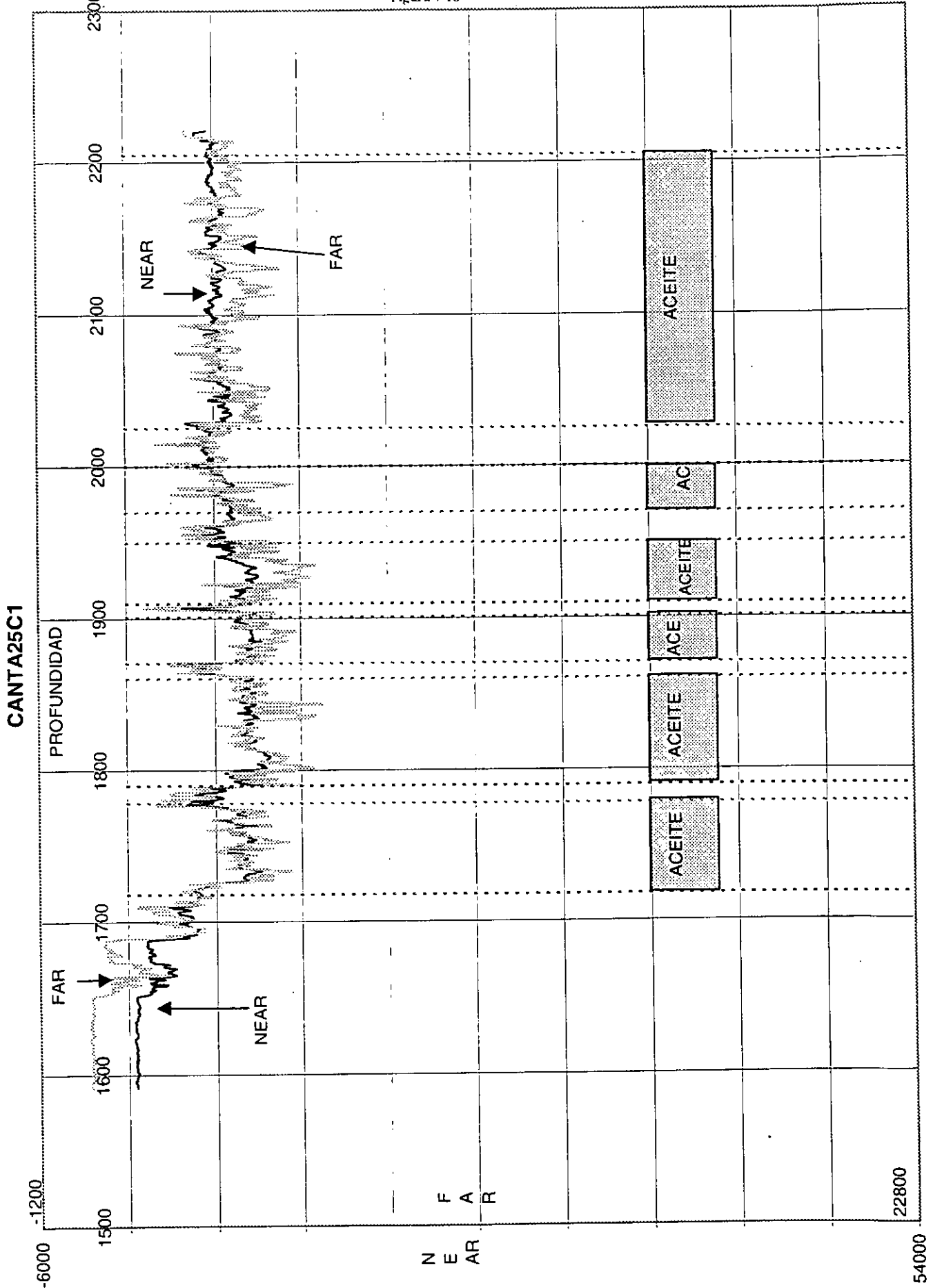


Figura 7-18



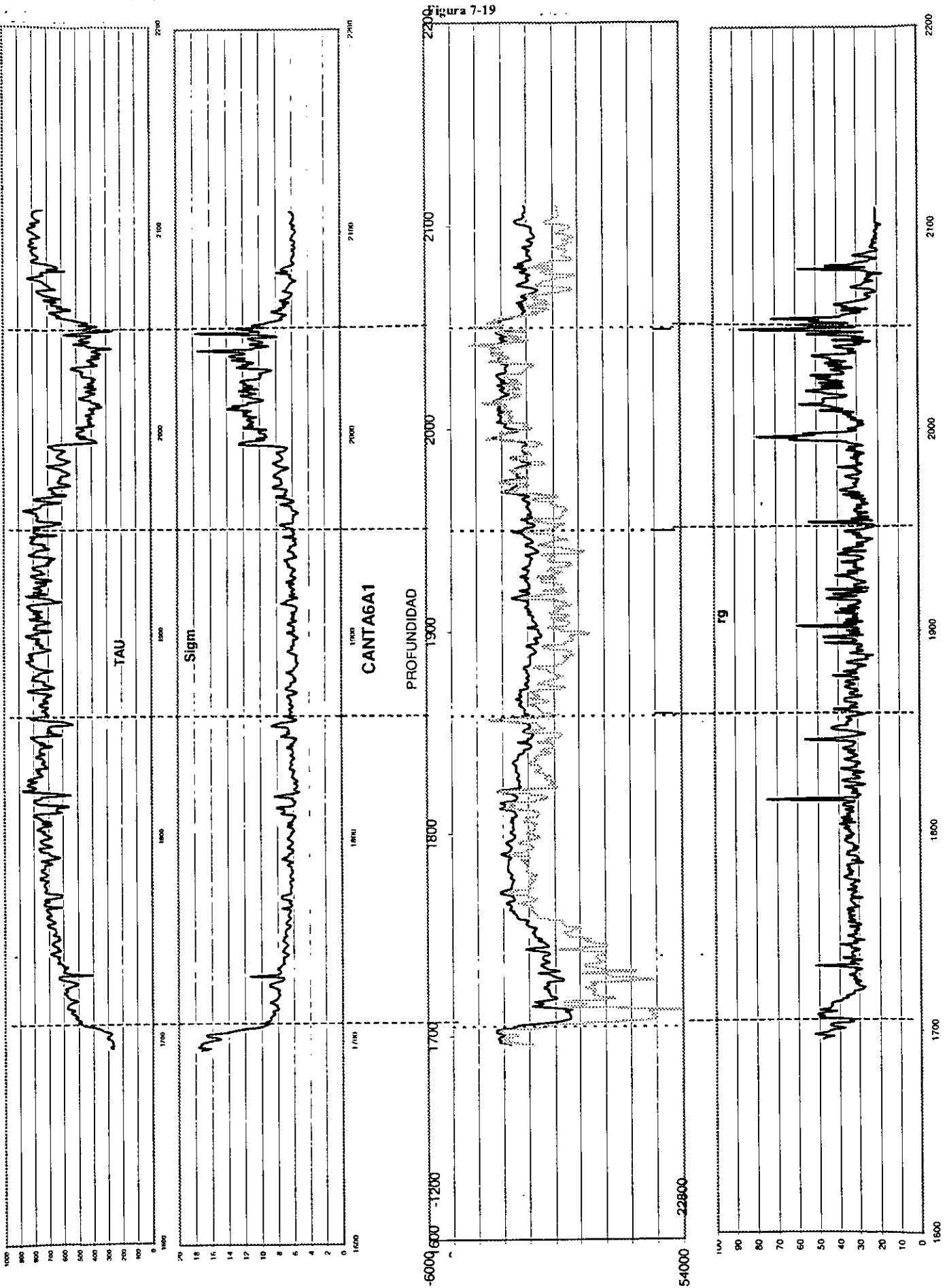




Figura 7-20

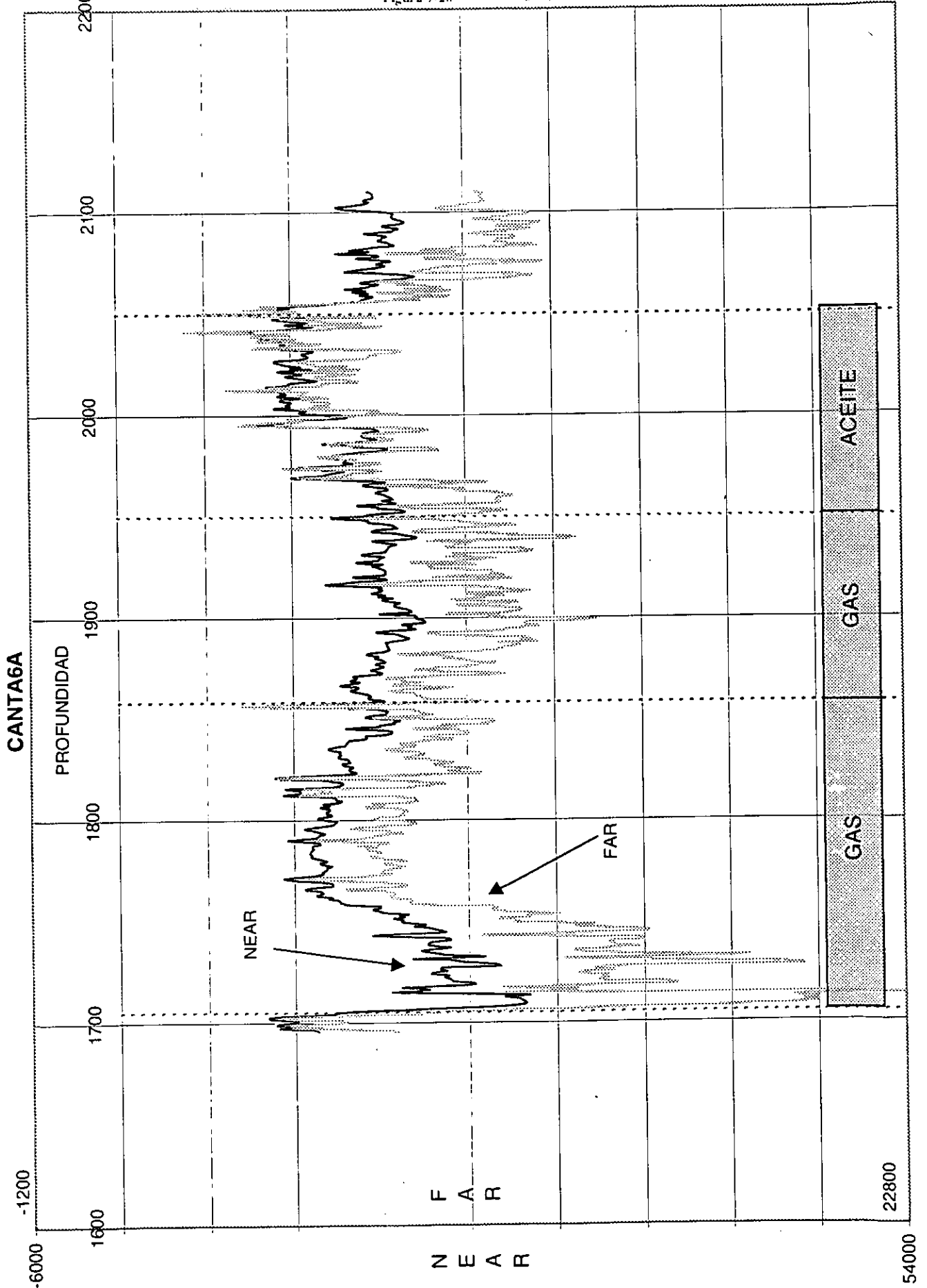


Figura 7-21

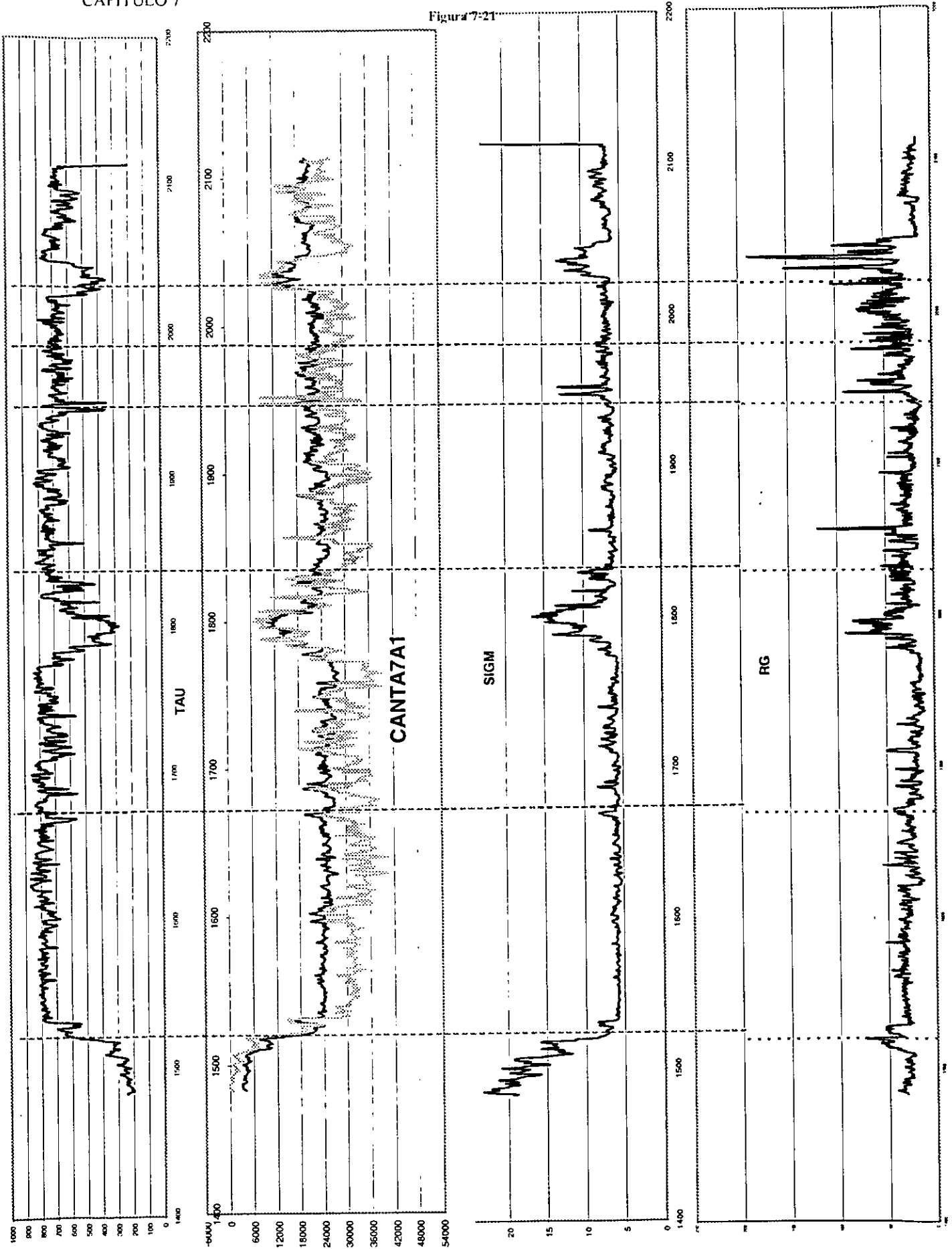
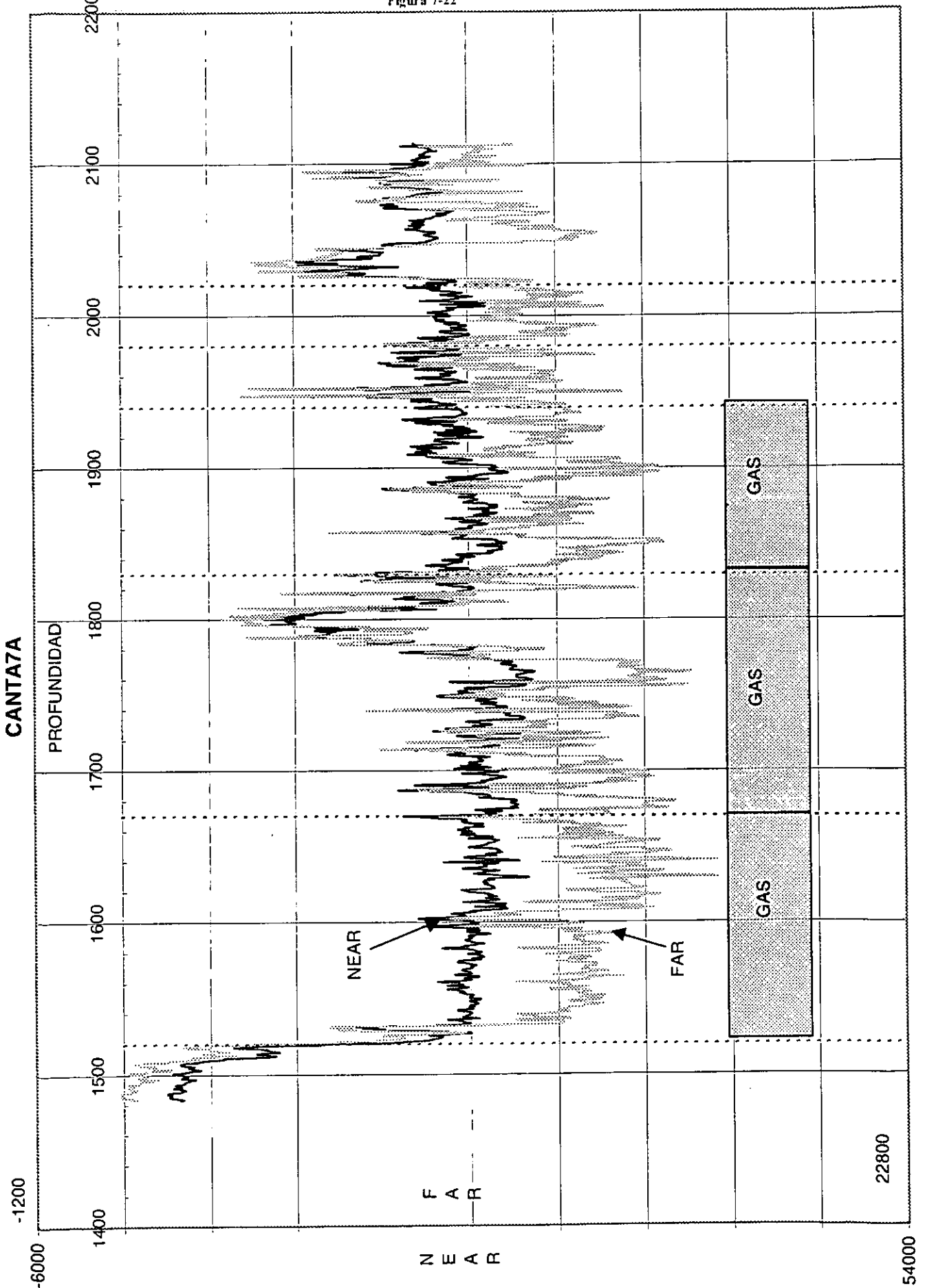


Figura 7-22



## 7.2. Determinación de la Saturación de Agua

Basándome en la delimitación de los contactos que obtuve en la sección anterior y que se muestran en la tabla 7, se presentan a continuación los resultados que se obtuvieron al aplicar el programa SATUENVAL a dichos datos, así como una interpretación de dichos datos.

**TABLA 7.- ZONAS DE INTERES PARA OBTENER  $S_w$  DEL CAMPO CANTARELL**

POZO	ZONAS CON:						
	GAS	GAS ACEITE	ACEITE	ACEITE AGUA	>>GAS ACEITE	GAS >>ACEITE	>>ACEITE AGUA
CAN7A	1520 a 1680	1680 a 1830	1830 a 1940	1980 a 2020			
CAN6A	1705 a 1958		1958 a 2050				
CAN25B1	1759 a 1905				1905 a 2008	2008 a 2348	
CAN25B2					1977 a 1996	1998 a 2010	
CAN25C1							1790 a 1860 1870 a 1901
CAN14A1	1770 a 2030					2060 a 2120	2150
CAN14B2	1731 a 1740 y 1761 a 2030						
CAN14C1	1730 a 1740 1760 a 2044	2044 a 2110				2150 a 2200	2225 y mas
CAN14D	1730 a 1740 1755 a 2110 2130 a 2160					2210 y mas	
CAN14E	1730 a 1740 1765 a 2138	2138 a 2339					
CAN14F	Antes de 1890 a 2120	2150 a 2205 2280 a 2340				2220 a 2270, 2340 a 2490	Después de 2490
CAN 1043E1	1970 a 2060					2085 a 2180	
CAN1043E	1970 a 2055		<u>Agua de 1930 a 1970</u>			2080 a 2180	Después de 2210

Como se observa, los distintos tipos de fluido caen dentro de cierto intervalo de profundidad (en metros), para poder tener una mejor interpretación de los datos procesados, dichos intervalos, se subdividieron a su vez en intervalos más pequeños, con la finalidad de poder observar mejor la localización de los puntos y una mejor interpretación.

Se presenta la interpretación de cada pozo y sus distintos intervalos por medio de una tabla, la cual contienen en la primera columna el intervalo a interpretar (en metros), en la segunda columna se presenta la porosidad existente a dicha profundidad (en porcentaje), en la tercera columna se presenta el análisis de cada intervalo a partir de la gráficas que resultan

del programa SATUENVAL, y finalmente en la cuarta columna se presenta a que figura corresponde dicho intervalo analizado.

### POZO CANTARELL 1043

Tomado el 12 de marzo de 1997, con una profundidad inicial de 1912 metros y una profundidad final de 2400 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1974-2053	12	Zona de gas con algunos puntos de aceite y una Sw máxima del 50%	7-23
2106-2328	20	Zona totalmente de gas con Sw del 20%	7-24

### POZO CANTARELL 14

En este pozo existen diversos registros tomados en distintas fechas (Cantarell 14A-14F), de cada uno de ellos se hace el análisis de la saturación de agua para los distintos intervalos.

#### Cantarell 14 A1

Tomado el 1 de abril de 1990, con una profundidad inicial de 1750 metros y una profundidad final de 2800 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1789-1801	8	Presencia de gas y aceite, con una Sw máxima del 40%	7-25
2021-2060	17	Zona de gas mezclada con aceite y una Sw del 50%. Contacto gas - aceite	7-26
2094-2112	17	Zona de aceite mezclado con gas y una Sw del 40%	7-27
2142-2159	16	Zona de gas mezclada con aceite y un alto contenido de agua, Sw del 80%. Contacto aceite - agua	7-28
2217-2280	19	Zona de aceite mezclado con agua y una Sw del 20%	7-29

#### Cantarell 14 B1

Tomado el 6 de noviembre de 1990, con una profundidad inicial de 1929 metros y una profundidad final de 2015 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1850 - 1950	8	Zona de gas, Sw baja (20%)	7-30
1763-1783	negativa	No funciona el análisis e interpretación	7-31

**Cantarell 14 C1**

Tomado el 2 de abril de 1991, con una profundidad inicial de 1690 metros y una profundidad final de 2315 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1837-1950	8	Zona de gas. Sw del 30%	7-32
2047-2113	15	Zona de aceite con un poco de agua. Contacto gas - aceite y una Sw máxima del 60%	7-33
2156-2256	25	Zona de gas con mezcla de aceite y una Sw máxima del 60%	7-34
2260-2314	19	Zona de gas con aceite	7-35

**Cantarell 14 D**

Tomado el 2 de agosto de 1993, con una profundidad inicial de 1690 metros y una profundidad final de 2330 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1737-1740	negativo	No funciona y tiene exceso de corrección	7-36
1837-1950	7	Zona de aceite con un poco de gas y abundante agua. Sw del 20% al 100%	7-37
2156-2210	18	Zona de aceite y un poco de gas, con un alto contenido de agua.	7-38
1900 - 1920	23	Zona gasífera totalmente	7-39

**Cantarell 14 E**

Tomado el 20 de junio de 1995, con una profundidad inicial de 1640 metros y una profundidad final de 2430 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1737-1740	20	Zona de gas	7-40
1787-1814	8	Zona de gas y la Sw es intermedia	7-41
2156-2256	15	Zona de gas y aceite con una Sw alta	7-42

**Cantarell 14 F**

Tomado el 11 de diciembre de 1996, con una profundidad inicial de 1890 metros y una profundidad final de 2630 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
2018-2040	13	Zona de gas	7-43
2156-2256	18	Zona gasífera con un poco de aceite, alto contenido de agua.	7-44
2260-2314	18	Zona de gas y aceite con poca agua	7-45
2430-2624	14	Zona de aceite con poca agua	7-46

**POZO CANTARELL 25**

En este pozo existen dos registros tomados en distintas fechas (Cantarell 25 B-25 C), de cada uno de ellos se hace el análisis de la saturación de agua para los distintos intervalos.

**Cantarell 25 B**

Tomado el 7 de febrero de 1997, con una profundidad inicial de 1590 metros y una profundidad final de 2400 metros. En la figura 7-95 y 7-107 se presenta el análisis de todo el pozo y a partir de la figura 96 se analiza por intervalos.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1785-1855	8	Zona de gas con un poco de aceite y agua	7-47
1905-1946	10	Zona de gas y aceite con alta Sw. Contacto gas - aceite	7-48

**Cantarell 25 C**

Tomado el 9 de agosto de 1999, con una profundidad inicial de 1680 metros y una profundidad final de 2220 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1785-1855	11	Zona de aceite con un poco de gas y una Sw media	7-49
2016-2070	8	Zona de aceite y un alto contenido de agua	7-50

**POZO CANTARELL 6A**

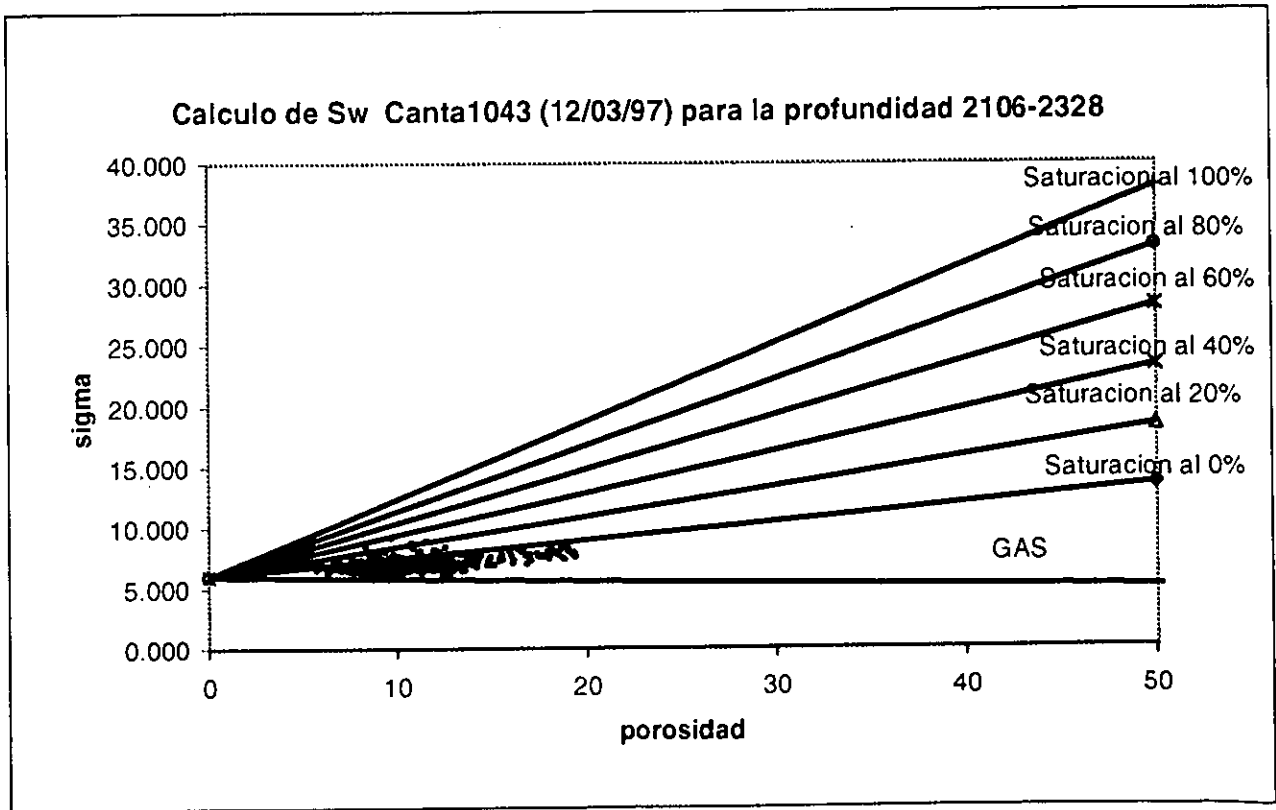
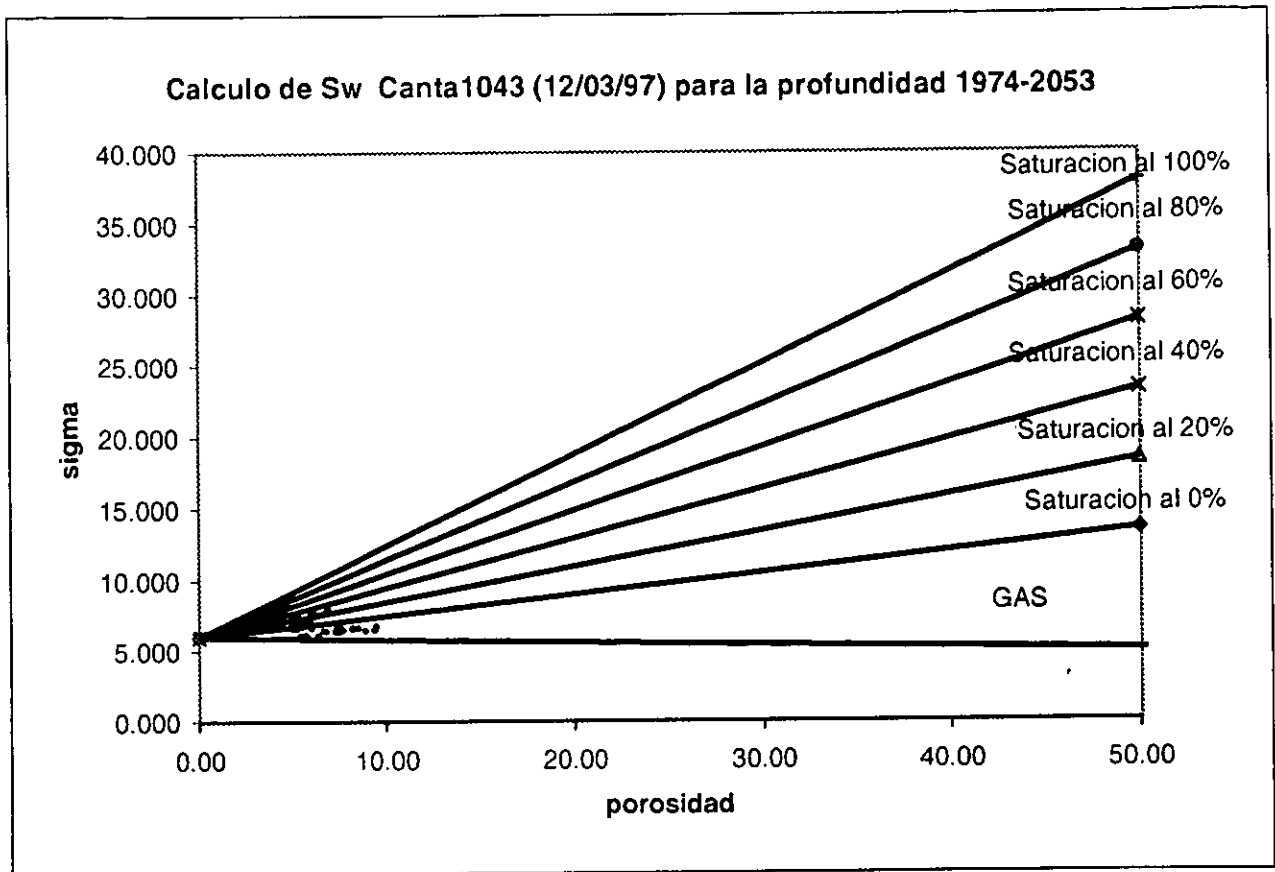
En este pozo existe un solo registro; dicho registro fue tomado el 25 de marzo de 1997, con una profundidad inicial de 1700 metros y una profundidad final de 2110 metros.

INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1751-1814	8	Zona gasífera con algo de aceite, saturación de agua baja	7-51
1970-1993	14	Zona de gas con alto contenido de aceite y una Sw baja	7-52
2001-2035	14	Zona de aceite con un poco de gas y alto contenido de agua	7-53

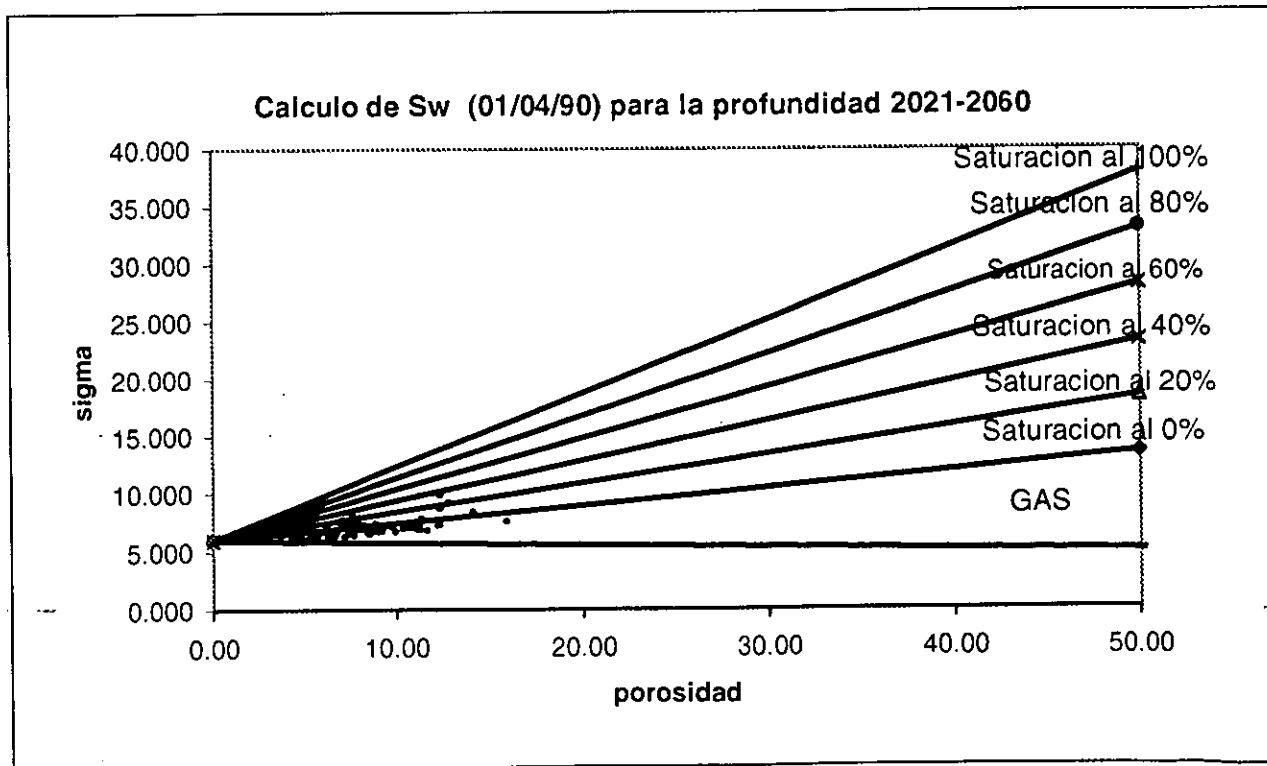
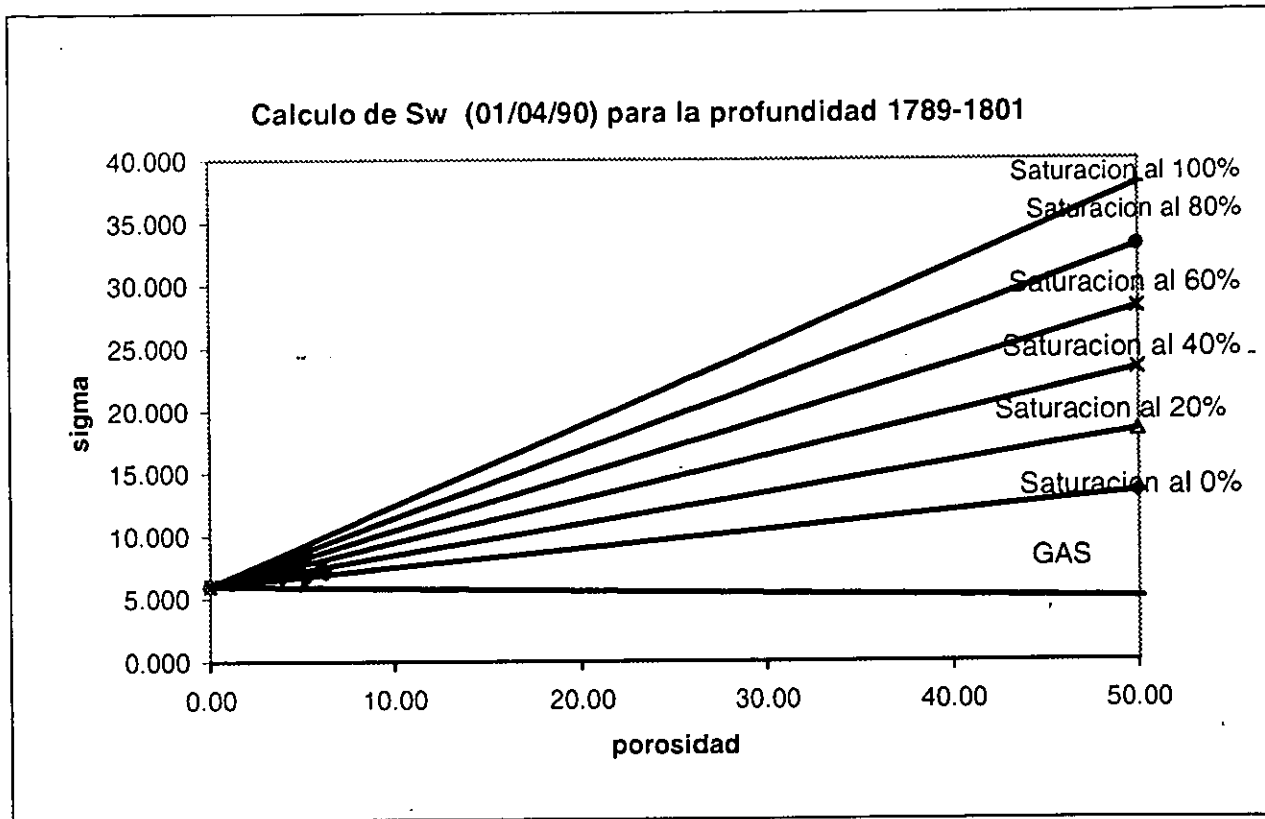
**POZO CANTARELL 7A**

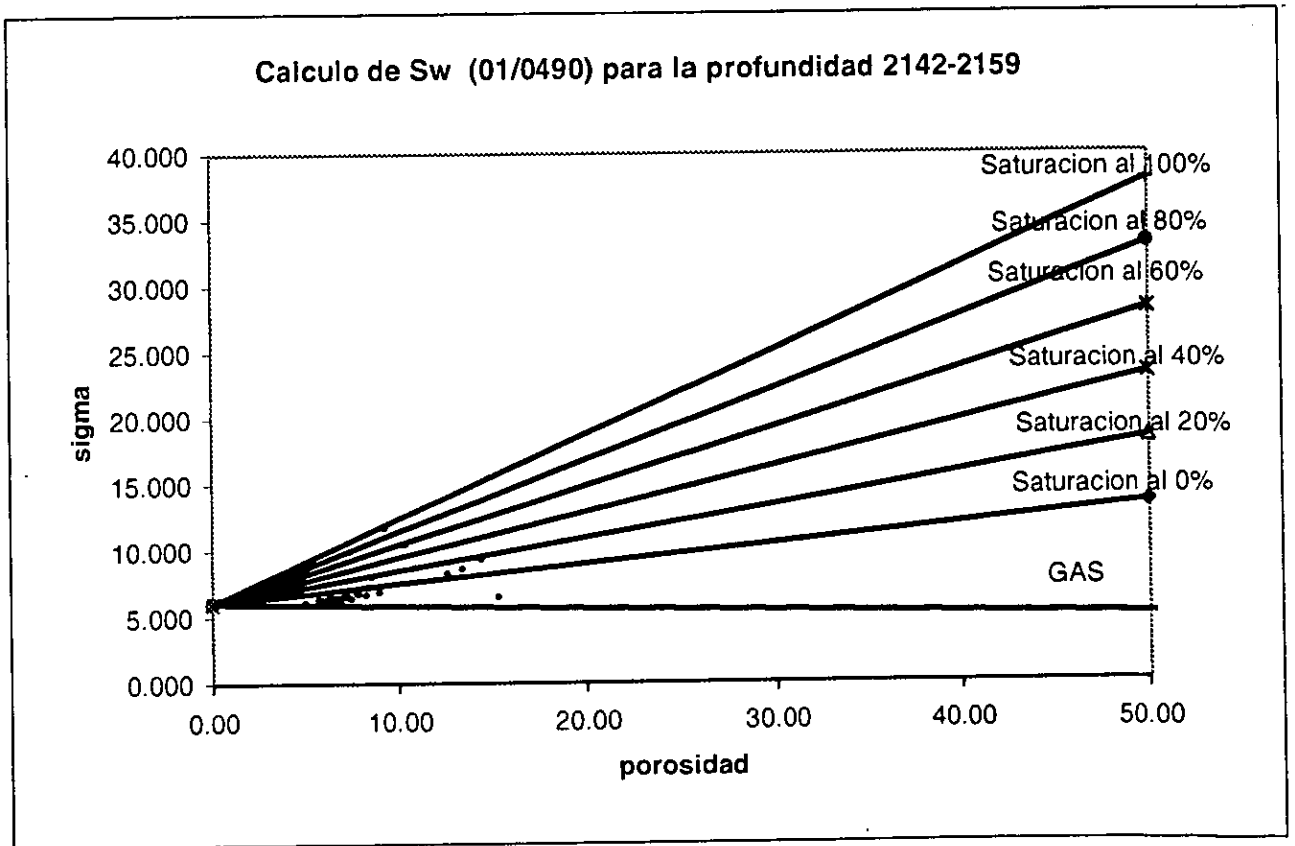
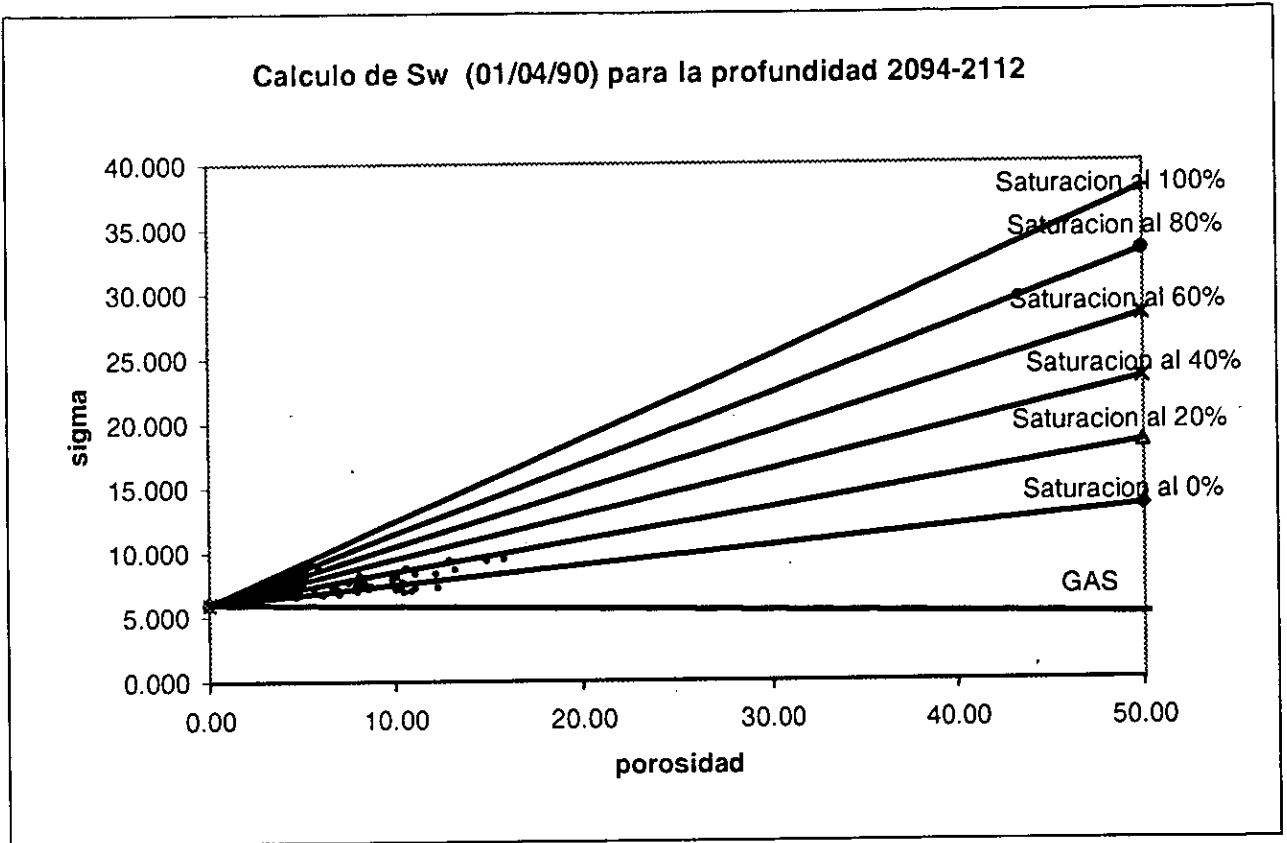
En este pozo existe un solo registro; dicho registro fue tomado el 26 de mayo de 1990, con una profundidad inicial de 1483 metros y una profundidad final de 2115 metros.

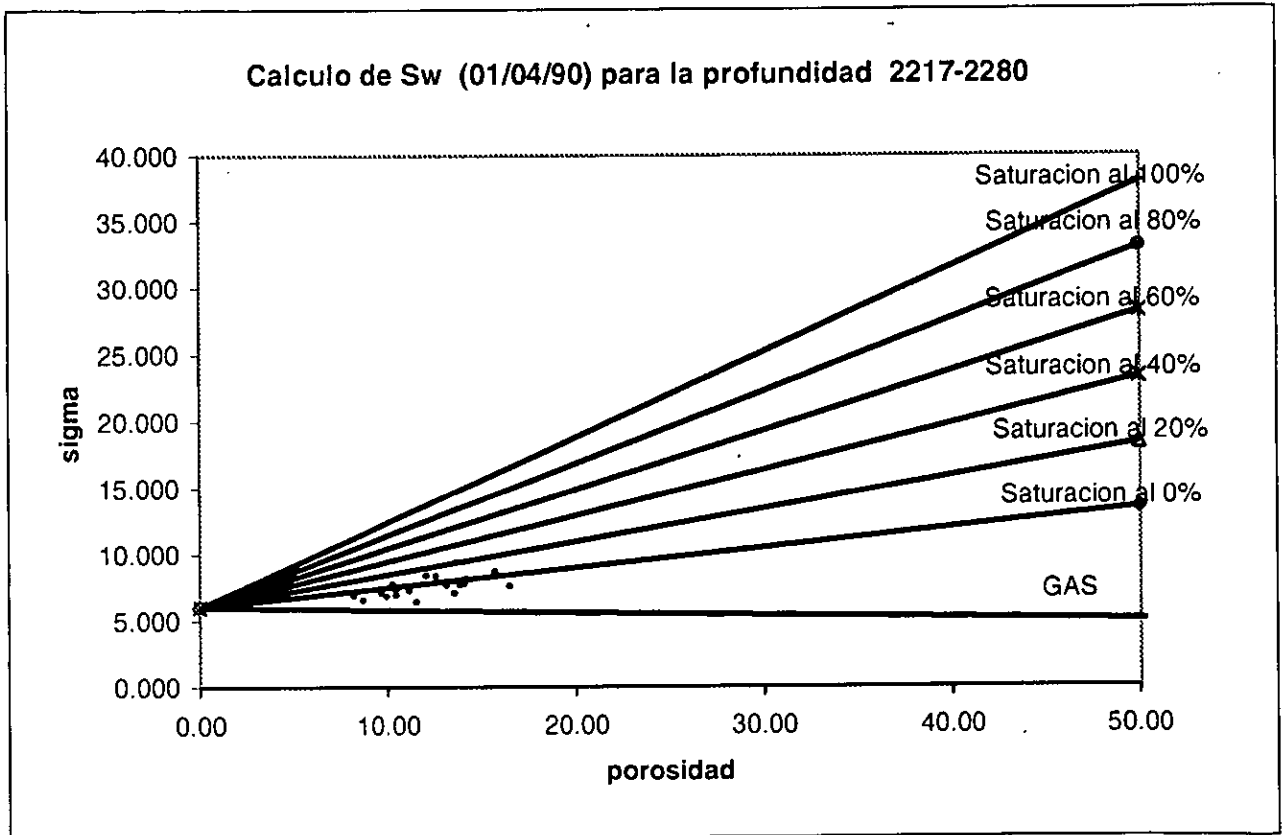
INTERVALO	$\phi_{Max.}$ (%)	ANALISIS E INTERPRETACION	FIGURA
1535-1685	10	Zona gasífera con una Sw baja	7-54
1690-1715	12	Zona gasífera con un poco de aceite. Sw baja	7-55
1815-1825	14	Zona gasífera mezclada con aceite. Sw baja	7-56
1830-1855	12	Zona de gas. Sw muy baja	7-57
1858-1946	12	Zona gasífera con aceite y una Sw baja	7-58

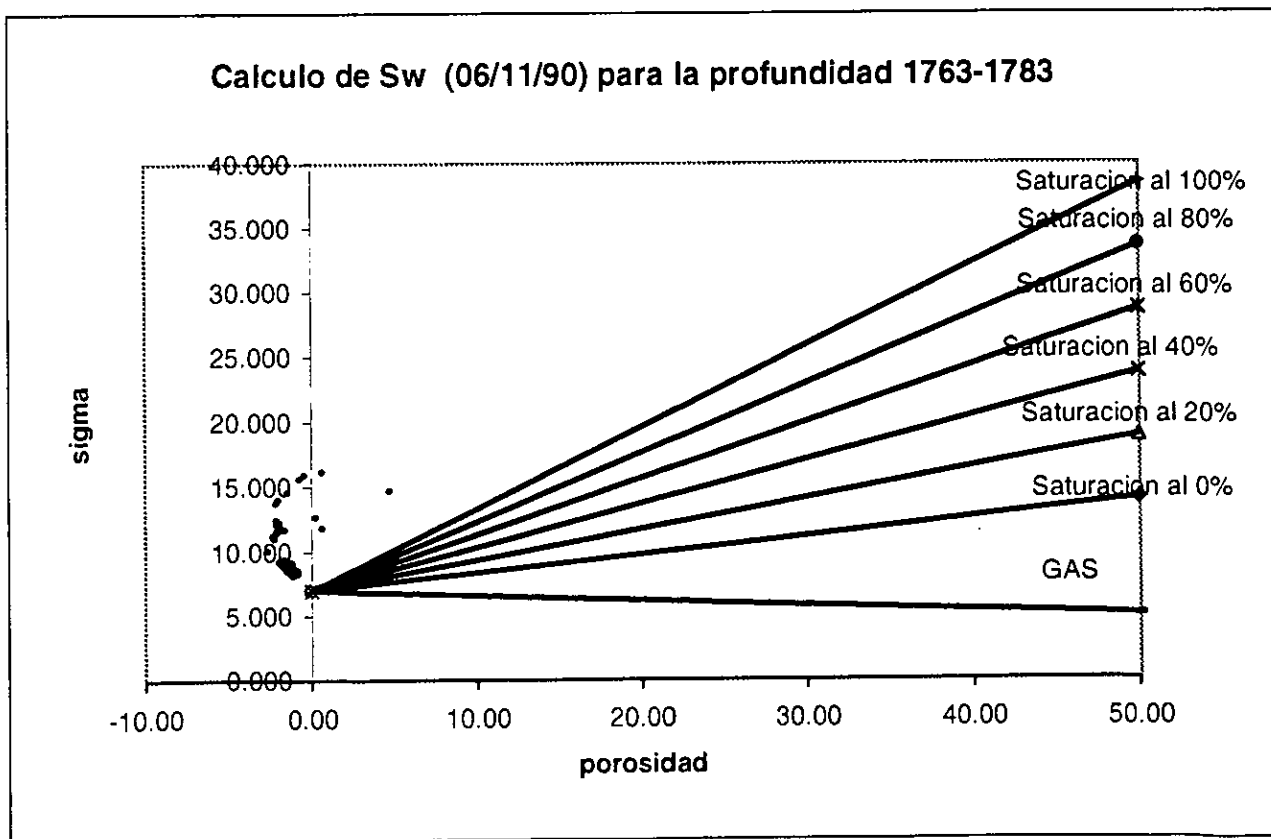
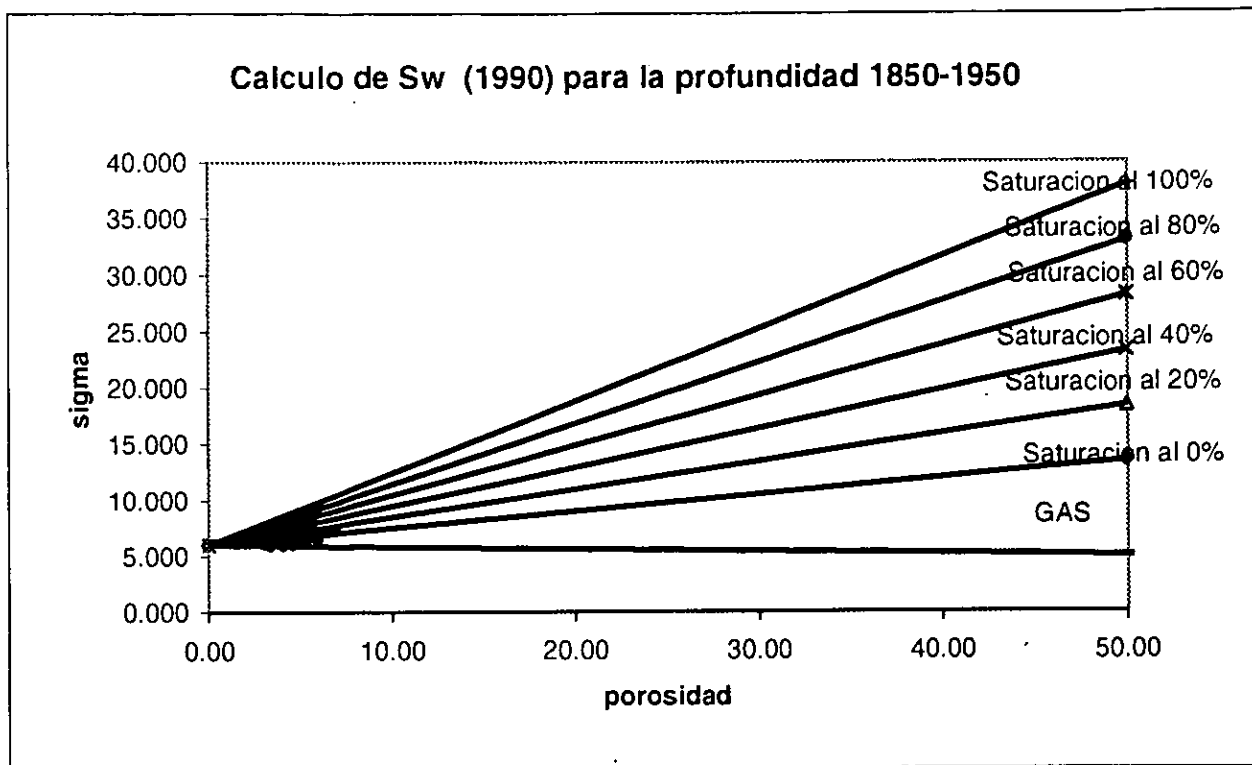


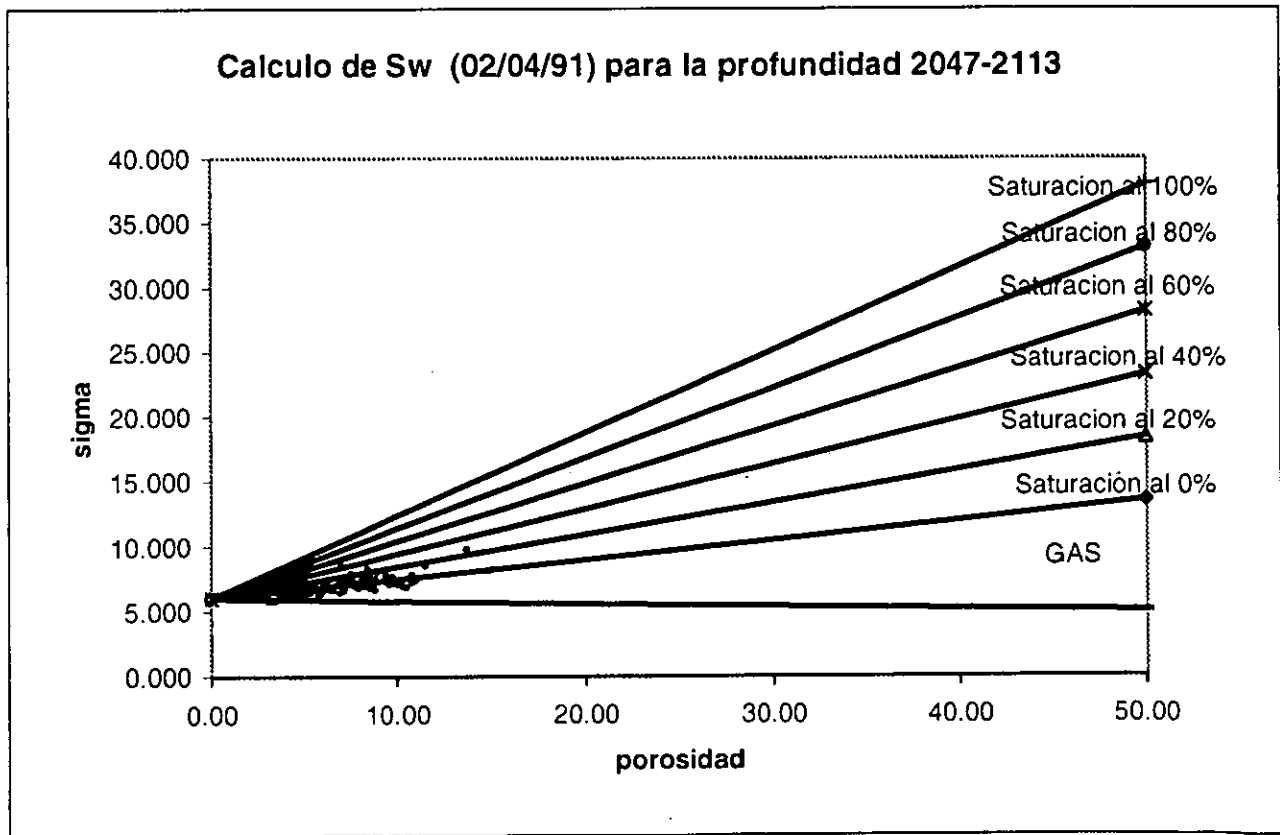
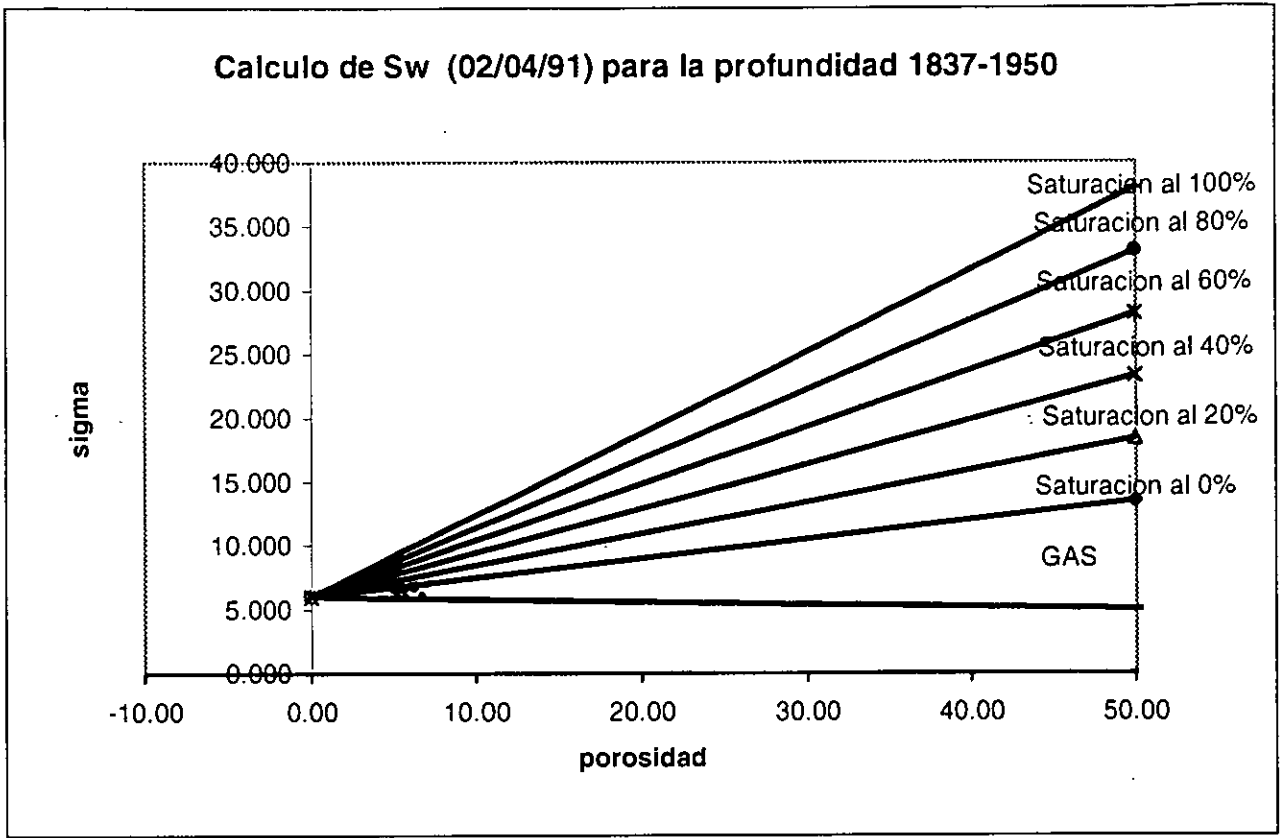


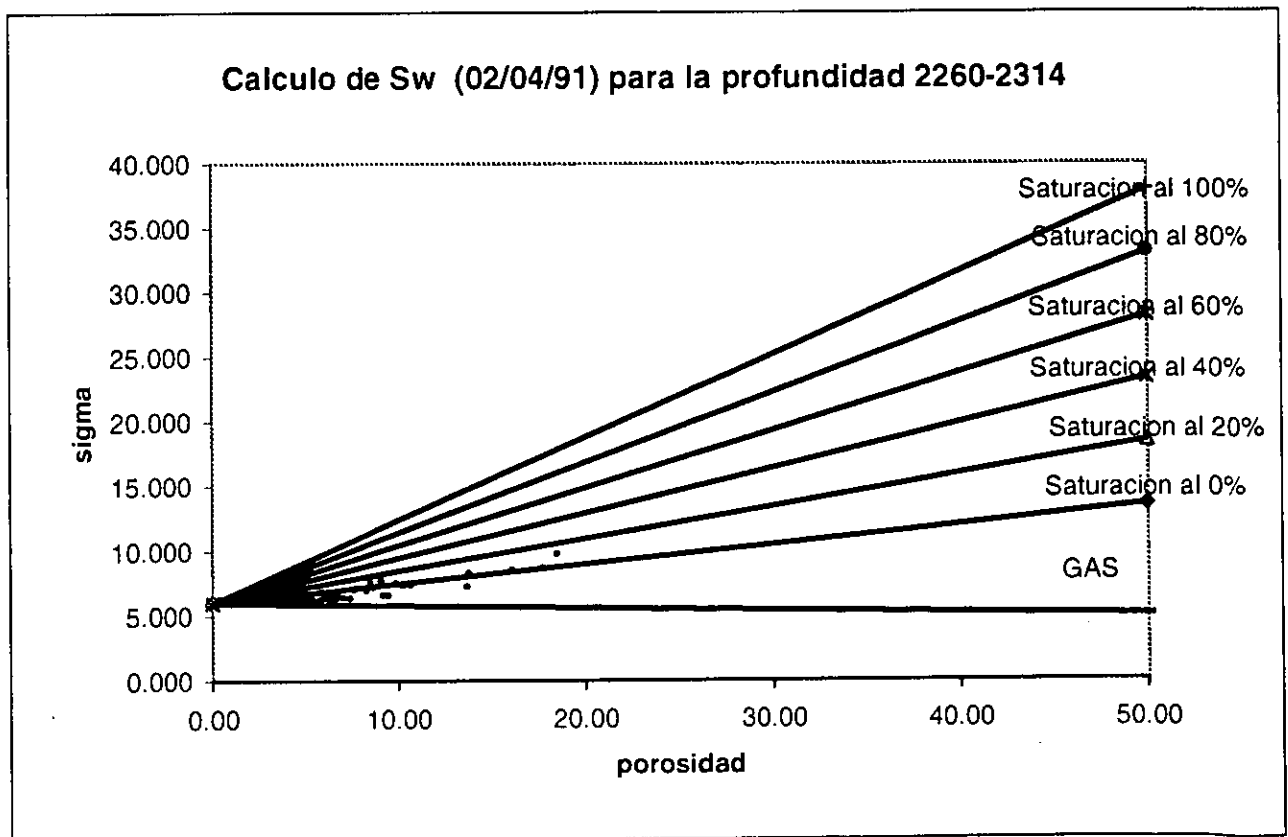
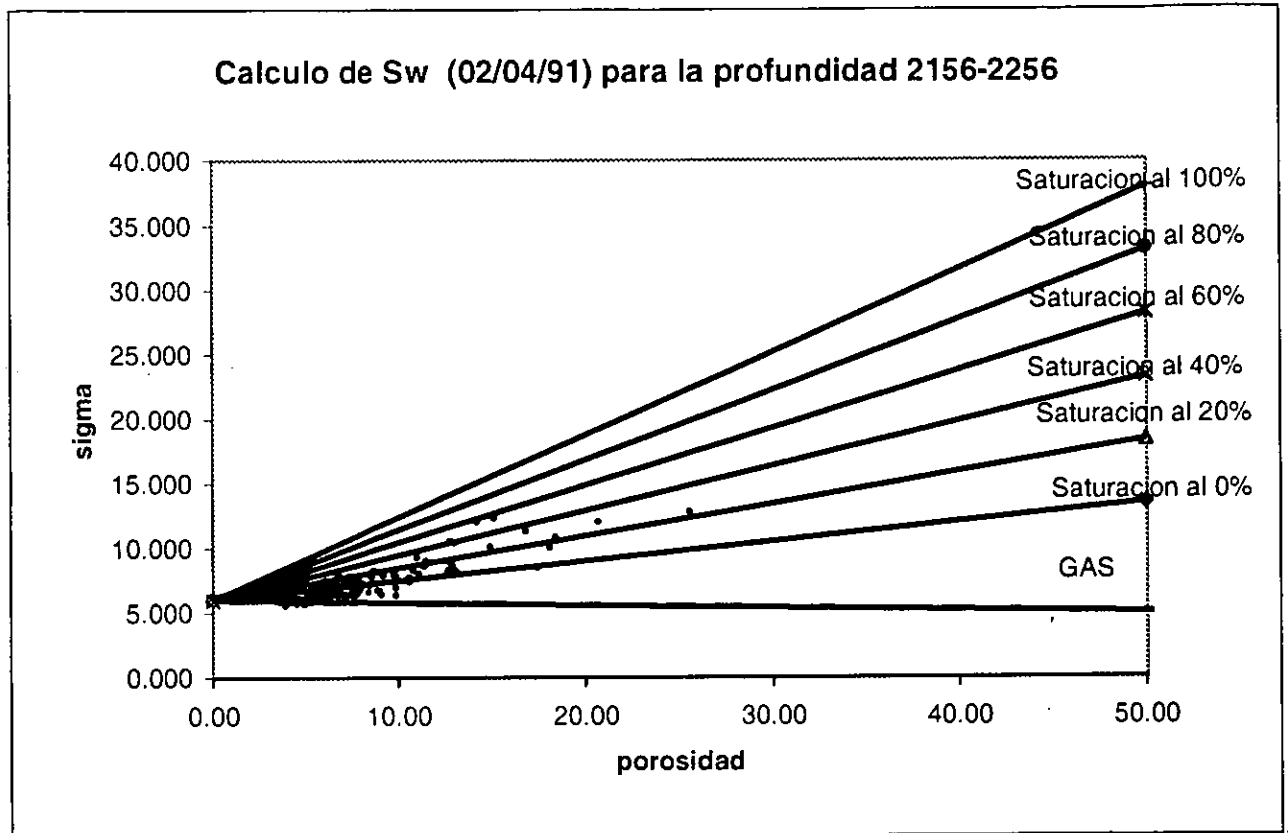


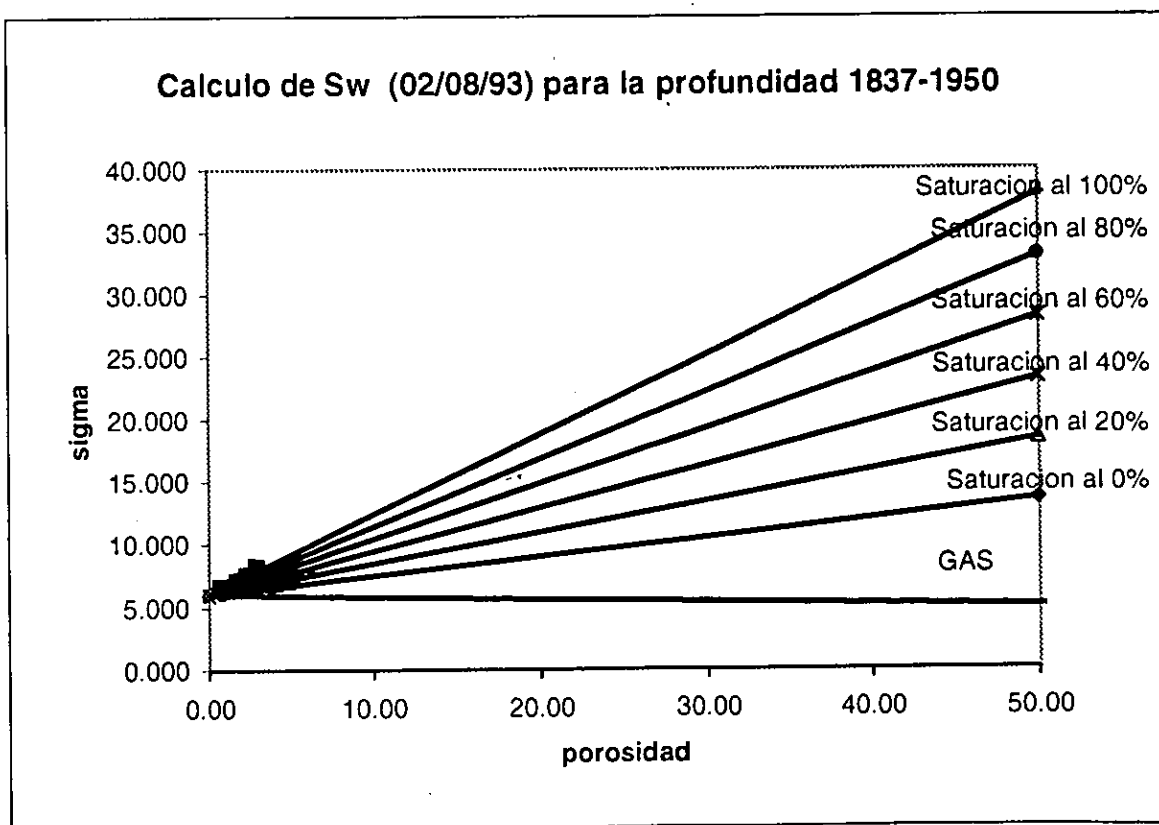
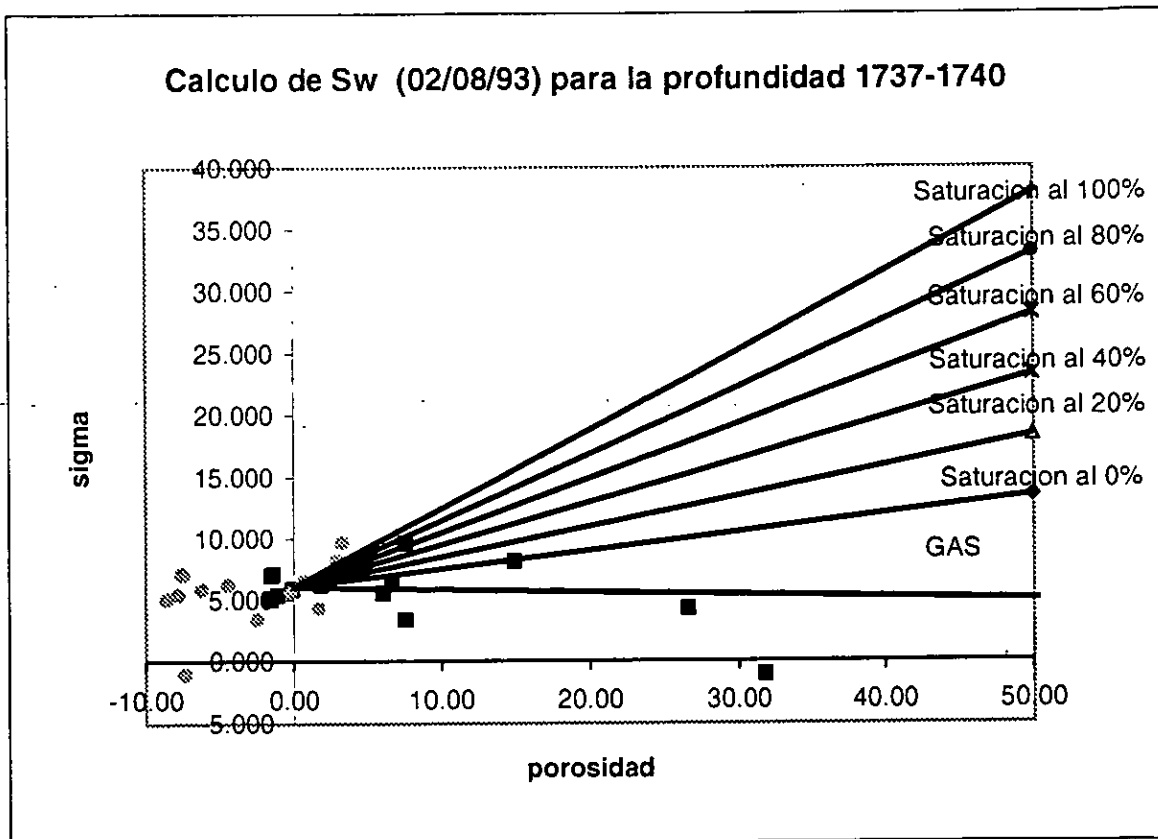


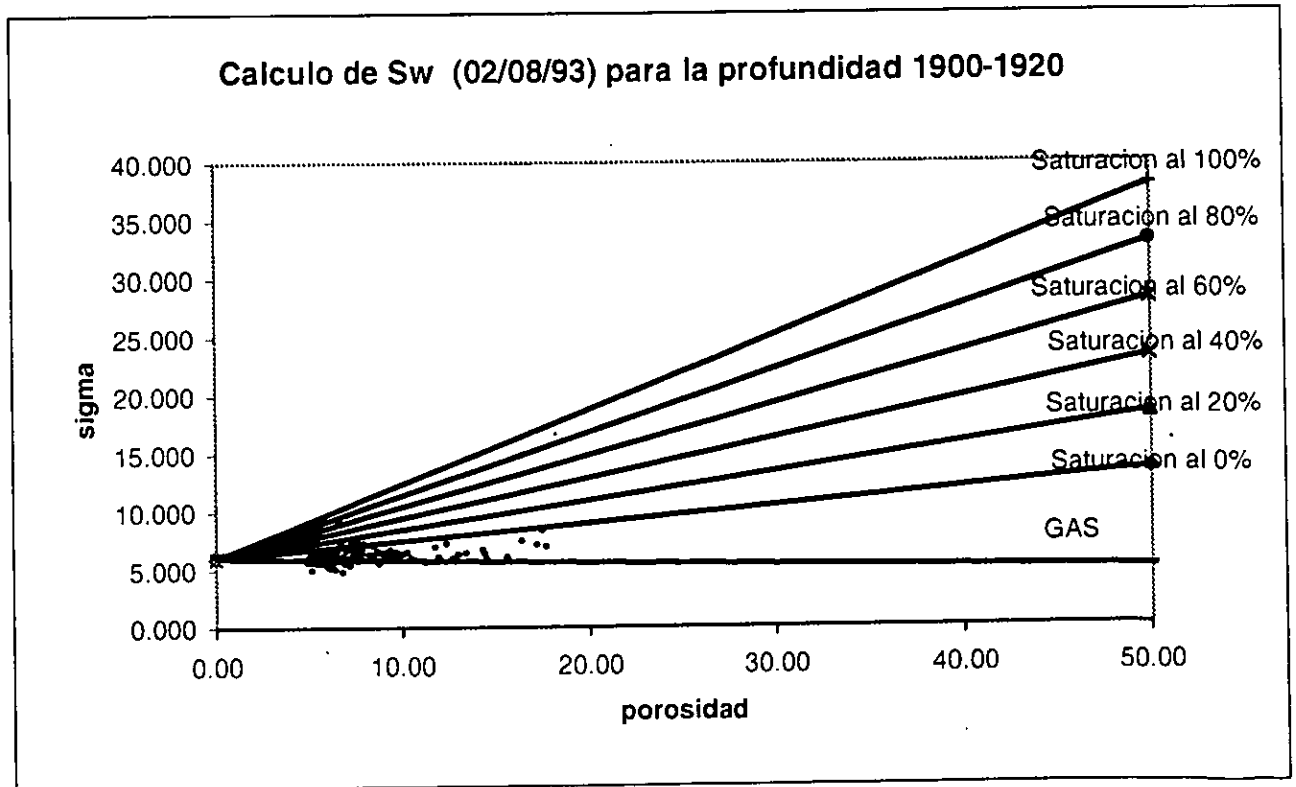
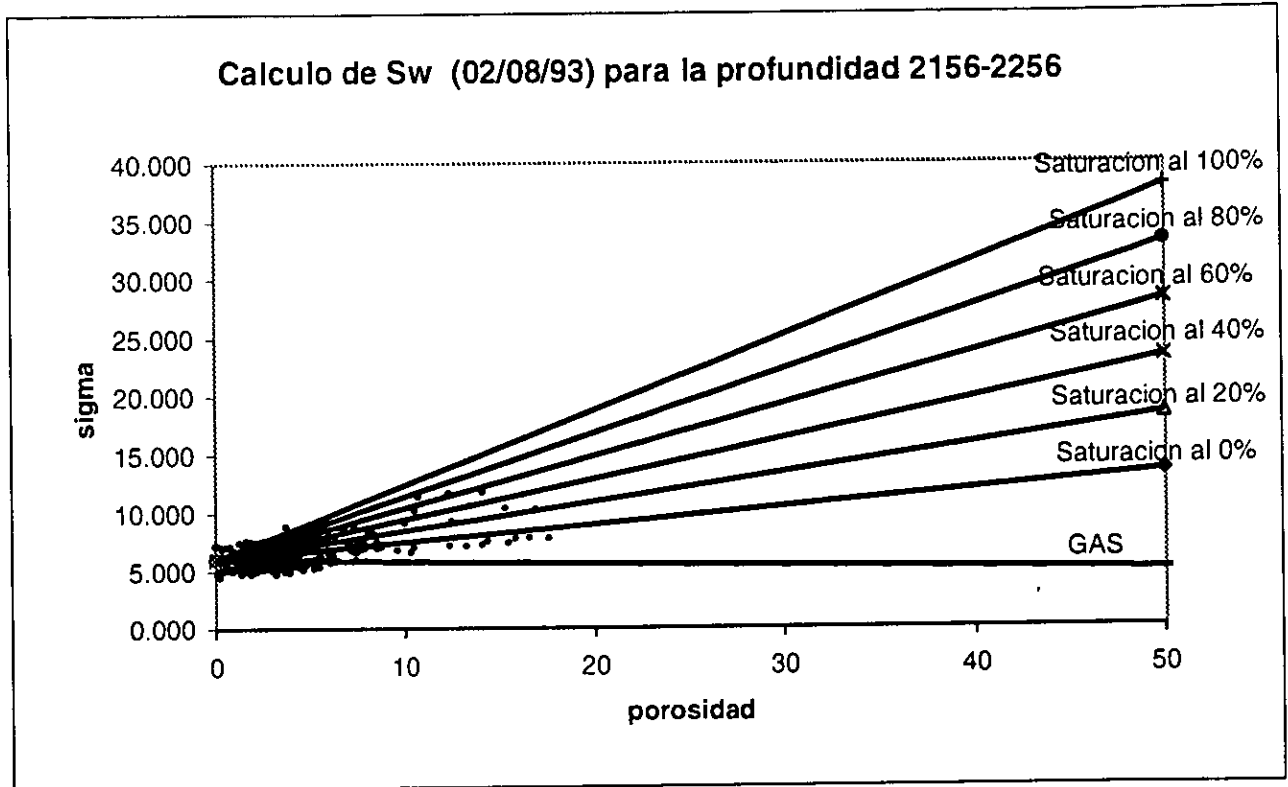




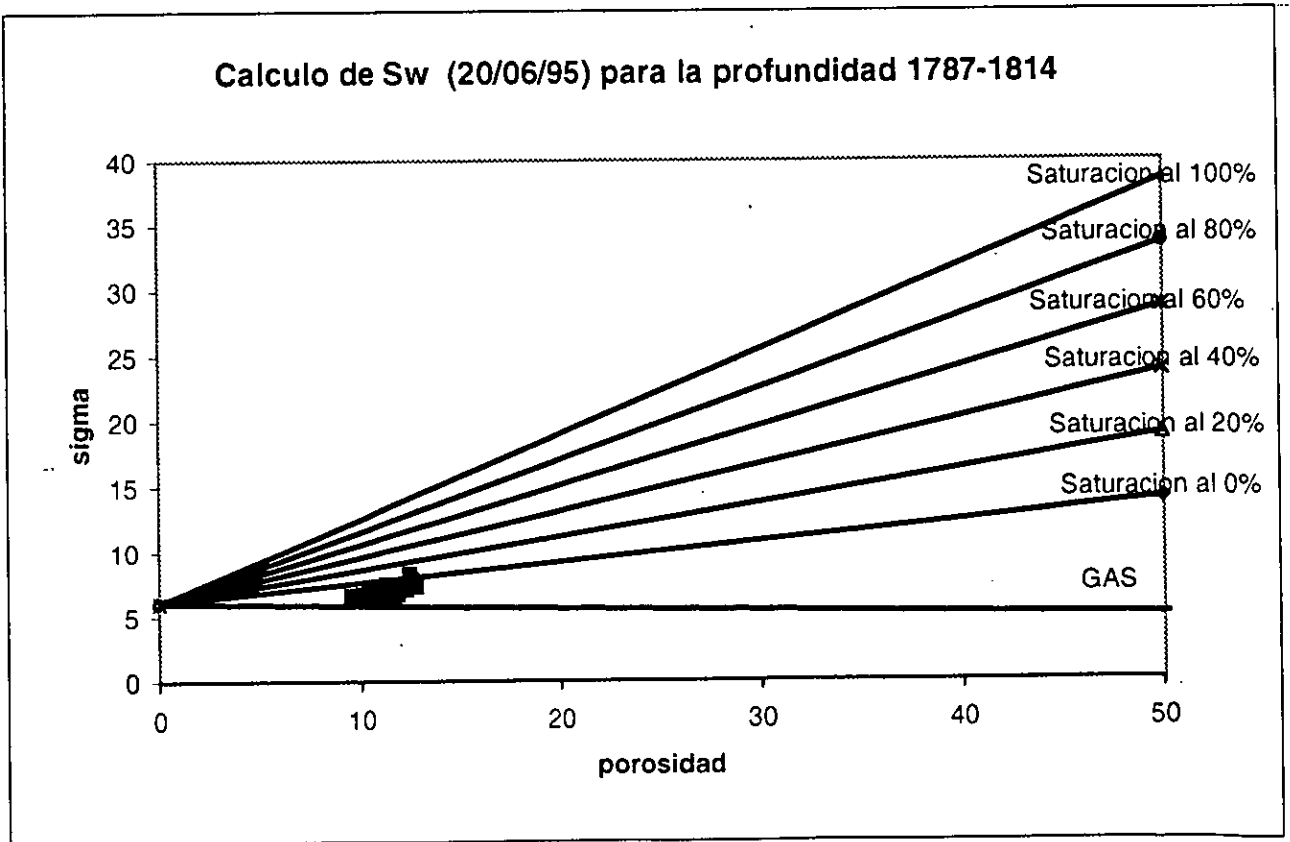
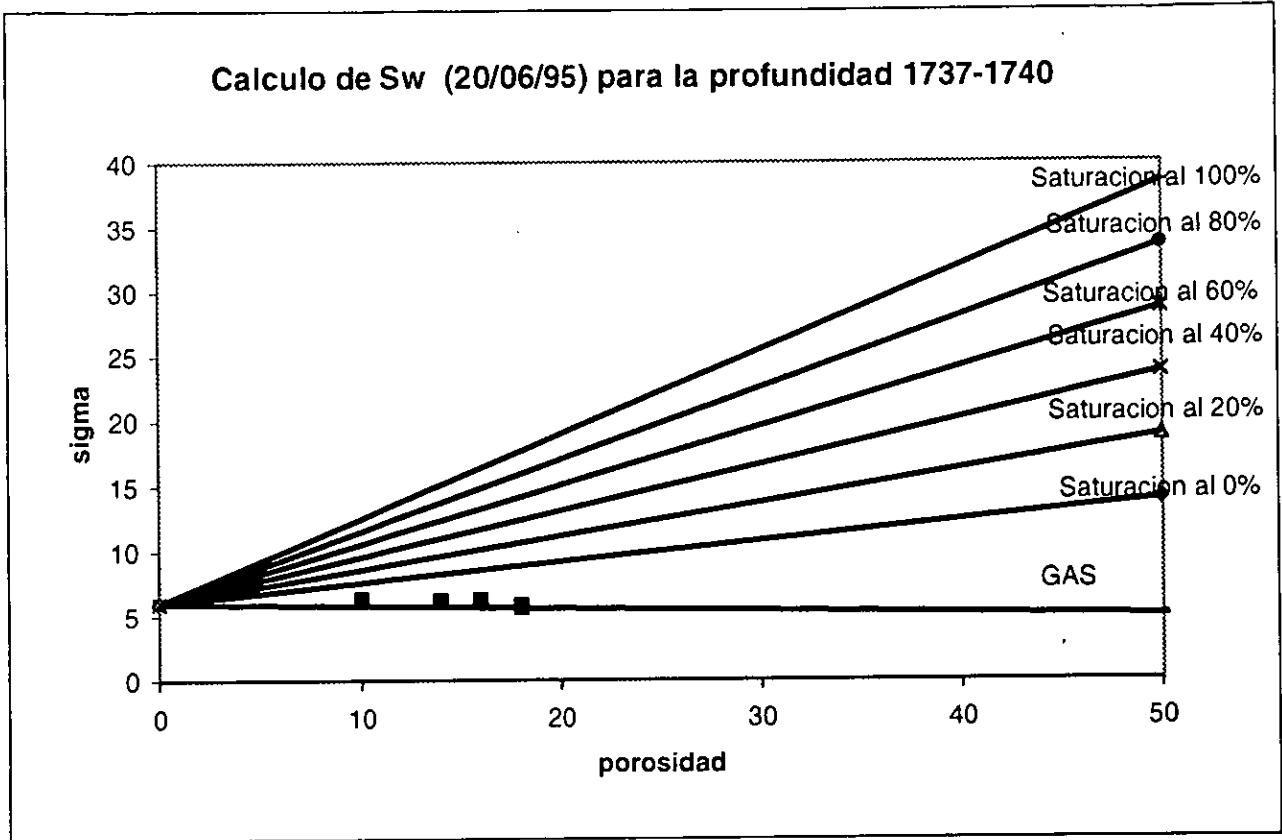


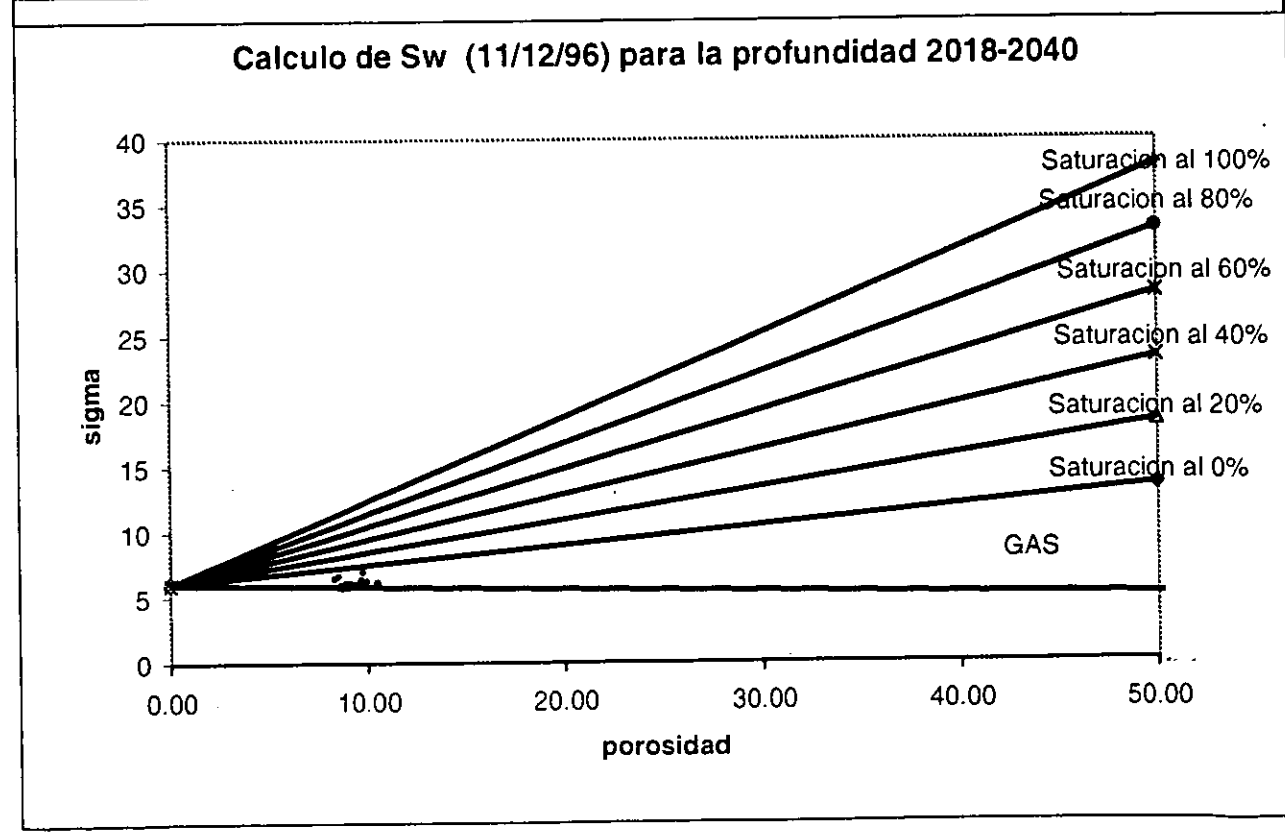
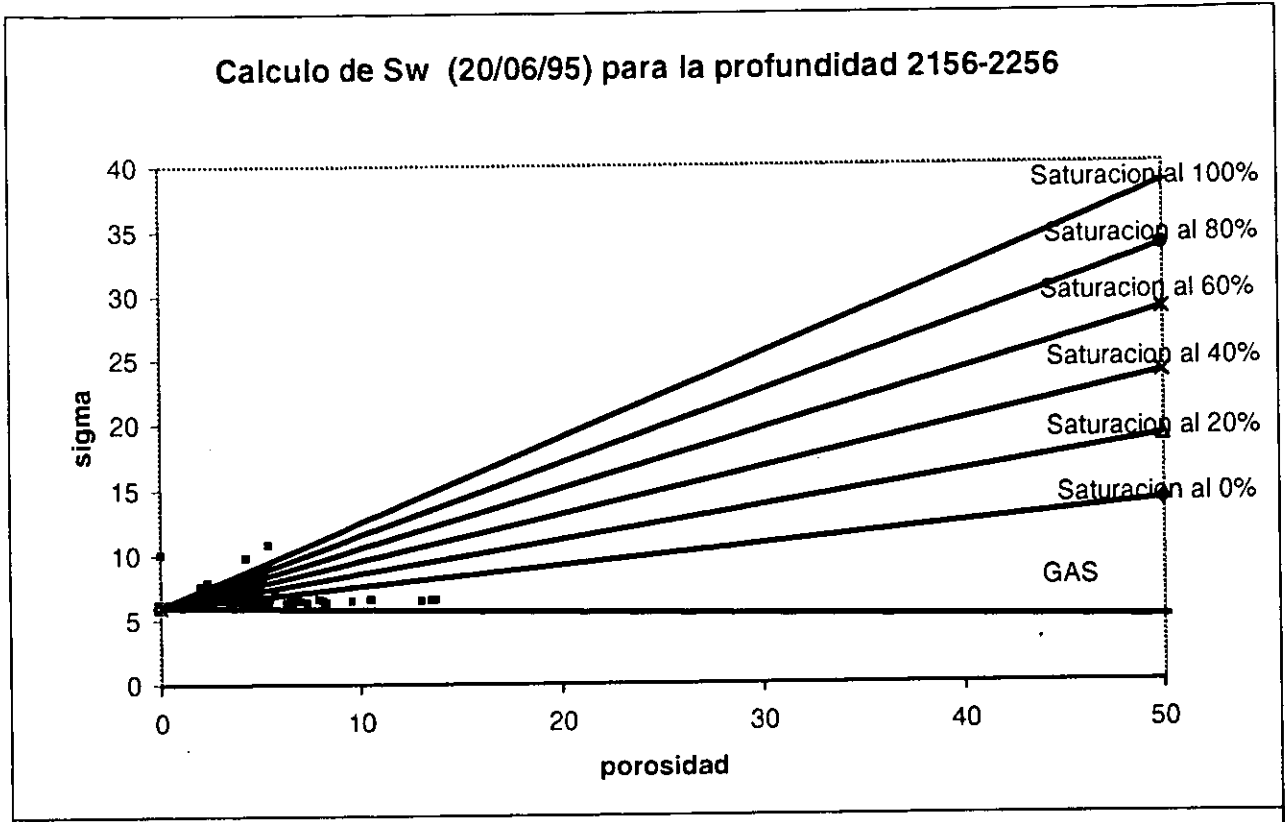




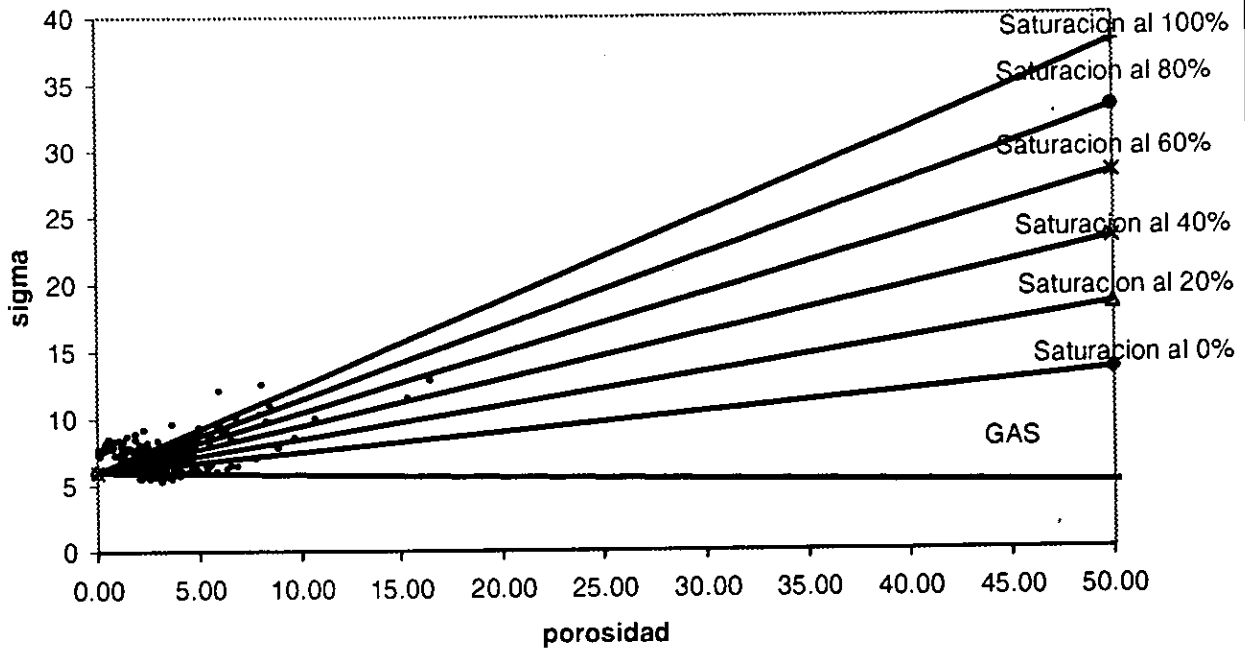




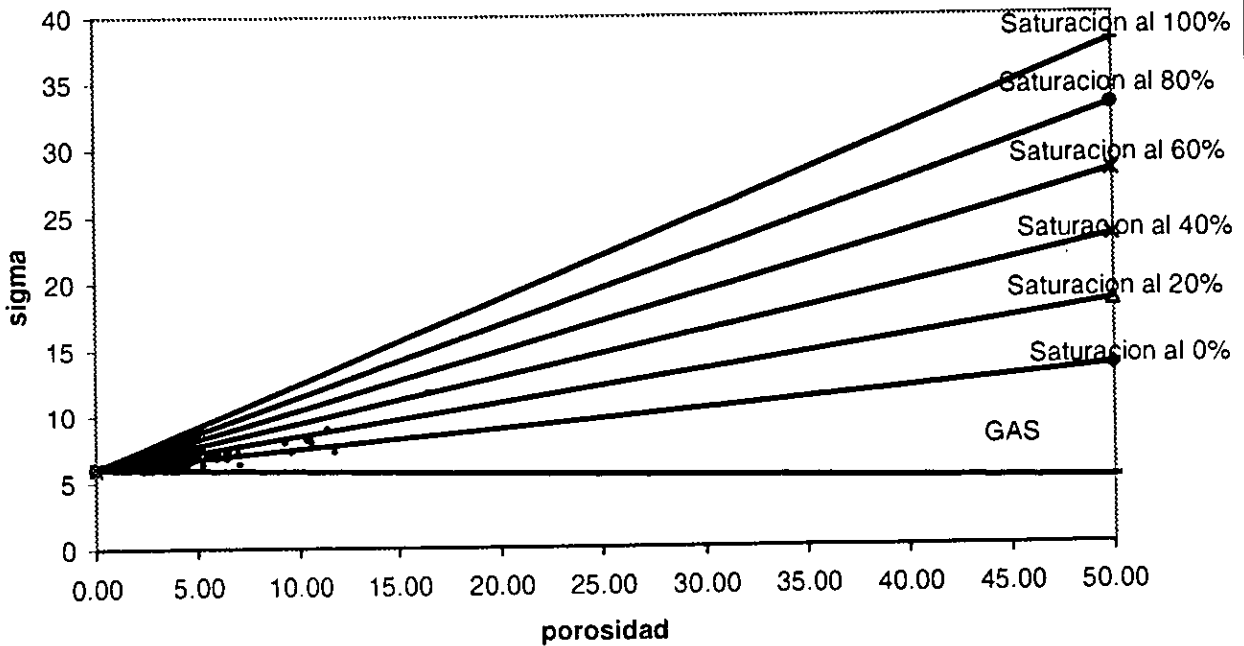


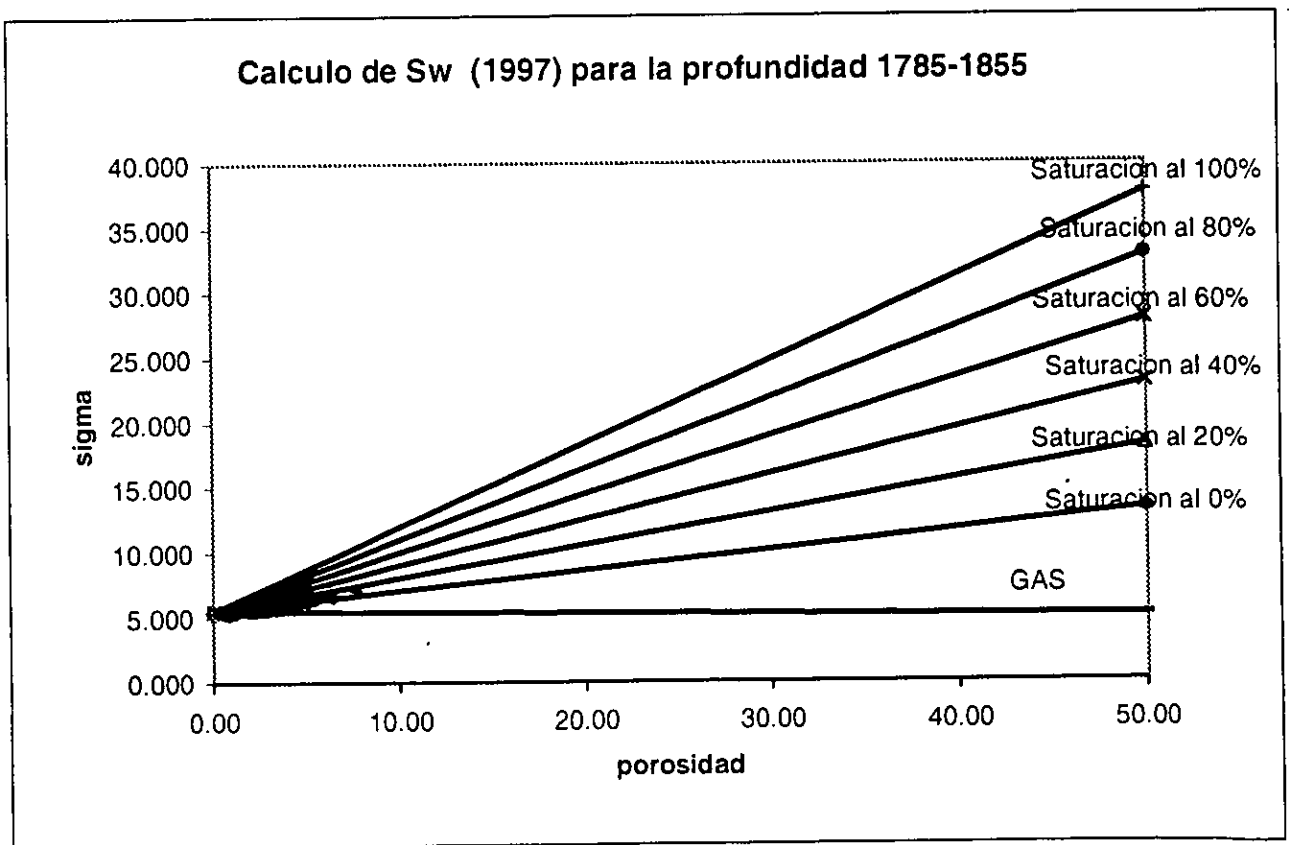
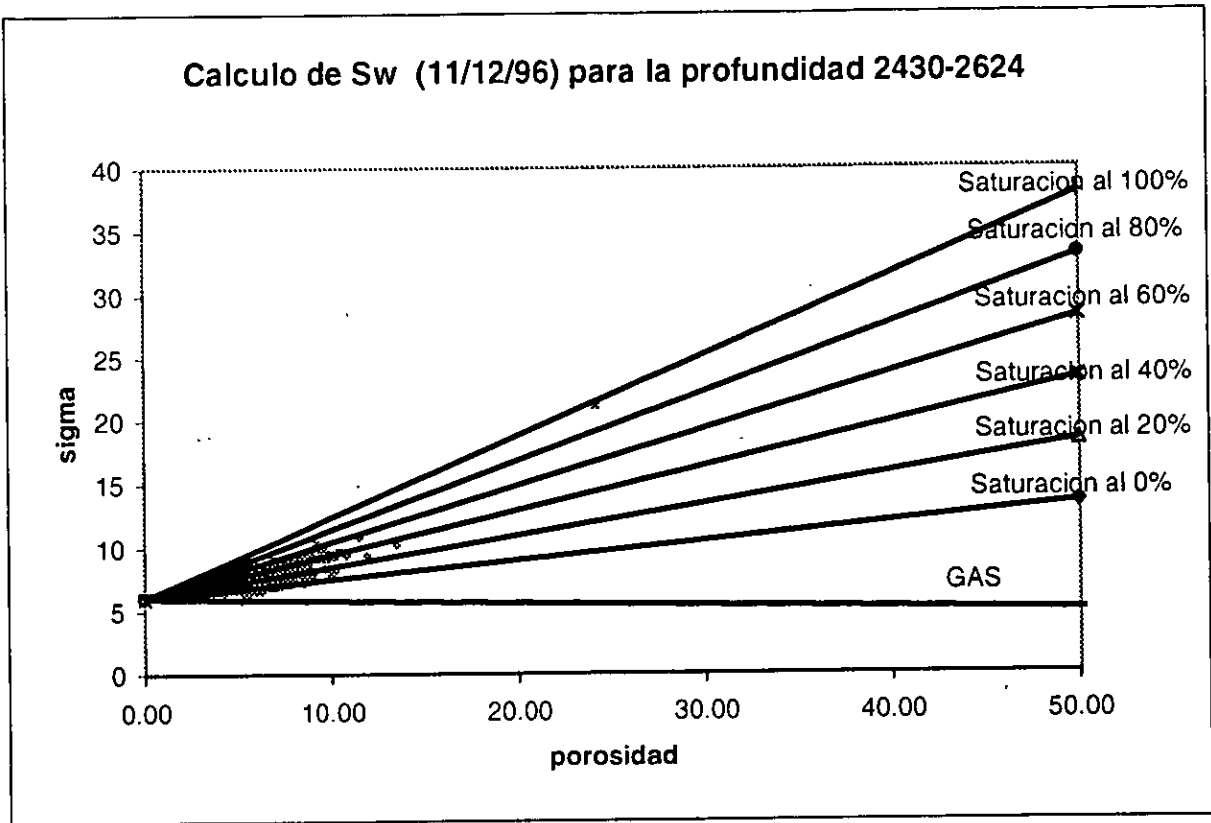


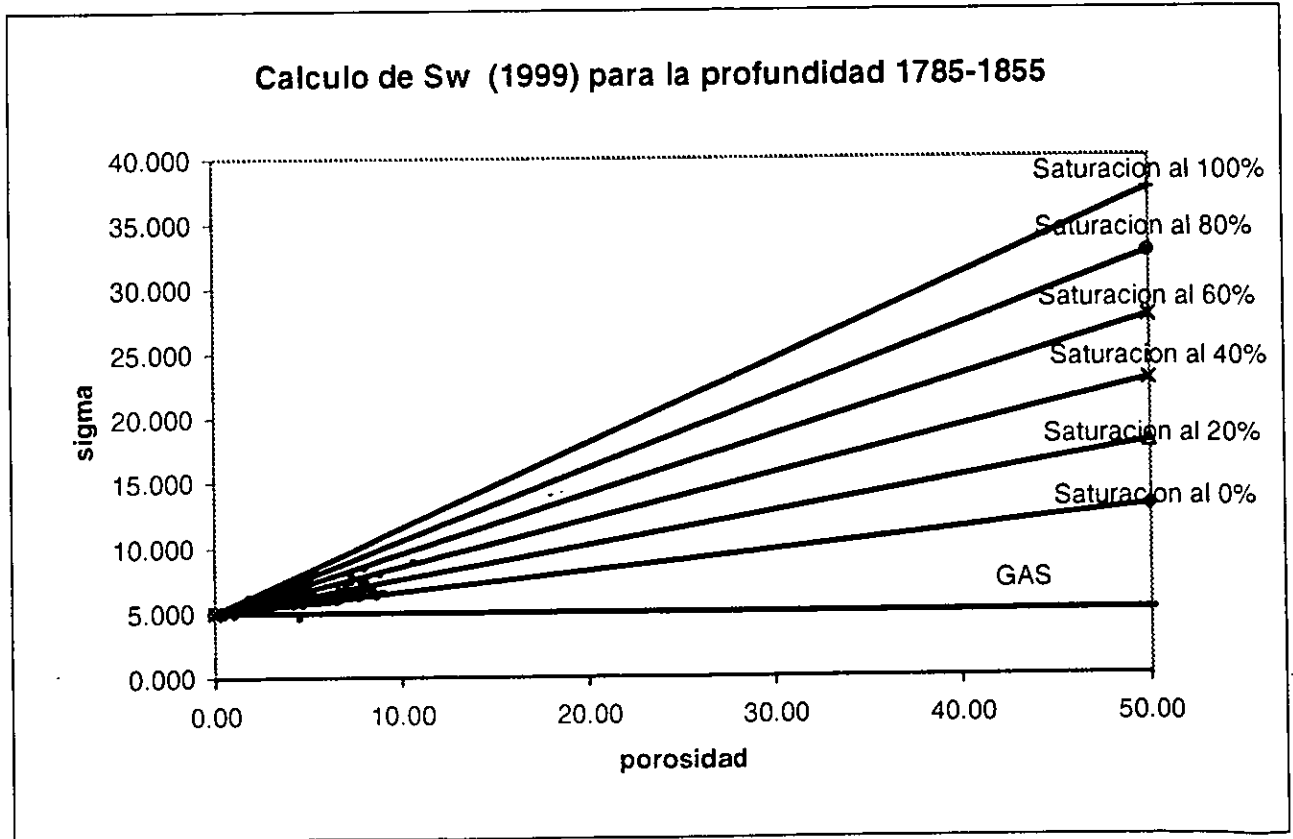
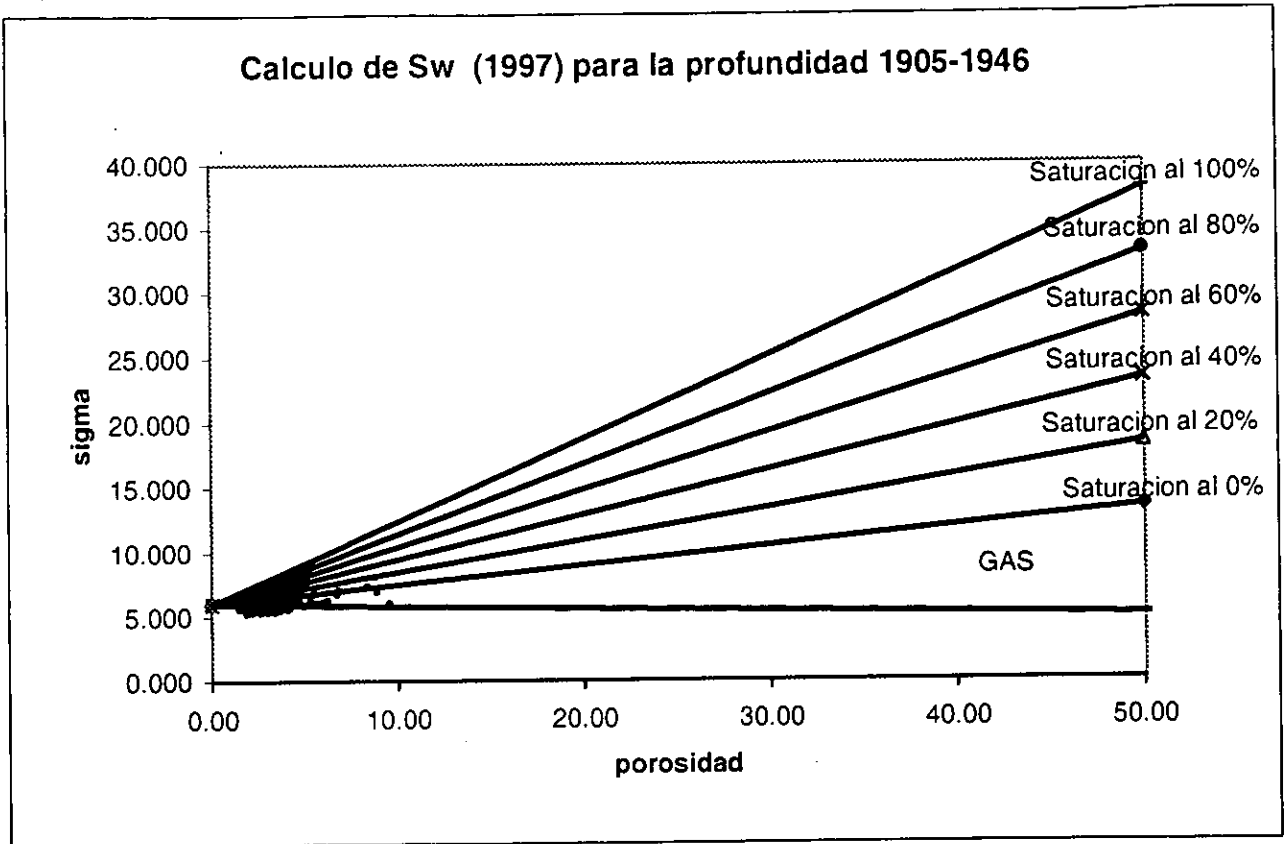
Calculo de Sw (11/12/96) para la profundidad 2156-2256

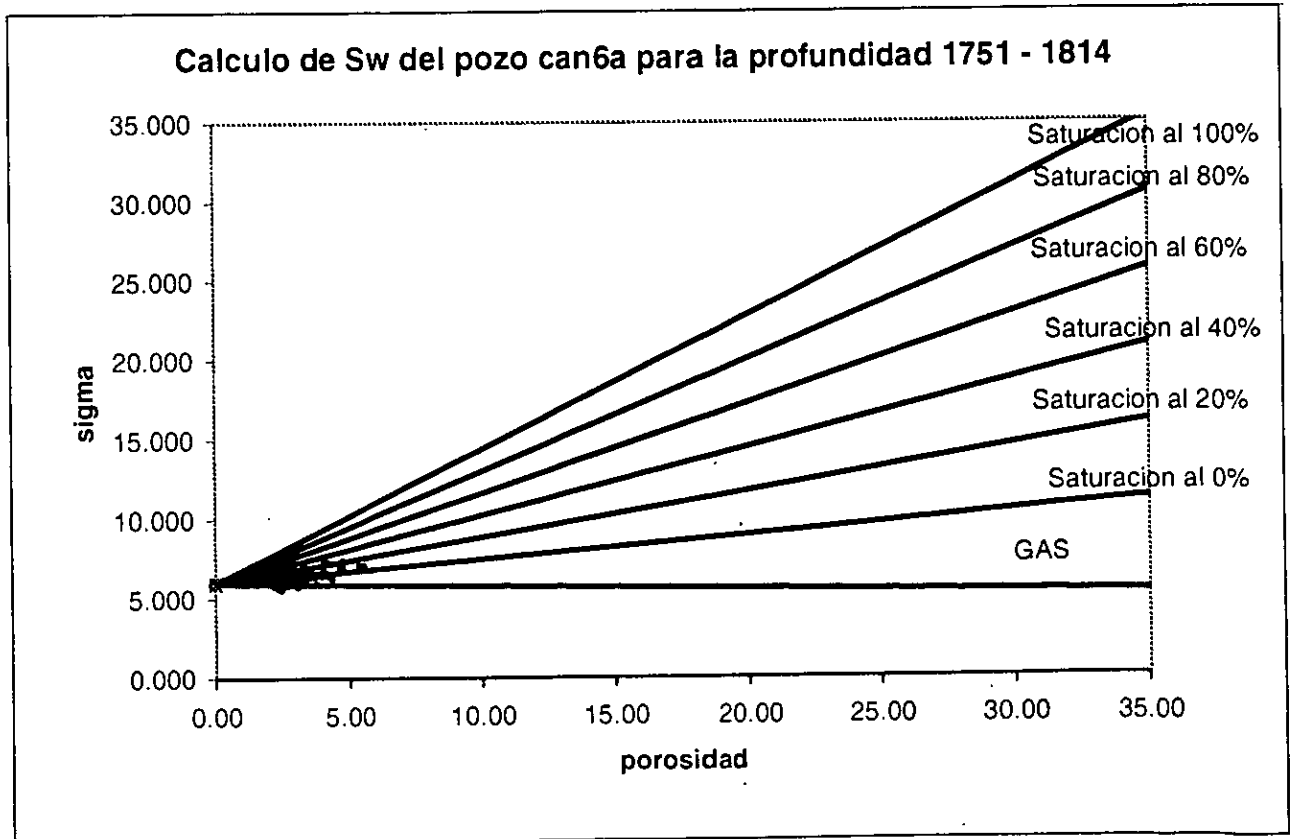
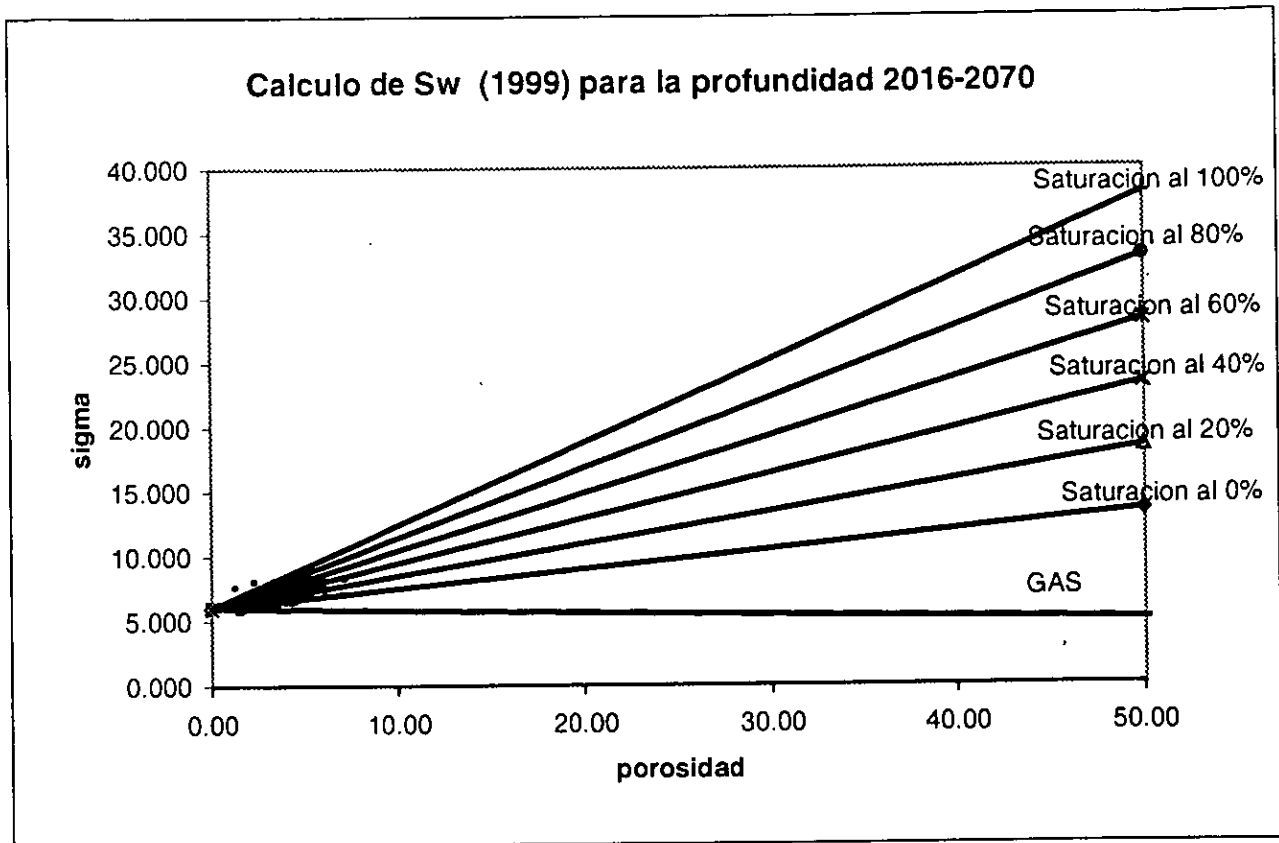


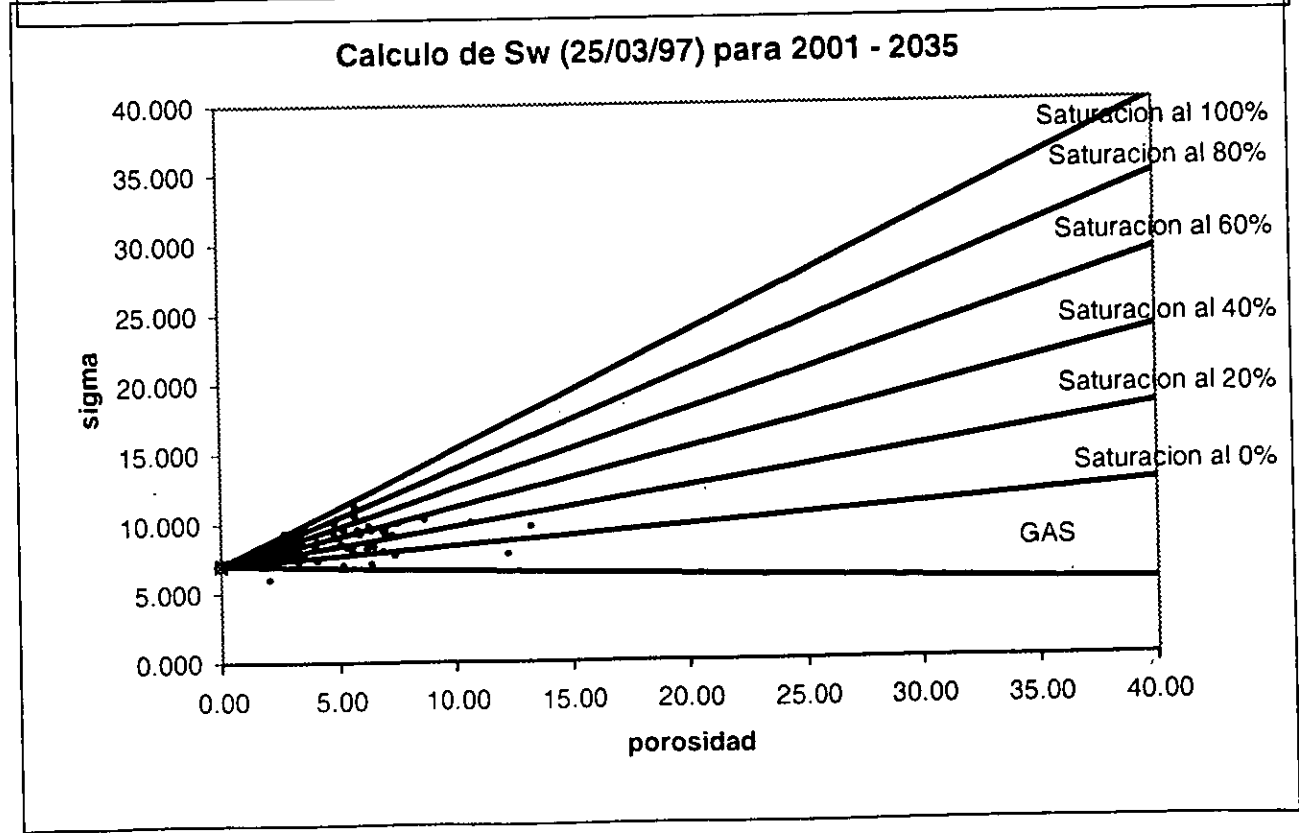
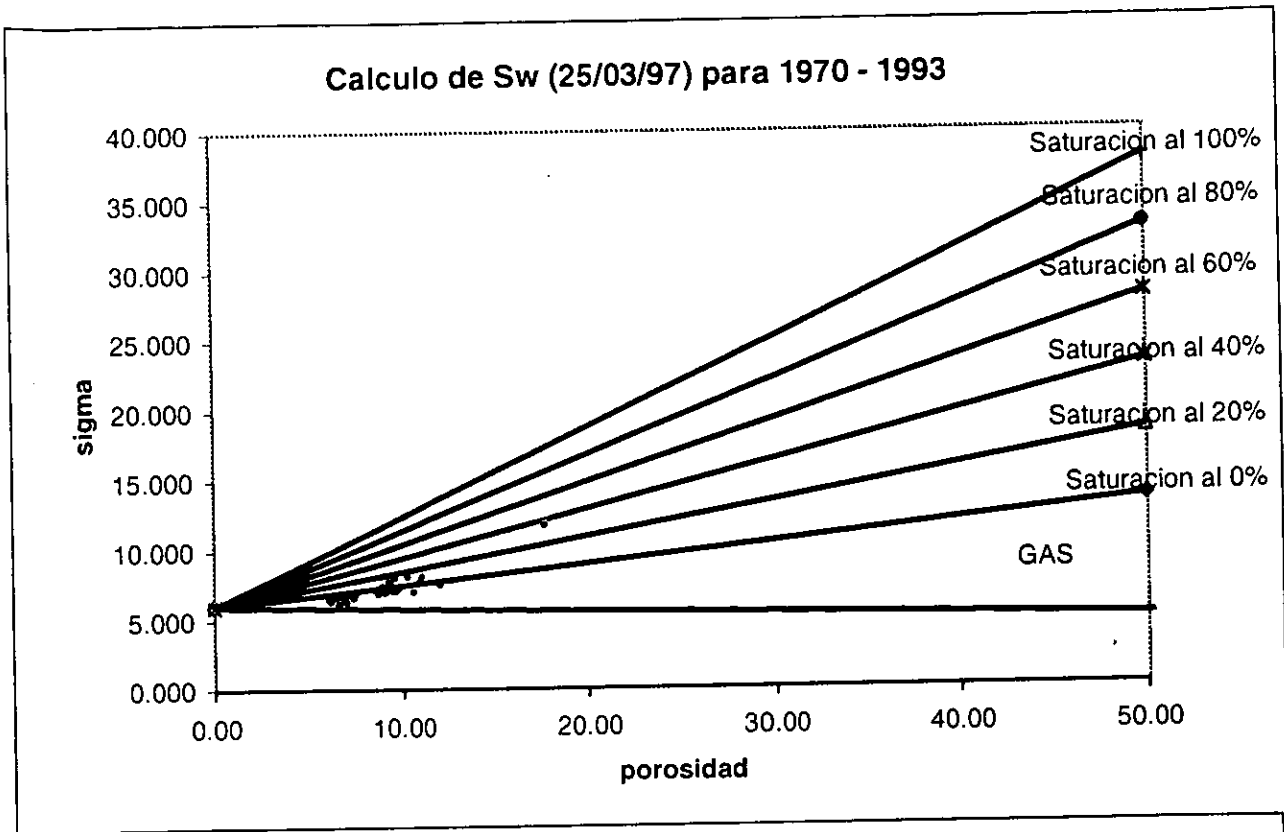
Calculo de Sw (11/12/96) para la profundidad 2260-2314

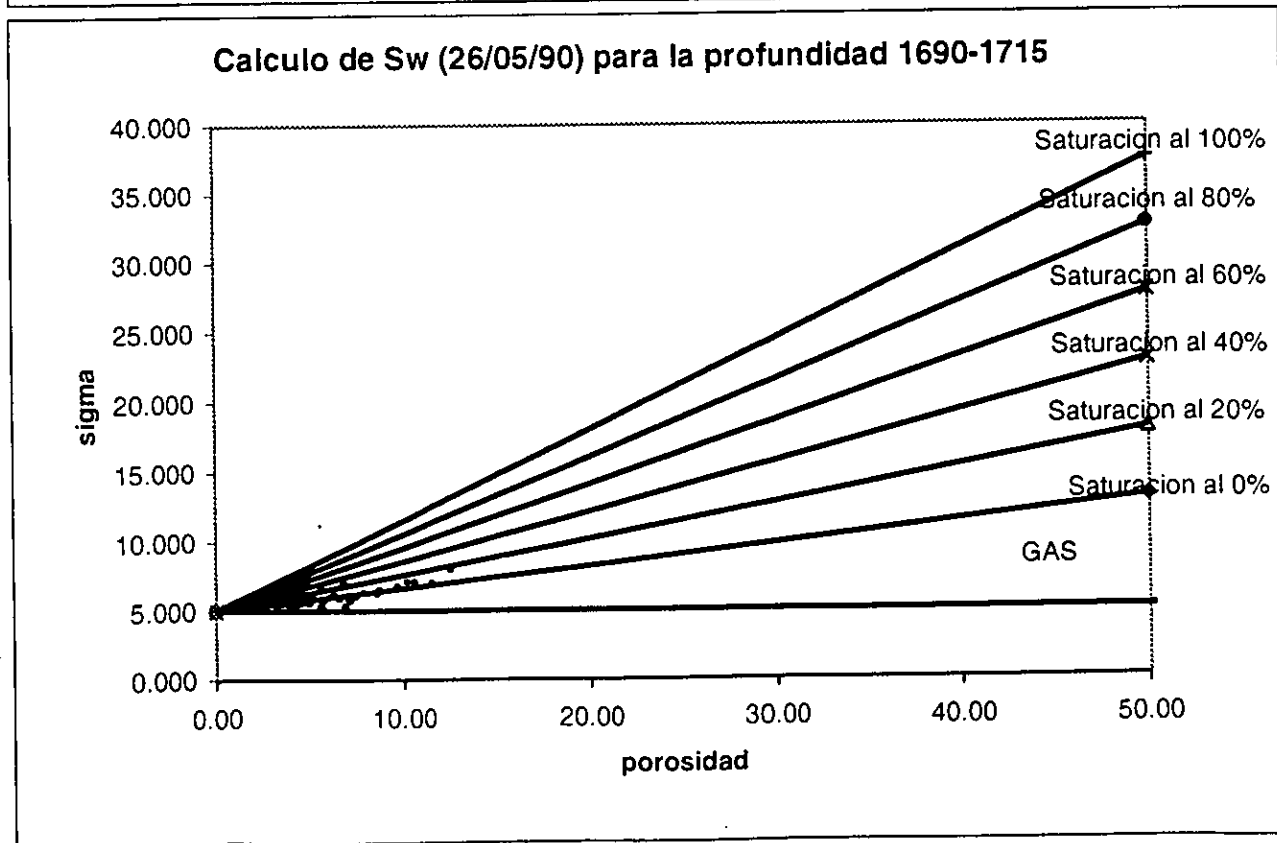
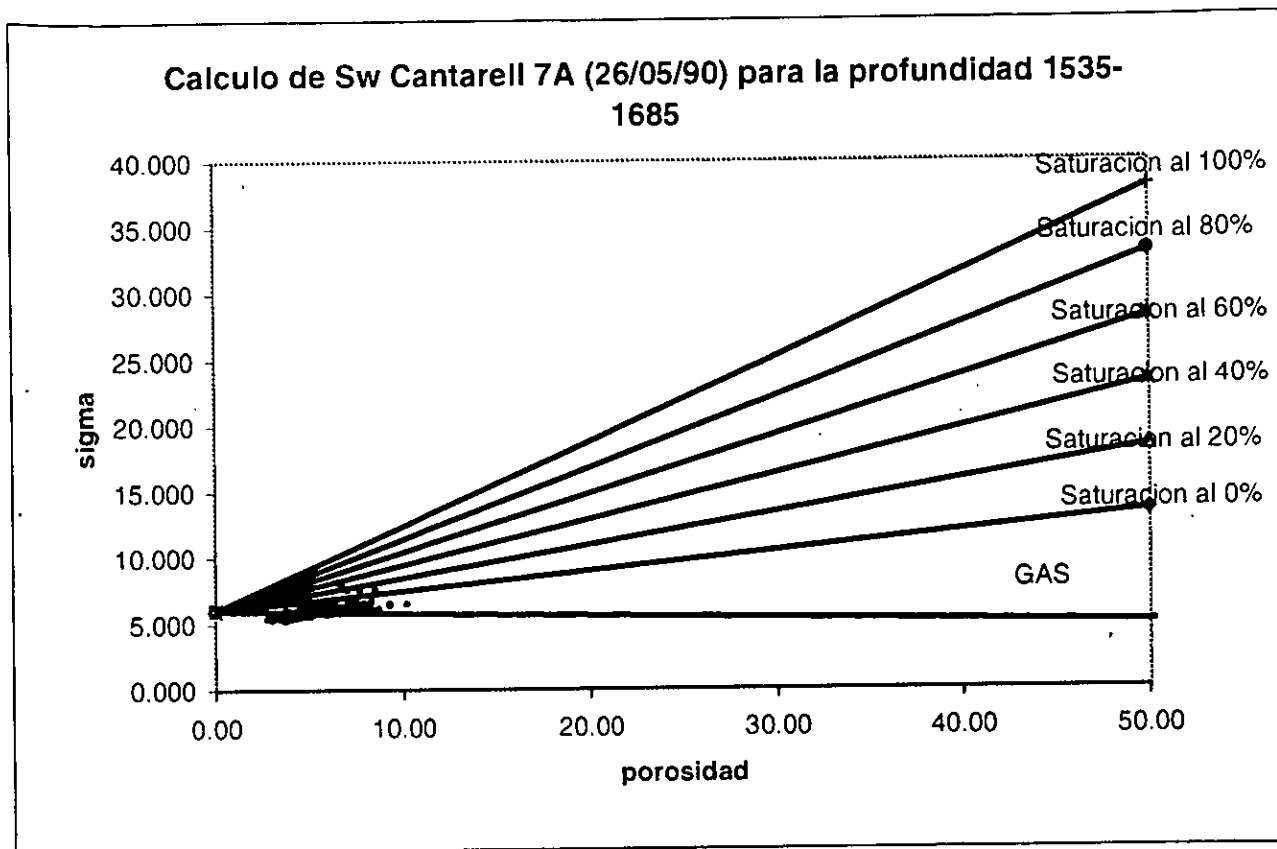




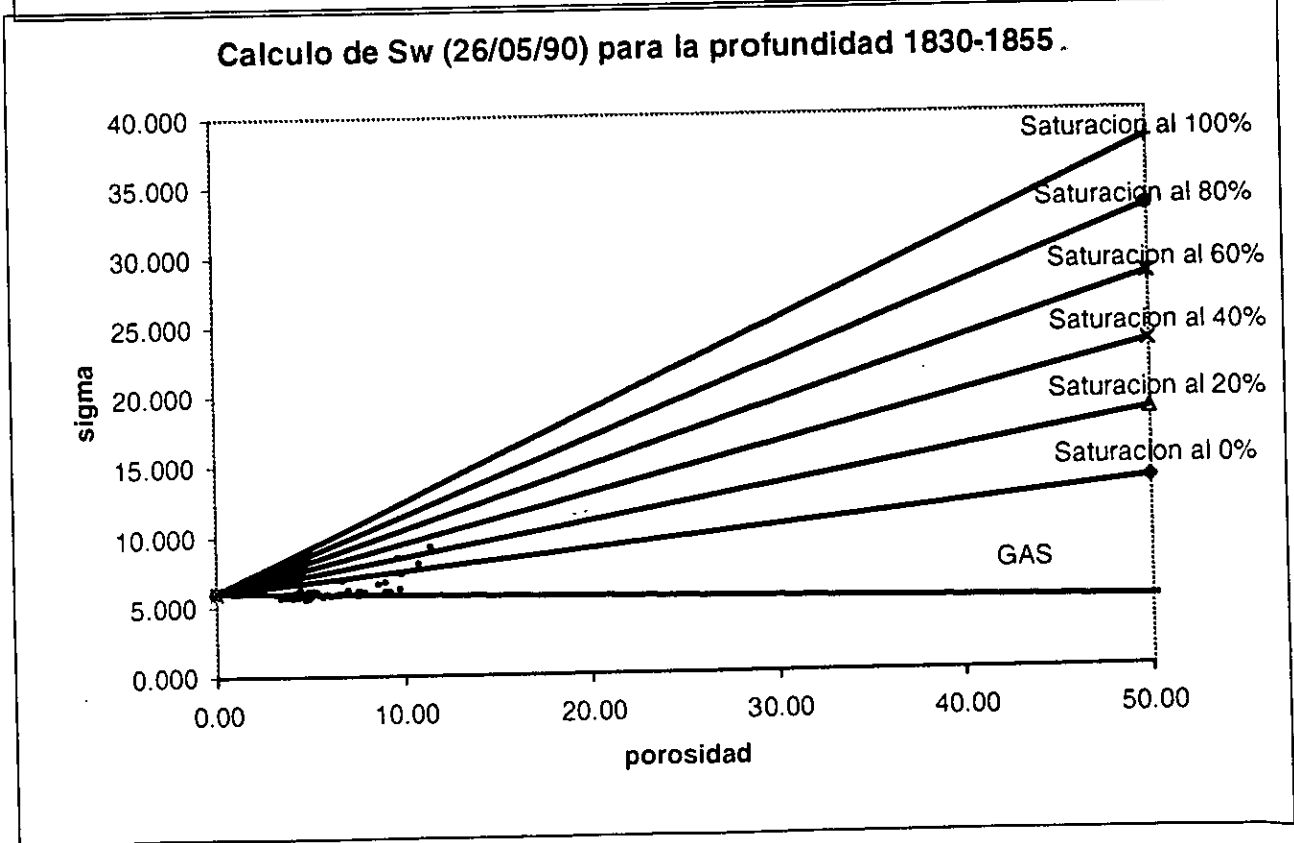
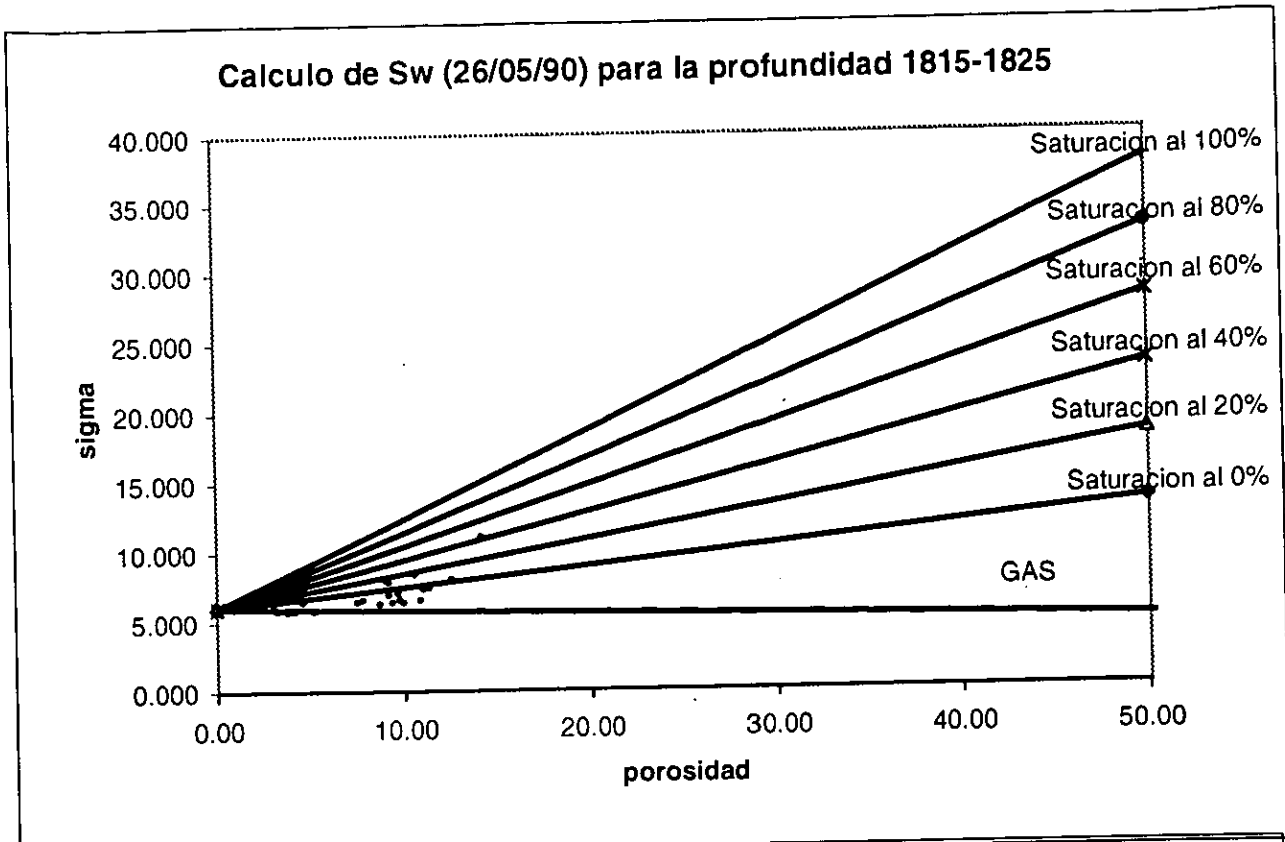


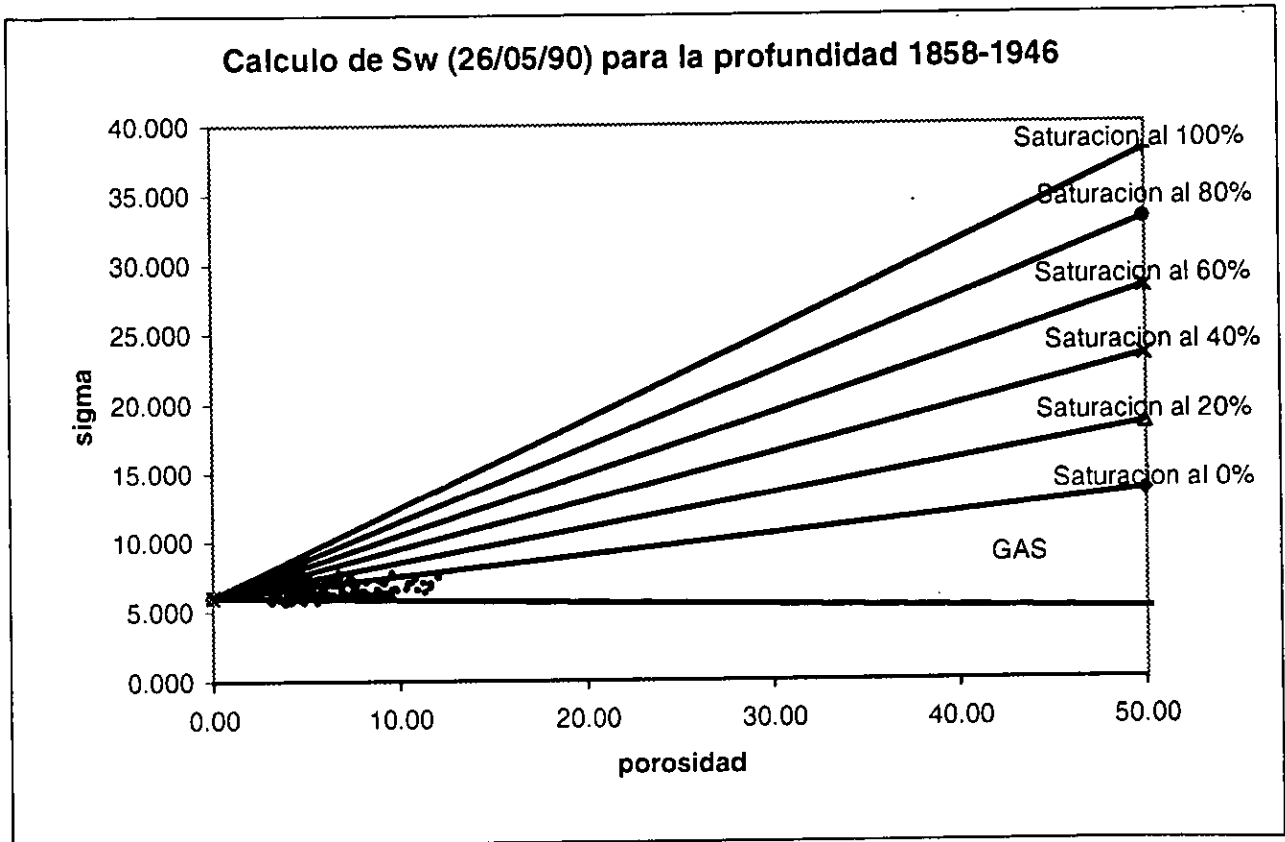












### 7.3. Evolución y representación gráfica de la Saturación de agua y del casquete de gas del Campo Cantarell

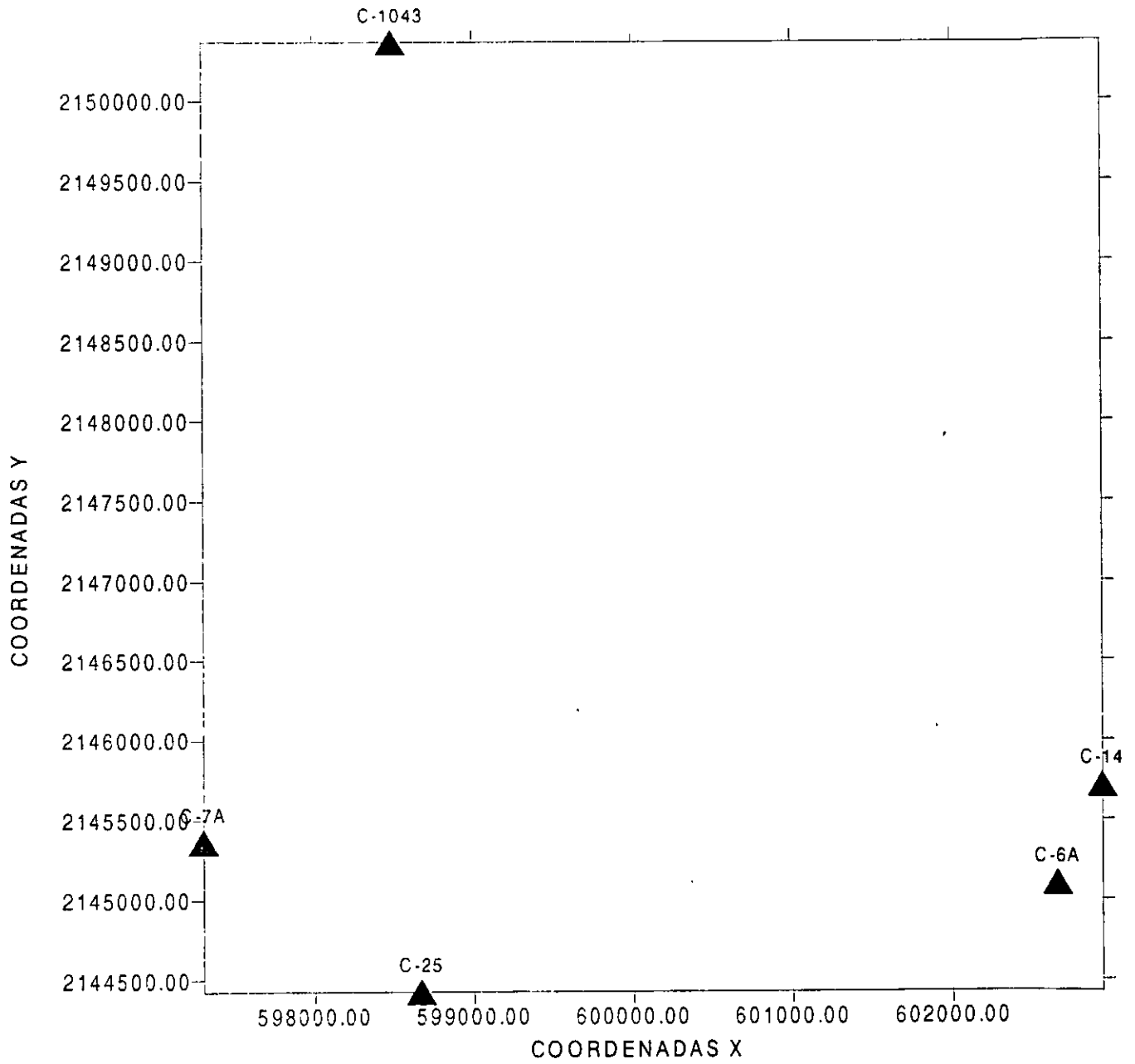
En la figura 7-59 se muestra la localización de los pozos utilizados en el presente trabajo en el Campo Cantarell. La secuencia en que se tomaron los pozos para el estudio es: Cantarell 1043, Cantarell 14, Cantarell 25, Cantarell 6 A y Cantarell 7 A. En la figura 7-60 se muestra la configuración en 3D de la Cima de la Brecha en el Campo Cantarell, se observa que esta cima esta entre 1800 metros y 3600 metros, lo cual corresponde a la zona donde se producen grandes volúmenes de aceite y gas.

La figura 7-61 es la representación en 2D de los pozos Cantarell 1043, Cantarell 14, Cantarell 25 y Cantarell 6 A para el año 1997, en el intervalo de 1920 a 2100 metros. Se observa como hay un contacto de agua con aceite entre 2000 y 2030 metros, ya que se presenta en todos los pozos. Por otra parte el pozo Cantarell 14 tiene un alto contenido de agua en todos sus intervalos, debido posiblemente a que sus estratos están comunicados. A diferencia de los demás pozos en los que se observa un alto contenido de aceite y gas (baja saturación de agua). La figura 7-62 es la misma representación de dichos pozos pero en 3D. Finalmente la figura 7-63 es la representación 2D y 3D de dichos pozos, donde se observa el comportamiento de la saturación de agua en dichos pozos.

La figura 7-64 es la representación del comportamiento del pozo Cantarell 14 con respecto al tiempo (1989 a 1997) y se observa claramente como ha cambiado la saturación en dicho pozo. De tener una alta saturación en los años 1989 a 1993, de pronto el contenido de gas y aceite aumento drásticamente (posiblemente por empuje del gas), para posteriormente tener un ligero aumento en la saturación de agua. Estos mismos resultados se presentan en 3D en la figura 7- 65.

En la figura 7-66 se muestran los resultados para el pozo Cantarell 25 para los años 1997 y 1999, en el intervalo de 1800 a 2300 metros. Se observa un cambio muy drástico en el contenido de agua, ya que de tener una  $S_w$  máxima del 20% en 1997 y un alto contenido de gas con aceite, paso a tener una  $S_w$  del 50%, debido a que el casquete de gas esta subiendo.

Figura 7 -59



MAPA DE UBICACION DE LOS POZOS DEL CAMPO CANTARELL

Figura 7 -60

Configuración de la Brecha (Cima) en el Campo Cantarell

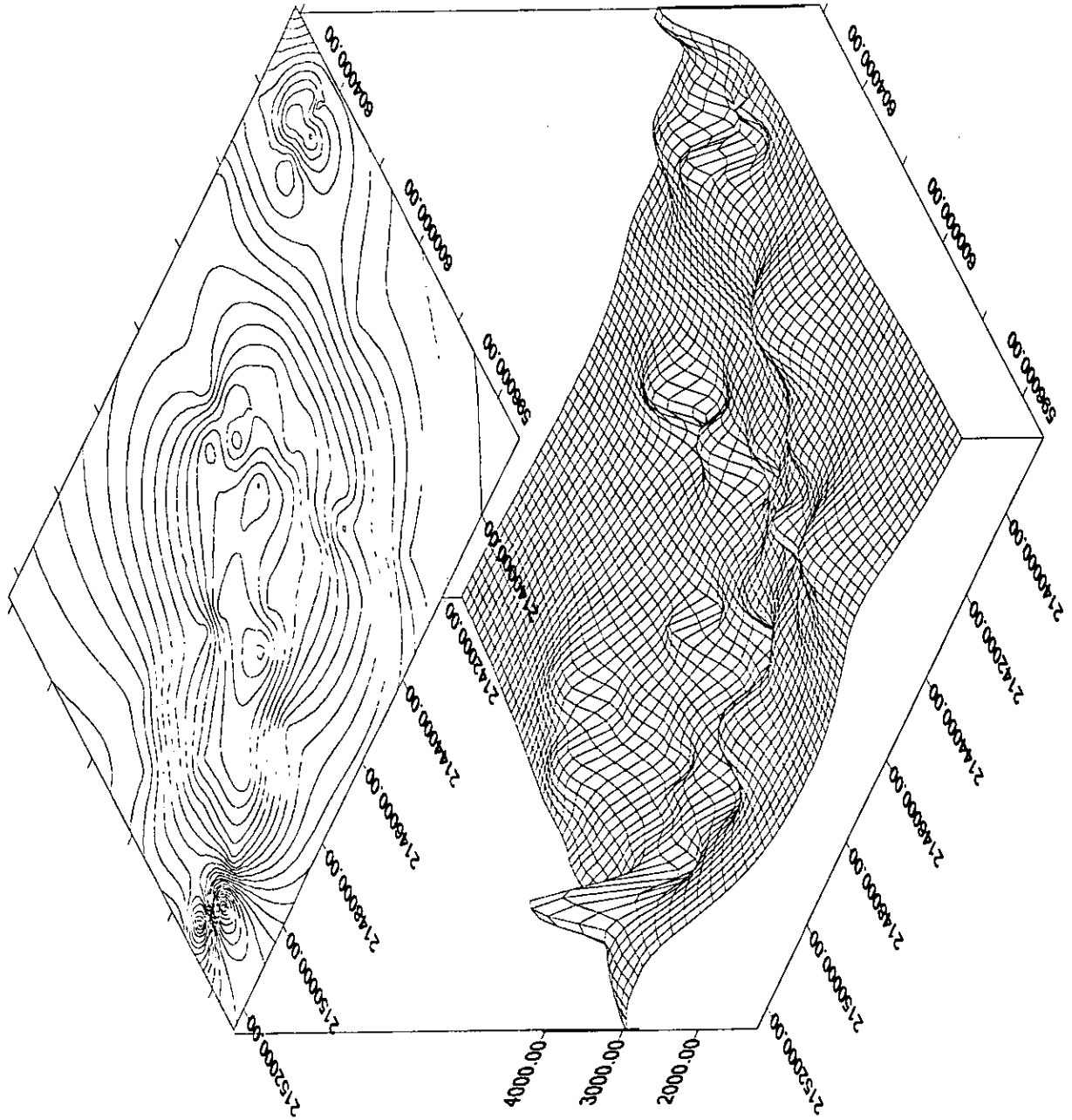


Figura 7 - 61

Configuración de la Sw para los pozos Cantarell 1043, 14, 25 y 6A para el año 1997

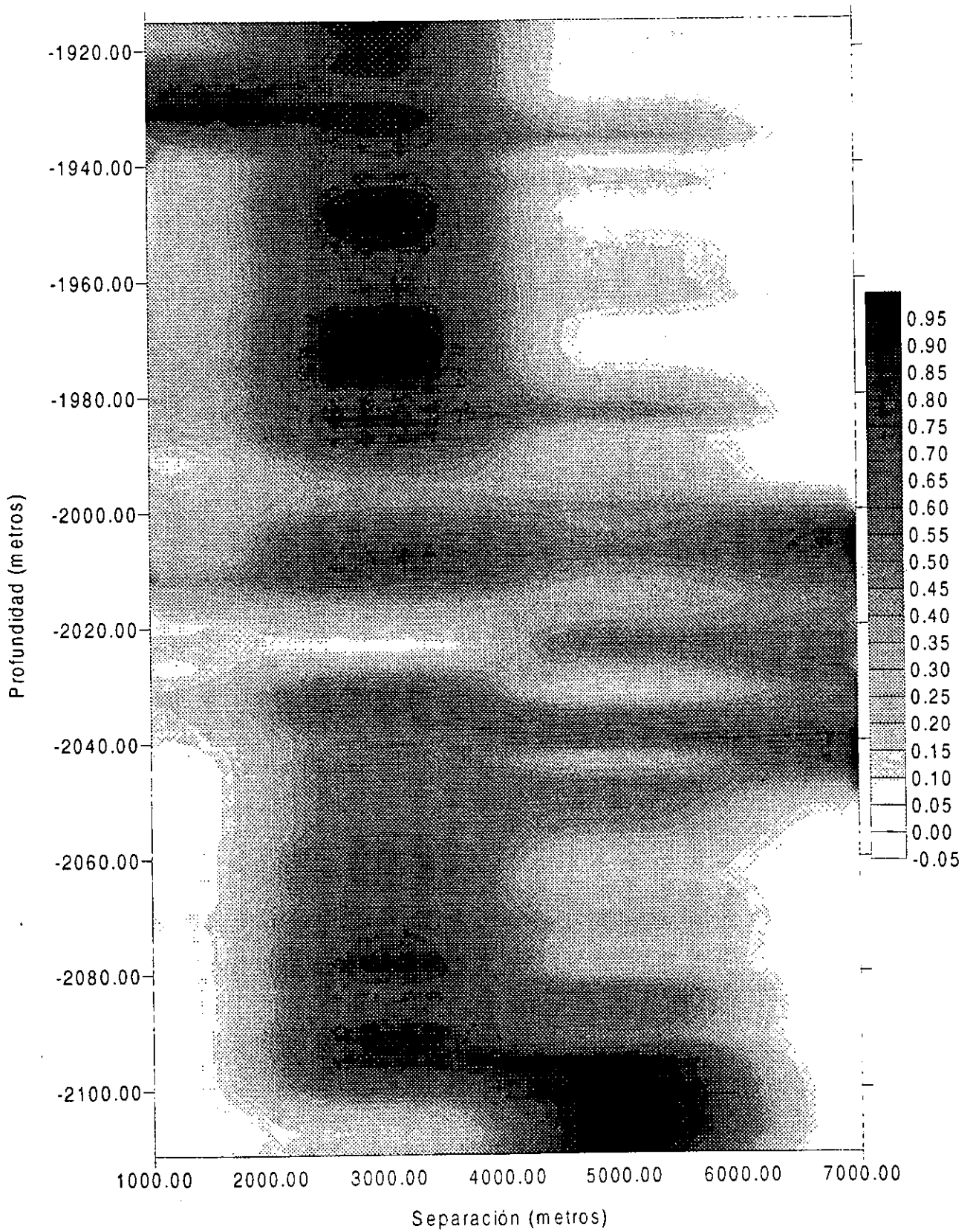


Figura 7 - 62

Configuración de la Sw para los pozos Cantarell 1043, 14, 25 y 6A para el año 1997

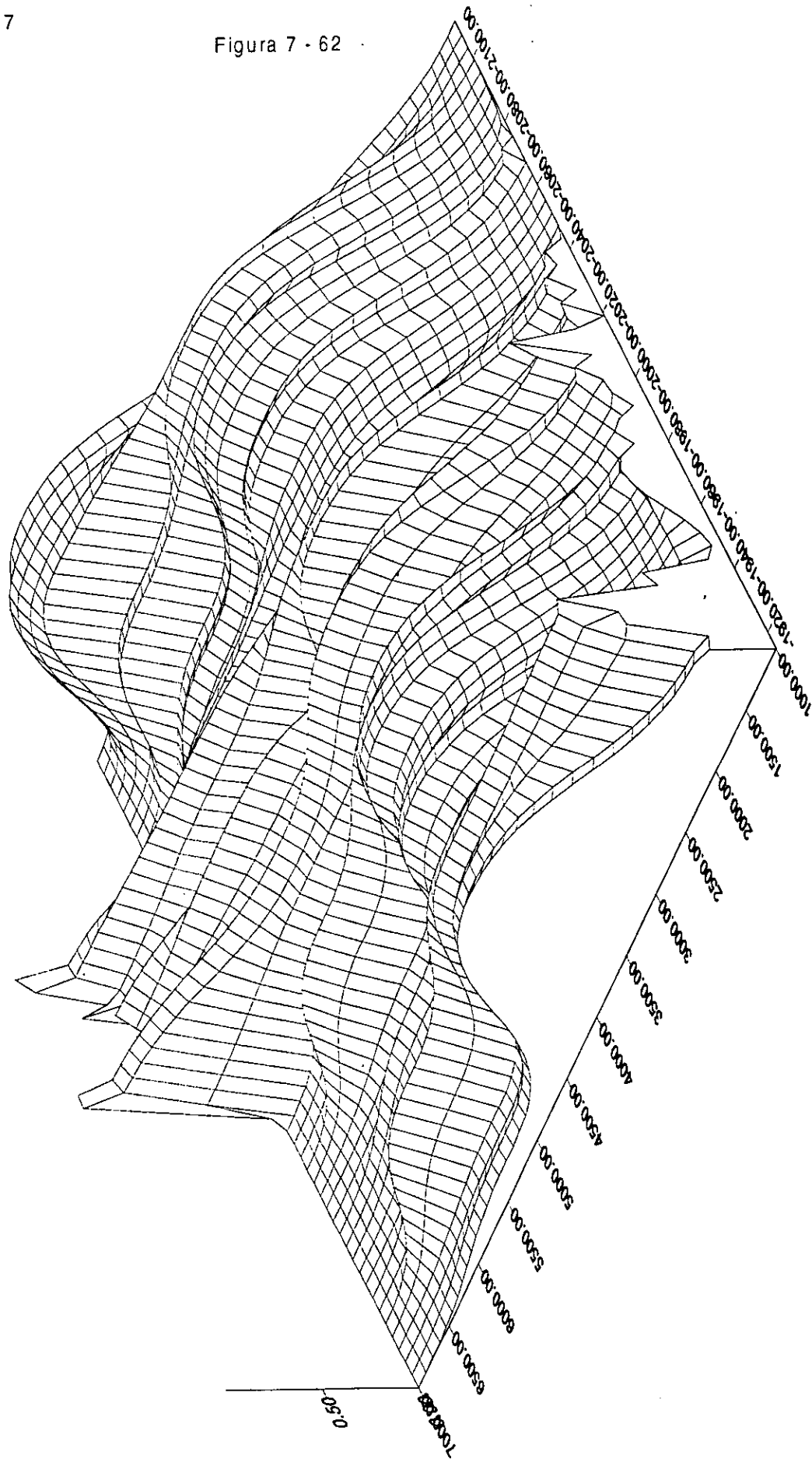
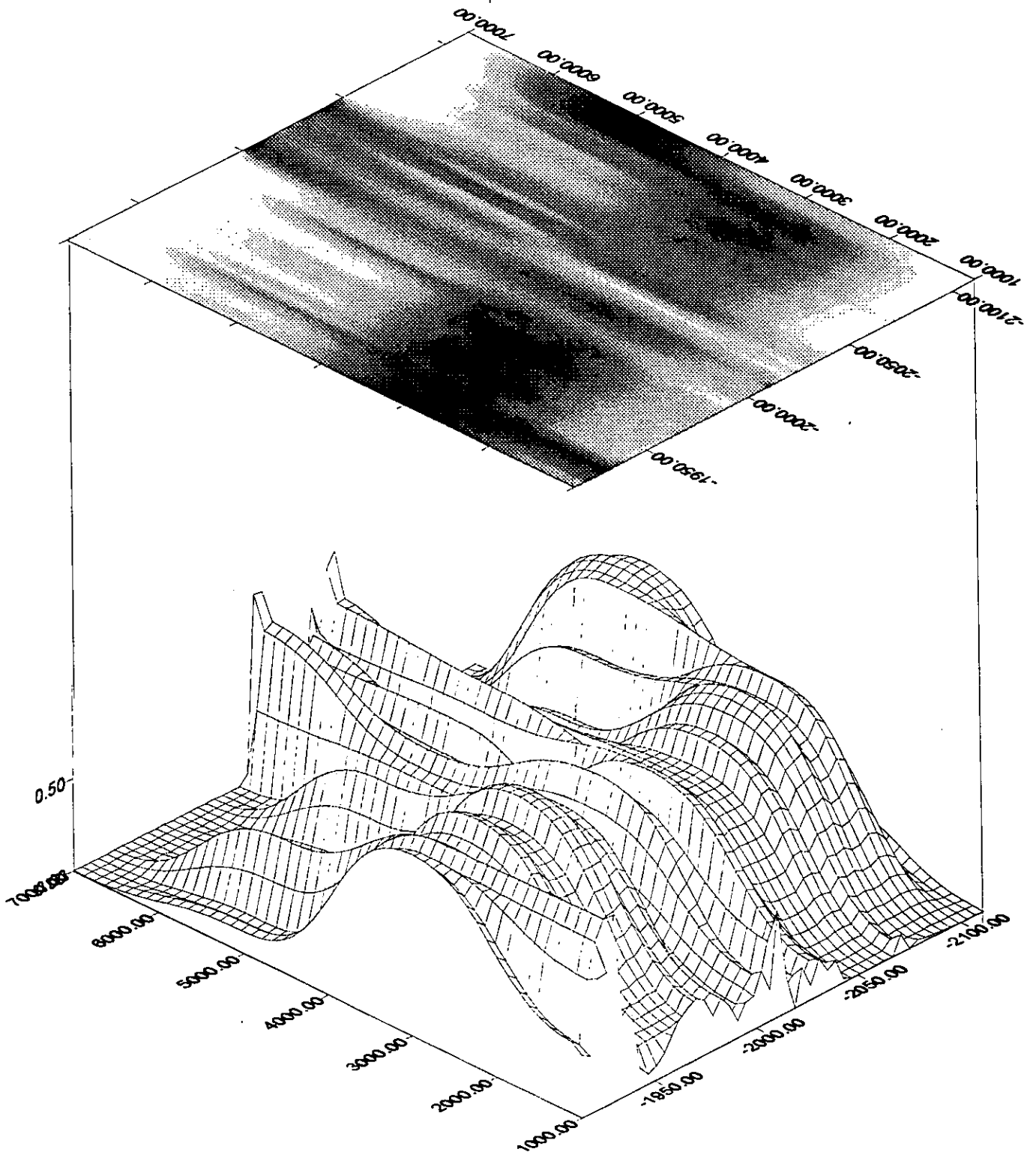


Figura 7 - 63

Configuración de la Sw para los pozos Cantarell 1043, 14, 25 y 6A para el año 1997





CONFIGURACION DE LA SATURACION DE AGUA EN EL POZO CANTARELL 14 CON RESPECTO AL TIEMPO PARA EL INTERVALO DE 1930 METROS A 2130 METROS

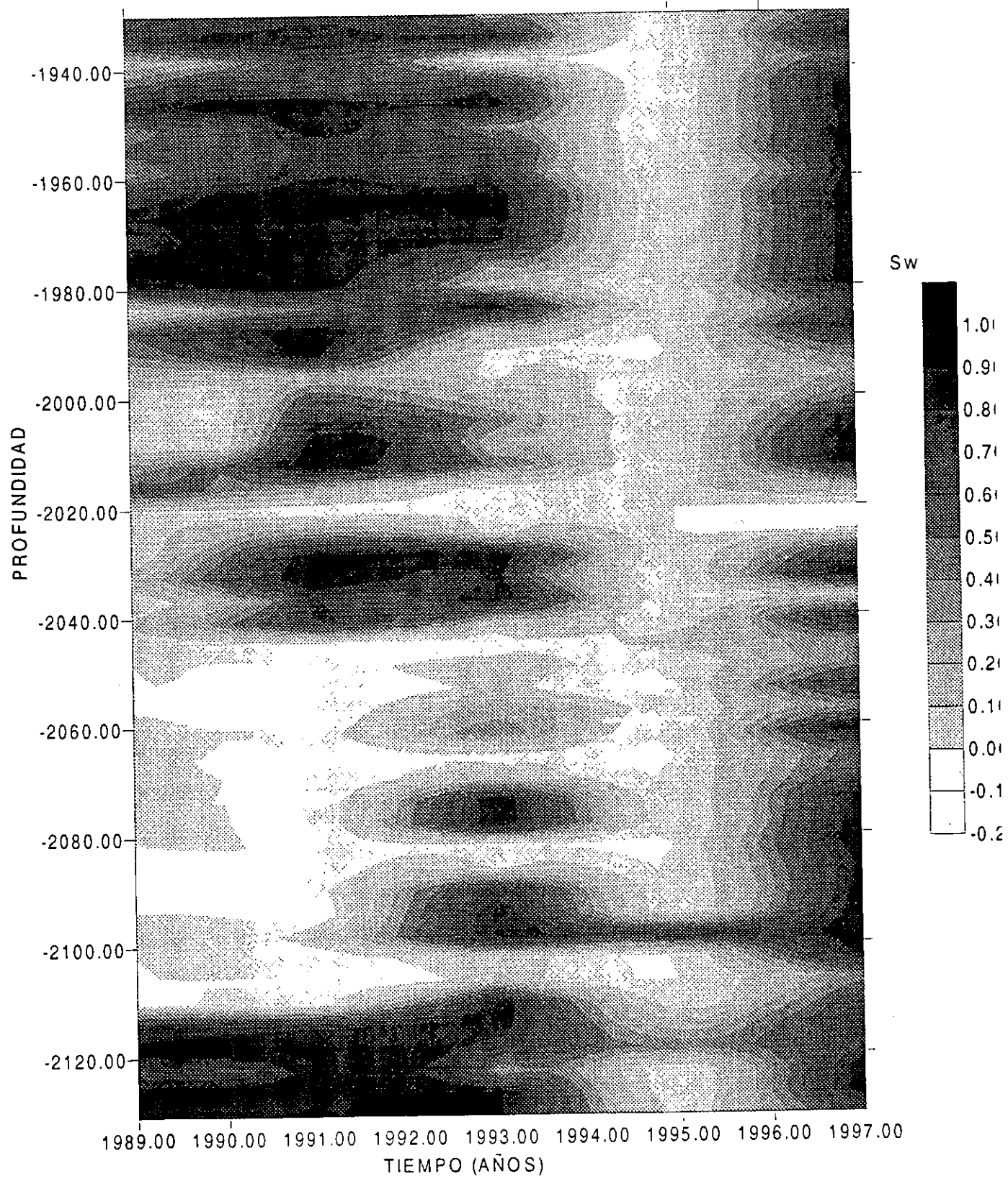


Figura 7 - 65

CONFIGURACION EN 3D DE LA SATURACION DE AGUA EN EL POZO CANTARELL 14  
CON RESPECTO AL TIEMPO PARA EL INTERVALO DE 1930 METROS A 2130 METROS

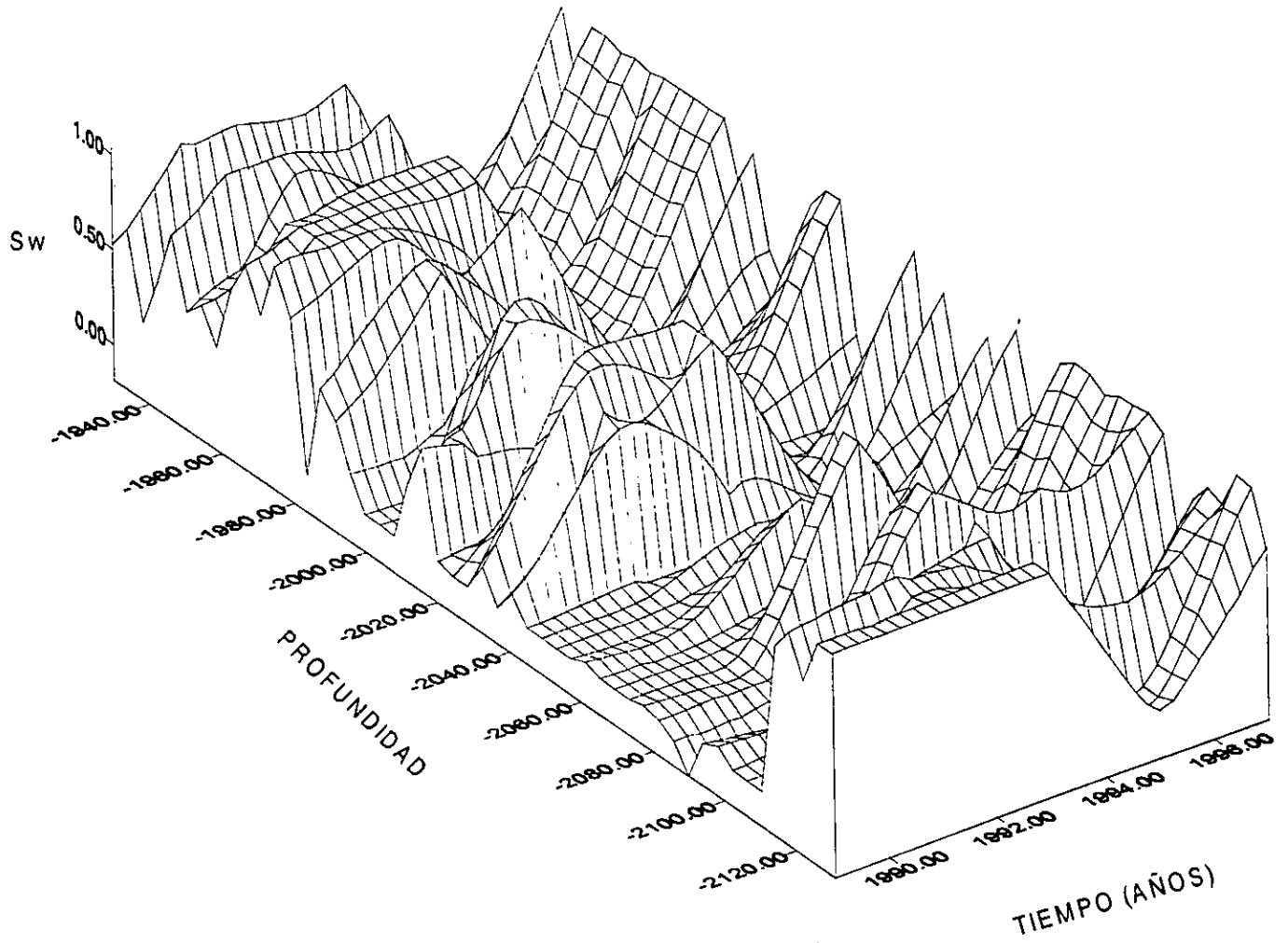
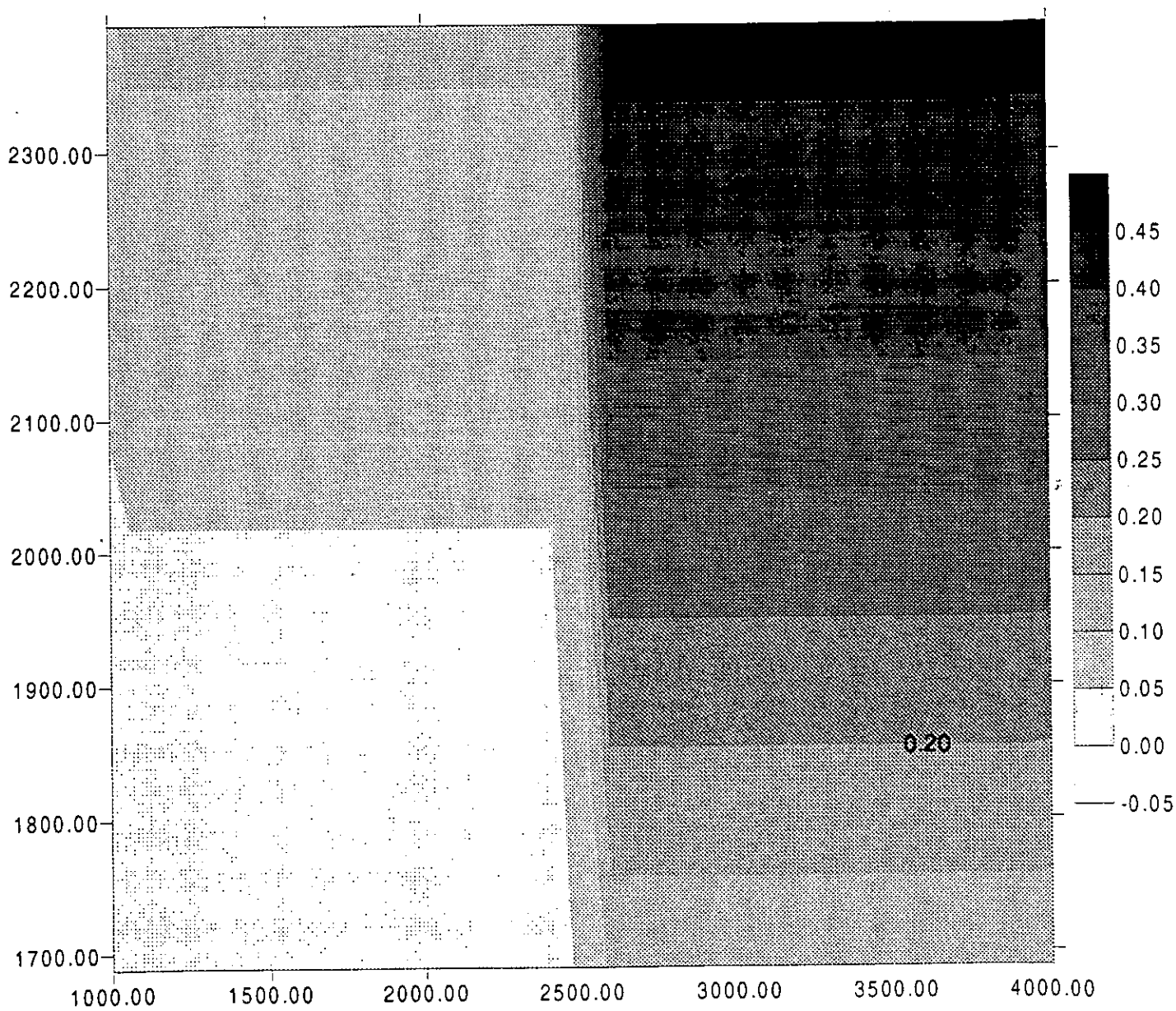


Figura 7 -66

CONFIGURACION DE LA SATURACION DE AGUA EN EL POZO CANTARELL 25  
EN EL INTERVALO 1700 - 2300 METROS PARA LOS AÑOS 1997 Y 1999



## 8. CONCLUSIONES

Una herramienta muy útil para monitorear el avance del casquete de gas y definir los contactos gas – aceite y aceite – agua, son los registros nucleares mejor conocidos como de neutrones pulsados compensados.

Con la metodología propuesta en este trabajo se obtiene la saturación de agua de un yacimiento, así como la porosidad corregida del mismo yacimiento; se pueden detectar zonas de gas, localización y monitoreo de contactos gas - aceite y agua – aceite, evaluación de cambios en la saturación debido al agua; todos con excelentes resultados.

Es muy importante antes de aplicar cualquier metodología corregir los datos originales por presencia de arcilla, ya que como se observa en el capítulo siete, si no se corrige adecuadamente dichos datos, la información esta enmascarada y se tendrá una lectura errónea y por ende la interpretación no será la adecuada.

Las zonas cercanas a los pozos están influidas por condiciones particulares de producción de los mismos, la profundidad de los disparos, y el estado de la cementación. Por otra parte, como los mayores gradientes de presión se encuentran en las inmediaciones de los disparos y zonas cercanas al pozo, allí la generación de gas será mayor.

Como existe una íntima relación entre la porosidad y la salinidad del agua, conociendo estas y aplicando la metodología desarrollada, la cual utiliza para sus gráficas cruzadas tanto a la porosidad y a Sigma (esta en función de la salinidad), se puede obtener la Saturación de agua del yacimiento.

Para formaciones arenosas es necesario una porosidad de 15% y una salinidad de agua de formación de 50,000 ppm de NaCl, como mínimo para una evaluación cuantitativa (Clavier, 1978). Para formaciones carbonatadas se recomienda una porosidad de 8% y una salinidad de agua de formación de 80,000 ppm de NaCl, como mínimo para una evaluación cuantitativa, como consecuencia de los resultados observados en este trabajo.

Es importante destacar que es necesario que la escala de las curvas del detector lejano (F) y cercano (N), tengan una relación de 6 a 1 para que de esta manera se puedan observar los distintos contactos entre fluidos. De no ser posible esto, se recomienda utilizar la relación obtenida en el Anexo B:

$$Y = 2.5 N - 3000$$

Los distintos tipos de fluido (gas, aceite y agua) se detectan por:

- Las variaciones en  $\Sigma$ , la zona de agua salada tiene los valores más altos y la zona de gas los más bajos, la zona de aceite tiene valores intermedios entre estas dos.
- La curva de relación tiene también los valores más bajos en la zona de gas, y los más altos en las zonas de aceite y agua sin haber diferencia entre estas últimas.

## CONCLUSIONES

- Y en las curvas  $N_1 - F_1$ , prácticamente no hay separación entre  $N_1$  y  $F_1$  en la zona de agua; en la zona de aceite la separación es pequeña, y en la zona de gas la separación es grande.

Para aplicar la metodología desarrollada en el presente trabajo, es necesario conocer los valores de  $\Sigma m_a$ ,  $\Sigma h$ ,  $\Sigma w$ , los cuales se obtienen de la información del pozo en agujero abierto, así como  $\Sigma sh$ , la cual se obtiene del registro del pozo en una zona arcillosa.

La metodología propuesta y sobre todo el programa de cálculo muestran excelentes resultados y análisis adecuados, al compararlos con datos de grandes compañías como Schlumberger, Halliburton, Wester Atlas, entre otras. Dichos resultados muestran una similitud del 99% con respecto a datos ya probados.

Otra aportación importante de la metodología desarrollada, es que se incluye la presentación gráfica de zonas de gas, y en las que otras compañías no lo ofrecen. Además con esta tesis se logra conocer el funcionamiento de las cajas negras que manejan las grandes compañías en sus softwares.

Algunos de los contactos propuestos, se analizaron con información existente, y se observaron grandes similitudes con dicha información.

Los diferentes contactos son:

POZO	CONTACTO GAS - ACEITE	CONTACTO ACEITE - AGUA
CANTARELL 1043	a 2080 metros	a 2215 metros
CANTARELL 14A	a 2031 metros	a 2150 metros
CANTARELL 14C	a 2045 metros	a 2225 metros
CANTARELL 14D	a 2210 metros	No se observa contacto
CANTARELL 14E	a 2140 metros	No se observa contacto
CANTARELL 14F	a 2150 metros	a 2490 metros
CANTARELL 25B1	a 1905 metros	a 1701 metros
CANTARELL 25C1	a 1910 metros	a 1718 metros
CANTARELL 6 A	a 1958 metros	No se observa contacto
CANTARELL 7 A	a 1750 metros	No se observa contacto

En cuanto a la saturación de agua, se observan los mismos resultados tanto con la presentación gráfica como analíticamente. Y se observa que en los pozos estudiados hay una gran presencia de gas, en algunos aceite y en la mayoría una presencia alta de agua.

Se observa que el contacto gas - aceite, para los pozos estudiados, se localiza en el intervalo entre 1900 y 2100 metros a excepción de Cantarell 7 A que se localiza a 1750 metros.

## ANEXO A: La Ecuación de Volterra

La ecuación

$$\varphi(x) = f(x) + \lambda \int_a^x K(x,t)\varphi(t)dt,$$

A-1

Donde  $f(x)$ ,  $K(x,t)$  son funciones conocidas,  $\varphi(x)$  es una función incognita y  $\lambda$ , un parámetro numérico, se llama ecuación integral lineal de Volterra de segunda especie. La función  $K(x,t)$  se denomina núcleo de la ecuación de Volterra. Si  $f(x) = 0$ , la ecuación (A-1) toma la forma

$$\varphi(x) = \lambda \int_a^x K(x,t)\varphi(t)dt,$$

A-2

y se llama ecuación homogénea de Volterra de segunda especie.

La ecuación

$$\lambda \int_a^x K(x,t)\varphi(t)dt = f(x),$$

A-3

Donde  $\varphi(x)$  es la función incognita, se llama ecuación integral de Volterra de primera especie. Sin perder generalidad, se puede suponer que el límite inferior  $a$  es igual a cero. Se llama solución de la ecuación integral (A-1), (A-2) o (A-3) a la función  $\varphi(x)$  que, al ser sustituida en dicha ecuación, la transforma en una identidad (respecto a  $x$ ).

Ejemplo. Demostrar que la función:

$$\varphi(x) = \frac{1}{(1+x^2)^{3/2}}$$

es la solución de la ecuación integral de Volterra:

$$\varphi(x) = \frac{1}{(1+x^2)} - \int_0^x \frac{t}{1+x^2} \varphi(t)dt$$

A-4

**Resolución.** Sustituyendo el segundo miembro de (A-4) la función

$$\frac{1}{(1+x^2)^{3/2}}$$

en lugar de  $f(x)$ , tendremos

$$\begin{aligned} \frac{1}{1+x^2} - \int_0^x \frac{t}{1+x^2} \frac{1}{(1+t^2)^{3/2}} dt &= \frac{1}{1+x^2} - \frac{1}{1+x^2} \times \left( -\frac{1}{(1+t^2)^{1/2}} \right) \Big|_{t=0}^{t=x} = \\ &= \frac{1}{1+x^2} + \frac{1}{(1+x^2)^{3/2}} - \frac{1}{1+x^2} = \frac{1}{(1+x^2)^{3/2}} = \varphi(x) \end{aligned}$$

De este modo, la sustitución de

$$\varphi(x) = \frac{1}{(1+x^2)^{3/2}}$$

en ambos miembros de la ecuación (A-4) transforma a ésta en una identidad respecto a  $x$ :

$$\frac{1}{(1+x^2)^{3/2}} = \frac{1}{(1+x^2)^{3/2}}$$

Esto significa, según la definición que

$$\varphi(x) = \frac{1}{(1+x^2)^{3/2}}$$

es la solución de la ecuación integral (A-4).

## ANEXO B. Transformación lineal de escalas para graficar F - N

Se presenta el desarrollo matemático para colocar dos escalas distintas dentro de un mismo carril, en la presentación de los registros geofísicos. En este caso se tienen las curvas del detector cercano (N) y el detector lejano (F), las cuales tienen un rango de valor:

N desde -1200 hasta 22800, y  
F desde -6000 hasta 54000, ambas con unidades en cps.

Y se pretende colocar ambas curvas en un solo carril, pero conservando su forma.

Partimos del siguiente esquema (figura A-1)

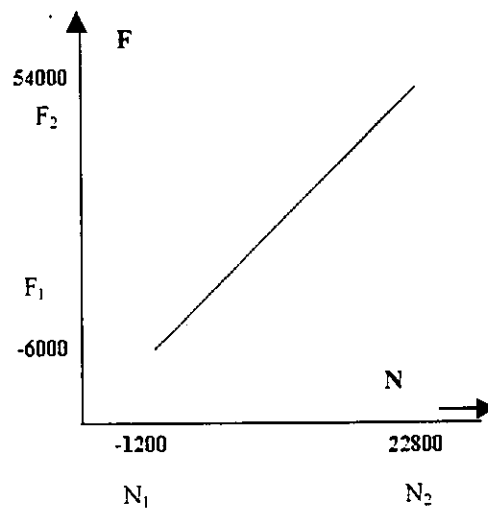


Figura A-1.- Esquema para la linealización de escalas.

En el cual se observa que se quiere obtener una ecuación tal que para un valor dado de  $N_1 = -1200$ , le corresponde un valor de  $F_1 = -6000$ , que es el inicio en la gráfica del registro geofísico, y para  $N_2 = 22800$  corresponde un valor de  $F_2 = 54000$ , el cual es el final de la gráfica del registro. Con esto se consigue que ambas escalas inicien y terminen en un punto en común en la misma gráfica.

De la ecuación de una recta de pendiente  $m$  y que pasa por los puntos  $(N_1, F_1)$ :

$$F = m(N - N_1) + F_1, \quad (1)$$

donde:

$m$  es la pendiente de la recta, la cual se obtiene por:

$$m = \frac{F_2 - F_1}{N_2 - N_1} \quad (2)$$



ANEXO C: Listado del Programa de Sw,  
SATUCOVAL.XLS

```

Sub TDT()
' TDT Macro
' Macro grabada el 22/07/99 por
ENRIQUE COCONI MORALES
' Ultima revisión 15/10/99 por
ENRIQUE COCONI MORALES
' Acceso directo: CTRL+T
' Dim R As Integer
'R = 3
' Dim a(3, 4)
Dim B(60)
'siempre empieza en el renglon 2
'numero de renglones= 1200
For T = 2 To 153
'Cells(T, 3).Value = 10 ^
(0.00190794 * (Cells(T, 2)) + 0.6297)
Cells(T, 3).Value = Cells(T, 2) *
100
Cells(T, 9).Value = (Cells(T, 4) -
Cells(14, 16)) / (Cells(12, 16) -
Cells(14, 16))
Cells(T, 10).Value = 1.7 - (Sqr(3.38
- ((Cells(T, 9) + 0.7) ^ 2)))
B(1) = ((Cells(T, 7) - Cells(2, 16)) -
((Cells(T, 3) / 100) * (Cells(6, 16) -
Cells(2, 16))) - (Cells(T, 10) *
(Cells(10, 16) - Cells(2, 16))))
B(2) = B(1) / ((Cells(T, 3) / 100) *
(Cells(4, 16) - Cells(6, 16)))
If B(2) < 0 Then
Cells(T, 11).Value = 0
Else
Cells(T, 11).Value = B(2)
If B(2) > 1 Then
Cells(T, 11).Value = 1
Else
Cells(T, 11).Value = B(2)
End If
End If
Cells(T, 13).Value = Cells(T, 7) -
Cells(T, 10) * (Cells(10, 16) - Cells(2,
16))
Next T
For T = 155 To 184
'Cells(T, 3).Value = 10 ^
(0.00190794 * (Cells(T, 2)) + 0.6297)
Cells(T, 3).Value = Cells(T, 2) *
100
Cells(T, 9).Value = (Cells(T, 4) -
Cells(14, 17)) / (Cells(12, 17) -
Cells(14, 17))
Cells(T, 10).Value = 1.7 - (Sqr(3.38
- ((Cells(T, 9) + 0.7) ^ 2)))

```

```

B(1) = ((Cells(T, 7) - Cells(2, 17)) -
((Cells(T, 3) / 100) * (Cells(6, 17) -
Cells(2, 17))) - (Cells(T, 10) *
(Cells(10, 17) - Cells(2, 17))))
B(2) = B(1) / ((Cells(T, 3) / 100) *
(Cells(4, 17) - Cells(6, 17)))
If B(2) < 0 Then
Cells(T, 11).Value = 0
Else
Cells(T, 11).Value = B(2)
If B(2) > 1 Then
Cells(T, 11).Value = 1
Else
Cells(T, 11).Value = B(2)
End If
End If
Cells(T, 13).Value = Cells(T, 7) -
Cells(T, 10) * (Cells(10, 17) - Cells(2,
17))
Next T
For T = 186 To 272
'Cells(T, 3).Value = 10 ^
(0.00190794 * (Cells(T, 2)) + 0.6297)
Cells(T, 3).Value = Cells(T, 2) *
100
Cells(T, 9).Value = (Cells(T, 4) -
Cells(14, 18)) / (Cells(12, 18) -
Cells(14, 18))
Cells(T, 10).Value = 1.7 - (Sqr(3.38
- ((Cells(T, 9) + 0.7) ^ 2)))
B(1) = ((Cells(T, 7) - Cells(2, 18)) -
((Cells(T, 3) / 100) * (Cells(6, 18) -
Cells(2, 18))) - (Cells(T, 10) *
(Cells(10, 18) - Cells(2, 18))))
B(2) = B(1) / ((Cells(T, 3) / 100) *
(Cells(4, 18) - Cells(6, 18)))
If B(2) < 0 Then
Cells(T, 11).Value = 0
Else
Cells(T, 11).Value = B(2)
If B(2) > 1 Then
Cells(T, 11).Value = 1
Else
Cells(T, 11).Value = B(2)
End If
End If
Cells(T, 13).Value = Cells(T, 7) -
Cells(T, 10) * (Cells(10, 18) - Cells(2,
18))
Next T
For T = 274 To 314
'Cells(T, 3).Value = 10 ^
(0.00190794 * (Cells(T, 2)) + 0.6297)
Cells(T, 3).Value = Cells(T, 2) *
100

```

## BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

1. Aguilera Roberto: Naturally Fractured Reservoirs, Second Edition. Chapters 1, 2 y 3. Editorial PennWell Books, 1995.
2. Arnold Dan M.: Experimental determination of environmental correction for a dual spaced neutron porosity log, Halliburton Company. 22th Annual Symposium SPWLA, pags. 1-24. June 23-26 1981.
3. Butter, Locke J. and Packwood A.: A new facility for the investigation of nuclear logging tools and their calibration. 1986
4. Clavier C. and Hoyle W.R.: Quantitative interpretation of tft log. Spe 2658, pags. 1-28. 1969.
5. Clavier, C., Hoyle, W.R., and Meunier, D.: Quantitative Interpretation of TDT Logs, parts I and II, J. Pet. Tech. (Junio 1971).
6. Dahlberg K.E.: A practical model for analysis of compensated neutron logs in complex formations. 30<sup>th</sup> Annual logging symposium. 1989.
7. De Swaan , A.: Development of the -critical Gas Saturation, JPT mayo 1981.
8. De Swaan A., Modelo tri - fásico de yacimientos naturalmente fracturados con segregación de los fluidos, Revista del Instituto Mexicano del Petróleo. Volumen XVI No. 2, Abril 1984.
9. De Swaan, A. y Ramírez Villa M.: Functions of Flow from Porous Rock Blocks, artículo SPE No. 20173.
10. Dewan J.T. et.al.: Thermal neutron decay time logging using dual detection. 14<sup>th</sup> SPWLA Symposium New Orleans, pags. 1-26. 1973.
11. Edmunson H.N. and Dadrian C.E.: Thermal neutron decay time logging applications in the Eastern Hemisphere. Schlumberger technical services. Second Annual Symposium S.A.I.D. París, pags. 1-22. 1973.
12. Gómez Rivero Orlando: Registros de pozos, 1975.
13. Helander P.: Donald. Fundamentals of Formation Evaluation. Chapter 8. Editorial OGCI Publications, 1983.
14. Hilchie D.W., et.al.: Some aspects of pulsed neutron logging. 9<sup>th</sup> Annual SPWLA New Orleans. 1968.

## BIBLIOGRAFIA

15. Jameson J.B. et.al.: Dual spacing TDT applications in Marginal conditions. JPT, pags. 1067-1077. 1977.
16. McGhee, B.F., McGuire, J.A.: Examples of dual spacing thermal neutron decay time logs in Texas Coast oil and gas reservoirs. SPWLA 15 th Symposium, junio 1974.
17. Morfín Faure Enrique: Evaluación de formaciones a través de los registros TDT-RST, 1995.
18. Richardson, J.E.: Method of calculating the capture Cross-Section of Oil for use with a Pulsed Neutron Capture Logs. Trans SPWLA twelfth annual logging Symposium, Dallas, Texas, 1971.
19. Rosen R.L. and Scott H.D.: A gas saturation calculation based on neutron log count - rate ratio and formation neutron moderation properties. 30<sup>th</sup> SPWLA, pags. 1-8. 1989.
20. Rosillo A.J. y Escalante S.M.: Estudio del área Cantarell. Interpretación geológica. Depto. de geología de Explotación, IMP, Proyecto D-5191, 1988.
21. Schlumberger et. al.: 50 Años de Schlumberger en México. Capítulo I y II "Geología de la Zona Marina de México", 1995.
22. Schlumberger: Evaluación de formaciones en Venezuela. 1980
23. Schlumberger: Evaluación de formaciones en México. 1984
24. Schlumberger: Method of calculating the capture cross - section of oil for use with pulsed neutron capture logs. 12<sup>th</sup> Annual logging symposium, Dallas Texas. 1971.
25. Serra O.: Fundamentals of well - log interpretation. Part 1. Edit. Elsevier. Chapter 10, 1984.
26. Smith M.P.: Neutron absorption effects on dual spaced thermal neutron logging tools. 28<sup>th</sup> Annual logging symposium, pags. 1-18. 1987.
27. Smith M.P.: Temperature effects on dual - spaced thermal neutron logging tools. 30<sup>th</sup> 2Annual Logging Symposium SPWLA, QQ. 1989.
28. Smolen James J.: Cased Hole and Production log Evaluation. Chapter 5. Editorial PennWell Books, 1988.
29. SPE Reprint Series No. 21: Openhole Well Logging. Parte tres. Published by the Society of Petroleum Engineers, 1986.

## BIBLIOGRAFIA

30. Wahl, J.S.; Nelligan W.B.: The thermal neutron decay time log. *Journal of Petroleum Technology*, Diciembre, pags. 365-380. 1970.
31. Wiley Ralph and Patchett J.G.: CNL neutron porosity modeling, a step forward. 30<sup>th</sup> SWLA Annual logging symposium, 1987.
32. Youmans, A.H. et.al.: Neutron Life time a new nuclear log. *JPT*, pags. 319-328. Marzo 1964.