

12
2es.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**LA TOMOGRAFIA COMPUTARIZADA
DE RAYOS X COMO TECNICA DE APOYO
EN LA CARACTERIZACION GEOLOGICA
DE MUESTRAS DE NUCLEO DE POZOS.
UNA APLICACION HACIA LA
INDUSTRIA PETROLERA**

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO GEOLOGO
PRESENTA:
ARMANDO PINEDA MUÑOZ**



MEXICO, D. F.

1997

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-043

SR. ARMANDO PINEDA MUÑOZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el Ing. Emiliano Campos Madrigal y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geólogo:

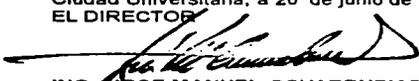
**LA TOMOGRAFIA COMPUTARIZADA DE RAYOS X COMO TECNICA DE APOYO EN LA
CARACTERIZACION GEOLOGICA DE MUESTRAS DE NUCLEO DE POZOS. UNA
APLICACION HACIA LA INDUSTRIA PETROLERA**

- I INTRODUCCION
- II ANTECEDENTES
- III DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO
- IV PRINCIPIOS BASICOS DE FUNCIONAMIENTO
- V TOMA DE IMÁGENES CT A DOS NIVELES DE ENERGIA (90 Y 120 KV)
- VI PROCESAMIENTO E INTERPRETACION DE IMÁGENES CT
- VII REFERENCIA DE TRABAJO DE INVESTIGACION A FUTURO
- VIII CONCLUSIONES
- ILUSTRACIONES
- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 20 de junio de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENMA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen
Profesional.

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
Director de la Facultad de Ingeniería
de la U.N.A.M.
Presente

El señor **ARMANDO PINEDA MUÑOZ** registrado con número de cuenta 8028309-8 de la carrera de Ingeniero Geólogo, habiendo satisfecho los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, le ruega atentamente autorizarle el siguiente jurado:

PRESIDENTE:	ING. HECTOR LUIS MACIAS GONZALEZ
VOCAL:	ING. EMILIANO CAMPOS MADRIGAL
SECRETARIO:	ING. JAVIER ARELLANO GIL
1ER. SPTE.:	ING. CLAUDIA CRISTINA MENDOZA ROSALES
2DO. SPTE. :	ING. FERNANDO ROSIQUE NARANJO

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 12 de agosto de 1997
EL JEFE DE LA DIVISION

M. en **C. ROLANDO DE LA LLATA ROMERO**

ENTERADO

ARMANDO PINEDA MUÑOZ

Agradezco a los Ingenieros:

Héctor Luis Macías González

Emiliano Campos Madrigal

Javier Arellano Gil

Claudia Cristina Mendoza Rosales

Fernando Rosique Naranjo

*...por sus valiosas aportaciones y expresiones de apoyo para la realización
de este trabajo.*

Un especial agradecimiento al Instituto Mexicano del Petróleo

...por facilitar sus instalaciones y apoyar la realización del presente trabajo.

*Fts. Candelario Pérez Rosales
Dra. Alma América Porres Luna
Dr. Alfredo Arriola Torres*

Dedico el presente trabajo a:

Mis Padres: Ana y Zirahuen

por su incansable apoyo incondicional en todo momento.

Mis Hermanos :Ana Bilia, Rocío, Juan Ramón, Enrique y Francisco

por perpetuar la unidad familiar y la amistad sencilla y sincera.

Mis sobrinos: Denisse, Ares Yolao y Noé

por brindarme la alegría de la inocencia.

Mi abuelita: Petra

por su sabiduría, paciencia y apoyo brindado desde la niñez.

Mis amigos: Profesores y Compañeros de Escuela

por brindarme su amistad y sus conocimientos.

Mis compañeros de trabajo: Chimal, Andrés, Meni, Rosa María,

Richard, Luigi, etc.

por no hacer del trabajo una obligación sino una satisfacción.

Una Dedicatoria muy Especial y Con Mucho Amor a:

Mi Esposa e Hijos

"a quienes quisiera conocer"

Belem

Issac Jahir y Mirna Anai



CONTENIDO

	<i>Página</i>
LISTA DE FIGURAS	ii
LISTA DE TABLAS	v
CAPÍTULO 1 <i>Introducción</i>	1
CAPÍTULO 2 <i>Antecedentes</i>	3
CAPÍTULO 3 <i>Descripción General del Equipo</i>	11
CAPÍTULO 4 <i>Principios Básicos de Funcionamiento</i>	33
CAPÍTULO 5 <i>Toma de Imágenes CT a dos Niveles de Energía (90 y 120 KV)</i>	55
CAPÍTULO 6 <i>Procesamiento e Interpretación de Imágenes CT</i>	71
CAPÍTULO 7 <i>Referencia de Trabajo de Investigación a Futuro</i>	121
CAPÍTULO 8 <i>Conclusiones y Recomendaciones</i>	129
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132

LISTA DE FIGURAS

- Figura 3.1.- Componentes esenciales del equipo de tomografía de Rayos-X DELTA-SCAN 100.*
- Figura 3.2.- Componentes de la consola de control del tomógrafo de Rayos-X DELTA-SCAN 100.*
- Figura 3.3.- Estación de trabajo para la transmisión y procesado de imágenes CT.*
- Figura 3.4.- Estación de trabajo para el procesamiento de imágenes CT.*
- Figura 3.5.- Sistema para el desplazamiento de fluidos dentro del medio poroso a condiciones de yacimiento..*
- Figura 4.1.- Movimientos rotacional y lineal del arreglo de detectores y emisor de rayos X en un escáner de segunda generación. Sólo hay irradiación del núcleo durante el movimiento lineal.*
- Figura 4.2.- Espectro Electromagnético. Los límites entre las regiones son arbitrarios, ya que no se pueden asignar límites superiores o inferiores exactos.*
- Figura 4.3.- Diagrama que representa el funcionamiento de un tubo de rayos X del tipo de cátodo caliente o de Coolidge.*
- Figura 4.4.- Diagrama de flujo simplificado de la obtención de datos a través del programa Scan Job.*
- Figura 4.5.- Diagrama de flujo simplificado del proceso de reconstrucción de imágenes de datos filtrados proporcionados por el programa de escaneo.*
- Figura 4.6.- Diagrama de flujo simplificado del proceso de asignación de comentarios por medio del programa Annotator Job.*
- Figura 4.7.- Ejemplo de la medición de datos de atenuación con rotaciones de cada 30° entre cada uno de los escaneos transversales.*
- Figura 4.8.- Ejemplo de reproyección de datos originales para la reconstrucción de una sencilla línea de puntos de una imagen matriz.*
- Figura 4.9.- Representación de la reproyección requerida para reconstruir un punto de la imagen matriz dado.*
- Figura 4.10.- Ejemplo del procedimiento para la determinación de un valor filtrado*
- Figura 4.11.- Ejemplificación de reproyecciones de datos filtrados para la reconstrucción de una sola línea de una imagen matriz.*

- Figura 4.12.- Bloque diagramático básico del sistema DELTA-SCAN 100 y sus secciones funcionales.**
- Figura 5.1.- Representación del coeficiente de atenuación a través del volumen unitario denominado voxel.**
- Figura 5.2.- Representación de la reconstrucción vertical de una serie de imágenes CT.**
- Figura 5.3.- Representación de la reconstrucción horizontal de una serie de imágenes CT.**
- Figura 5.4.- Corte transversal del sujetador de núcleos utilizado para el desarrollo de pruebas de desplazamiento a condiciones de yacimiento apoyado con tomografía de rayos X.**
- Figura 5.5.- Gráfico de la relación de concentración de diferentes soluciones con respecto al #CT evaluado .**
- Figura 5.6.- Gráfico de la relación de densidad con respecto al #CT de diferentes areniscas.**
- Figura 6.1.- Concepto de integración de técnicas de imágenes de diferentes resoluciones para la caracterización de yacimientos.**
- Figura 6.2.- Modelo de la generación del coeficiente de atenuación lineal.**
- Figura 6.3.- Plantilla de presentación de una imagen CT en el monitor de la computadora del tomógrafo.**
- Figura 6.4.- Interpretación de estructuras definidas por tomografía de rayos X.**
- Figura 6.5.- Definición de elementos involucrados en la franja de calibración.**
- Figura 6.6.- Diferencia de atenuación en una imagen CT de arenisca a dos condiciones diferentes. A) Saturada con aire y B) Saturada con agua.**
- Figura 6.7.- Perfiles de #CT sobre dos estratos de una arenisca berea en estado natural.**
- Figura 6.8.- Estadística de #CT sobre una región de interés en una arenisca berea en estado natural.**
- Figura 6.9.- Representación de rangos de #CT dentro de una imagen CT de arenisca berea.**
- Figura 6.10.- Esquematación de una reconstrucción bidimensional de una arenisca berea utilizando 9 imágenes CT, con separación de 1 cm entre cada una de ellas.**
- Figura 6.11.- Visualización de valores de #CT en coordenadas tridimensionales sobre una imagen CT de arenisca berea.**
- Figura 6.12.- Conceptualización del ciclo sedimentario de las rocas.**
- Figura 6.13.- Definición de la homogeneidad de una roca arenisca berea.**
- Figura 6.14.- Idealización del comportamiento de los rayos X: A) composición, B) clasificación, C) arreglo y D) saturación.**
- Figura 6.15.- Representación de perfiles de saturación; A) Núcleo saturado con aire y agua y B) Núcleo saturado con aceite y agua.**

- Figura 6.16.- Imagen CT de arena parcialmente saturada de aceite sin manifestación de daño por lodo de perforación.**
- Figura 6.17.- Imagen CT de arena parcialmente saturada de aceite con presencia de daño producido por filtración de lodo de perforación.**
- Figura 6.18.- Imagen CT de arena parcialmente saturada de aceite con presencia de daño producido por filtración y enjarre de lodo de perforación.**
- Figura 6.19.- Imágenes CT definiendo barreras al flujo de fluidos en arenas.**
- Figura 6.20.- Imagen CT de una brecha calcárea con un mineral de calcita utilizado para la calibración del equipo de tomografía.**
- Figura 6.21.- Ejemplificación de la homogeneidad en calizas. La muestra tipo es una caliza tipo mudstone.**
- Figura 6.22.- Imágenes CT para ejemplificar la heterogeneidad en brechas calcáreas con presencia de fracturamientos y estructuras de disolución.**
- Figura 6.23.- Imágenes CT ejemplificando diferentes tipos de fracturas en rocas calizas.**
- Figura 6.24.- Reconstrucciones CT generadas a través de 14 imágenes CT con espaciamientos de 1 cm entre cada una de ellas**
- Figura 6.25.- Ejemplificación de estructuras de disolución desarrollada en rocas carbonatadas.**
- Figura 6.26.- Desarrollo de estructuras de disolución (vúgulos) sobre la matriz circundando los clastos.**
- Figura 6.27.- Desarrollo de estructuras de disolución a través de fracturamientos (fracturas vugulares).**
- Figura 7.1.- Determinación de dimensiones para la unidad volumétrica (voxel) en núcleos de 4 y 1.5 pulgadas de diámetro.**
- Figura 7.2.- Desplazamiento miscible de aceite por inyección de CO₂ en arenisca Berea. Corte transversal.**
- Figura 7.3.- Comparación de un proceso de inyección de CO₂ en condiciones miscibles, por tomografía de rayos X y simulación numérica.**
- Figura 7.4.- Inyección miscible de CO₂ tipo pistón en núcleo de Berea.**

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1.- Características de la fuente de suministro de alta energía para el tomógrafo DELTA-SCAN 100.

Tabla 3.2.- Características de los diferentes sensores de presión utilizados por el sistema SENSOTEC.

Tabla 4.1.- Dosis máximas permisibles de radiaciones en diversas partes del cuerpo humano.

Tabla 5.1.- Diferencias entre rocas almacenadoras de areniscas y carbonatadas.

Tabla 5.2.- Comparación de características de porosidad y permeabilidad entre rocas almacenadoras de areniscas y carbonatos.

Tabla 5.1.- Características dimensionales de rocas para ser utilizadas por el equipo de tomografía de rayos X.

Tabla 6.1.- Lista de comandos utilizados para el manejo de imágenes CT, se indican con letra cursiva los comandos útiles para su interpretación.

Tabla 6.2.- Terminología e intervalos de clases de tamaños de grano según Wentworth.

Tabla 6.3.- Datos para el cálculo de la porosidad a través de tomografía de rayos X en una roca arenisca.

Tabla 6.4.- Datos para el cálculo de la saturación de agua y aceite por tomografía de rayos X en una roca arenisca.

INTRODUCCIÓN

La Tomografía de Rayos X, es una técnica que originalmente se utiliza en el área de la medicina para visualizar la estructura interna del cuerpo humano. Básicamente se utilizan dos metodologías para la toma de una sección de tomografía: a) La tomografía por placas, la cual, reproduce la imagen de las sombras generadas de una sección del cuerpo por el paso de la radiación sobre el espesor del cuerpo tomografiado y b) La tomografía transversal, la cual, reproduce la imagen de una sección del cuerpo por el paso de los rayos que giran alrededor y atraviesan la sección del cuerpo tomografiado.

Aunque la técnica de tomografía transversal se ha desarrollado en diferentes áreas independientes de la medicina, se considera que después de la medicina, el área de la industria petrolera ha sido la más beneficiada con la implementación de esta técnica.

La implementación de la técnica dentro de la industria petrolera, se ubica en la ingeniería de yacimientos, utilizando muestras de núcleos de pozo. En esta rama, la tomografía se ha utilizado en la descripción de heterogeneidades, análisis de la invasión de fluidos de perforación, medición de propiedades petrofísicas tales como porosidad, saturación de fluidos, compresibilidad, etc. Sin embargo, de entre los trabajos en donde la tomografía tiene su mayor realce, es en los estudios referidos a la investigación de procesos dinámicos de recuperación secundaria y/o mejorada del petróleo.

En México, los trabajos desarrollados por Tomografía de Rayos X (con una visión hacia la ingeniería de yacimientos), no son plenamente conocidos, ya que el Instituto Mexicano del Petróleo (desde 1993), es la única institución que posee el equipo para realizar los estudios con esta técnica.

El equipo con el cual se desarrolla el presente trabajo es un tomógrafo de segunda generación DELTASCAN-100, el cual está totalmente computarizado y acondicionado a un equipo de desplazamiento de fluidos. Por otro lado, se cuenta con una estación de trabajo SPARC STATION 20 para el procesamiento de las imágenes obtenidas de las muestras de núcleos de pozos.

Bajo esta perspectiva y, considerando que el presente trabajo debe presentar una visión hacia la ingeniería geológica, el objetivo principal es, primeramente, dar a conocer el equipo de trabajo, desde su funcionamiento mecánico, principios teóricos básicos para la generación de las imágenes CT (Computer Tomography), metodologías de interpretación e investigación a futuro. Así mismo, se presentarán y analizarán imágenes considerando tópicos tales como: tipo de material, heterogeneidades, fracturamientos, estratificaciones, análisis de estructuras de disolución (vúgulos y cavernas).

Por otro lado, considerando que la aplicación de esta técnica estará enfocada hacia la ingeniería petrolera, más propiamente hacia la ingeniería de yacimientos, debe tenerse en cuenta que el tipo de material bajo el cual se desarrollará el trabajo es el que considera a los yacimientos productores de petróleo; principalmente se tienen yacimientos en calizas, brechas carbonatadas y areniscas. En este tipo de materiales se considerará el desarrollo de metodologías para la determinación de propiedades petrofísicas tales como: porosidad, saturación de fluidos (utilizadas para la evaluación de permeabilidades relativas) y análisis de invasión de fluidos.

De igual forma, se establecerán los lineamientos que se pretenden a futuro, sobre todo, considerando la investigación de los procesos dinámicos de recuperación secundaria y/o mejorada del petróleo.

Todas las imágenes presentadas en el trabajo serán propias de muestras de núcleos de pozos de yacimientos productores, se citará en su oportunidad aquellas que no presenten dicha característica.

ANTECEDENTES

La Tomografía Computarizada de Rayos X, desarrollada en la Gran Bretaña por Hounsfield en 1972, es una técnica que manifiesta su principal desarrollo en el área de la medicina. No obstante, las aplicaciones de esta técnica, no se han limitado a este campo, a saber:

- Hopkins et.al. (1981).- Mostró su utilización en el análisis de plásticos, madera, concreto, acero y componentes electrónicos.
- Onoe et.al. (1983).- Ilustró el uso de un escáner de Tomografía Computarizada de Rayos X portátil para medir los anillos de crecimiento anual de la vida de los árboles.
- Petrovic et.al. (1982); Hainsworth and Aylmore (1983); Crestana et.al. (1985); Hainsworth and Aylmore (1986).- Han ilustrado el uso de esta técnica para la evaluación no destructiva de suelos.
- Petrovic et.al. (1982).- Utilizó la Tomografía Computarizada de Rayos X para investigar la precisión, linealidad, resolución espacial y limitaciones de la densidad total de los suelos.
- Anderson et.al. (1988).- Estudió la determinación de la densidad total y contenido de agua en los suelos por Tomografía Computarizada de Rayos X.

Hacia la última década, se ha desarrollado la aplicación de la técnica de Tomografía Computarizada de Rayos X dentro de la ingeniería de yacimientos y evaluación de propiedades petrofísicas principalmente.

Actualmente existen 14 escáner, en el mundo, de la serie DELTASCAN 100 utilizados en aplicaciones petrofísicas. Debido a lo novedoso en la aplicación de esta técnica, existen aún carencias en cuanto a procedimientos estandarizados para la toma de las Imágenes CT nítidas. Entre los problemas más comunes se presentan los siguientes:

- No se cuenta con patrones de calibración apropiados.
- Existen factores que afectan la determinación exacta de la densidad y el número atómico.
- No hay un uso apropiado de filtros de metal.
- Cuando usan "imágenes expandidas".
- Hay problemas por la definición del tamaño del círculo de escaneo sobre el beam hardening.
- ¿Cómo obtener imágenes libres de artefactos de muestras densas de gran longitud?.
- ¿Cómo elegir apropiadamente soluciones para estudios de flujo de fluidos?.
- No existe un uso apropiado de los procedimientos del programa NLDGET.
- El efecto del sujetador de núcleos plástico sobre los números CT.

Se presentan otras necesidades importantes que deben tomarse en cuenta para mejorar la calidad de las imágenes:

1. Técnica matemática más fina, que permita obtener imágenes de secciones de espesores más delgados, menores de 1.0 cm, preferentemente por debajo de 2 mm.
2. Método conveniente para una resolución espacial determinada, ya que los estándar de calibración originalmente construidos para estos propósitos no tienen la longitud adecuada.

En México, la aplicación de esta técnica es muy reciente (3 años aproximadamente). El enfoque principal está encaminado hacia un servicio en la evaluación de propiedades petrofísicas e investigación sobre el flujo de fluidos en medios porosos para la recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos.

Dentro de la industria petrolera, la caracterización de los yacimientos es uno de los puntos prioritarios, desde el descubrimiento del yacimiento, hasta y durante su explotación. La caracterización de un yacimiento está basada en estudios de: Geología, Geofísica, Mecánica de Rocas, Ingeniería de Yacimientos, etc. Con la técnica de tomografía se contribuye en dicha caracterización.

Una parte importante en la caracterización de un yacimiento, se apoya en los estudios realizados sobre núcleos de las formaciones productoras. Para establecer la importancia que presenta la caracterización dentro de las formaciones a través de núcleos de pozos, se citan los trabajos que a partir de ellos se realizan:

* Análisis a Núcleos Completos.

- Porosidad (ϕ)
- Permeabilidad (K)
- Saturación de Fluidos ($S_{o,w}$)
- Módulos Tests (Coeficientes de Pruebas Experimentales)
- etc.

- etc

* Análisis Petrográficos.

- Secciones Delgadas
- Microscopía Electrónica
- Difracción de Rayos "X"
- etc.

* Análisis Convencionales de Tapones.

- Porosidad (ϕ)
- Permeabilidad (K)
- Presión Capilar (Pc)
- Factor de Formación (F)
- Intercambio Catiónico (IC)
- Permeabilidad Relativa (Kr)
- Pruebas Acústicas
- Sensibilidad al Agua

* Preparación de Comparadores.

- Tapón seleccionado y Triturado
- Partículas Tamizadas
- Tipo de Poro de las Muestras Seleccionadas
- Montado de las Muestras
- etc.

La toma de muestras de núcleo no es una tarea fácil, además de ser muy costoso, de tal forma, es necesario aprovechar al máximo cada una de las muestras obtenidas, realizando todos los estudios que sea posibles, ya que cuando se llevan a cabo los trabajos tradicionales sobre muestras de núcleo a diámetro completo o en tapones, quedan éstas inutilizables para posteriores estudios.

La principal área afectada con el tipo de trabajos tradicionales que se le llevan a cabo a los núcleos de pozos, es la investigación sobre la interacción de los fluidos y el medio poroso a condiciones de yacimiento, para el estudio de los procesos de recuperación de hidrocarburos. Para esta investigación, en un inicio se requiere de material apto para los trabajos experimentales (núcleos caracterizados, fluidos destilados y de formación, arenas tamizadas, etc.), sin embargo, en la etapa final es necesaria la utilización del material propio de la formación en condiciones preservadas lo más cercanas a las condiciones del yacimiento (presión y temperatura).

En vista de que la preservación de núcleos y fluidos a condiciones de yacimiento no ha sido posible obtenerse, es necesario dar el mejor aprovechamiento al material obtenido de las formaciones productoras, y para esto es conveniente realizar inicialmente las técnicas de caracterización de carácter no destructivo.

La tomografía computarizada de rayos "X", se considera como una técnica no destructiva, la cual, permite llevar a cabo una serie de trabajos que permiten evaluar parámetros tradicionales y algunos otros que pueden servir de apoyo en la investigación co son:

- * Evaluación de pseudo-densidades y pseudo-número atómico.
- * Cálculo de propiedades petrofísicas.
 - Porosidad (ϕ)
 - Permeabilidad (K)
- Saturaciones de Fluidos (So/w)
- Permeabilidades Relativas ($K_{r_{o/w}}$)
 - Régimen Transitorio
 - Régimen Estacionario
- * Estudios de Mecánica de Rocas.

- Compactación
- Compresibilidad
- * Correlación de Registros de Núcleos con Registros de Pozos.
- * Caracterización de Invasión de Lodo.
- * Caracterización de Fracturas.
- * Caracterización de Núcleos desarticulados.

- * Cuantificación de Mineralogías Complejas.
- * Cuantificación de Relaciones Arena-Lutita.

- * Aplicación en Ingeniería de Yacimientos.
 - Estudios de Desplazamiento de CO₂ dentro del Núcleo.
 - Enfoque sobre Digitación Viscosa.
 - Segregación Gravitacional.
 - Miscibilidad.
 - Control de Mojabilidad.
- * Correlaciones de Ambientes de Depositación en Areniscas.
- * Grado de Heterogeneidad u Homogeneidad de la Roca.
- * etc.

La mayoría de los trabajos realizados con enfoque hacia la industria petrolera, son en la rama de la ingeniería de yacimientos, de entre los cuales se citan los siguientes:

- Withjack, E. et.al. (1990)
- Hove, A. et.al. (1985)
- Auzeais, F. et.al. (1991)
- Lenormand, R. et.al. (1990)
- Simon, Y. et.al. (1985)
- Peter, B. et.al. (1987)
- Wellington, S. and Vinegar, H.(1987)
- Entre otros

Los estudios están basados en la cuantificación, visualización y caracterización del desplazamiento de aceite por inyección de fluidos en medios porosos como mecanismo de recuperación mejorada.

Los trabajos relacionados a la geofísica, se basan principalmente en la correlación entre los valores de #CT con los registros geofísicos de pozos (Wellington, S. y Vinegar, H. 1987). También estos investigadores realizaron trabajos referidos con la mecánica de rocas, con los que se pueden obtener mediciones de compresibilidad y compactación.

Respecto a los estudios con enfoque geológico se citan:

- (Wellington, S. and Vinegar, H. opcit).- Llevan a cabo la caracterización del material de núcleos (mineralogía e identificación de bioclastos), a través de la evaluación de densidades y número atómico; realizan reconstrucciones longitudinales para mostrar la invasión del lodo de perforación sobre las paredes del núcleo y aplican la técnica de tomografía longitudinal para observar las intercalaciones arena-lutita de turbiditas.
- (Withjack, E. et.al. 1990). Caracterizaron la heterogeneidad de la porosidad dentro de núcleos de arenisca.
- (Coshell, L. et.al. 1991). Definieron litología, mineralogía y bioclastos dentro de calizas, areniscas y conglomerados a través de evaluación de densidades.
- (Blauch, M. et.al. 1992). Llevaron a cabo un estudio sobre lutitas, evaluando porosidad y capacidad de adsorción y desadsorción de gas, además de un análisis de fracturamiento dentro de formaciones lutíticas.
- (El-Dairy, M. et.al. 1993).- Llevaron a cabo un análisis petrofísico de areniscas, correlacionando resultados de tomografía con resultados de técnicas convencionales, y definen heterogeneidad-homogeneidad de la roca, en la determinación de ambientes de depositación.

El presente trabajo se realizó con enfoque geológico, efectuando pruebas sobre núcleos de diferentes formaciones con el objeto de mostrar, en forma general, los trabajos que hasta la

fecha se han elaborado y, los trabajos que es posible llevar a cabo con esta nueva técnica de apoyo para la caracterización de núcleos (Tomografía Computarizada de Rayos X). Se realizó, considerando que existen los siguientes beneficios dentro del entorno geológico:

1. Evaluar las propiedades petrofísicas, tomando en cuenta cada fragmento del núcleo. Puede realizarse como apoyo en correlación con las otras técnicas de medición de estos parámetros. Tales determinaciones, pueden evaluarlas a condiciones del yacimiento (presión y temperatura). Los fluidos utilizados pueden ser del yacimiento o algún tipo de fluido estándar.
2. Llevar a cabo la identificación de la mineralogía, la cual, hasta el momento es comparativa con otras técnicas, posteriormente podrá ser evaluada bajo una metodología establecida.
3. Realizar análisis de estructuras, de homogeneidades y heterogeneidades de la roca y caracterizar relación de arena/arcilla.
4. Optimización en el manejo de los fragmentos de núcleo, ya que se puede discretizar la forma de toma de tapones de acuerdo a los estudios que se pretendan realizar.

Lo anterior se realizará teniendo presente que el núcleo podrá ser utilizado en otros estudios, ya que la técnica es no destructiva (la alteración es mínima, ya que sólo puede modificarse cuando sean utilizados fluidos para lavar la muestra, para saturar, etc.).

El Instituto Mexicano del Petróleo, cuenta con un equipo CT DELTASCAN 100, el cual, es un tomógrafo de segunda generación totalmente computarizado. Dicho tomógrafo está acondicionado a un equipo de desplazamiento de fluidos en medios porosos para el desarrollo de pruebas experimentales a condiciones de yacimiento.

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EQUIPO

La serie de escáner DELTA-SCAN 100, es un equipo que se utilizó originalmente para diagnóstico de imágenes radiológicas de secciones transversales del cerebro humano. Bajo un sistema de funcionamiento similar, dicho equipo se adaptó para la determinación de propiedades petrofísicas, heterogeneidades en las rocas y en estudios de flujo de fluidos en medios porosos.

La Tomografía Computarizada de Rayos X, originalmente desarrollada en el ámbito médico dio resultados muy satisfactorios; fue evaluada para desarrollar la investigación que a través de los datos capturados de una sección transversal de núcleos de roca, pudieran obtenerse para la determinación de sus propiedades petrofísicas.

Se puede considerar la existencia de cinco procedimientos, los cuales, permiten el estudio de la estructura interna de un objeto, sin que éstos sufran daño alguno. Se consideran como métodos no-destructivos:

- Trazadores Radioactivos,
- Técnicas de Atenuación de Microondas,
- Técnicas de Imagen de Resonancia Magnética Nuclear,
- Mapeo de Ultrasonido y
- Tomografía Computarizada de Rayos X.

El último de estos métodos, es considerado el más común y de menor costo en cuanto a técnicas no-destructivas se refiere. Después de las aplicaciones médicas a las que se ha

sometido exitosamente esta técnica, es en la industria del petróleo en donde probablemente se involucre más la Tomografía Computarizada de Rayos X.

Considerando las radiografías convencionales de rayos X, utilizadas en medicina, éstas visualizan un objeto (parte del cuerpo humano) únicamente desde un ángulo, de esta manera las sombras de toda la materia irradiada a lo largo de la trayectoria de un rayo son sobrepuestas una sobre otra.

Comparando con los escáner de Tomografía Computarizada de Rayos X, éstos generan una imagen de una sección transversal de un cuerpo opaco por medio de un tubo de rayos X que gira a su alrededor obteniendo proyecciones en diferentes ángulos. De un conjunto de estas proyecciones y a través de un algoritmo de computación, es como se obtienen las imágenes CT.

Los escáner de tomografía computarizada de Rayos X, han tenido diversos desarrollos desde sus inicios (1972), a la fecha. Se pueden citar cinco generaciones de escáner, los cuales se utilizan en el campo médico, y así mismo en las actividades que más competen. Difieren en su estructura y manejo mecánico, así como en la captura de los datos para su procesamiento. A continuación se citan las cinco generaciones de escáner existentes en el mercado y sus características más relevantes:

ESCÁNER DE PRIMERA GENERACIÓN

Utilizan un emisor de rayos X en forma de lápiz y un simple detector para la captura de los datos que se transmitirán. Tanto el emisor como el detector se transmiten a través del objeto, posteriormente, giran con un ángulo pequeño para la captura de otros datos. Este proceso se repite hasta que se haya alcanzado una rotación de 186° . El proceso para capturar este conjunto de datos es muy lento, tardando hasta 10 minutos para obtener una sola imagen de una muestra. El mantenimiento del equipo es relativamente sencillo, sin embargo tiene poca resolución.

ESCÁNER DE SEGUNDA GENERACIÓN

Este tipo de escáner utiliza un emisor de rayos X de tipo abanico y un arreglo lineal de múltiples detectores (3 ó 6). La imagen CT está definida a través de un movimiento de translación-rotación. Inicialmente por translación, el emisor y los detectores atraviesan el objeto capturando los datos simultáneamente a través del ángulo definido por el tipo de emisor. Posteriormente, gira con un ángulo pequeño para capturar otro conjunto de datos por translación del emisor y detectores, este proceso se repite hasta haber girado 186°, con lo cual se obtiene una imagen. El tiempo aproximado para tomar cada imagen es de 20 segundos, presenta una mejor resolución que los escáner de primera generación, además de tener un mantenimiento sencillo.

ESCÁNER DE TERCERA GENERACIÓN

Los escáner de tercera generación, también utilizan un emisor de rayos X de tipo abanico y un arreglo lineal de detectores. En este tipo de escáner, tanto el emisor como los detectores, giran 360 grados alrededor del objeto para la captura de los datos. El arreglo de detectores y el tubo de rayos X, son montados sobre un soporte rígido, y no existe movimiento de translación en este sistema. Estos escáner, son más rápidos que los rastreadores de segunda generación. El tiempo necesario para obtener una imagen, es de aproximadamente 5 segundos.

ESCÁNER DE CUARTA GENERACIÓN

En esta generación de escáner también se utiliza un emisor de rayos X de tipo abanico y un arreglo lineal de múltiples detectores formados en círculo alrededor del objeto. En este tipo de escáner el arreglo de detectores es fijo, de tal forma que los datos capturados para obtener una imagen, se realiza a través de la rotación del emisor alrededor del objeto. El tiempo necesario aproximado para obtener una imagen es de 1 segundo, presenta una alta resolución y el mantenimiento es más complicado.

ESCÁNER DE QUINTA GENERACIÓN

Estos escáner están diseñados para ser máquinas estacionarias. En este diseño, un gran aro de tungsteno es utilizado como la fuente para producir los rayos X. Un haz de electrones de alta energía es magnéticamente desviado y guiado sobre un objetivo de tungsteno para producir los rayos X. El haz de electrones es girado sobre el objetivo de tungsteno, produciendo un haz de rayos X rotacional. Un arreglo lineal de detectores estáticos, similar al utilizado en los escáner de cuarta generación, es empleado para capturar los datos que dan origen a una imagen. Debido a su diseño inmóvil, una imagen puede generarse en un arreglo de tiempo de 50 a 100 mili-segundos.

El escáner utilizado para el desarrollo del presente trabajo, es de la serie DELTA-SCAN-100 de segunda generación, el cual, originalmente tiene una utilidad en el sector médico en tomografías de rayos X del cerebro. Fue modificado para ser utilizado en la investigación concerniente a la interacción del flujo de fluidos en medios porosos, así como las heterogeneidades de las rocas, bajo el diseño de la Shell Oil Company.

Antes de describir las diferentes partes que componen el laboratorio de tomografía computarizada de rayos X, se listarán algunas consideraciones de seguridad pertinentes para el buen manejo del equipo y de las personas usuarias.

- No operar el sistema, a menos que se tenga pleno conocimiento de las normas de seguridad y procedimientos básicos de funcionamiento del equipo.
- Conocer siempre el curso propio de acción antes de que ocurra una situación de emergencia. La operación del escáner puede ser finalizada presionando el botón ABORT SCAN, localizado en la consola de control. En un incidente de una situación catastrófica (mal funcionamiento del equipo, fuego, etc.), la operación puede ser finalizada mediante cualesquiera de los dos botones rojos de EMERGENCY STOP, uno localizado al frente del GANTRY y el otro en la CONSOLA DE CONTROL.

- No operar el sistema hasta que esté certificado para instalación y operación propia.
- Examinar siempre el sistema de condiciones impropias o peligrosas previas a la operación y continuar con el chequeo de la secuencia de pre-encendido y encendido, descrito en la orientación del usuario o en los procedimientos de operación.
- No permitir la entrada al personal a la sala de rayos x, cuando el SHUTTER de rayos x esté abierto y el alto voltaje esté en ON.
- Cuando se entra a la sala de rayos X, siempre girar la llave de encendido desde X RAY ENABLE hasta ON, localizado en la consola de control, y quitar la llave como precaución para prevenir una exposición por radiación accidental. Esto incapacitará completamente la fuente de rayos x.
- No posicionar el objetivo a rastrear o utilizar el escáner de rayos X si la fuente del colimador del SHUTTER está abierta o en una condición desconocida.
- Para prevenir una exposición accidental de rayos x, siempre verificar antes de entrar a la sala de rayos x, que la fuente del colimador del SHUTTER esté cerrada.
- No dejar el sistema correr desatendido después de que una operación de escaneo ha sido iniciada.
- Siempre monitorear la operación del sistema durante una secuencia de escaneo. Si alguna condición insegura o anormal es observada, terminar el escaneo inmediatamente, usando el interruptor de ABORT SCAN, localizado en la consola de control.
- Referir siempre condiciones impropias o mal funcionamiento del equipo al personal de servicio calificado para su corrección.
- No intentar dar servicio al equipo, excepto hasta el límite descrito en el manual del operador.
- No utilizar procedimientos interrumpidos los cuales degraden las consideraciones de seguridad.
- Siempre recordar que la seguridad es responsabilidad total del operador.

A continuación, se describirá el equipo que conforma el Laboratorio de Tomografía de Rayos X. Se subdivide en cuatro partes principales, las cuales corresponden a:

- A) TOMÓGRAFO DE RAYOS X.**
- B) CONSOLA DE CONTROL DEL TOMÓGRAFO DE RAYOS X.**
- C) EQUIPO DE PROCESAMIENTO DE IMÁGENES CT.**
- D) EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS.**

Se describirán las partes consideradas de mayor interés para el desarrollo del trabajo, sus características y el funcionamiento de las mismas.

A) TOMÓGRAFO DE RAYOS X

Es la parte esencial del Laboratorio de Tomografía de Rayos X. A través de todos los dispositivos que conforman el equipo, es como se generan los datos que, posteriormente, darán como resultado una imagen digitalizada en la cual se visualizará la estructura interna de un objeto con base en características de densidad y número atómico.

Como ya se hizo mención, el equipo de tomografía de rayos X es de la serie DELTA-SCAN 100 de segunda generación. Este escáner originalmente es un sistema para diagnóstico de imágenes radiológicas, el cual, puede construir, registrar y desplegar imágenes de secciones transversales de alguna parte deseada del cerebro humano. Este tomógrafo está modificado bajo un diseño de la SHELL OIL COMPANY, y es utilizado para la investigación concerniente a la interacción del flujo de fluidos en medios porosos y heterogeneidades de las rocas (Figura 3.1).

A continuación se llevará a cabo una descripción de los componentes mayores y principales que constituyen el equipo.

MESA DE POSICIÓN.- Este aditamento permite colocar en una posición horizontal el objeto que va a ser tomografiado. El núcleo es colocado dentro de un tubo de acrílico de 30 cm de diámetro, en donde se fija mediante unos aditamentos que permiten centrarlo con respecto al emisor y los detectores de los rayos X. Contiene un motor que permite mover y fijar la

posición del núcleo en el lugar en el que se desea la tomografía en rangos de distancia de centésimas de milímetro.

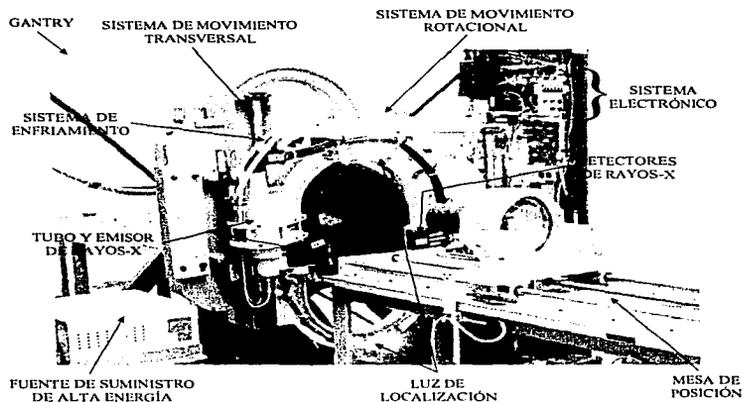


Figura 3.1.- Componentes esenciales del equipo de tomografía de rayos-X DELTA-SCAN 100.

GANTRY.- El gantry es un armazón metálico en el cual se encuentran la fuente de alta energía, el sistema electrónico que trasmite los datos hacia la consola de control, las líneas que conducen el agua para enfriar el tubo de rayos X, los mecanismos de movimiento transversal y rotacional, la luz de posición, la fuente de rayos X, los detectores de rayos X. Las partes móviles del gantry son pesadas y están balanceadas para proporcionar un movimiento suave y libre de vibraciones.

FUENTE DE SUMINISTRO DE ALTA ENERGÍA.- La energía eléctrica se proporciona a través de un transformador, el cual distribuye la corriente hacia la consola de control y hacia una fuente de energía. La fuente de energía distribuye la corriente hacia el gantry, tubo de rayos X y hacia la mesa de ubicación. El sistema DELTA-SCAN 100 requiere una línea de energía aislada con las características definidas en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1.- Características de la fuente de suministro de alta energía para el tomógrafo DELTA-SCAN 100.

Voltaje	208/220 Volts, ± 10 %, 60 Amp
Frecuencia	60 Hertz, ± 3 %
Fluctuación de Voltaje	± 10 %
Conexión a Tierra	
Impedancia	Máximo de 100 mili-Ohms por conductor

SISTEMA ELECTRÓNICO.- Es la parte del sistema que colecta datos del rayo atenuado por medio de los 3 detectores y convierte esta información en valores analógicos medidos. Estos valores analógicos son convertidos a palabras de 14 bit y transferidos fuera hacia el puerto de entrada de datos del frente final.

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO.- El sistema de enfriamiento está diseñado para mantener a una temperatura constante el tubo de rayos X. El tubo de rayos X es operado desde fuera de la sala de rastreo; el tubo es enfriado por agua que fluye a través de un tanque de alta energía y el tubo de rayos X. El agua debe estar a una temperatura alrededor de 68°F y el flujo debe ser cerca de 1.5 galones/minuto.

SISTEMA DE MOVIMIENTO TRANSVERSAL.- El mecanismo para el movimiento transversal, es un ensamble electromecánico el cual dirige la fuente y los detectores de rayos X de atrás hacia adelante a través de la apertura del escáner, éste está condicionado al movimiento de la estructura de rotación. La estructura para la realización de este movimiento consta de dos partes, una frontal y una posterior. La estructura transversal frontal tiene un par de barras unidas a la estructura que suministra el movimiento rotacional, porta el tubo de rayos X y los detectores acarreándolos través de una distancia de 30.5 cm. La estructura transversal posterior tiene una función de contrapeso, se une mediante un par de barras a la estructura que lleva el movimiento rotacional, moviéndose en dirección opuesta al movimiento que tiene la estructura transversal frontal.

SISTEMA DE MOVIMIENTO ROTACIONAL.- La acumulación de datos de absorción de rayos X requiere que el objeto sea tomografiado desde varias direcciones. Para el escaneo de un objeto, por cada movimiento en un sentido de la estructura transversal, existe un giro de 3° de la estructura rotacional. La estructura de rotación gira alrededor del tubo central de la estructura del gantry sobre seis baleros, proporcionando ángulos de escaneo a través de 186°. El escaneo del objeto se lleva a cabo en sentido contrario al sentido de giro de las manecillas del reloj y una vez que se ha completado el registro de todos los datos, la estructura regresa a su posición original en el sentido de giro de las manecillas del reloj.

LUZ DE LOCALIZACIÓN.- Es un rayo de luz incandescente utilizado para ubicar la posición de la sección transversal sobre la cual se tomará el primer escaneo del núcleo, el resto de las posiciones de escaneo se ubican mediante la mesa de posición a través del motor que define distancias fijas a partir de la posición de la primera imagen. Dos fuentes de luz se localizan sobre cada uno de los brazos de la estructura transversal.

EMISOR DE RAYOS X.- El tubo de rayos X consiste de una cúpula catódica con una entrada de un filamento de emisión termoiónica, un ánodo fijo de tungsteno empujado por una técnica de soldado al vacío en una barra de cobre, la cual ha sido barrenada para el paso del fluido enfriante. Los electrones desde el ensamble del cátodo son excitados a través del tubo hacia la tarjeta de tungsteno sobre el ánodo. Ellos son enfocados por un campo electrostático cuya configuración está determinada por la colocación del filamento de tungsteno dentro de la cúpula catódica. El rayo dirigido de electrones choca con la tarjeta de tungsteno, generando los rayos X y calor (de aquí el requerimiento del fluido enfriante). La energía de los rayos X generada en la tarjeta es proporcional a la corriente del rayo del electrón y al cuadrado de la aceleración del voltaje. Por lo tanto, para mantener una salida constante de flujo del tubo de rayos X, es importante controlar tanto el voltaje como la corriente en forma precisa. De esta forma el tubo de rayos X opera a una entrada de energía de 3 Kilowatts a 120 Kv, suministrando una salida de rayos X estable. De igual forma se ubica una fuente del colimador el que permite dirigir el rayo en una dirección deseada. También dispone de un

obturador manejado desde la consola de control, el cual permite o impide el paso de los rayos X a través del objeto tomografiado.

DETECTORES DE RAYOS X.- En un ensamble de alojamiento se localizan tres detectores, los cuales detectan los rayos X atenuados por el paso a través de un objeto. Al frente de ellos se ubica un colimador receptor, y cada uno de los detectores contiene un tubo fotomultiplicador, el cual monitorea la emisión de rayos X y las salidas de corriente generadas, que son inversamente proporcionales a la densidad del material tomografiado. Así mismo, el equipo cuenta con un detector de referencia, montado en la fuente del colimador, el cual monitorea la salida del rayo no atenuada del tubo de rayos X. Mientras el sistema está tomografiando, los detectores fotomultiplicadores generan unas corrientes de salida, la cuales son individualmente acopladas a un tablero de amplificación logarítmica a través de cables coaxiales. Estas señales son procesadas a través del sistema electrónico estableciendo un valor de salida de atenuación para cada canal, las que se procesarán en la computadora de la consola de control para finalmente generar la imagen del objeto tomografiado.

B) CONSOLA DE CONTROL DEL TOMÓGRAFO DE RAYOS X

Tiene básicamente tres funciones: Controlar las operaciones del sistema de tomografía, reconstruir las imágenes CT de los datos obtenidos, así como trabajar en ellas bajo sus diversos comandos y almacenar los datos en diferentes dispositivos, para su tratamiento posterior.

Como se observa en la Figura 3.2, esta parte del equipo del laboratorio de tomografía de rayos X se subdivide en 4 partes: I) Computadora de la Consola de Control, II) Unidad de Almacenamiento de Datos, III) Panel de Control y IV) Consola del Operador.

I) COMPUTADORA DE LA CONSOLA DE CONTROL.- Consiste de una computadora modelo PDP-11/04 con un disco de 5 Mbyte, la cual controla las operaciones del sistema.

Contiene un tablero de control e indicadores de las condiciones bajo las cuales está inicializando la computadora. El usuario del equipo de tomografía no se involucra

mayormente con esta parte del sistema. Los indicadores del tablero de control de la computadora, se definen a continuación:

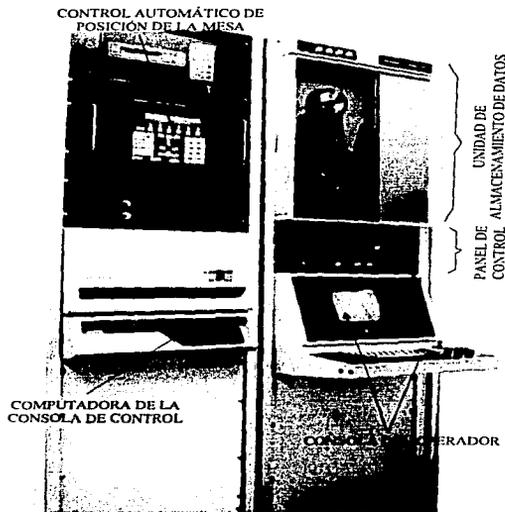


Figura 3.2.- Componentes de la consola de control del tomógrafo de Rayos-X DELTA-SCAN 100.

DC OFF/DC ON/STD BY.- Interruptor de la energía DC, controla la energía hacia los circuitos lógicos de la computadora. En la posición DC OFF, suprime toda la energía DC hacia la computadora y el gantry, en esta posición no interrumpe la energía AC hacia la computadora. En la posición DC ON, lleva a la computadora hacia su estado operativo. La posición de STD BY, no es utilizada.

DC ON.- Indica que la energía DC está siendo aplicada hacia todos los circuitos de la computadora PDP-11/04.

BATT.- No está en función, ya que la computadora no utiliza una batería de respaldo.

ADDRS DATA.- Lector digital que proporciona una pantalla en código octal, la información de direcciones y datos.

RUN.- Indica el estado del proceso en cualesquiera de sus dos estados (ON y OFF).

SR_DISP.- Indica que el registro de capacidad del interruptor está siendo desplegada.

BUS_ERR.- Indica que uno de los comandos EXAMine, DEposit o HALT no fueron aceptados por el proceso.

MAINT.- Indica que la consola está en el modo de mantenimiento.

Q-Z.- Son interruptores que son utilizados para capturar información de datos o direcciones dentro de un almacenamiento de datos temporales. La información es introducida en código octal. Los datos o direcciones son mostrados en el ADDRS DATA.

LAD.- El interruptor de carga de las direcciones, transfiere los datos de dirección en los datos temporales en la dirección del indicador del registro.

DISAD.- El interruptor de direcciones, origina que los datos del indicador de direcciones sean mostrados.

EXAM.- El interruptor de examinar, origina que la información de la localización del puntero de direcciones, sea desplegado.

DEP.- El interruptor de depósito, origina que los últimos 16 bits de los datos de información en el registro de almacén de datos temporales, sean introducidos en la localización del indicador de direcciones.

CLR.- El interruptor de borrado, resetea el registro de datos almacenados temporalmente a 000000.

LSR.- El interruptor de registro de carga, transfiere los 16 bits más bajos de datos, desde el registro de almacén de datos a una localización del registro que pueda ser leída vía la dirección Unibus 777570.

CNTRL.- El interruptor de control, es utilizado en conjunto con otros interruptores para prevenir accidentes de operación de ciertas funciones de otros interruptores.

HLT/SS.- Este interruptor cuando se utiliza en conjunto con el interruptor de CNTRL, detiene el proceso si está corriendo, o coloca las instrucciones sencillas del proceso si este está detenido.

INIT.- El interruptor de inicialización, cuando es utilizado en conjunto con el interruptor CNTRL, prepara el proceso para correr un programa.

START.- El interruptor de inicio, cuando es utilizado en conjunto con el interruptor CNTRL, produce que el proceso empiece a correr un programa desde una dirección de inicio.

BOOT.- Este interruptor, cuando es utilizado en conjunto con el interruptor CNTRL, es utilizado durante la secuencia de inicialización del incremento de energía. Inicia un programa ROM, el cual, en su turno carga el software de operación.

CONT.- El interruptor de continuar, cuando es utilizado en conjunto con el interruptor CNTRL, permite al proceso a continuar corriendo de un estado detenido.

II) UNIDAD DE ALMACENAMIENTO DE DATOS.- Esta parte de la consola de control del tomógrafo de rayos X, permite almacenar las imágenes obtenidas de los diferentes estudios realizados. El almacenamiento de los datos que posteriormente generará la imagen, se puede llevar a cabo en cuatro dispositivos. 1) Una unidad de carrete del tipo RL-01, que permite un almacenamiento de 25 imágenes (no está disponible); 2) Una unidad de disco flexible que permite el almacenamiento de 8 imágenes para lectura rápida por lado, y 9 imágenes para lectura lenta por lado (no está disponible); 3) La memoria de la computadora PDP-11/04, que permite un almacenamiento temporal de 25 imágenes y 4) Una unidad de cinta magnética que permite el almacenamiento de 130 imágenes.

La unidad de cinta magnética debido a la capacidad de almacenamiento de imágenes, es la única unidad de almacenamiento permanente utilizada. A continuación se describe el funcionamiento básico de este dispositivo:

POWER.- Tiene una acción alterna (indicador e interruptor), el cual controla la energía en la unidad de cinta. Este interruptor, normalmente permanece en condición ON y la energía de la unidad de cinta es interrumpida en la consola de la computadora PDP-11/04.

LOAD.- El control de carga es un interruptor/indicador momentáneo. Permite la carga y descarga de la unidad de cinta magnética para dejarla en un estado de almacenamiento o lectura de datos que generarán una imagen.

ON LINE.- Este control es un interruptor/indicador momentáneo, el cual está habilitado después de una carga inicial de la cinta o cuando la secuencia de regreso ha sido iniciada.

REWIND.- Este control es un indicador/interruptor momentáneo, el cual está disponible sólo en el modo de off-line. Permite regresar la cinta a un punto en el cual se localiza la información que será cargada.

WRTEEN.- Este indicador se ilumina siempre que el POWER este en ON y un carrete de la cinta con una pista disponible para escritura instalada este montada sobre el transporte.

HLDEN.- Es un indicador de luz, el cual, significa que la unidad de cinta ha sido modificada para manejarse a una alta densidad.

FORWARD.- Este control es un interruptor/indicador momentáneo, el cual está disponible solamente cuando el transporte está en el modo de off-line. Permite avanzar la cinta a la posición en que se localiza la información que será cargada.

REVERSE.- Este control es un interruptor/indicador momentáneo, es cual está disponible solamente cuando el transporte esté en el modo de off-line. Permite acelerar la velocidad de la cinta y al ser detenida se para de una manera controlada.

III) PANEL DE CONTROL.- En esta parte de la consola de control, es en donde se controlan las condiciones del voltaje y amperaje necesario para la toma de las imágenes. Así mismo se muestran los interruptores/indicadores para inicializar la toma de las imágenes. Los dispositivos que se controlan a través del panel de control son los siguientes:

KV (DIGITAL DISPLAY).- Es un lector numérico de tres dígitos que presenta el valor de salida de la energía de alto voltaje del rayo X en KV (kilovolts). Los voltajes utilizados para la toma de las imágenes son: 120 KV (densidad) y 90 KV (número atómico).

MA (DIGITAL DISPLAY).- Es un lector numérico de dos dígitos de la corriente de salida preestablecida de la fuente de alto voltaje del rayo X, durante cada rastreo. Normalmente muestra 25 mA para cada rastreo.

HV OFF.- Remueve el alto voltaje del tubo de rayos X.

HV ON.- Utilizado conjuntamente con el botón KV ADJUST. Con el KV ADJUST en modo off, se presiona el interruptor/indicador. para comenzar a aplicar el alto voltaje al tubo de rayos X, de una manera paulatina con el botón KV ADJUST.

SHUTTER CLOSED.- Indicador de que el obturador está cerrado (el objeto no está siendo expuesto a los rayos X).

SHUTTER OPEN.- Indicador de que el obturador está abierto (el objeto está siendo expuesto a los rayos X).

EMERGENCY STOP.- Interruptor/indicador que remueve toda la energía del tubo de rayos X y de los motores del gantry. Proporciona el medio para inmediatamente terminar con la operación del escáner, independientemente del control del software.

KV ADJUST.- Utilizado primeramente para preparar el tubo de rayos X, es utilizado conjuntamente con el indicador HV ON para aplicar el alto voltaje al tubo de rayos X.

OVERLOAD RESET.- Es un indicador de la presencia de una sobrecarga de corriente, y puede permanecer hasta que la corriente ha sido reseteada presionando este botón. El indicador también puede iluminarse si el KV fue incrementado rápidamente.

INTERLOCK.- Este interruptor/indicador, evidencia la presencia de un problema detectado en el sistema de enfriamiento del tubo de rayos X.

NEW PATIENT.- Este indicador momentáneo es utilizado para informar al sistema que una serie de rastreos está siendo realizada sobre una nueva muestra.

START SCAN.- Este indicador es utilizado para iniciar la secuencia de un rastreo.

ABORT SCAN.- Cuando es presionado este botón momentáneamente, de inmediato se da por finalizada la operación del escáner. Si el botón es presionado después de que un rastreo ha finalizado, la imagen permanece en el archivo, pero puede ser borrada si es necesario.

KEY SWITCH. Este interruptor presenta tres posiciones: 1) OFF.- Toda la energía es removida del gantry y de la fuente de alto voltaje del rayo X; 2) ON.- La energías aplicada al gantry pero no al tubo de rayos X; 3) X-RAY ENABLE.- La entrada de energía a la fuente de rayos X, y a todos los circuitos del gantry está habilitada.

IV) CONSOLA DEL OPERADOR.- Esta parte de la consola de control permite la comunicación entre la computadora y el operador. Esta relación es mediante las instrucciones necesarias para inicializar la operación de la toma de una imagen y a través de los diversos comandos para el manejo de dichas imágenes. A continuación se muestran las partes constituyentes de la consola del operador y sus funciones:

VIDEO MONITOR.- La consola del operador contiene un vídeo monitor blanco y negro, el cual presenta dos funciones; visualizar una imagen CT que está siendo reconstruida durante la operación de rastreo o trabajar sobre una imagen recuperada de alguna de las unidades de almacenamiento y visualizar la comunicación alfanumérica que existe entre el operador y el sistema.

TECLADO ALFANUMÉRICO.- De la consola del operador, el teclado alfanumérico es la principal comunicación que existe entre el operador y el sistema. Presenta la configuración similar a la de cualquier maquina de escribir, solamente con algunas teclas que tienen funciones especiales como la tecla RETURN, la cual, realiza la operación del comando que se haya escrito; RUB OUT, permite eliminar los últimos caracteres que se hayan escrito y CTRL, se utiliza en conjunto con algunos comandos para la realización de una operación en forma más rápida.

JOYSTICK.- Controlador de mano el cual permite fijar dentro de una imagen, la región de interés sobre la cual se obtendrán los datos solicitados por los diferentes comandos que maneja el sistema.

SIZE.- Ajusta el tamaño de la región de interés sobre el video-monitor.

SHAPE.- Ajusta la forma de la elipse cuando se encuentra en modo de JOYSTICK. No es funcional cuando se maneja en el modo de Funciones Especiales.

WINDOW.- Muestra el rango de #CT (valores de atenuación) mostrados sobre el vídeo-monitor. Sólo los #CT dentro del rango seleccionados son mostrados. Los #CT mayores del rango seleccionado, se presentan en la máxima intensidad; los #CT menores al rango seleccionado, se representan en la mínima intensidad. Este control es utilizado conjuntamente con el control CENTER.

CENTER.- Posiciona el punto medio de los #CT visualizados.

IMAGE/TEXT.- Selecciona el modo en el que se trabajará en el video-monitor, ya sea en modo de texto o imagen.

C) EQUIPO DE PROCESAMIENTO DE IMÁGENES CT

Básicamente tiene la función de manejar los datos (#CT) a través de los diferentes software especializados para manejo de imágenes digitalizadas. La imagen original obtenida en el video-monitor de la consola del operador, es desplegada a través de una gama de tonalidades de grises, y utilizando diferentes comandos, se manejan los datos para realizar evaluaciones cuantitativas y cualitativas de la imagen.

Una vez que se tienen los datos de los # CT, mediante los cuales se generó la imagen correspondiente a la sección del núcleo tomografiada, se realiza la transferencia de estos, de la cinta magnética hacia la estación de trabajo.

El manejo de estos datos en la estación de trabajo es a través de diversos comandos que permiten manejar resultados cuantitativos de las imágenes. Así mismo se maneja el tipo de presentación requerida para cada una de las imágenes de cada núcleo. Finalmente, a través del equipo de impresión se obtienen los resultados gráficos como un resultado final.

En las Figuras 3.3 y 3.4 se muestra el equipo para la transmisión de las imágenes, el equipo de procesamiento de las mismas y el equipo de impresión, con el cual se cuenta para el desarrollo de este trabajo. A continuación se darán las características de cada uno de ellos:

ESTACIÓN DE TRABAJO.- Esta estación de trabajo es del modelo SUN 3/80 con 8 Mbytes de memoria RAM y un disco duro de 500 Mbytes. Se trabaja con un sistema operativo SUN OS 4.1.1 para UNIX. El software para procesamiento de imágenes digitalizadas es CATPIX II, TOUCH UP y OPENWINDOWS 2.0. Además contiene un periférico el cual es una unidad de almacenamiento de datos. Ésta es una unidad de cinta del modelo QUALSTAR

de ½ pg para una capacidad de almacenamiento de 1600 - 6250 BPI, lo que representa un almacenamiento de aproximadamente 100 imágenes.



Figura 3.3.- Estación de trabajo para la transmisión y procesado de imágenes CT.

ESTACIÓN DE TRABAJO.- Esta estación de trabajo es del modelo SUN SPARCstation 20 con 32 Mbyte de memoria RAM, un disco duro de 2 Gbytes y una unidad de CD rom. Se trabaja con un sistema operativo SUN OS 5.3 para UNIX. El software para el procesamiento de imágenes digitalizadas es CATPIX IIa, OPENWINDOWS 3.3 y COREL DRAW 3.0 para UNIX. Además contiene dos periféricos que son unidades de almacenamiento de datos. Éstas son unidades de cartucho, de las cuales una de ellas es de 8 mm con una capacidad de almacenamiento de 5 Gbytes y la otra es de ¼ pg con una capacidad de almacenamiento de 150 Mbytes.

EQUIPO DE IMPRESIÓN.- Se cuenta con dos unidades de impresión; una impresora láser (blanco y negro) modelo SPARCPRINTER (Postcript) y una impresora de color de transferencia térmica (Postcrip) modelo TEKTRONIX PHASER 220i.

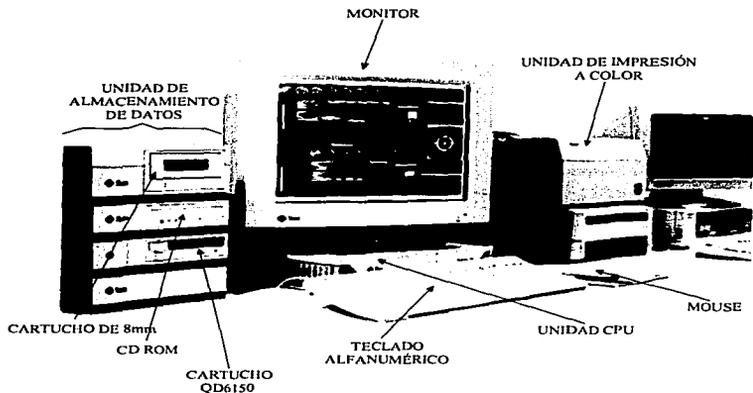


Figura 3.4.- Estación de trabajo para el procesamiento de imágenes CT.

D) EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS

Al igual que el equipo de procesamiento de imágenes digitalizadas, éste es un sistema complementario al tomógrafo de rayos X. Este sistema está diseñado para trabajar sobre flujo de fluidos en núcleos en dos fases (agua-aceite, agua-gas y gas-aceite) o en tres fases (agua-aceite-gas) bajo condiciones de presión y temperatura.

Las pruebas que pueden realizarse con este sistema, consisten en la medición de saturación inicial de aceite o agua, medición de permeabilidades relativas en estado estacionario y transitorio, evaluación de recuperación secundaria a través de la inyección de agua, evaluación de recuperación mejorada a través de procesos miscibles y químicos, y otros tipos de desplazamientos. Debido a las características del equipo, es posible utilizar salmuera, aceite, gas u otros fluidos para inyectar a través del núcleo.

En la Figura 3.5, se presenta el sistema utilizado para el desarrollo de las pruebas experimentales de flujo de fluidos en medios porosos. A continuación se describirán los aditamentos mayores de dicho sistema.

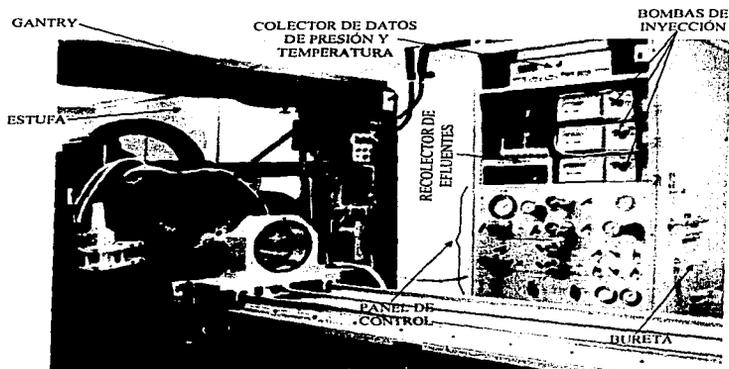


Figura 3.5.- Sistema para el desplazamiento de fluidos dentro del medio poroso a condiciones de yacimiento..

SUJETADORES DE NÚCLEOS.- Es un accesorio que permite sujetar al núcleo sobre su superficie cilíndrica con una manga de vitón flexible, dejando libres las caras transversales del núcleo, a través de las cuales se inyectarán los diferentes fluidos utilizados. Estos aditamentos son contruidos para trabajar a condiciones de presión (5000 psi) y temperatura (100°C).

ALMACENADORES DE FLUIDOS.- Dos recipientes de plástico son utilizados para almacenar fluidos a baja presión. La máxima presión soportada por estos almacenadores es de 100 psi. Los fluidos almacenados en estos recipientes, posteriormente son inyectados hacia dos cilindros de transferencia que se manejan a presión (5000 psi) y temperatura (100°C).

BOMBAS DE INYECCIÓN.- Tres bombas de inyección modelo GILSON 307, son utilizadas para manejar gastos de inyección en rangos de 0 a 10 ml/min, y generar presiones máximas de hasta 10 000 psi.

BOMBA PARA PRESIÓN DE CONFINAMIENTO.- Se utiliza una bomba modelo HASKEL No. M-110 de empuje de líquido a través de inyección de aire. La máxima presión de operación es de 13,500 psi. Esta presión de confinamiento está dirigida sobre el núcleo, ya sea radial y/o axialmente.

REGULADOR DE PRESIÓN INVERSA.- El RPI utilizado es TEMCO modelo BPR-100. Está diseñado para ser utilizado a una presión máxima de 10,000 psi. La función de este dispositivo es el de controlar la presión de salida de los fluidos inyectados a través del núcleo.

CILINDROS DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS.- Los cilindros de transferencia de fluidos utilizados son TEMCO modelo CFT-50-100. Cada uno de ellos tiene una capacidad de 1,000 ml, una presión máxima de trabajo de 5,000 psi y una temperatura máxima de 350°F. Dos son utilizados para trabajar con líquidos y un tercero para utilizar gas.

TRANSDUCTORES DE PRESIÓN.- El sistema contiene 5 medidores de presión los cuales están conectados a un sensor y lector de presión en psi, es del tipo SENSOTEC modelo SA-10D. Las características de los diferentes transductores utilizados en el sistema se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2.- Características de los diferentes sensores de presión utilizados por el sistema SENSOTEC.

CANAL	MEDICIÓN	TIPO	ESC. TOTAL	UNIDADES
#1	Presión de Confinamiento Radial	Sensotec	10,000	psi
#2	Presión en la Entrada del Núcleo	Sensotec	5,000	psi
#3	Presión de Confinamiento Axial	Sensotec	10,000	psi
#4	Presión en la Salida del Núcleo	Sensotec	5,000	psi
#5	Presión Diferencial	Validyne	100	% Escala Total

MEDIDORES DE PRESIÓN.- Manómetros modelo HAENNI son utilizados para la medición de la presión de los diferentes dispositivos que los requieren. Para medir la presión de

salida de la bomba que genera la presión de confinamiento se utiliza hasta un máximo de presión de 15,000 psi; para medir la presión del gas en el domo del BPR se utiliza hasta un máximo de presión de 5,000 psi. Manómetros US son utilizados para medir la presión del aire hasta 160 psi y el vacío desde 0 a 30 pg de Hg.

MEDIDORES DE FLUIDOS PRODUCIDOS.- Existen dos métodos de medición de los fluidos producidos. El primer método es recolectando los líquidos en una bureta graduada de 50 ml y el segundo método es a través de un recolector de fracciones líquidas monitoreados por tiempo o volumen.

HORNO Y LECTOR DE TEMPERATURA.- Las pruebas de inyección de fluidos es posible realizarlas a las condiciones en las cuales se encuentra el yacimiento. Para tal efecto se cuenta con un horno DESPATCH modelo LAC2-18-3, el cual es capaz de mantener temperaturas por encima de los 350°F.

CONECCIONES ELÉCTRICAS.- Los requerimientos de energía eléctrica en general para el sistema son de 120 VAC y 60 hertz. Sólo para el horno es necesario una línea de 220 VAC y 50 ó 60 hertz.

CONECCIONES PARA FLUJO DE FLUIDOS.- En general las líneas de tubería y conexiones son de acero inoxidable de 1/8 y 1/4 pg, las cuales permiten trabajar a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, así como manejar diferentes fluidos.

SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS.- Un sistema del tipo KAYE NETPAC es utilizado para obtener y registrar los datos de presión y temperatura de los cinco transductores del sistema y los dos termocoples. Una Computadora Personal 286 que corre el software NETCOM para establecer la comunicación con la unidad de adquisición de datos y almacenarlos en su disco duro de 20 Mbytes.

PRINCIPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMIENTO

Como ya se hizo mención, el Tomógrafo de Rayos X es un escáner de segunda generación de uso médico, el cual fue adaptado para una utilidad dentro de la ingeniería de yacimientos. Está constituido básicamente de una fuente de rayos X y 3 detectores. El elemento de interés (núcleo) es colocado entre la fuente de rayos X y los detectores. La generación de una imagen CT se obtiene a través de la irradiación de los rayos X sobre el objeto de interés cuando la estructura que soporta el tubo y los detectores de rayos X manifiestan un movimiento lineal a través de todo el diámetro definido por la muestra. Se realiza un movimiento de rotación (cada 3 grados), durante el cual no existe irradiación del elemento. Para circunscribir el elemento de interés en su totalidad, son necesarios 60 movimientos lineales de tal forma que se realice una rotación de la fuente de rayos X y el arreglo de 3 detectores de 180 grados (Figura 4.1).

De los elementos que constituyen el Tomógrafo de Rayos X, la parte correspondiente al generador de los rayos X (tubo de rayos X) y a los detectores, son la base de la teoría para la generación de todo trabajo realizado bajo esta técnica. A continuación se hace una breve reseña sobre este tópico.

Los rayos X son radiaciones electromagnéticas con longitudes de onda comprendidas entre 10^{-11} a 10^{-8} m (0.1 a 100 Å). Como un parámetro de comparación se muestra la Figura 4.2, donde se presentan el espectro electromagnético: en este se señalan las radiaciones que son más comúnmente utilizadas en la vida diaria tales como la luz visible, ondas de televisión y radio para tener una referencia de comparación con la radiación de rayos X que en este caso nos confiere. Las variaciones entre una radiación y otra son reflejadas en características tales

como poder de penetración, refracción y reflexión, así como en el daño que pueden producir al ser humano.

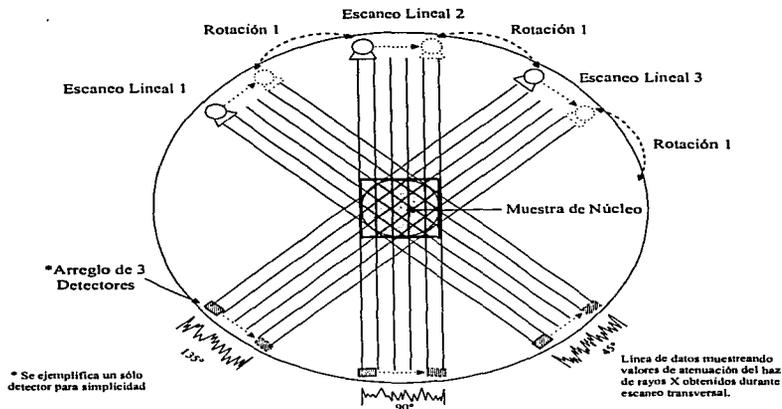


Figura 4.1.- Movimientos rotacional y lineal del arreglo de detectores y emisor de rayos X en un escáner de segunda generación. Sólo hay irradiación del núcleo durante el movimiento lineal.

El descubrimiento de los rayos X, se debe al físico alemán Wilhelm Roentgen (1845-1923), quien obtiene el Premio Nobel en 1895. Sus investigaciones se basaban sobre calor específico, compresibilidad y capilaridad entre otras, sin embargo, una de las principales observaciones realizadas fue la referida a las radiaciones altamente penetrantes de naturaleza desconocida que se producen cuando electrones a alta velocidad inciden sobre la materia. Debido a su naturaleza desconocida fue como las denominó "rayos X"; algunas características observadas de estos rayos fueron:

- Propagarse en línea recta, aún a través de un campo eléctrico o magnético,
- Atravesar fácilmente materias opacas,
- Hacer relucir sustancias fosforescentes,
- Imprimir placas fotográficas e
- Ionizar los gases.

- Cuanto más rápido es el electrón inicial, más penetrantes son los rayos que resultan
- Cuanto mayor es el número de electrones, mayor es la intensidad del haz de rayos X.

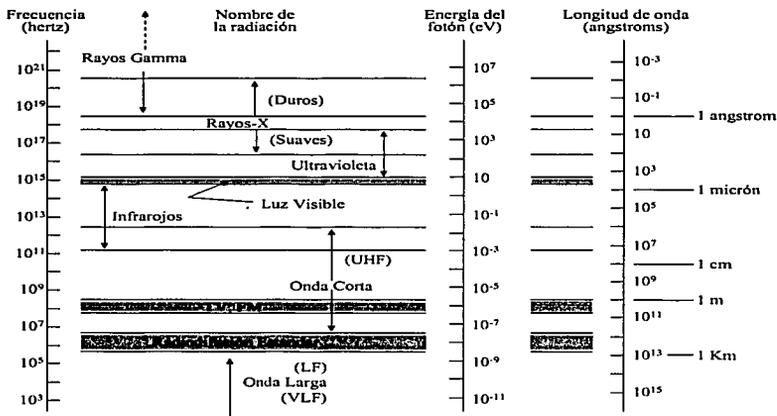


Figura 4.2.- Espectro Electromagnético. Los límites entre las regiones son arbitrarios, ya que no se pueden asignar límites superiores o inferiores exactos.

Los rayos X se producen cuando electrones a alta velocidad impactan sobre la materia originando pérdida de energía cinética, la cual, se manifiesta como una emisión fotónica referida como rayo X. Su poder de penetración depende de su longitud de onda y su frecuencia como se presenta en la Figura 4.2. Básicamente la generación de estos rayos resulta de dos tipos y por tanto los rayos X presentan un comportamiento dual, bajo ciertas condiciones se comportan como partículas y en otras condiciones como ondas.

Un electrón de alta velocidad impactará y desplazará un electrón firme del nivel de energía más profundo del átomo cerca del núcleo, de esta forma el átomo queda ionizado. Cuando una cierta capa interna de un átomo ha sido ionizada de esta manera, un electrón de una capa exterior caerá dentro del lugar vacante, dando como resultado la emisión de un rayo

X característico del átomo involucrado. Esta producción de rayos X es un proceso quantum similar al del origen del espectro óptico.

Otra forma de desaceleración de los electrones se debe a su impacto con un electrón interno de un átomo del anticátodo, será desacelerado por el paso a través del fuerte campo eléctrico presente cerca del núcleo del átomo. La disminución de la energía ΔE del electrón aparecerá como un fotón de rayo X de frecuencia ν el cual está dado por la ecuación de Einstein (Ec. 4.1)

$$h\nu = \Delta E \quad \text{Ec. 4.1}$$

en la cual h es la constante de Planck. La radiación producida en este sentido es independiente de la naturaleza de los átomos que están siendo bombardeados, y aparecen como bandas de longitudes de onda, variando continuamente; su límite más bajo es una función de la energía máxima de los electrones bombardeantes.

Para la generación de los rayos X, existen una serie de mecanismos utilizados para generar la interacción de los electrones a alta velocidad con la materia, con el propósito de producir los rayos X. Los primeros tubos de rayos X fueron básicamente rayos catódicos o tubos de Crookes, los cuales, aunque producían algunos rayos X, no fueron fuentes eficientes de producción de radiaciones X. Posteriormente el tubo de gas o tubo de cátodo frío, fue un diseño mejorado, siendo una fuente importante de producción de rayos X. Más tarde, el tubo de cátodo caliente o tubo de Coolidge minimizó algunas desventajas operacionales del tubo de gas, llegando a ser el más difundido en los campos de la tecnología y la medicina. Existen varios tipos de Tubos de Rayos X, de entre los cuales cabe mencionar los siguientes: Tubos de Gas, Tubos de Cátodo Caliente, Diseño Moderno de Tubos de Difracción, Tubos de Difracción de Cátodo frío, Tubos de Difracción de Alta Intensidad, Tubos de Difracción de Microfocos.

En la Figura 4.3 se muestra el diseño de un tubo de rayos X, en donde un cátodo es calentado por un filamento por el que pasa una corriente eléctrica produciendo una gran cantidad de electrones por emisión termoiónica. Debido a la alta diferencia de potencial entre

el cátodo y un blanco metálico (ánodo), se produce una aceleración de los electrones hacia el ánodo. Los electrones producidos en el cátodo impactan con el ánodo a un cierto ángulo, produciendo los rayos X que salen del ánodo y atraviesan la superficie lateral del tubo. Al tubo utilizado, previamente se le hace vacío para permitir que los electrones lleguen al ánodo sin impedimento.

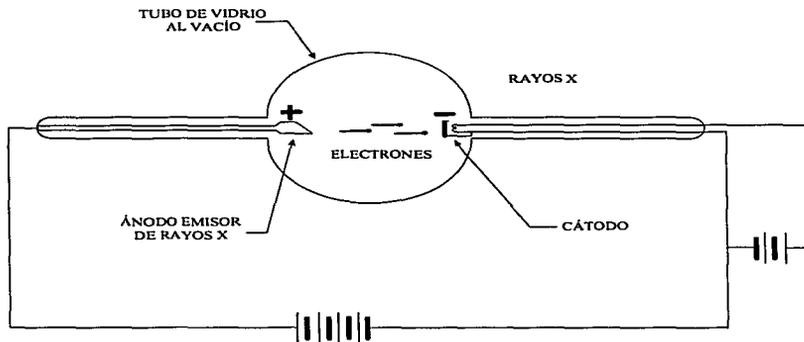


Figura 4.3.- Diagrama que representa el funcionamiento de un tubo de rayos X del tipo de cátodo caliente o de Coolidge.

Las características más importantes distintivas de un haz de rayos X son su intensidad y su dureza o poder de penetración. Una aproximación en la medición de la intensidad de un haz de rayos X puede realizarse observando la brillantez de la iluminación producida sobre una pantalla fluorescente. Si un estándar apropiado de comparación se emplea, este método puede ser utilizado para mediciones cuantitativas aproximadas, aunque está sujeto a errores debido a la fatiga y deterioro del material fluorescente, además puede ser utilizado sólo para haces de relativamente alta intensidad.

La placa fotográfica también proporciona un medio conveniente de medición de rayos X. Es capaz de detectar rayos muy débiles si existe una gran exposición, y puede ser utilizado sobre el rango completo de longitudes de onda del rayo X. Aunque es empleado básicamente para dar resultados cualitativos, la placa fotográfica puede también ser adaptada para precisar comparaciones cuantitativas de intensidades de rayos X.

El método usual de medición de intensidades de rayos X es por medio de la cámara de ionización. Se ha notado que gases expuestos a rayos X, llegan a ser conductores de electricidad. Esto es debido a que los rayos X rompen las moléculas del gas en iones cargados eléctricamente.

Las determinaciones de intensidad absoluta son relativamente más fácil de hacer midiendo el calor producido cuando los rayos X son absorbidos. Esto puede realizarse, permitiendo que los rayos X sean absorbidos por tiras de hojas de plomo, lo cual forma un bolómetro; esto ocurre siempre y cuando se aisle bien el calor.

La unidad práctica de cuantificación de los rayos X, adoptada internacionalmente, es el ROENTGEN (r). Un roentgen es la cantidad de rayos X que (cuando los electrones secundarios son totalmente utilizados y el efecto de la pared de la cámara es evitado), pueden producirse en un centímetro cúbico de aire estándar a una unidad electrostática de iones. De tal forma, la correspondiente unidad de intensidad en haz de rayos X será de 1 roentgen por segundo. Así mismo existen dos términos que miden la dosis de rayos X para fines biológicos: una referida a la dosis absorbida por el cuerpo denominada como rad (roentgen absorbed dose) y la otra es la dosis biológicamente efectiva denominada rem (roentgen equivalent man). En la Tabla 4.1, se presenta la dosis máxima que pueden asimilar diferentes partes del cuerpo humano en lapsos de tiempo de 13 semanas y anualmente.

Después de haber realizado una breve descripción acerca de las características básicas de los rayos X, a continuación se describirá el modo de operación del sistema para la obtención de imágenes CT a través de la técnica de tomografía computarizada de rayos X.

Tabla 4.1.- Dosis máximas permisibles de radiaciones en diversas partes del cuerpo humano.

PARTE DEL CUERPO	MAXIMO	MAXIMO
	Dosis en 13 semanas	Dosis anualmente
Gónadas, médula del hueso, Piel de todo el cuerpo	3 rems 10 rems	5 rems 15 rems
Antebrazos	10 rems	30 rems
Manos	25 rems	75 rems

Por otro lado, se tiene el equipo (tomógrafo DELTASCAN 100) y el programa del sistema que proporciona las funciones del usuario elementales, denominado TAXSYS (Transverse Axial X-Ray System). Este programa proporciona varias tareas útiles para la obtención de las imágenes; entre las más importantes se tienen: el Scan Job, Imager Job, Annotator Job, Special Functions Job, Disc Directory Manager y Magnetic Tape Job.

El Scan Job tiene la función de poner en funcionamiento el gantry de escaneo para medir los datos de atenuación de los rayos, así mismo realiza un procesamiento de datos preliminar, proporcionando datos filtrados que dan una representación real del objeto escaneado.

El Imager Job, utiliza los datos filtrados para reconstruir las imágenes, una vez que la imagen está completa, es escrita en el disco en lugar de los datos filtrados. También permite llamar imágenes del disco o de la cinta magnética para su visualización.

El Annotator Job es utilizada para adicionar breves comentarios en cada imagen y transferirlos a la cinta magnética para almacenarlos permanentemente.

El Special Functions Job tiene funciones que permiten la manipulación de los datos filtrados de una imagen para obtener resultados estadísticos sobre toda la sección de dicha imagen o sobre algunas zonas de interés.

El Image Disc Directory Manager permite obtener un directorio del disco de imágenes y anularlo del disco.

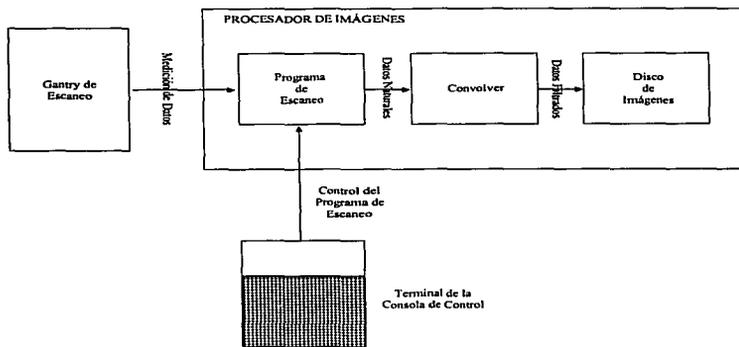
El Magnetic Tape Job es utilizado siempre y cuando los datos deban ser escritos o leídos desde la cinta magnética.

Una vez que se tiene conocimiento de las partes esenciales que constituyen el equipo del laboratorio de tomografía de rayos X, y las funciones básicas de los diferentes programas del sistema, se sigue una secuencia lógica para la realización de la operación de escaneo.

- Llamar al Scan Job de la consola de control mediante los comandos del teclado.
- Posicionar apropiadamente la muestra dentro del escáner de rayos X.
- Establecer la ubicación del inicio de la serie de imágenes mediante el haz de luz de localización el cual ilumina la línea central de la sección que va a ser escaneada.
- Considerar que el movimiento a lo largo de la muestra para la toma de cada una de las imágenes es de 10 mm.
- Ajustar los parámetros de escaneo en la consola de control, estos parámetros se refieren al voltaje, amperaje, número de escaneos, etc.
- Todos los controles de operación del tubo de rayos X se fijan manualmente en la consola de control antes de ordenar al Scan Job correr el proceso de escaneo.
- El software activará el alto voltaje del tubo de rayos X y controlará la emisión de rayos X vía la fuente del colimador del shutter.
- El shutter está engranado y sólo se abrirá si se ha iniciado un movimiento transversal.
- Cuando es la primera sesión de escaneo para una nueva muestra, se presiona el interruptor NEW PATIENT, en este momento el programa de tareas de escaneo pregunta un nombre de identidad y un número asignado por el usuario.
- Se inicia la secuencia de escaneo cuando es presionado el interruptor START SCAN de la consola de control.

El procedimiento anterior es una secuencia básica para iniciar una sesión de escaneo sobre una muestra de núcleo. En la Figura 4.4, se presenta un diagrama de flujo simplificado del funcionamiento del programa Scan Job. Los datos medidos son procesados por la

computadora para posteriormente ser filtrados y obtener información que es almacenada temporalmente en el disco.



FUNCIÓN SCAN JOB:
 1.- PIDE LA ENTRADA DE LOS DATOS DE LA MUESTRA Y PARÁMETROS DE ESCANEO
 2.- ACTIVA EL ESCANER DE RAYOS X PARA MEDIR LOS DATOS DE ATENUACIÓN DEL RAYO
 3.- PROCESA Y ALMACENA LOS DATOS FILTRADOS PARA LA RECONSTRUCCIÓN SOBRE EL DISCO DE IMAGEN

Figura 4.4.- Diagrama de flujo simplificado de la obtención de datos a través del programa Scan Job.

Una vez que los datos filtrados están almacenados temporalmente, el Imager Job, toma los datos filtrados del disco transfiriéndolos a la computadora para reconstruir la imagen. Posteriormente estos datos de la imagen se escriben sobre el disco en lugar de los datos filtrados. Si el programa Imager Job no está siendo utilizado en la visualización de imágenes previas, este programa funcionará automáticamente sobre los datos que van llegando, esto es, el programa iniciará la reconstrucción de una imagen a la vez que los datos filtrados sean escritos en el disco por el programa Scan Job. En la Figura 4.5 se muestra un diagrama de flujo simplificado del proceso de reconstrucción de imágenes mediante el programa Imager Job.



FUNCIÓN IMAGER JOB:
 1.- RECONSTRUYE IMÁGENES DE DATOS FILTRADOS SUMINISTRADOS POR EL PROGRAMA DE ESCANEO A TRAVÉS DEL DISCO DE IMÁGENES.
 2.- REGRESA LAS IMÁGENES COMPLETAS AL DISCO EN LUGAR DE LOS DATOS FILTRADOS.

Figura 4.5.- Diagrama de flujo simplificado del proceso de reconstrucción de imágenes de datos filtrados proporcionados por el programa de escaneo.

Ya sea durante o inmediatamente después de una sesión de escaneo, es posible adicionar algún comentario de alrededor de 240 caracteres utilizando el programa Annotator Job. Por otro lado, toda imagen transferida a la cinta se le asigna un número secuencial establecido por la máquina, este número es independiente del que asigna el usuario. Finalmente, permite transferir las imágenes y sus respectivos comentarios del disco hacia la cinta magnética para su almacenamiento permanente. En la Figura 4.6, se muestra un diagrama de flujo simplificado que permite adicionar comentarios y asignar un número de control a cada una de las imágenes, así como su transferencia a una unidad de cinta magnética.



Figura 4.6.- Diagrama de flujo simplificado del proceso de asignación de comentarios por medio del programa Annotator Job.

Una imagen puede ser visualizada mientras se está llevando a cabo el proceso de escaneo para su reconstrucción, así mismo pueden ser llamadas imágenes específicas del disco o de la cinta magnética. Las imágenes del disco son llamadas por una localización absoluta que va desde 1 a 25, mientras que cuando son llamadas de la cinta magnética es a través del número secuencial asignado por la máquina.

Los datos básicos por desplegarse están contenidos en una imagen de matriz de 256 x 256 dentro de la memoria del programa Imager. Por conveniencia de interpretación y análisis de los datos, los datos numéricos de salida y controles de presentación de imágenes están referenciados en términos de números delta (#CT). Este número delta es el valor de atenuación para un punto relativo al valor de atenuación del agua dado a través de la ecuación 4.2.

$$No = \frac{\mu_{x,y} - \mu_w}{\mu_w} * 1000$$

Ec. 4.2

en donde:

No Número Delta (#CT)

μ_w Valor de atenuación promedio para el agua

$\mu_{x,y}$ Valor de atenuación promedio en la localización (x,y) de la matriz.

Con esta relación se establece que el #CT del agua es igual a cero y de -1000 para el aire, al cual se le considera una atenuación muy cercana a cero. Cada uno de los puntos de la matriz desplegados en el monitor presentan una intensidad modulada en tonos de gris de acuerdo con su correspondiente valor de #CT. En este sentido, una imagen CT representa un mapa de coeficientes de atenuación lineal dentro del área escaneada.

A continuación se llevará a cabo la descripción de los principios básicos del proceso mediante el cual, los datos filtrados son re proyectados hacia las localizaciones propias de la imagen matriz para la reconstrucción final de la imagen. Para tal efecto, se describirá esta técnica a través de un sólo detector, sin olvidar que el DELTA-SCAN 100, contiene tres detectores para muestrear los valores de atenuación del rayo en tres ángulos, durante el proceso de un movimiento transversal de escaneo.

El sistema utiliza un tubo de rayos X del tipo de ánodo fijo y un suministro de energía convencional como fuente de rayos X, un cristal centelleante BGO y un tubo fotomultiplicador para cada uno de los detectores. El cristal centelleante está acoplado frente del tubo fotomultiplicador. Los rayos X (fotones de alta energía), interactúan con la estructura del cristal, dando como resultado la emisión de un fotón de un nivel de baja energía, dentro de la región de luz visible. Estos son amplificados por el tubo fotomultiplicador a un nivel de señal que sea utilizable por el sistema electrónico. El haz de rayos X es colimado tanto para la fuente como para el detector de rayos X, de tal forma que sólo un estrecho haz de fotones de rayos X son utilizados en el proceso.

La medida cuantitativa básica en cada uno de los pixeles de una imagen CT es el coeficiente de atenuación lineal, el cual es definido a través de la ley de Beer (Ec. 4.3). Este coeficiente es una medida de la fracción de rayos X que pasan a través de un objeto.

$$\frac{I_D}{I_E} = e^{-\mu d} \quad \text{Ec. 4.3}$$

en donde:

- I_D Intensidad del haz de rayo X recibida en el detector
- I_E Intensidad del haz de rayo X del emisor
- μ coeficiente de atenuación lineal
- d espesor que atraviesa el haz de rayos X

Por otro lado, el coeficiente de atenuación lineal está relacionado a otras propiedades físicas tales como: la densidad y la composición atómica de material por el que pasan los rayos X (Ec. 4.4).

$$\mu = \rho_b \left(a + b \frac{Z^{3.8}}{E^{3.2}} \right) \quad \text{Ec. 4.4}$$

en donde:

- μ coeficiente de atenuación lineal
- ρ_b Densidad
- a, b Constantes
- Z Número atómico efectivo
- E Energía del rayo X

Dentro del sistema DELTA-SCAN, la intensidad del rayo medida por los detectores (I_D) es convertida a un valor logarítmico por un amplificador logarítmico. Por otro lado, un detector de referencia mide la intensidad del rayo no atenuado (I_E) de la fuente de rayos X, el cual también es convertido a un valor logarítmico y posteriormente restado al valor logarítmico del rayo detectado (I_D). El valor resultante, el cual es registrado dentro del sistema en forma digital, es una medida de la atenuación total del rayo (Ec. 4.5).

$$\mu d = \ln I_D - \ln I_E / \quad \text{Ec. 4.5}$$

De esta forma, el valor de atenuación del rayo registrado dentro del sistema se incrementa a medida que decrezca la intensidad medida por los detectores.

En este sistema, los valores de atenuación del rayo (μd) son muestreados en varios puntos, de acuerdo a como la fuente de rayos X y los detectores se mueven a través del objeto durante el proceso de escaneo transversal. Todas las series de valores de atenuación del rayo en cada uno de los puntos de la muestra se registran como una línea de datos (Figura 4.1). La trayectoria de escaneo transversal es girada axialmente (cada 3°), y otra línea de datos de atenuación es registrada. En la Figura 4.7, se presenta un ejemplo de valores de atenuación registrados para un objeto de forma cuadrada, en el cual, el ángulo de giro es de 30° .

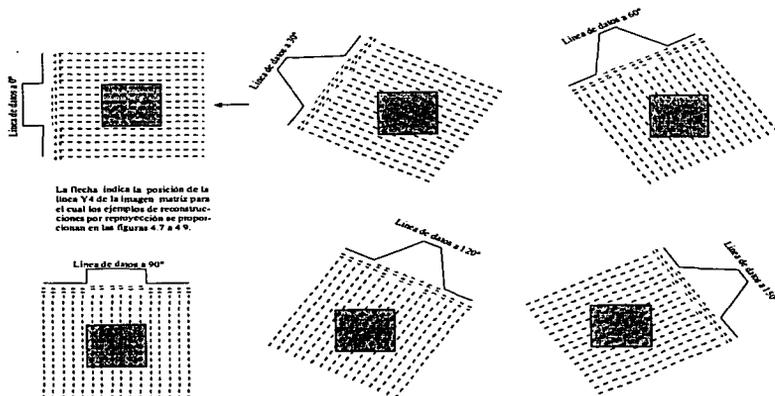


Figura 4.7.- Ejemplo de la medición de datos de atenuación con rotaciones de cada 30° entre cada uno de los escaneos transversales.

Es importante hacer notar que la trayectoria del rayo para cada uno de los puntos muestreados en el nuevo ángulo, es proyectado a través de una combinación diferente de encadenamientos, resultando valores de atenuación del rayo diferentes. Es esta característica la

que permite que una imagen en sección transversal sea representada como un mapa de coeficientes de atenuación lineal dentro del área escaneada y posteriormente ser reconstruida.

Una imagen de datos originales del área escaneada puede ser obtenida por simple reproyección de cada una de las líneas de datos originales hacia una imagen matriz. Esto es, los datos originales medidos son reproyectados con respecto a una imagen matriz en el ángulo exacto en la cual la línea de datos originales fue medida. De esta manera, cada uno de los puntos de la imagen matriz acumula todos los datos que fueron medidos cuando el haz de rayos X fue proyectado a través de su correspondiente punto del área escaneada.

La Figura 4.8, muestra un sola línea de puntos de la matriz de imagen numéricamente reconstruidos por reproyección de los datos originales resultantes del rastreo mostrado en la Figura 4.7. Se hace notar que el perfil de atenuación de la línea de la imagen reconstruida, muestra un perfil en forma arqueada en lugar del perfil rectangular del objeto escaneado.

Esta distorsión resulta porque los valores reproyectados no representan el valor de atenuación para una localización en particular en la matriz, ya que son representativos de toda la longitud que atraviesa el rayo al paso del objeto escaneado. La suma de valores proyectados para una localización propia de la matriz, representan cadenas de muestras de atenuación las cuales convergen al punto correspondiente en el área escaneada (Figura 4.9). El resultado obtenido para cada uno de los puntos de la matriz reconstruida contienen contribuciones no deseadas de el área circundante en la sección escaneada.

Para compensar este efecto, los valores filtrados serán reproyectados en lugar de los valores originales. Para generar tales valores filtrados, toda la línea de valores originales se multiplica de acuerdo a su posición relativa por una función filtro, y posteriormente se realiza una sumatoria de todos los valores obtenidos. La función filtro tiene por objeto remover la contribución de los valores no deseados los cuales de otro modo resultarán en distorsión de la imagen reconstruida (Figura 4.10).

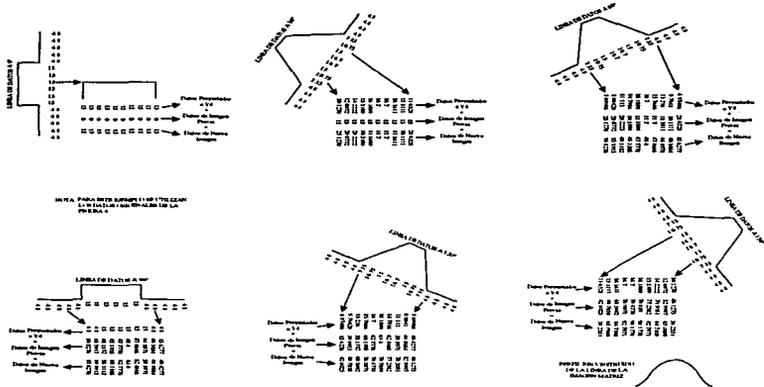


Figura 4.8.- Ejemplo de re-proyección de datos originales para la reconstrucción de una sencilla línea de puntos de una imagen matriz.

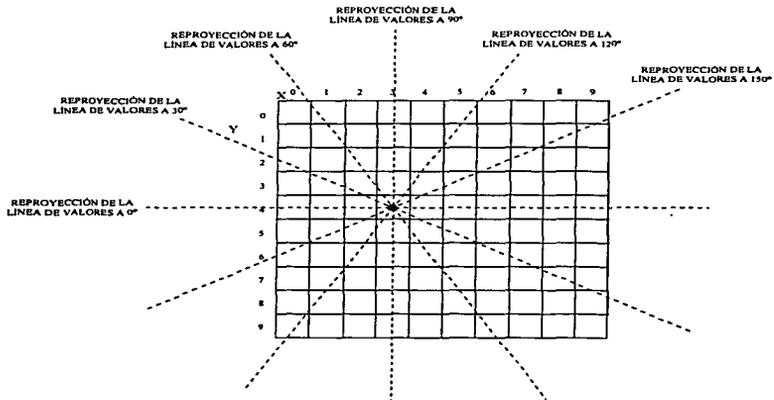


Figura 4.9.- Representación de la re-proyección requerida para reconstruir un punto de la imagen matriz dado.

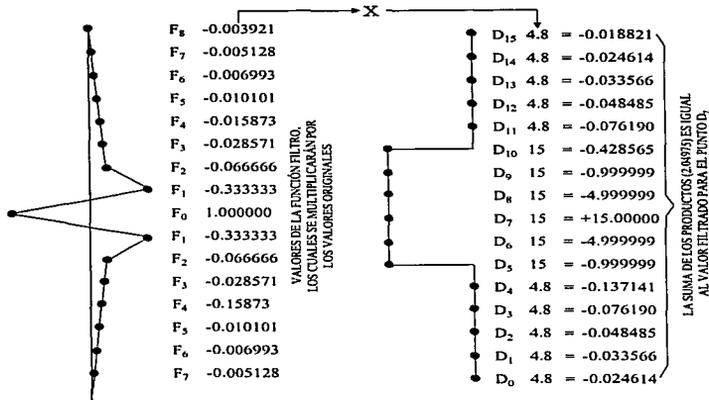


Figura 4.10.- Ejemplo del procedimiento para la determinación de un valor filtrado

La forma de la función filtro es tal, que todos los valores a lo largo de la línea de datos originales, la cual representa contribuciones no deseadas para la reconstrucción, sean hechas negativas y sean apropiadamente multiplicadas de acuerdo con su respectiva contribución. Una ecuación básica para la función filtro está dada por la Ec. 4.6.

$$F_{(k)} = \frac{-1}{4k^2 - 1} \quad \text{para } K = 0, \pm 1, \pm 2 \dots \quad \text{Ec. 4.6}$$

y F(k) es lineal entre valores enteros de k,

donde k = Número de las distancias de proyección desde el punto que está siendo reconstruido.

Cuando los datos filtrados son proyectados, las contribuciones no deseadas de las áreas circundantes serán eliminadas. Para obtener una línea completa de valores filtrados para proyección, el proceso de filtrado mostrado en la Figura 4.10 se repite con la función de filtración repositonada para obtener cada uno de los datos filtrados. Por comparación, la

Figura 4.11 muestra la misma reconstrucción como la mostrada en la Figura 4.8, excepto que los valores filtrados fueron re proyectados en lugar de los datos originales. En este ejemplo, el perfil de atenuación de la línea de la imagen reconstruida es aproximadamente igual al perfil de atenuación del objeto escaneado.

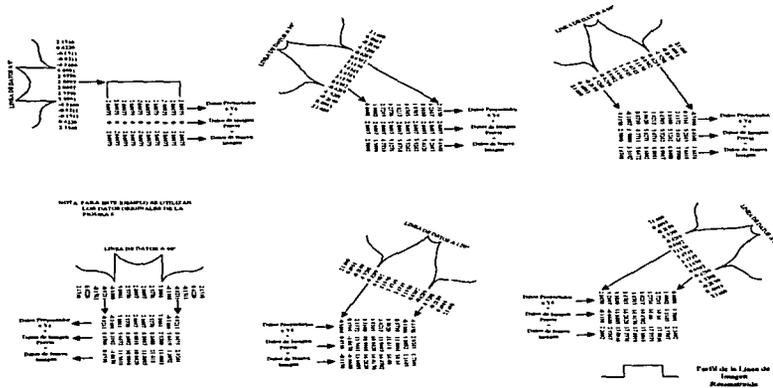


Figura 4.11.- Ejemplificación de reproyecciones de datos filtrados para la reconstrucción de una sola línea de una imagen matriz.

Existen otros factores para los cuales es necesario llevar a cabo una compensación (no se hará referencia a este proceso debido a que no cae dentro del objetivo propio del trabajo), de tal forma que los valores muestreados sean corregidos para establecer las condiciones apropiadas para la reconstrucción de las imágenes de algún objeto escaneado. Estas compensaciones estarán referidas hacia los detectores, amplificadores logarítmicos y circuitos convertidores analógico-digitales (A/D).

Para finalizar esta parte del trabajo, se realiza un resumen de la configuración funcional del sistema DELTA-SCAN 100. Este sistema consiste de secciones funcionales, las cuales están esquematizadas en la Figura 4.12.

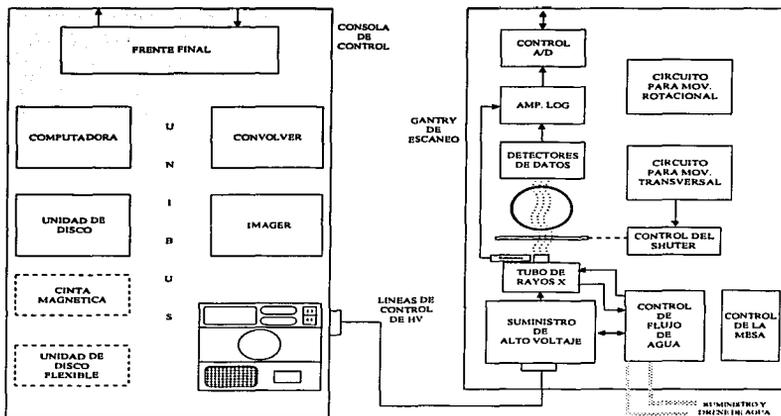


Figura 4.12.- Bloque diagramático básico del sistema DELTA-SCAN 100 y sus secciones funcionales.

Como puede notarse, la comunicación primaria que vincula las diferentes secciones funcionales es el sistema UNIBUS. Este sistema es utilizado para transferir todos los comandos, instrucciones y datos entre las secciones funcionales del sistema. Para llevar a cabo esta descripción, se subdividirá este sistema en 4 secciones funcionales: Control del Sistema, Medición de Datos, Convolver e Imager.

CONTROL DEL SISTEMA.- Consiste básicamente de una minicomputadora y un disco de sistema operativo como software. La computadora contiene un procesador central (CPU), una memoria central y una unidad de disco para el almacenamiento del sistema.

El procesador controla la utilización del UNIBUS y corre varias rutinas las cuales comprenden los programas del sistema. El UNIBUS permite la comunicación dentro de la computadora y la comunicación con otras secciones funcionales de la consola de control.

El programa principal del sistema (TAXSYS), es un conjunto de rutinas almacenadas dentro del disco del sistema. Este disco también proporciona un espacio limitado para el almacenamiento temporal de imágenes de datos filtrados o en forma reconstruidas (aproximadamente 25). Cada una de las rutinas o segmentos de rutinas dentro del programa, están comprendidas dentro de un código de instrucción para el procesador central o para algunas secciones funcionales del sistema.

MEDICIÓN DE DATOS.- La sección de la medición de datos realiza la función de medición de los datos de atenuación por el sistema bajo el control del programa TAXSYS Scan Job. Las funciones que se realizan en esta sección son: la generación de los rayos X, el manejo de la fuente y los detectores para el escaneo y finalmente la medición de la atenuación del haz de rayo X y de la intensidad del haz de rayo X de referencia.

La generación de los rayos X es esencialmente controlada en forma manual por los controles del operador y no por el software del sistema, no obstante, el software controla la aplicación de los rayos X mediante la inserción de un shutter en la trayectoria del rayo. Este es colocado para prohibir la aplicación del rayo a menos que exista un movimiento transversal de la fuente de emisión de los rayos X.

La interfase electrónica del Front End mediante el sistema UNIBUS, mantiene la trayectoria actual del ángulo de escaneo y la línea de posición de la fuente y los detectores durante un proceso de escaneo, además de ordenar al Gantry de escaneo para muestrear datos de atenuación del rayo para el sistema. Una vez que se dan de alta las órdenes del software, el guiador transversal se energiza, el shutter se abre y el frente final electrónico inicia la orden del Gantry de escaneo para muestrear los datos de atenuación en la posición preestablecida de la muestra a lo largo de la trayectoria transversal. Todos los datos muestreados son convertidos en señales digitales para ser introducidos dentro del sistema UNIBUS y el software transferirá cada señal de datos de atenuación desde el frente electrónico a una área buffer en la memoria central de la computadora.

Bajo este esquema, todos los valores promediados y extrapolaciones requeridas para una línea de datos es realizada por la computadora mientras un proceso de escaneo transversal está siendo realizado. La extrapolación exponencial y la compensación para el endurecimiento del rayo es posteriormente realizada solo antes de la convolución. Los datos promediados y extrapolados se almacenan como datos originales en la memoria central, esperando el proceso de convolución.

CONVOLVER.- Durante la adquisición de datos, el Scan Job ordena al convolver procesar cada una de las 256 señales originales de la línea de datos con la función filtro, para eliminar los datos no deseados, los cuales, resultarían en la distorsión de la imagen reconstruida.

El Scan Job ordena al convolver transferir una línea de datos originales de la memoria central al convolver. El convolver multiplica secuencialmente cada uno de los puntos de la función filtro internamente almacenada por su correspondiente punto sobre la línea de datos. La relación de los puntos de la función filtro multiplicados con respecto a la línea de datos por una posición muestreada y luego la multiplicación punto a punto y la sumación es realizada para obtener el valor de cada uno de los puntos sucesivos en la línea de datos filtrados.

Cada vez que los datos filtrados están disponibles, el convolver transfiere una palabra de 16 bits representando el valor filtrado a un buffer. Después de que el convolver ha transferido la última palabra al buffer, una interrupción es generada para notificar al Scan Job. El Scan Job puede en este momento mover la línea de datos filtrados al disco para almacenar e iniciar la transferencia de la siguiente línea de datos dentro del convolver.

IMAGER.- Esta sección funcional contiene todos los circuitos, los cuales, almacenan y despliegan los datos en la imagen matriz y reconstruyen las imágenes por reproyección de los datos filtrados. Durante la reconstrucción de la imagen, el Imager Job proporciona una línea de datos filtrados al Imager y ordena al Imager reproyectar la línea a la memoria de la imagen matriz.

Para conseguir esto, el Imager deberá considerar individualmente la localización en la memoria de la imagen matriz y determina el punto re proyectado a lo largo de la línea de datos filtrados los que intersectan la localización de la matriz. El punto re proyectado puede usualmente no alinearse con un dato de la línea de datos filtrados, en este caso, el Imager debe primero interpolar el valor filtrado para ser usado para la reconstrucción de la imagen. El valor interpolado es luego acumulado (adicionado a la suma de los valores previos), para la localización de la matriz en la imagen.

Un valor es re proyectado de la línea de datos filtrados para cada una de la localización en la memoria de la imagen matriz de una forma similar. Cuando la re proyección de la línea de datos filtrados está completa, el Imager notifica al Imager Job con una interrupción requerida. El Imager Job puede luego introducir la siguiente línea de datos registrados dentro del Imager para ser re proyectados.

TOMA DE IMÁGENES CT A DOS NIVELES DE ENERGÍA (90 Y 120 KV)

La tomografía de rayos X ha sido utilizada para determinar algunas propiedades de diversos materiales sólidos y fluidos. Dentro de la ingeniería de yacimientos petroleros, la materia de estudio es la referida a las rocas de las formaciones productoras de hidrocarburos y los fluidos contenidos en ellas, para su caracterización e interrelación entre el medio poroso y los fluidos. Se establece como punto final, el o los procesos mediante los cuales es posible la recuperación de los hidrocarburos de los yacimientos.

Aunque son varias las propiedades que pueden determinarse por esta técnica, la tomografía de rayos X mide el coeficiente de atenuación lineal (μ) de los rayos X, con lo cual es posible caracterizar varias propiedades de las rocas y de los fluidos. Como ya se refirió en el capítulo anterior, este coeficiente de atenuación es definido por la ley de Beer, midiéndose por la fracción de rayos X que pasan a través de un objeto. Por otro lado el coeficiente de atenuación lineal está relacionado a otras propiedades, tales como: la densidad y el número atómico. De tal forma, una imagen de tomografía de rayos X de un roca (imagen CT), puede representar dos propiedades: la densidad y el número atómico.

Debido a que la evaluación de estas dos propiedades, bajo la técnica de tomografía de rayos X, se lleva a cabo dentro de un volumen que involucra el diámetro del núcleo por un centímetro de espesor, las propiedades determinadas se refieren como pseudo-densidad y número atómico aparente de los elementos involucrados.

Lo anterior es producto de que la evaluación dentro de ese volumen, corresponde a un promediado de los datos obtenidos de la atenuación del haz de rayos X de todo el material que esté conjuntado dentro de él, esto es, los valores calculados dentro de cada imagen son el resultado del algoritmo que utiliza el programa con los valores de atenuación del rayo X al paso de los diferentes materiales o medios que pueden constituir a una roca, tales como: la materia sólida, fluidos gaseosos y fluidos líquidos.

Dado que la aplicación de la técnica de tomografía computarizada de rayos X, en este trabajo, está condicionada hacia la ingeniería de yacimientos petroleros, se debe tener en cuenta las características del material en estudio, para que no afecten los requerimientos del proceso y del equipo y así obtener resultados satisfactorios. Así mismo, es conveniente definir las condiciones bajo las cuales se desarrollarán dichas evaluaciones (básicamente las correspondientes a la presión y la temperatura).

Por otro lado, la evaluación de alguna propiedad física o química de la materia en forma indirecta, requiere de procedimientos de calibración del equipo, algunos establecidos en el diseño del equipo y otros son establecidos constantemente por el usuario con base en el material que se encuentre en estudio. De esta forma, los valores calculados son representativos debido a la comparación con las evaluaciones obtenidas, de la misma propiedad, a través de otras técnicas.

Una imagen CT, es una sección transversal en dos dimensiones de una muestra que representa el mapa de la atenuación de los rayos X cuando estos atraviesan el material. La imagen es representada a través de una matriz de 256 x 256 píxeles por 1 cm de espesor, lo que indica que la imagen representa los resultados generados de un volumen de la muestra escaneada. Cada volumen unitario, el cual representa un dato del coeficiente de atenuación del rayo X, es denominado voxel.

En la Figura 5.1, se representa una muestra de núcleo delimitando 18 secciones a lo largo del eje Z, con espesores de 1 cm. La imagen generada es definida sobre el plano XY en donde cada uno de los voxels (unidad volumétrica) o píxeles (unidad bidimensional), representa el dato del coeficiente de atenuación lineal del rayo X en cada uno de los puntos referidos.

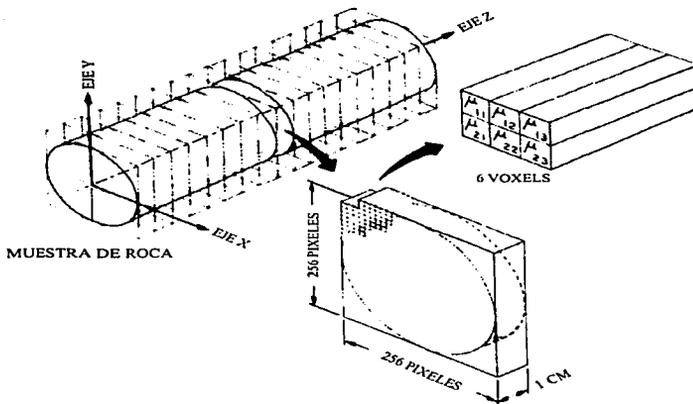


Figura 5.1.- Representación del coeficiente de atenuación a través del volumen unitario denominado voxel.

Mediante un conjunto de imágenes CT tomadas con un intervalo de distancia constante, dentro de una misma muestra, es posible generar reconstrucciones CT en dos dimensiones pero perpendiculares al plano XY de una imagen. Como se muestra en las Figuras 5.2 y 5.3, las reconstrucciones son a lo largo del eje Z y perpendiculares entre sí. Se muestran imágenes bidimensionales teniendo como planos de reconstrucción los planos XZ y YZ.

En estos dos ejemplos se ilustra la reconstrucción de una muestra de núcleo sobre la cual se implementa un proceso de recuperación de aceite por inyección de CO_2 . En la imagen CT se define el perfil de avance del CO_2 sobre los dos planos, en el plano de reconstrucción YZ existe un efecto de la densidad entre los dos fluidos involucrados, mientras que en el plano de reconstrucción XZ se manifiesta un efecto de digitación.

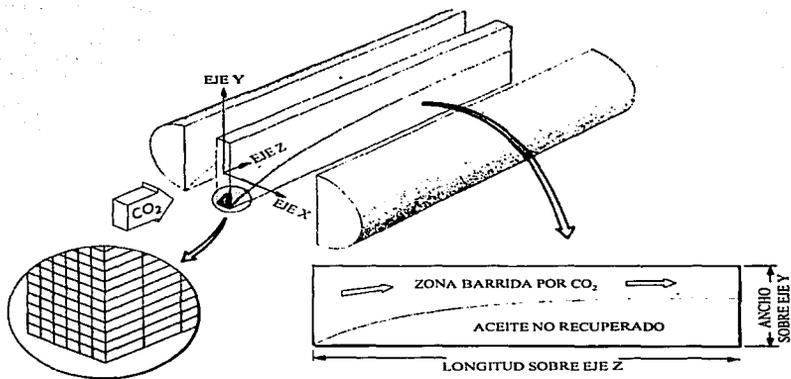


Figura 5.2.- Representación de la reconstrucción vertical de una serie de imágenes CT.

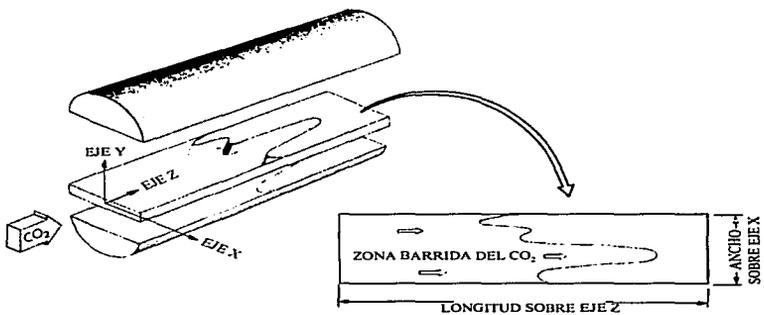


Figura 5.3.- Representación de la reconstrucción horizontal de una serie de imágenes CT.

Las reconstrucciones son utilizadas para la interpretación de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos en muestras de núcleo de las formaciones productoras. Toda la interpretación está canalizada primordialmente a través de la saturación de los diferentes fluidos presentes dentro del medio poroso.

Cabe señalar que de la Ec. 4.4 que determina el coeficiente de atenuación lineal relacionando la densidad y el número atómico, para niveles de energía por encima de los 100 KV; los rayos X producidos interactúan con la materia predominando el efecto de dispersión de Compton, el cual es dependiente de la densidad. Para niveles de energía por debajo de los 100 KV, la absorción fotoeléctrica es dominante, la cual es dependiente del número atómico efectivo de cada uno de los voxels.

De esta manera, es posible tomar series de escaneo a alta energía y series de escaneo a baja energía. El primer conjunto de escaneos son utilizados para llevar a cabo determinaciones de densidad, y el segundo conjunto de escaneos es utilizado para hacer determinaciones de número atómico efectivo.

El conocimiento del número atómico efectivo en cada uno de los voxels, puede ayudarnos a caracterizar su naturaleza mineral. Como ya se hizo referencia anteriormente, el término de "número atómico efectivo" es utilizado en lugar de "número atómico" debido a que cada voxel es una mezcla de al menos dos componentes (roca y aire). Sin embargo, el número atómico efectivo está más fuertemente relacionado hacia los componentes más pesados de la mezcla (en este caso nos referimos a los materiales sólidos), y así mismo dentro de la roca, el número atómico efectivo estará más fuertemente referenciado hacia los elementos más pesados. Es posible diferenciar minerales, tomando como base un análisis de número atómico efectivo.

El procedimiento de toma de imágenes para hacer determinaciones de número atómico efectivo es muy similar a la técnica para evaluar la densidad de los materiales, solamente con la diferencia de considerar niveles de energía diferentes para cada uno de ellos. En este trabajo no se harán referencia a evaluaciones de imágenes CT de número atómico efectivo, por tres razones:

- El trabajo tiene un enfoque hacia la ingeniería petrolera, canalizado hacia la ingeniería de yacimientos dentro del estudio de los procesos de recuperación secundaria y mejorada, y

estos resultados sólo pueden ser obtenidos por medio de los escaneos de densidad y no por los de número atómico efectivo.

- La determinación del número atómico efectivo por esta técnica, permitirá el conocimiento de los minerales contenidos en los materiales escaneados, pero no hay que perder la visión de que el material utilizado para el desarrollo de este trabajo, son rocas almacenadoras del tipo de areniscas y calizas en donde la principal mineralogía es de cuarzo, calcita y dolomita.
- La resolución del equipo define un volumen unitario muy grande como para poder establecer con precisión la mineralogía dentro de una muestra de núcleo.

A continuación se describe el proceso requerido por la técnica de tomografía computarizada de rayos X, para la generación de una secuencia de imágenes en muestras de núcleo de rocas de yacimientos de hidrocarburos. Se tomará en consideración: el tipo de material de trabajo (características y dimensiones), así como las condiciones bajo las cuales es posible tomar una secuencia de imágenes y la calibración del equipo.

Tipo de Material y Características para la Toma de Imágenes CT.

Considerando que el trabajo tiene enfoque geológico, es conveniente limitar el ámbito litológico sobre el cual se conducirán los trabajos desarrollados bajo la técnica de tomografía computarizada de rayos X.

El entorno litológico sobre el cual se conducirá el trabajo, está relacionado con las rocas pertenecientes a la zona productora de hidrocarburos (rocas almacenadoras). Éstas deben presentar características tales como: tener buena porosidad, buena permeabilidad y mostrar continuidad lateral y vertical, entre otras.

Otra característica geológica muy importante de considerar, son las estructuras primarias y secundarias presentes en las rocas, tales como: estratificación, fracturamiento, disolución, etc., las cuales pueden funcionar en ventaja o desventaja para los procesos de recuperación de hidrocarburos.

La razón por la cual el enfoque de la investigación se canalizará hacia las rocas almacenadoras, es porque la principal característica de trabajo de la tomografía, es la visualización interna de las muestras de núcleos de roca y porque es posible la visualización de los perfiles de flujo de fluidos en medios porosos.

Una vez que se ha delimitado el área de estudio, es necesario identificar cual es el material constitutivo que va a involucrarse en ese campo. En general, se han localizado yacimientos de hidrocarburos dentro de los tres diferentes grupos de rocas (ígneas, sedimentarias y metamórficas). Sin embargo, la mayor parte de las reservas de aceite y gas a nivel mundial, se encuentran en rocas almacenadoras de tipo sedimentarias (areniscas, dolomías y calizas).

Estos grupos de rocas, manifiestan diferencias significativas que conducen a que la investigación sea realizada de forma particular, no sólo para cada uno de los grupos mencionados, sino para cada una de las muestras representativas del yacimiento.

A continuación en la Tabla 5.1, se indican algunas diferencias fundamentales entre las rocas almacenadoras de areniscas y las rocas carbonatadas. Estas diferencias establecen básicamente diferencias dentro de las propiedades petrofísicas de cada una de las rocas y por lo que es difícil extrapolar los resultados obtenidos en dos yacimientos similares. Aún dentro del mismo yacimiento hay variaciones en el sentido vertical y horizontal que es difícil caracterizar a través de muestras de núcleos de dimensiones reducidas. No obstante, es una escala dentro de la caracterización de los yacimientos que es necesario considerar para complementar todos los estudios.

Tabla 5.1 Diferencias entre rocas almacenadoras de areniscas y carbonatadas.

ARENISCAS	ROCAS CARBONATADAS
<ul style="list-style-type: none"> • La naturaleza en general silicea de este tipo de rocas almacenadoras, establece una estabilidad diagenética, la cual permite que tanto la porosidad como la permeabilidad permanezcan "inalterables" en el sentido vertical y horizontal. 	<ul style="list-style-type: none"> • La inestabilidad de los componentes minerales de este tipo de rocas, permite que debido a los cambios diagenéticos, la porosidad y permeabilidad primaria sea afectada. Así mismo, su heterogeneidad no permite la consistencia de estas propiedades en toda la extensión del yacimiento.
<ul style="list-style-type: none"> • Los procesos sedimentarios que intervienen en su generación, permiten la formación de partículas bien redondeadas y sedimentos bien clasificados, por lo que se adquiere una formación de geometría porosa de alta calidad para la acumulación y extracción de fluidos. El transporte prolongado origina la predominancia de minerales estables y graduación de la granulometría del sedimento (0.05 - 0.25 mm), formando estratos en general bien definidos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las partículas que constituyen a este tipo de rocas, tiene transporte reducido o nulo (a excepción de las turbiditas calcáreas), esto es hay formación de calizas de tipo autóctonas (formación in-situ).
<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente tienden a formar cuerpos en forma lenticular, más que en forma de capas muy extensas (a excepción de las depositadas en condiciones marinas transgresivas) y a acumularse en ambiente de alta energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • El depósito de este material es bajo condiciones ambientales y de energía del medio acuoso muy especiales. Estas condiciones se reflejan en depósitos muy extensos y potentes si las condiciones son constantes y, de cuerpos extensos arealmente pero de escaso espesor si las condiciones varían frecuentemente.

La característica principal de una roca para poder adoptar el carácter de roca almacenadora, está relacionada a su porosidad, por lo que a continuación se presenta en la Tabla 5.2 una comparación de esta propiedad tanto para areniscas y rocas carbonatadas. Aunado a la porosidad está la permeabilidad, la cual establece la conductividad o falta de ella de los fluidos dentro del medio poroso. En la tabla 5.2 se hace referencia a la comparación de esta propiedad entre los dos diferentes tipos de rocas almacenadoras. Existen otras propiedades petrofísicas que manifiestan diferencias entre estos dos tipos de rocas, tales como la presión capilar, mojabilidad de la roca, etc. Algunas de ellas con el apoyo de la técnica de tomografía de rayos X se pueden caracterizar.

Tabla 5.2 Comparación de características de porosidad y permeabilidad entre rocas almacenadoras de areniscas y carbonatadas.

CARACTERÍSTICA	ARENISCAS	ROCAS CARBONATADAS
• <i>Porcentaje de porosidad primaria en los sedimentos.</i>	• Comúnmente entre 25 - 40 %	• Comúnmente entre 40 - 70 %
• <i>Porcentaje de porosidad final en las rocas.</i>	• Comúnmente la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial (15 - 30 %).	• Normalmente nula o una pequeña fracción de la porosidad inicial (5 - 15 %). Es común en las facies almacenadoras.
• <i>Tipos de porosidad primaria.</i>	• Básicamente interpartícula.	• Predomina la interpartícula, pero también la intrapartícula.
• <i>Tipos de porosidad final.</i>	• Esencialmente interpartícula.	• Muy variada debido a los procesos postdeposicionales.
• <i>Tamaño de los poros.</i>	• El tamaño de los poros y de los canales de interconexión están muy ligados al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias.	• El tamaño de los poros y de los canales de interconexión muestra poca relación al tamaño o clasificación de las partículas.
• <i>Forma de los poros.</i>	• Muestran una fuerte dependencia de la forma de las partículas.	• Muy variadas; de fuertemente dependientes a independientes de la forma de las partículas o de los componentes diagenéticos.
• <i>Uniformidad de la forma, tamaño y distribución.</i>	• Comúnmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo.	• Variable; desde uniforme a extremadamente heterogénea aún dentro de un mismo cuerpo.
• <i>Influencia de la diagénesis.</i>	• Mínima; normalmente las reducciones de porosidad primaria son por compactación y cementación.	• Grande; puede crear, destruir o modificarla. La cementación y la disolución son muy importantes.
• <i>Influencia de fracturamiento.</i>	• Generalmente no es de gran importancia en las propiedades almacenadoras.	• De gran importancia en las propiedades almacenadoras.
• <i>Evaluación visual de la porosidad y permeabilidad.</i>	• Pueden realizarse, de manera relativamente fácil, estimaciones visuales semicuantitativas.	• Variable; las estimaciones visuales semicuantitativas varían de fáciles a virtualmente imposibles.
• <i>Utilidad de los análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento.</i>	• Los tapones de 2.5 cm de diámetro normalmente son adecuados para evaluar la porosidad.	• Los tapones normalmente son inadecuados debido a su alta heterogeneidad. Generalmente se utilizan núcleos completos.
• <i>Interrelaciones Porosidad-Permeabilidad.</i>	• Relativamente consistentes; comúnmente son dependientes del tamaño y clasificación de las partículas.	• Muy variadas; comúnmente son independientes del tamaño y clasificación de las partículas.

Para la toma de las imágenes, es necesario contar con una muestra cilíndrica, ya que de otra forma el programa no resolvería eficazmente la matriz generada. Para esta muestra cilíndrica, deben existir dimensiones mínimas y máximas de longitud y de diámetro para el funcionamiento óptimo del equipo (Tabla 5.3).

Tabla 5.3 Características dimensionales de rocas para ser utilizadas por el equipo de tomografía de rayos X.

	MÍNIMO	MÁXIMO
LONGITUD	La resolución del equipo indica el escaneo en un centímetro de espesor.	La máxima longitud está restringida hacia el espacio disponible en el laboratorio.
DIÁMETRO	Aproximadamente de 13 mm	Aproximadamente de 271 mm.

Condiciones de Presión y Temperatura Para Generar Imágenes CT.

En las muestras de núcleos de formación pueden manejarse condiciones de temperatura y presión de yacimiento. También pueden realizarse pruebas bajo condiciones estáticas y dinámicas simulando flujo de fluidos en los medios porosos.

Bajo condiciones estáticas, es posible considerar los siguientes casos en el manejo de las muestras de núcleos:

- En condiciones ambientales bajo las cuales se encuentra la muestra después de que ha sido extraída de los pozos, con los fluidos del yacimiento residuales así como los fluidos de perforación que han entrado durante el proceso de extracción. Es conveniente evaluar las condiciones físicas en las que éstas se encuentran.
- En condiciones ambientales con la muestra limpia de fluidos de perforación y del yacimiento. Se utilizan para caracterización, así como para la determinación de porosidad y saturación de fluidos.
- En condiciones ambientales y de yacimiento a cada tiempo en el cual se requiera la evaluación de algún proceso de recuperación de aceite. Es útil en la investigación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de aceite.

Bajo condiciones dinámicas, se consideran los siguientes casos en el manejo de muestras de núcleos:

- Bajo condiciones ambientales evaluar el frente de avance de los fluidos durante un proceso de recuperación de aceite. Se utiliza para la investigación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de aceite, sobre muestras de núcleo en posición horizontal.
- Bajo condiciones y fluidos del yacimiento, evaluar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada del petróleo en muestras de núcleo en posición horizontal. Es utilizado para los ajustes de los perfiles de saturación en simuladores.

En la Figura 5.4, se ilustra el equipo utilizado para realizar la investigación de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos a condiciones de yacimiento. Con este tipo de accesorio es posible trabajar presiones hasta 7500 psi y temperaturas hasta 120°C, con restricciones en las dimensiones de las muestras de núcleos de longitudes máximas de 20 cm y diámetros de 2 7/8 y 3.0 pg.

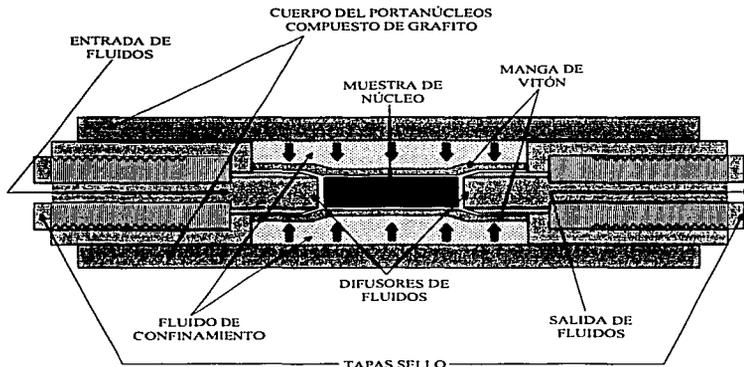


Figura 5.4.-Corte transversal del sujetador de núcleos utilizado para el desarrollo de pruebas de desplazamiento a condiciones de yacimiento apoyado con tomografía de rayos X.

Calibración del Equipo de Tomografía de Rayos X para la Toma de Imágenes CT.

La determinación de propiedades o características de algún material a través de alguna técnica de medición indirecta, necesariamente requiere de una calibración a través de materiales conocidos o materiales que bajo diversos estudios definan la propiedad que se está estudiando.

Para la calibración de los equipos de tomografía de rayos X, se utilizan patrones de referencia denominados "phantoms". Estos "phantoms", tienen tres funciones fundamentales:

- Construir los coeficientes que serán aplicados para la captura de los datos de números CT, para minimizar los efectos de "beam hardening".
- Probar los algoritmos utilizados en la medición de propiedades de los materiales tales como la densidad y el número atómico. Estos "phantoms" son materiales de los cuales se conoce su densidad y número atómico, sirviendo además para afinar valores deseados de alguna imagen tomografiada.
- Probar el equipo del escáner: medir el comportamiento del tubo de rayos X o medir la resolución del rayo X en sus tres principales direcciones. Este tipo de "phantoms" no son muy utilizados, además de ser muy difíciles de obtener.

Dentro del ámbito médico, se toma un estándar especial de agua como patrón de referencia para la toma de radiografías del cuerpo humano. Debido a lo relativamente reciente de la aplicación de ésta técnica hacia la ingeniería de yacimientos, además de la diversidad de material que es posible encontrar en los yacimientos petroleros (roca, salmuera, gas y aceite), no existe una técnica estandarizada para la calibración de los tomógrafos.

Para la calibración de equipos de tomografía de rayos X es posible utilizar diversos tipos de "phantoms", los cuales los englobaremos en tres grupos:

- Patrones de materiales sólidos homogéneos con características semejantes a las del material que se va a escanear. No necesariamente se utilizan materiales puros de estructura totalmente densa, es posible utilizar materiales del tipo de rocas, siempre y cuando la distribución de sus componentes estén distribuidos uniformemente en todo su diámetro.
- Utilizando un "phantom" médico, el cual está diseñado para calibrarse con diferentes materiales de referencia tales como: Cuarzo Fundido, Freón, Teflón, Plexiglass, Nylon, etc., inmersos en un medio acuoso como una solución de NaI o agua destilada.
- Utilizando soluciones de KI, NaCl, NaBr y NaI, las cuales tienen la función de atenuar el rayo X de tal forma que esa atenuación se asemeje a la atenuación de un material de mayor densidad.

La utilización de patrones de materiales sólidos que tiene bien definidas sus propiedades (densidad y número atómico efectivo), es difícil debido a la complejidad de su obtención y

sobre todo por las características dimensionales requeridas (diámetro y longitud mínima de 5 cm). Por otro lado, la utilización del “phantom” médico está más enfocado hacia la medicina que hacia la tomografía de muestras de rocas. Finalmente, la utilización de algunas soluciones se basa en el grado de atenuación que sufre el rayo X; debido a la presencia de algunos iones contenidos en ellas. Este grado de atenuación se establece variando la concentración de la mezcla, no obstante, no ofrecen resultados completamente satisfactorios.

El proceso de calibración utilizado en el escáner DELTASCAN 100, sigue un procedimiento que utiliza la combinación de las tres sustancias. Primeramente se utiliza la solución de NaI (yoduro de sodio) a diferentes concentraciones para determinar los coeficientes. Es seleccionado el NaI basado en diversos estudios realizados en comparación con otras soluciones tales como: KI (yoduro de potasio), NaCl (cloruro de sodio) y NaBr (bromuro de sodio).

En la Figura 5.5, se presenta la gráfica que muestra la respuesta de algunas soluciones a diferentes concentraciones (mol/lit), generando diferentes valores de #CT al paso del rayo X a través de estas soluciones. Kantzas (1990), observó que la presencia del ion haluro en dichas soluciones, es quien proporciona el incremento del #CT. Con el ion cloruro no hay un incremento significativo en el #CT, mientras que el ion yoduro tiene un efecto mucho más fuerte que con el ion bromuro. Así mismo observó que la naturaleza de los cationes Na y K, no hay manifestación de una diferencia significativa en el incremento del #CT.

Cuando es calibrado el escáner con la solución de NaI, y posteriormente es tomografiada la misma solución de NaI, dará como resultado una imagen atonada (mostraría un ruido de tonalidad blanca sin alguna tendencia). Sin embargo, si bajo la misma calibración con NaI se tomografía una muestra de otro material, la imagen obtenida tendrá una tendencia en forma de U a lo largo del diámetro de la muestra, sin considerar que la muestra sea totalmente homogénea.

Una vez que esta calibración con la solución de NaI se ha realizado (obteniendo una imagen de la muestra a estudiar lo más nítida posible), se procede a obtener todas las imágenes requeridas para ese material, conjuntamente con una serie de “phantoms” fluidos y sólidos, los cuales son necesarios para ajustar los valores de #CT de la muestra. Estos fluidos y sólidos deben de ser semejantes a los encontrados en la muestra que está en estudio. Los materiales más usuales para el tipo de estudio desarrollado en este trabajo son: aire, agua, aceite y cuarzo fundido, roca caliza o algún otro tipo de roca homogénea. Además, estos “phantoms” deben

encontrarse en las mismas condiciones (presión y temperatura), en que se encuentra la muestra estudiada.

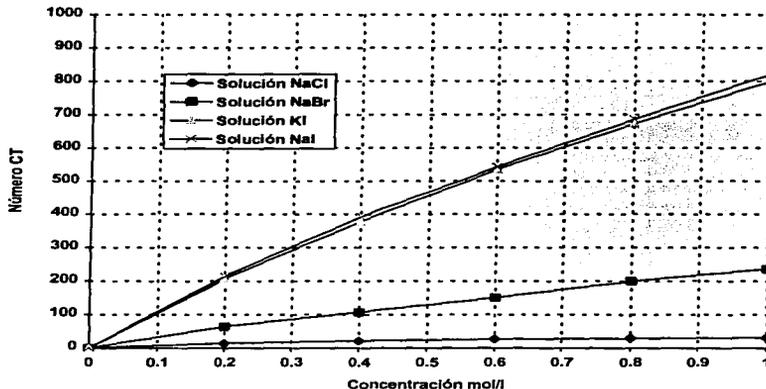


Figura 5.5.-Gráfico de la relación de concentración de diferentes soluciones con respecto al #CT evaluado .

Finalmente, para la determinación de los #CT y asociarlos a valores de pseudo-densidad de la muestra que se mantiene en estudio, se ajusta una curva con los #CT determinados de los “phantoms” y sus respectivos valores de densidad que previamente se determinaron bajo otras técnicas, obteniéndose la ecuación que ajuste a estos valores. En la Figura 5.6, se presentan un ejemplo de ajuste de pares de #CT vs densidad para varios materiales sólidos y fluidos.

Consideraciones Finales para la Generación de Imágenes CT.

Para la toma de una imagen, es necesario describir en primer lugar todo el procedimiento necesario para la obtención de las imágenes, acorde al estudio que ha de realizarse. La omisión de alguno o algunos detalles, ocasionaría que los datos obtenidos sean los mínimos y en ocasiones perder todo el contexto del estudio. Un algoritmo propio a seguir para la toma de imágenes, ya sea del tipo densidad o número atómico se describe a continuación:

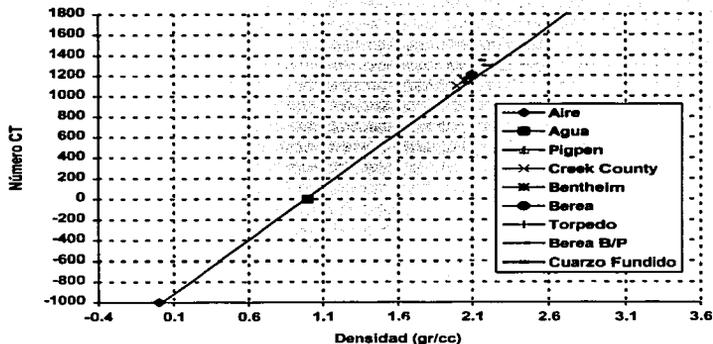


Figura 5.6.-Gráfico de la relación de densidad con respecto al #CT de diferentes areniscas.

- Objetivo del estudio:** siempre es necesario plantear en un inicio cual es el tipo de trabajo que ha de llevarse a cabo sobre la(s) muestra(s) en estudio. Los datos que pueden generarse bajo esta técnica van desde los mas elementales; como puede ser la evaluación la pseudo-densidad o determinación del número atómico efectivo, a través de una tomografía de carácter exploratorio y, hasta los más complejos como las evaluaciones de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos, mediante reconstrucciones bidimensionales a lo largo del núcleo a través de una tomografía a detalle (un centímetro de separación máximo entre cada imagen).
- Toma de imágenes fotográficas:** es indispensable la toma de una imagen fotográfica, para mantener una referencia directa de la muestra bajo la cual se está realizando el estudio. Esencialmente se debe de contar con al menos dos fotografías por cada una de las muestras, una en sentido longitudinal y la otra en posición frontal. Se deben visualizar los accidentes más significativos que presente la muestra. Así mismo, indicar la posición en donde se tomó la primera imagen, la distancia de separación para la toma de las siguientes imágenes y una escala de referencia que indique las dimensiones de la muestra.
- Estado(s) de la(s) muestra(s):** una muestra de núcleo de pozo presenta un estado inicial, que es el estado en que se encuentra cuando es extraída del pozo. En este estado, la muestra está contenida en un tubo de aluminio con el lodo de perforación y algunos fluidos del

yacimiento, muy comúnmente las muestras son lavadas para eliminar el lodo de perforación. En estas dos modalidades pueden llevarse a cabo las primeras series de imágenes CT. Sin embargo, otras series de imágenes pueden ser tomadas cuando son acondicionadas para realizar trabajos de investigación (procesos de recuperación de hidrocarburos), a través de la determinación de porosidad, saturación de dos y tres fases de fluidos, etc.

- *Patrones de referencia ("phantoms")*: precisar los materiales (fluidos y sólidos), que se utilizarán en el estudio, para ser considerados como patrones de referencia. Estos "phantoms" deben tomar en cuenta principalmente a los elementos que estén en la muestra o vayan a ser considerados durante algún proceso de investigación. En este tipo de estudio, los "phantoms" que principalmente se utilizan son el agua, salmuera, aceite, gas aire, cuarzo fundido, cuarzo, caliza y algún otro tipo de material característico de la muestra o fluido contenido en ella.
- *Posición de "phantoms" y núcleo*: para obtener datos adecuados, los cuales canalizarán a resultados congruentes en cualquier estudio que se realice bajo esta técnica, se definirán dos condiciones: a) colocar tanto los "phantoms" como el núcleo dentro del mismo material en donde se va a llevar a cabo el estudio de la muestra, y de ser posible, incluir también las mismas condiciones de presión y temperatura. De no respetarse estas condiciones, existirían variaciones al intentar introducir valores evaluados de materiales a condiciones A, dentro de un proceso realizado a condiciones B. b) las posiciones de cada una de las imágenes en la primer serie permanecerán invariables para las siguientes series. De existir algún desplazamiento de posición entre las imágenes de la primera serie con respecto al resto de las series, los datos obtenidos en un estudio presentarán valores anómalos, ya que los resultados que involucran dos imágenes (en dos estados diferentes), se generan a través de operaciones entre dos matrices en forma puntual (pixel a pixel o voxel a voxel). Si no se respeta la posición de las imágenes para dos diferentes estados de las muestra, y con ellas se llevan a cabo las operaciones entre matrices, se estarán dando resultados inciertos. Para establecer la posición precisa de las muestras, primeramente se fija la muestra en el dispositivo del tubo portamuestras, el cual está acoplado a un motor con un tornillo sin fin, éste a su vez está acondicionado a un dispositivo digital para controlar automáticamente la distancia a lo largo de la muestra; de esta forma se evita hacerlo manualmente.
- *Número de series y número de imágenes CT por serie*: de acuerdo al estudio que se va a realizar, es pertinente definir la cantidad de imágenes que han de realizarse sobre la

muestra, así como el número de imágenes por cada serie. La toma de una sola serie establece que ha de realizarse un trabajo de carácter exploratorio, para lo cual se requiere el mínimo de datos obtenidos por una tomografía. Sin embargo, si se establece la toma de dos o más series de imágenes, se induce que el trabajo que se realizará es más exhaustivo tratando de obtener el mayor número de datos posibles a través de una tomografía a detalle.

- *Condiciones de la calibración:* cuando un trabajo ha sido iniciado mediante una calibración del equipo, no puede interrumpirse para llevar a cabo otro trabajo en forma simultánea, ya que los coeficientes de calibración obtenidos para un cierto tipo de material no pueden ser los mismos utilizados para un material diferente.

Tomando en cuenta las anteriores consideraciones, es posible obtener resultados satisfactorios mediante esta técnica.

PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE IMÁGENES CT

El intenso y cuidadoso trabajo exploratorio dentro del territorio nacional, condujo al descubrimiento de yacimientos petroleros de diversas magnitudes. Estos descubrimientos impactaron fuertemente en el crecimiento de las reservas probadas del país, no obstante con el paso del tiempo, el descubrimiento de nuevos yacimientos es cada vez más complicado (por escasez o por falta de información geológica).

Los yacimientos de petróleo son explotados primeramente por recuperación primaria y posteriormente por recuperación secundaria (básicamente inyección de agua). Es conveniente prever algún medio con el objetivo de incrementar las reservas, una forma, es a través de los yacimientos que están en explotación mediante la aplicación de procesos de recuperación mejorada. Este tipo de procesos, al contrario de los procesos de recuperación secundaria, son muy costosos y su aplicación no es sencilla. Esto implica que, por muy eficiente que fuese el proceso, si la recuperación no tiene el suficiente impacto económico, el proceso no será propuesto para su implementación.

Para mejorar las predicciones de comportamiento de los procesos de recuperación mejorada, es necesario que la industria petrolera ponga mayor atención en la caracterización de las rocas del yacimiento. Esta caracterización debe ser lo más detallada posible, de tal forma que se pueda comprender la interrelación existente entre los fluidos y el medio poroso bajo condiciones específicas de presión y temperatura.

Para llevar a cabo la caracterización de un yacimiento, existen varias formas de estudio: desde registros geofísicos para definir magnitud y macro-estructuras del yacimiento, registros geofísicos de pozos para definir la heterogeneidad y propiedades del mismo, hasta estudios

que definen la composición química del medio poroso y fluidos en el yacimiento. La caracterización de un yacimiento, para un pleno conocimiento, debe ser atacado desde diferentes campos de acción, esto es, un trabajo integral entre varias disciplinas.

En este sentido, la tomografía computarizada de rayos X es considerada como una técnica no destructiva enmarcada dentro del concepto de interpretación de imágenes. En la Figura 6.1, se presenta un esquema que compara diferentes tecnologías bajo esta misma idea con diferentes grados de resolución. El objetivo es coadyuvar a la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.

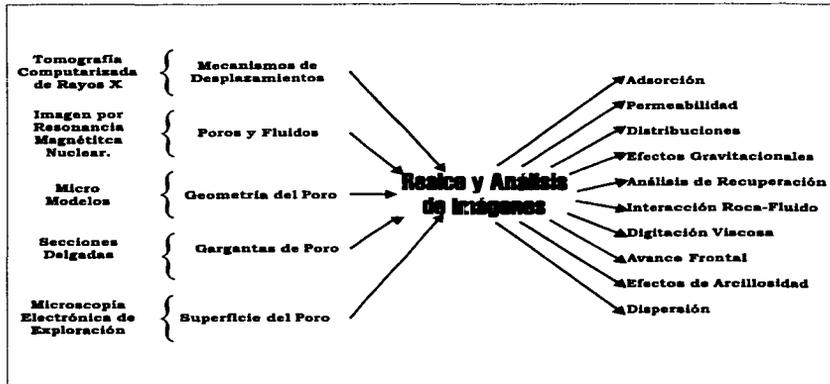


Figura 6.1.- Concepto de integración de técnicas de imágenes de diferentes resoluciones para la caracterización de yacimientos.

Como puede notarse, la técnica de tomografía computarizada de rayos X es de las que presentan la más baja resolución. En particular, con el escáner de segunda generación DELTA-SCAN 100 utilizado en este trabajo, una imagen CT (matriz de 256 x 256 píxeles), representa la información contenida dentro del volumen de un centímetro de espesor por el diámetro de la muestra en estudio.

La base de la utilización de esta técnica está dada a través de las siguientes características:

- *Técnica no destructiva*: Es considerada en este sentido solamente cuando se utiliza para trabajos de carácter exploratorio, ya que cuando se realizan estudios más especializados, el medio poroso es afectado por las condiciones de trabajo y los fluidos utilizados para ello.
- *Manejo de núcleos a diámetro completo*: Prácticamente todas las técnicas utilizan pequeñas muestras para su estudio, sin embargo esta técnica permite manejar los núcleos con las dimensiones con las que fueron muestreados (en longitud y diámetro).
- *Descripción de heterogeneidades internas*: Debido al manejo del núcleo a diámetro completo, es posible definir características que por otras técnicas se perderían debido al tamaño de la muestra que se utiliza.
- *Visualización de flujo de fluidos en medios porosos*: Para la realización de este tipo de estudios, se requiere llevarlos a cabo en muestras lo más representativas posible del yacimiento, para que pueda obtenerse información congruente para ser comparada con los estudios de simulación numérica.

El objetivo de la técnica de tomografía computarizada de rayos X, es obtener imágenes descriptivas de variaciones de densidad dentro de un objeto. Bajo este principio, se realizarán diversas evaluaciones de propiedades en muestras de núcleo, la cuales guiarán dentro de la industria petrolera a la conceptualización del flujo de fluidos en medios porosos.

En este estudio, se lleva a cabo una descripción y evaluación de algunas propiedades en muestras de núcleos de pozos de yacimientos de hidrocarburos, a partir de la propiedad de densidad del material. Bajo esta técnica se adoptará el término de pseudo-densidad, ya que el valor contenido dentro de un pixel de la matriz de una imagen, es un valor promedio de las densidades de los diferentes materiales que intervienen dentro de un volumen unitario llamado voxel.

A manera de una esquematización de lo que representa un #CT dentro de una imagen, en la Figura 6.2 se presentan tres volúmenes unitarios de una imagen cualesquiera con diferencia

en el arreglo de los materiales constitutivos. Se aplica una intensidad original de rayo X (IR_{X_0}), cuando el rayo atraviesa todo el volumen unitario representado, se obtiene a la salida un rayo de menor intensidad ($IR_{X_{A,B,C}}$), en donde la mayor atenuación se genera cuando éste atraviesa material de mayor densidad. Una mayor atenuación produce un valor de #CT mayor y viceversa.

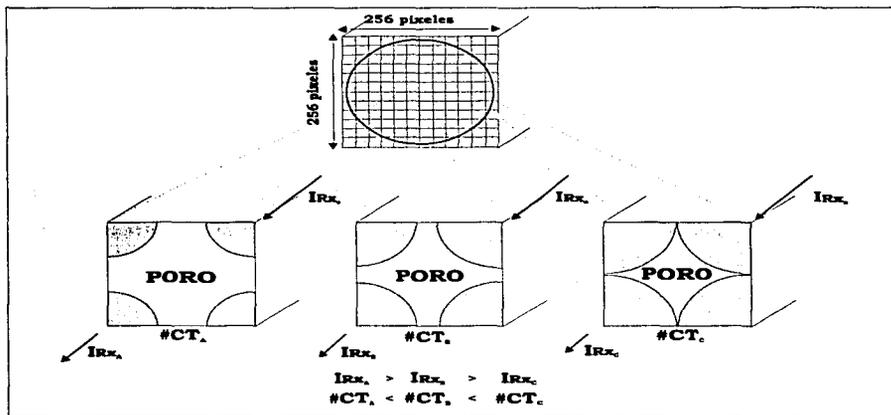


Figura 6.2.-Modelo de la generación del coeficiente de atenuación lineal.

Bajo este principio, tenemos que tener en cuenta los siguientes puntos para establecer una buena interpretación de las imágenes:

- *Tipo de material que se va a tomografiar:* ya se hizo referencia que el tipo de material de estudio son las rocas almacenadoras de hidrocarburos (areniscas y calizas), así como el tipo de fluidos contenidos en ellas (agua, salmuera, aceite, gas y aire). Para trabajos más especializados se utilizan materiales como: aluminio, teflón, vitón, y otros.
- *Tener referencia de sus valores de densidad:* Los materiales puros (agua, aire, aluminio, teflón, etc.), así como algunos componentes minerales de las rocas (cuarzo, calcita, dolomita, etc.), tienen valores de densidad ampliamente estudiados con diversas técnicas.

Esto ayudará a entender más fácilmente cuando estos materiales se encuentren interrelacionados.

- **Conocer el efecto de atenuación del rayo X:** Para los materiales puros, la mayor densidad implica una mayor atenuación del rayo y viceversa. No es posible considerar todo tipo de material, ya que si se toma en cuenta la solución de NaI, tiene una densidad cercana a la del agua, no obstante de acuerdo a la mayor concentración del ion yoduro, esta atenuará más el rayo X.
- **Conocer el funcionamiento del algoritmo del programa que genera la imagen CT:** De esta forma se comprenderá el sentido de la resolución de las imágenes, el porqué algunas estructuras no son visibles y algunas otras sí.

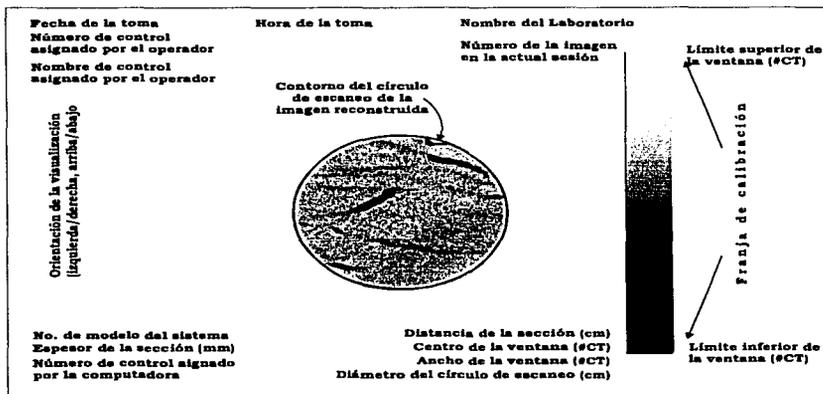


Figura 6.3.- Plantilla de presentación de una imagen CT en el monitor de la computadora del tomógrafo.

El primer resultado de una imagen es obtenido directamente en la computadora del tomógrafo, una vez que ha concluido el proceso de escaneo. En la Figura 6.3, se presenta una plantilla que muestra los datos de control definidos por el usuario y aquellos generados por la computadora. En ella se presentan datos esenciales para el control de cada imagen; algunos son establecidos por el sistema (número de control en la máquina, espesor de la sección,

número de modelo del sistema y orientación de visualización), otros son establecidos por el usuario (fecha, hora, número de la muestra, nombre de la muestra, número de imagen y nombre del laboratorio) y otros son valores que se ajustan con el criterio de cada usuario para obtener una buena visión de la imagen CT (#CT del centro de la ventana, total de #CTs en la ventana, diámetro del círculo de escaneo y distancia entre cada imagen).

Interpretación de imágenes CT por medio de la computadora del tomógrafo.

Es conveniente señalar que en esta sección no se ejemplificarán imágenes de muestras de núcleo obtenidas directamente del monitor de la consola de control, ya que es muy laborioso el proceso de la toma de una imagen fotográfica y también es complicado el procesado de la misma para ser incluida como imagen dentro del texto.

Dos características de trabajo son destacadas para la interpretación de las imágenes desde el monitor de la computadora del tomógrafo; una referida a su manejo directamente desde el monitor de la computadora o a través de una imagen fotográfica, ya que la computadora del tomógrafo no cuenta con una interfase hacia algún puerto de impresión y, otra característica se refiere al manejo de las imágenes por medio de una escala de tonalidades grises.

El carácter de las imágenes permite una interpretación cualitativa, esto es, considerando solamente que dentro de la escala de tonalidades grises, las tonalidades más claras representan los valores de densidad más altos y las tonalidades más oscuras representan los valores de densidad más bajos. De tal forma, lo interpretable en ellas serían características bien contrastantes, tales como: heterogeneidad cualitativa, estratificación, fracturamiento, estructuras de disolución, aglomerados de minerales o macro-minerales, entre otras, ver Figura 6.4. En cuanto a la heterogeneidad enmarcada en dicha figura, se establece debido al rango de valores de #CT que abarca toda la imagen dentro de la franja de calibración seleccionada.

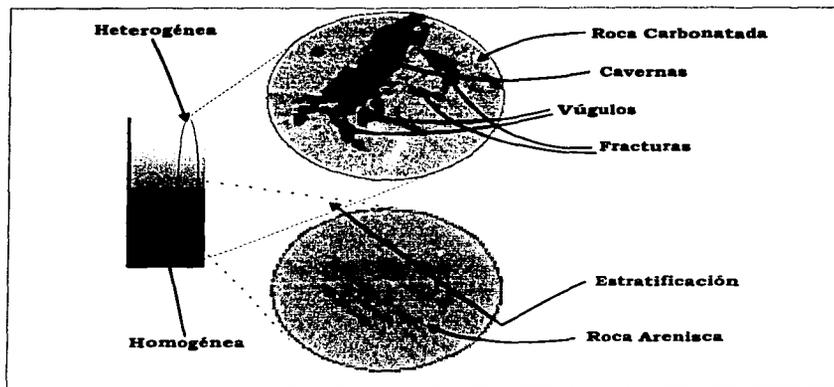


Figura 6.4.-Interpretación de estructuras definidas por tomografía de rayos X.

El rango definido en la franja de calibración no representa necesariamente el total de los valores de #CT contenidos dentro de la sección de la imagen. Este rango de valores dentro de la franja de calibración, es definido por el usuario de acuerdo a las características de la imagen que desee visualizar. En la Figura 6.5 se esquematiza la franja de calibración indicando sus componentes esenciales. El valor CEN indica la intensidad media entre el valor máximo y mínimo en la franja de calibración y el valor WIN indica la cantidad de valores de #CT incluidos dentro de la franja de calibración.

En las imágenes solamente serán visibles las tonalidades incluidas dentro del rango de la franja de calibración. Todos los valores que estén por encima del valor de #CT máximo de la ventana seleccionada, les será asignado la tonalidad más clara (blanco) y todos los valores que estén por debajo del valor de #CT mínimo seleccionado por la ventana, se les asignará la tonalidad más oscura (negro).

La imagen obtenida es una matriz de 256 x 256 pixeles, y cada uno de estos elementos es un valor numérico, por lo que la interpretación se realizará de manera cuantitativa. De esta

forma se tendrá un mejor panorama de control, considerando naturalmente la resolución definida por la técnica, en la cual se establece una variación de 0.01 mg/cm³ por cada unidad CT. Sin embargo, siempre será conveniente conocer las condiciones bajo las cuales se trabaja la muestra, ya que la presencia o ausencia de diversos accesorios para el manejo de las condiciones de trabajo, producirán variaciones en la atenuación del rayo X y por ende en los valores del #CT dentro de la región de interés de la muestra en estudio.

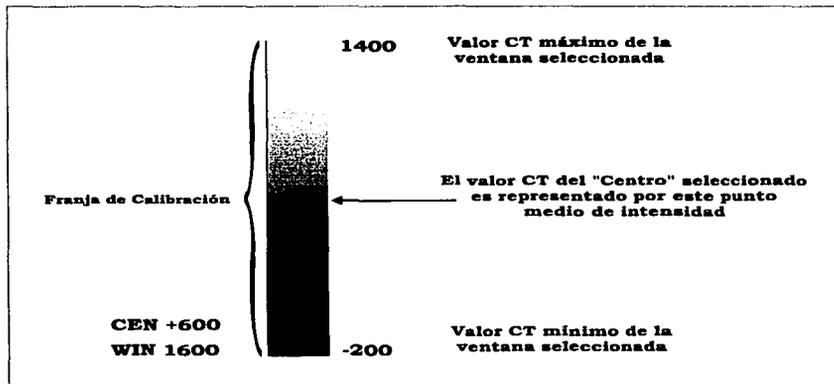


Figura 6.5.-Definición de elementos involucrados en la franja de calibración.

En la figura 6.6, se presenta una muestra de arenisca bajo dos condiciones diferentes. Si se desconoce el estado que guarda cada una de las secciones mostradas, y no existe un parámetro que defina alguna característica del material que se mantiene en estudio, lo único interpretable serían aquellos parámetros cualitativos que se manifiesten claramente. En este caso es evidente una estructura primaria característica de una roca sedimentaria (estratificación paralela). Conociendo las condiciones de trabajo, se entiende que la única diferencia radica en la saturación de agua de una de las imágenes, permitiendo una mayor atenuación del rayo X.

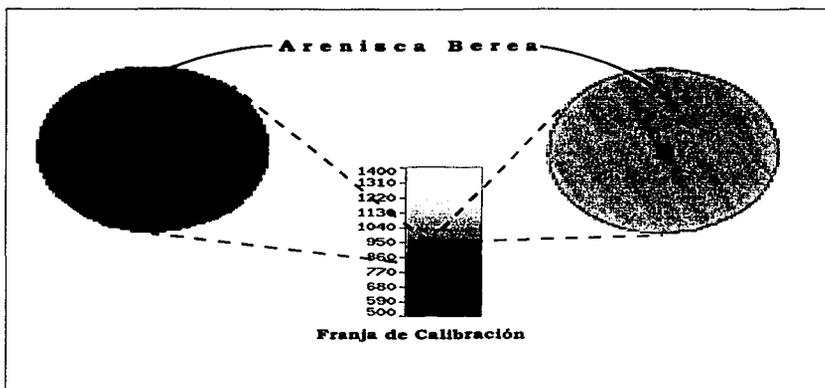


Figura 6.6.-Diferencia de atenuación en una imagen CT de arena a dos condiciones diferentes. A) Saturada con aire y B) Saturada con agua.

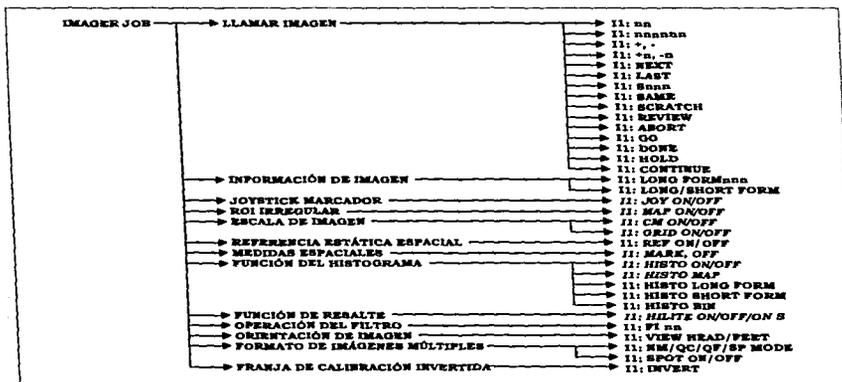
Para generar información cuantitativa por medio de la consola de control del tomógrafo de rayos X, existen algunos comandos del operador con funciones específicas para su manejo e interpretación de las imágenes. Sin embargo, el manejo de dichas imágenes por medio de la computadora del tomógrafo tiene limitaciones tales como que estos comandos son mutuamente exclusivos, esto es, para manejar cualesquiera de estos comandos, es necesario no tener activado algún otro, cada uno de ellos da una información específica sin poderla emparar con la información de algún otro.

Estos comandos se clasifican en grupos de acuerdo a la función que realizan en cada proceso; por ejemplo los que manejan la cinta magnética, el sistema de escaneo, los directorios, funciones especiales, entre otros. Los comandos para el empleo en las imágenes, están dentro del grupo referido como imager job (trabajo sobre imágenes).

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

En este grupo existen divisiones de acuerdo a la función que realizan. En la Tabla 6.1, se presenta una lista de los comandos utilizados para el manejo de imágenes, resaltando aquellos que son propiamente utilizados para la interpretación.

Tabla 6.1.-Lista de comandos utilizados para el manejo de imágenes CT, se indican con letra cursiva los comandos útiles para su interpretación.



A continuación se llevará a cabo una descripción de los comandos que son utilizados en la interpretación de imágenes a través de la computadora del tomógrafo.

La función **JOY ON/OFF**, permite activar y desactivar el manejo de un área circular o elíptica manejada a través de una palanca de mando (joystick). Por medio de los botones **SHAPE Y SIZE**, puede cambiarse la forma y el tamaño de esta área respectivamente. Cuando esta función está activa, en el margen derecho de la fotografía se presentan cinco parámetros para un manejo estadístico de los datos representados por cada pixel de la matriz. Los parámetros están referidos a la región de interés definida por el usuario y son:

- **MEDIA:** Promedio de los #CT comprendidos dentro de la región de interés.
- **STDM:** Desviación estándar de la media.
- **PNTS:** Número de #CT dentro de la región de interés.
- **RMSD:** Media cuadrática o raíz cuadrada del cuadrado de la media.
- **SQCM:** Área definida por la región de interés en cm^2 .

La función **MAP ON/OFF**, tiene una acción similar que la función **JOY ON/OFF**, la diferencia es que ésta es utilizada para definir regiones de interés de formas irregulares. Los parámetros estadísticos desplegados son los mismos citados anteriormente. Cuando es marcada una área demasiado grande, es muy probable que el valor de RMSD quede fuera de rango.

Mediante las funciones **CM ON/OFF Y GRID ON/OFF**, es posible sobreponer una escala de 2 cm y una escala de malla respectivamente sobre una imagen. Es posible presentar una escala sola o las dos simultáneamente.

La función **MARK ON/OFF**, permite realizar mediciones de distancias en las imágenes. A un costado de la franja de calibración se despliegan los valores generados por esta función:

- **DIST:** Distancia medida desde el marcador de medida al marcador de referencia (mm).
- **DIST:** Número de pixeles desde el marcador del yostick al marcador de referencia.
- **ANGL:** Ángulo entre el marcador de referencia y el marcador del joystick (grados).
- **X:** Distancia desde el marcador de referencia a lo largo del eje X medido en pixeles.
- **Y:** Distancia desde el marcador de referencia a lo largo del eje Y medido en pixeles.

La función **HISTO ON/OFF** proporciona un análisis dinámico estadístico y gráfico sobre una región de interés específica. Dentro de la imagen se define la región de interés sobre la cual se realiza el análisis estadístico. El histograma toma como base la franja de calibración y es superpuesto sobre la imagen. El análisis estadístico está referido al rango de valores seleccionado en la franja de calibración. Los valores obtenidos de este análisis son:

- PEAK: Es el #CT dentro de la franja de calibración que se presenta más frecuentemente dentro de la región de interés (moda).
- PPNT: Número de elementos en el PEAK (moda).
- HPNT: Número de #CT dentro de la región de interés que caen dentro del rango de la franja de calibración.
- MEAN: Media de todos los valores CT dentro de la región de interés.
- TPNT: Total de valores CT dentro de la región de interés.
- SQCM: Área de la región de interés en cm^2 .

La función **HISTO MAP ON/OFF**, permite dibujar un área irregular definida por el usuario. Los valores arrojados son los mismos referidos para la función **HISTO ON/OFF**.

La función **HILITE ON/OFF** permite resaltar un rango de valores CT en particular definidos por el usuario. A un costado de la franja de calibración, se presentan los siguientes parámetros:

- TOP: Valor CT máximo de la franja seleccionada para resaltar.
- WIDTH: Ancho de la franja de valores CT que se utilizarán para resaltar.
- BOT: Valor CT mínimo de la franja seleccionada para resaltar.
- INTEN: Grado de intensidad con el cual serán resaltados los valores CT en la imagen, está referido a la franja de calibración.

Interpretación de imágenes CT por medio de la estación de trabajo.

Existen diferentes software para el procesamiento de imágenes, estas herramientas de manejo de imágenes permiten tratarlas aún en forma matricial, esto es, siguen considerando el tamaño de una matriz de 256 x 256 pixeles en donde cada pixel es un valor numérico.

Para el buen funcionamiento del procesamiento de imágenes es conveniente contar con hardware (estación de trabajo), la cual opera con un software (UNIX) como sistema operativo

y dentro del cual puede accederse al software especializado para el tratamiento e interpretación de imágenes, no solamente las obtenidas de la tomografía de rayos X, sino también de las generadas a través de resonancia magnética nuclear o escaneo por microscopía electrónica, entre otras. En este caso es utilizado el software para el procesamiento de imágenes denominado CATPIX ImageTool.

Este software fue desarrollado para llevar a cabo una visualización de muestras de núcleo de pozos petroleros (Kehl, R. 1990), las cuales son interpretadas de datos CT en la forma de densidad, número atómico, porosidad o saturación de fluidos, además de proporcionar gráficos a color después del procesado de las imágenes. Estas imágenes 2-D del objeto escaneado pueden ser:

- Mostradas en varios mapeados de colores y rangos dinámicos.
- Combinadas para proporcionar una reconstrucción longitudinal de múltiples secciones.
- Editarlas a través del uso diferentes programas tales como: edición de texto, dibujo a mano libre, copiar objetos, aumento, etc.
- Transformadas por el uso de suavizados, translaciones y otras operaciones matemáticas.
- Analizadas estadísticamente utilizando funciones simples y transferidas a un programa de hoja de cálculo.
- Convertidas a densidad de masa y número atómico efectivo.
- Reconstruidas en imágenes longitudinales mostrando saturaciones de fluidos en tres fases.
- Creadas en archivos compatibles con un sistema de movimiento.

La ventaja de representar una imagen a color, es básicamente una forma visual directa de asociar y diferenciar los rasgos representados en cada imagen, además de poder seleccionar algún patrón para resaltar aquellos accidentes estructurales que se consideran de mayor importancia. Por otro lado, la rapidez del tratamiento de los datos para procesar las imágenes deseadas y la presentación de resultados gráficos, es otro factor favorable para la utilización de

la estación de trabajo en este tipo de estudios. No obstante, en este trabajo no se manejará la presentación de los resultados utilizando el formato de color, ya que se tratarán de referir los resultados a través de gráficos para tener un control más hacia una interpretación cuantitativa que cualitativa.

Al igual que lo realizado para la interpretación de las imágenes obtenidas por medio de la computadora del tomógrafo, a continuación se desarrollará una descripción de los comandos utilizados por el CATPIX ImageTool para la interpretación de las imágenes.

El manejo del software para tratamiento de imágenes, CATPIX ImageTool, es dentro de un ambiente de ventanas. Presenta ocho menús principales con funciones específicas de cada uno de ellos:

- **OMNI:** Muestra las imágenes, con las cuales pueden realizarse reconstrucciones, cálculos estadísticos entre otras funciones.
- **CORE:** Proporciona algunas herramientas para mostrar imágenes a una sola energía de muestras de núcleo. Despliega archivos estadísticos.
- **ATOM:** Es utilizado con imágenes a dos niveles de energía, para el cálculo de imágenes de número atómico y de densidad, incluyendo una técnica de calibración especial utilizando materiales conocidos dentro de las secciones.
- **DATA MANAGE:** Proporciona algunas funciones básicas para el manejo del espacio del disco para quienes no estén familiarizados con UNIX.
- **FLOW:** Maneja cálculos de flujo en dos fases utilizando tres secciones de entrada.- saturación 1 conocida, saturación 2 conocida y una sección desconocida de saturación es el resultado.
- **CALC:** Imita a una calculadora de mano la cual opera sobre imágenes así como números escalares.
- **UTILITY:** Proporciona el medio para ver imágenes de archivos salvados.
- **COLORS:** Proporciona varios esquemas de colores de los cuales es posible seleccionar, además proporciona el medio de componer un esquema de color deseado.

El menú de opciones que contiene las principales funciones para realizar una interpretación de las imágenes, es el menú OMNI. A continuación se describirán y ejemplificarán algunas de las principales funciones utilizadas en la interpretación de las imágenes.

Como un primer paso, es necesario cargar un conjunto de imágenes de la memoria de la máquina, así como seleccionar un rango de color para ser representado sobre todas ellas, finalmente seleccionar una imagen sobre la cual se obtendrán datos por medio de funciones tales como:

PROFILE: Esta función utiliza la imagen presente y obtiene los datos a lo largo de una línea recta definida por el usuario (Figura 6.7). Cuando es seleccionada la trayectoria sobre la cual se desea obtener alguna información, se despliega una gráfica indicando en el eje "x" la distancia seleccionada en número de pixeles, y en el eje "y" el valor de #CT correspondiente a cada pixel cruzado por la línea recta seleccionada.

ROI STATES: Es utilizado en la imagen presente y se obtienen algunos parámetros estadísticos de una región de interés tales como: la media, la desviación estándar, número de pixeles dentro de la región de interés, valor del pixel mínimo y máximo dentro de la región de interés (Figura 6.8). Cuando es seleccionada la región de interés de la cual se quieren obtener los parámetros estadísticos ya mencionados, se despliega una lista de los valores estadísticos y una gráfica la cual representa en el eje "x" un rango de valores de #CT deseados, y el eje "y" representa la frecuencia de valores de #CT referidos como porcentaje de la región de interés.

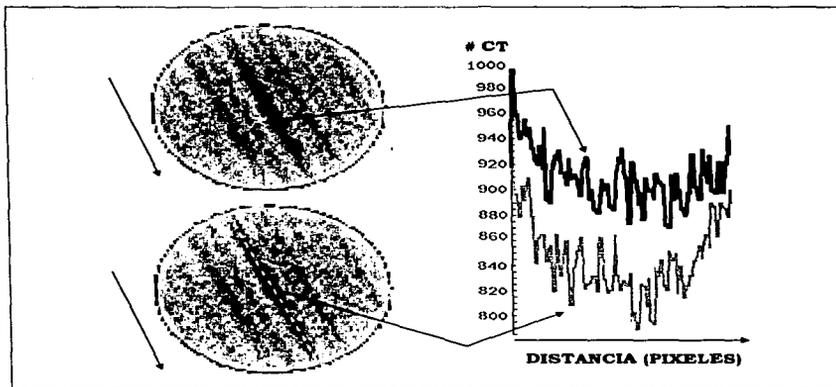


Figura 6.7.-Perfiles de #CT sobre dos estratos de una arenisca berea en estado natural.

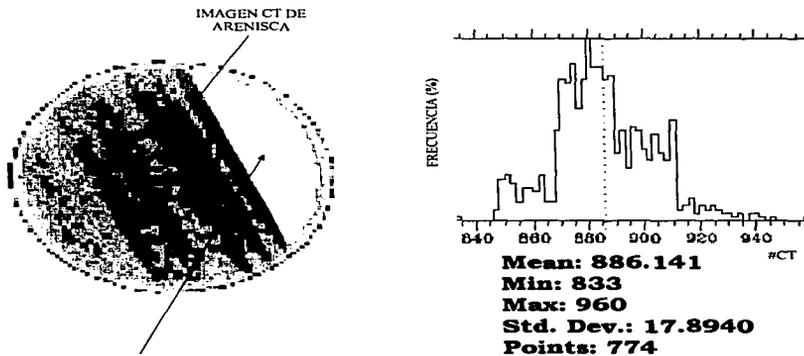


Figura 6.8.-Estadística de #CT sobre una región de interés en una arenisca berea en estado natural.

HIGH LIGHTING: Despliega una leyenda para seleccionar un rango de valores para ser resaltados con una tonalidad blanca en todas las imágenes (Figura 6.9). El gráfico sobrepuesto está referido a los valores encontrados dentro de toda la imagen representada, interpretada de la misma forma en que se definió para el **ROI STATES**. En este comando no hay despliegue de valores estadísticos.

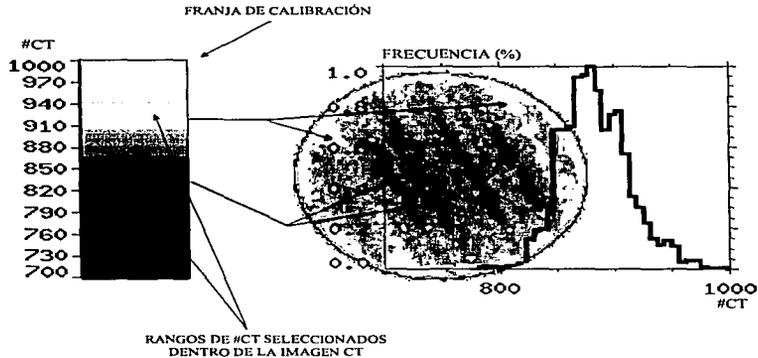


Figura 6.9.-Representación de rangos de #CT dentro de una imagen CT de arenisca berea.

RECONSTRUCTION & PLOT OF MEAN: Esta función proporciona el medio para seleccionar dos planos ortogonales y perpendiculares a un conjunto de secciones para generar dos reconstrucciones bidimensionales longitudinales, una sobre el plano "x" y otra sobre el plano "y", además de presentar la gráfica del valor de la media de cada sección a lo largo de las reconstrucciones (Figura 6.10).

3D SURFACES: Esta función despliega la imagen actual o un conjunto de histogramas como una malla, como superficie sombreada o ambas. Una imagen es presentada dentro de una gráfica que tiene como base el plano "xy" (coordenadas de la posición de cada pixel dentro del plano) y en el eje "z" se presentan los valores de #CT desde el valor mínimo hasta el valor máximo encontrado en la imagen. En la Figura 6.11 se presenta un ejemplo de la

imagen más representativa de este tipo, las cuales tienen básicamente una función de presentación de datos cualitativamente ya que no despliega valores estadísticos de la imagen.

Nota: El programa sólo muestra la primera imagen de la serie de imágenes CT utilizadas para la reconstrucción. En el ejemplo se utilizaron 9 imágenes CT.

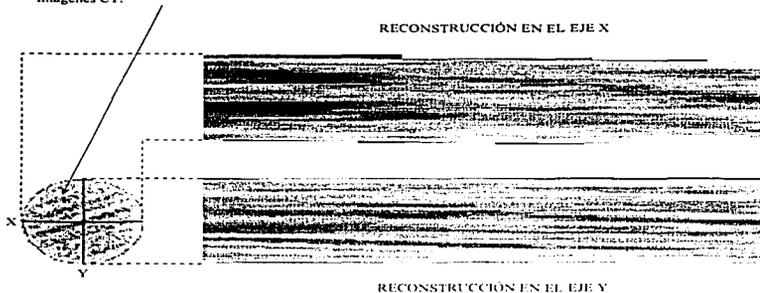


Figura 6.10.-Esquemática de una reconstrucción bidimensional de una arenisca berea utilizando 9 imágenes CT, con separación de 1 cm entre cada una de ellas.

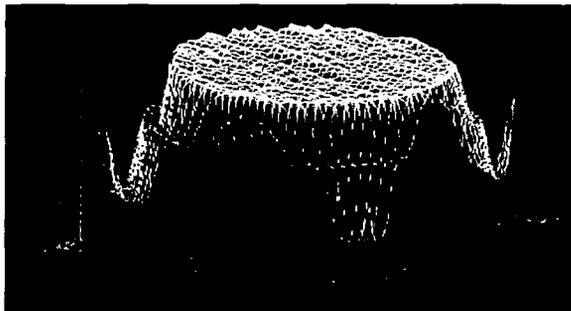


Figura 6.11.-Visualización de valores de #CT en coordenadas tridimensionales sobre una imagen CT de arenisca berea.

Hasta el momento se han descrito algunas de las funciones más importantes utilizadas para la descripción de imágenes ya sea utilizando directamente la computadora del tomógrafo

o utilizando el software especializado para el tratamiento de imágenes a través de la estación de trabajo.

Una interpretación propiamente dicha, no consiste en obtener datos cualitativos o cuantitativos de un objeto que se mantiene en estudio por cualesquier técnica, sino la representación o significado de esos datos aplicados hacia alguna ciencia en particular. En este caso, la técnica de tomografía de rayos X es utilizada para apoyar la caracterización de muestras de núcleos de pozos petroleros.

Lo novedoso de esta técnica en México, utilizada para los fines que aquí se persiguen nos hace caer en ciertas anomalías producto del limitado control que se tiene sobre la calibración de la fuente de emisión y los receptores de rayos X, del proceso de calibración y algunos otros procesos que requieren del apoyo técnico de personal especializado.

De esta manera, algunos de los resultados cuantitativos obtenidos en este trabajo no pueden ser considerados del todo precisos, por tal razón se tratará de no hacer una constante referencia de valores de pseudo-densidad sino a valores de #CT, como parámetro cuantitativo para referir el análisis de las imágenes. Para establecer valores que puedan manejarse como parámetros de medición de alguna característica física, química, estructural, etc., a través de propiedades tales como la densidad y número atómico, es conveniente realizar un análisis estadístico para tener un control de calidad de los datos obtenidos.

Interpretación en areniscas.

Una arena es un material granular sin cohesión de un tamaño con diámetro nominal de (0.0625 a 2 mm de diámetro), ver Tabla 6.2. Puede ser de origen orgánico, químico, volcánico o clástico, y de composición variable, como CaCO_3 , SiO_2 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, etc. Aunque en un sentido práctico, el término "arena" implica una composición predominantemente silicea.

Tabla 6.2.-Terminología e intervalos de clases de tamaños de grano según Wentworth.

Tamaño de sedimentos (diámetro)			Clase	Sedimento	Roca		
Decimales (mm)	Fracción (mm)	Unidades phi (ϕ)					
4096		-12.00	Bloque	Grava	Brecha o Conglomerado		
1024		-10.00					
256	256	-8.00					
64	64	-6.00	Guijones				
16		-4.00	Guijarros				
4	4	-2.00					
3.36		-1.75	Gránulos				
2.83		-1.50					
2.38		-1.25					
2	2	-1.00	Arena muy gruesa			Arena	Areniscas
1.68		-0.75					
1.41		-0.50					
1.19		-0.25					
1	1	0.00	Arena gruesa				
0.84		0.25					
0.71		0.49	Arena gruesa				
0.59		0.76					
0.5	1/2	1.00	Arena media				
0.42		1.25					
0.35		1.51					
0.3		1.74	Arena media				
0.25	1/4	2.00					
0.21		2.25	Arena fina				
0.177		2.50					
0.149		2.75					
0.125	1/8	3.00	Arena muy fina				
0.105		3.25					
0.088		3.51	Arena muy fina				
0.074		3.76					
0.0625	1/16	4.00	Limo grueso	Limo	Limolita		
0.053		4.24					
0.044		4.51					
0.037		4.76	Limo grueso				
0.031	1/32	5.01					
0.0156	1/64	6.00	Limo medio				
0.0078	1/128	7.00	Limo fino				
0.0039	1/256	8.00	Limo muy fino				
0.002		8.57	Arcilla			Arcilla	Lutita
0.00098		9.99					
0.00049		10.99					
0.00024		12.02					
0.00012		13.02					
0.00006		14.02					

Una arenisca es el estado consolidado de una arena. Es un agregado de granos de arena, ya sean calcáreos, silíceos, o algún otro mineral natural, producto de la erosión de rocas de todo tipo. En la industria petrolera suelen designarse como areniscas a las arenas consolidadas predominantemente silíceas. Para evitar problemas composicionales, los términos de “arenita” o “psammite” son propuestos en término de tamaños.

Teóricamente el número de minerales que se encontrarían en todas las areniscas, sería tan grande como el número de especies minerales conocidas. No obstante, los minerales son perdidos o modificados debido al ciclo sedimentario que considera en forma general los procesos de intemperismo, transporte, deposición y diagénesis. En la Figura 6.12, se presenta una conceptualización del ciclo sedimentario de las rocas.

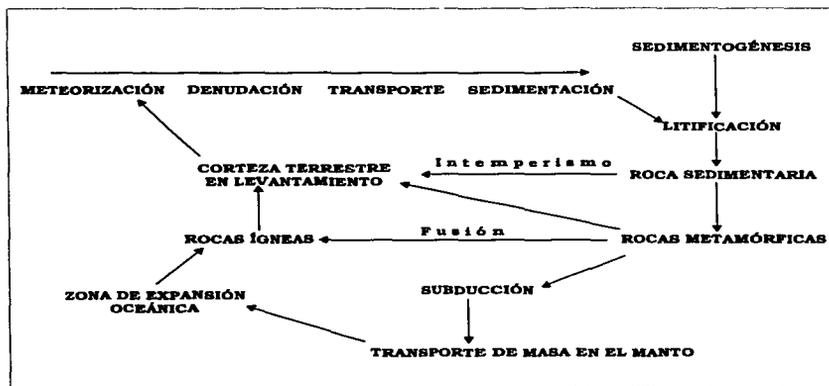


Figura 6.12.-Conceptualización del ciclo sedimentario de las rocas.

En contraste a lo anteriormente referido, existen algunos minerales que son muy estables, esto es, no son fácilmente afectados por el transporte que sufren desde la roca fuente hasta el lugar de deposición así como alterados químicamente, de tal forma, este tipo de

materiales cuando llega a la cuenca de depósito, conservan características propias de las rocas fuentes de las cuales fueron desprendidos.

De entre los minerales formadores de rocas más estables, se encuentra el cuarzo (no en todas sus variedades), entre otros. Por otro lado, de estudios de análisis químicos de los diferentes tipos de areniscas, se establece que la composición elemental de una arenisca es principalmente de SiO_2 , en donde el menor porcentaje de sílice se manifiesta en las Grauvacas, con el 67 % aproximadamente. De acuerdo a su fuente de origen el porcentaje de sílice puede variar.

El cuarzo es considerado el principal constituyente de las areniscas. Para el proceso de calibración del equipo de tomografía de rayos X, se toma un patrón de cuarzo como referencia (debido a que es difícil conseguir un núcleo natural de cuarzo, se utiliza un núcleo de cuarzo fundido). Debido a que los valores de #CT obtenidos son ajustados en forma lineal, es necesario obtener por lo menos otro patrón de referencia. Toda roca obtenida de una formación productora de hidrocarburos, dentro de su estructura, contiene componentes fluidos tales como aire, agua, aceite etc. Cualesquiera de estos componentes o todos ellos pueden ser tomados como patrones de referencia para la calibración del equipo de tomografía de rayos X. Por facilidad y conveniencia, se considera el aire para este tipo de operaciones.

Cuando se obtiene una imagen de una arenisca bajo este patrón, estamos en condiciones de poder obtener la mayor información posible útil para los trabajos pertinentes acordes a algún estudio en particular.

Para los fines que aquí se persiguen, tomemos como ejemplo una arenisca berea, clasificada más genéricamente como una protocuarcita, la cual, puede describirse en general como una roca de tonalidad gris-claro de grano fino, contiene un porcentaje considerable de fragmentos de roca, los cuales son de naturaleza sedimentaria, además de contener minerales de cuarzo. Prácticamente no existe matriz y el cementante puede ser de naturaleza silícea,

carbonatada o ambas. Mediante análisis químicos, este tipo de rocas llegan a presentar el SiO_2 en cantidades por encima del 90 %.

En la Figura 6.13, observamos una imagen de un núcleo de arenisca berea, en la cual lo primero a lo que podemos hacer referencia es a la homogeneidad o heterogeneidad que presente, esto está relacionado con la amplitud de valores de #CT contenidos en el área de la imagen referida. En este caso tenemos una imagen en donde se evalúa toda el área de la imagen, en donde el rango de valores de #CT se ubican entre 800 y 950 CT, considerando que el rango de valores teóricamente puede variar desde -1000 a >1000 CT; los valores de la imagen abarcan un rango muy pequeño indicando la escasa variación composicional y estructural del núcleo, ya que esta imagen es representativa de todo el núcleo.

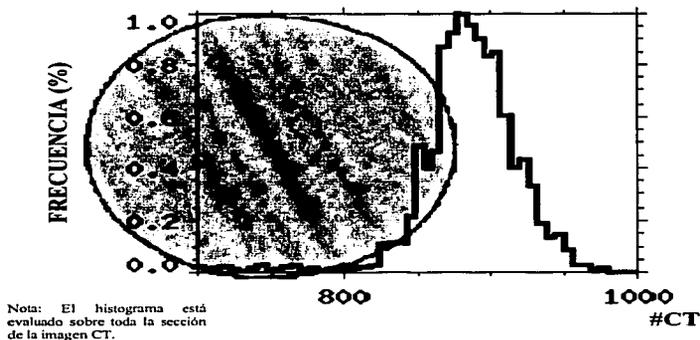


Figura 6.13.-Definición de la homogeneidad de una roca arenisca berea.

Otra forma de interpretar esta homogeneidad del núcleo, es a través de lo mostrado en la Figura 6.7, en donde se obtuvieron los valores de #CT a través de dos estratos bien diferenciados. La trayectoria que presenta los mayores valores de #CT van desde 960 a 880

CT y la que presenta los valores más bajos va desde 900 hasta 800 CT aproximadamente. Es una forma más local de definir la homogeneidad de la muestra.

Otra manifestación de homogeneidad de la arenisca berea que estamos tratando, es a través de la selección de una región de interés dentro de la imagen (esta región de interés puede ser parcial o contener toda el área de la imagen), como se presentó en la Figura 6.8, en donde se manifiesta un área parcial de la imagen en donde se presentan valores desde 833 a 960 CT con una media de 886.1 y una desviación estándar de 17.89.

De estas y otras formas cualitativas y cuantitativas, es posible definir el rango reducido de valores de #CT en este tipo de núcleos (berea), denotando esa característica que hemos denominado como homogeneidad.

La homogeneidad de la roca, por tanto, la definimos como la estrecha variación en valores de #CT evaluados dentro de toda el área de la imagen, sin importar en que posición de la escala de calibración se encuentre dicha franja de valores de #CT. Esta amplitud del rango de valores está íntimamente relacionada a: composición de la muestra (>90 % de SiO_2), grado de clasificación del material (arena fina), arreglo de sus componentes y saturación con diferentes fluidos. En la Figura 6.14, se ejemplifica el comportamiento en teoría de los rayos X, asociándolo a las características de la roca antes mencionada.

Con respecto a la composición del material (Figura 6.14A), es muy evidente el comportamiento de los rayos X cuando consideramos dos materiales de densidades contrastantes ($\delta_1 < \delta_2$), en donde la intensidad de rayo atenuado en el material con menor densidad (IR_{x1}) es mayor que en el material con mayor densidad (IR_{x2}), ya que el rayo X se atenúa más en los materiales más densos.

Una arenisca o arena con materiales bien clasificados permitirá que exista mayor cantidad de espacios vacíos que en una roca mal clasificada (Figura 6.14B), esto permitirá que exista mayor atenuación de los rayos X en las rocas mal clasificadas ya que este atravesará

materiales más densos que los que se presentarían en rocas con materiales bien clasificados, en donde los poros están llenos de sustancias fluidas (de menor densidad).

El arreglo de las partículas que constituyen a las areniscas y arenas (Figura 6.14C), idealizando desde un arreglo con sistema cúbico, permitirá que los espacios vacíos se vayan reduciendo, y de tal forma la atenuación de los rayos X será cada vez mayor, ya que este irá atravesando mayor cantidad de material sólido que el encontrado a su paso dentro de un arreglo con sistema cúbico.

Otro factor que afecta la atenuación de los rayos X dentro de un medio poroso, es la saturación con diferentes fluidos (Figura 6.14D). La presencia de fluidos de mayor densidad dentro del espacio poroso de las rocas provocará una mayor atenuación de los rayos X que cuando estas se encuentren con fluidos gaseosos de baja densidad tales como el aire.

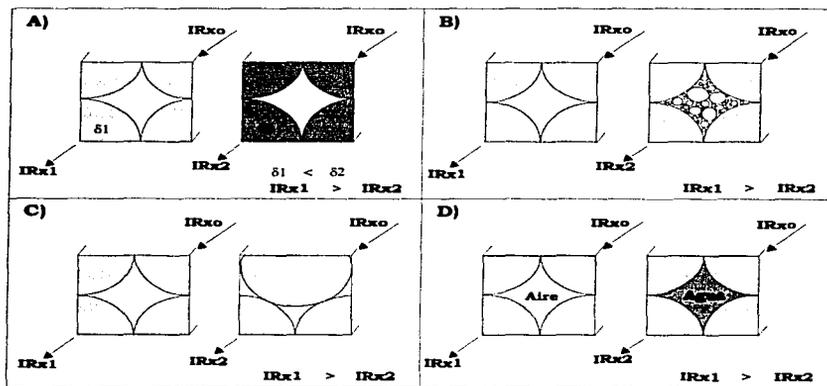


Figura 6.14.-Idealización del comportamiento de los rayos X: A) composición, B) clasificación, C) arreglo y D) saturación.

Estos aspectos no es posible estudiarlos por separado en núcleos naturales, debido a la resolución del equipo, en donde el volumen de la sección escaneada es una matriz de 256 x

256 pixeles por 1 cm de ancho. Los valores obtenidos son el resultado de esa interrelación existente entre todos estos factores principalmente, además de las características físicas del comportamiento de los rayos X y el algoritmo para el procesado de las señales capturadas.

Otra característica que en la arenisca es muy evidente, es referida a la estratificación. La estratificación es una disposición del material en capas horizontales, su definición es una función de la composición, tamaño, forma, orientación y empaque del material que constituye a la roca.

En la Figura 6.7 se presenta la imagen de una arenisca berea, en donde se pueden definir una serie de laminaciones dispuestas paralelamente entre sí, al definir dos secciones a lo largo de la traza de dos laminaciones, podemos observar en los gráficos adjuntos (distancia vs #CT), que existe una variación del valor de #CT entre cada una de las laminaciones por lo que es posible que sean definidas a través de la tomografía de rayos X.

Hemos definido dos de las características más significativas de las areniscas en donde se involucran propiedades muy específicas de estas rocas, que no pueden ser estudiadas en forma particular. Sin embargo, cabría preguntarse cual es una utilidad más significativa hacia el trabajo que en estos momentos nos compete.

El enfoque hacia el cual está canalizado el apoyo de esta técnica, es lo concerniente a la visualización de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos a nivel experimental en el laboratorio. En el laboratorio el trabajo puede desarrollarse bajo diferentes enfoques, ya sea teórico o experimental y así mismo a diferentes escalas, utilizando modelos o los materiales propios de la formación (núcleos y fluidos). Además de requerir un control estricto sobre las propiedades tanto de fluidos como del núcleo, así como las condiciones bajo las cuales son manejados, por lo que se requieren de diferentes equipos para realizar tales mediciones.

La base fundamental de tomógrafo de rayos X es la visualización, lo cual es una característica cualitativa posible de evaluar en las rocas, sin embargo, es posible obtener mediciones de porosidad, saturaciones hasta de tres fases de fluidos, y mediciones de tendencias de estructuras.

Para la medición de la porosidad se asume que la contribución de #CT de cada material es proporcional a su fracción en el volumen escaneado. De acuerdo a esto, tenemos la Ec. 6.1.

$$\phi = \frac{CT_1 - CT_2}{CT_a - CT_w} \quad \text{Ec. 6.1}$$

en donde:

CT₁ Valor del #CT del núcleo saturado con aire

CT₂ Valor del #CT del núcleo saturado con agua

CT_a Valor del #CT del aire

CT_w Valor del #CT del agua

En la Tabla 6.3, se ejemplifica el cálculo de la porosidad para un núcleo de arenisca deleznable utilizando una serie de 10 imágenes. Los valores de #CT para el aire y el agua fueron -1001 y -305 respectivamente. Estos valores son evaluados considerando toda el área de cada una de las imágenes seleccionadas, a través de definir una región de interés común para cada una de dichas imágenes. De la misma forma en que se calculan valores de porosidad para toda una área de una imagen, es posible determinar la porosidad para una región específica del área de cualesquier imagen. Así mismo es posible llevar a cabo una zonificación de rangos de porosidad en cada una de las imágenes.

Se determina un valor promedio de porosidad de 0.2344, no obstante se observa que en general existe un decrecimiento de la porosidad desde la primera imagen hacia la última de ellas. La explicación de ello está sustentada en que la forma en como se satura la muestra es en posición horizontal, permitiendo que la cara de la muestra por donde se inyecta el fluido (agua), es totalmente saturada, mientras que a medida que la distancia en el núcleo se aleja de

la cara de saturación, se involucran las fuerzas gravitacionales, diferenciando el agua hacia la parte inferior y el aire hacia la parte superior del núcleo.

Para que esta explicación se considere válida, se asume que los valores de #CT del aire y del agua no cambian (son constantes) y dado que la muestra originalmente se trabaja en condiciones estables (seca, componentes sólidos y aire), los valores obtenidos también se consideran constantes. De tal forma el único valor que puede variar es el referido al núcleo saturado con agua. Para obtener una saturación total de la muestra, el valor de #CT de la muestra saturada con agua debe ser el máximo obtenido, ya que de lo contrario estaríamos contabilizando poros saturados con aire, lo cual hace que la porosidad se cuantifique menor.

Tabla 6.3.-Datos para el cálculo de la porosidad a través de tomografía de rayos X en una roca arenisca.

#CT Aire	#CT Agua	#CT del Núcleo Saturado		Porosidad
		Aire	Agua	
-1001	-305	206	379	0.2486
		207	376	0.2428
		210	377	0.2399
		216	380	0.2356
		220	381	0.2313
		221	379	0.2270
		219	379	0.2299
		218	378	0.2299
		217	378	0.2313
		218	377	0.2284
			Promedio	0.2345

Otra propiedad petrofísica que es posible determinar con esta técnica, es la referida a la saturación de la muestra con diferentes fluidos (líquidos y gaseosos). En las mediciones de saturación se asume la linealidad del valor de #CT compuesto. El cambio en valor de entre un punto de saturación y otro está relacionado al cambio de los fluidos en la sección escaneada. Cuando es utilizado un sólo nivel de energía, solamente dos fases de saturación podrán ser determinadas. La determinación de este parámetro se realiza utilizando la Ec 6.2.

$$S_w = 1 + \frac{CT_3 - CT_2}{\phi (CT_w - CT_o)}$$

Ec. 6.2

en donde:

CT_2 Valor de #CT para el núcleo saturado con agua,

CT_3 Valor de #CT para el núcleo saturado con agua y aceite,

CT_w Valor de #CT para el agua,

CT_o Valor de #CT para el aceite y

ϕ Valor de porosidad.

Si cálculos detallados son requeridos para núcleos heterogéneos, sería conveniente realizar este cálculo sobre una base de pixel a pixel, o sobre una base por imagen CT y no sobre un fundamento del promedio total del núcleo. En la Tabla 6.4, se muestra un ejemplo de saturación de agua y aceite sobre la misma muestra de núcleo utilizada para la determinación de la porosidad evaluada en la Tabla 6.3. Los valores utilizados para el agua y el aceite fueron -305 y -633 respectivamente.

Tabla 6.4.-Datos para el cálculo de la saturación de agua y aceite por tomografía de rayos X en una roca arenisca.

Número CT		Porosidad	#CT del Núcleo Saturado		Saturación	
Agua	Aceite		Agua y Aceite	Agua	Agua	Aceite
-305	-633	0.2485	308	379	0.1289	0.8711
		0.2428	316	376	0.2466	0.7534
		0.2399	319	377	0.2629	0.7371
		0.2356	327	380	0.3142	0.6858
		0.2313	329	381	0.3146	0.6854
		0.2270	328	379	0.3150	0.6850
		0.2298	328	379	0.3234	0.6766
		0.2298	328	378	0.3366	0.6634
		0.2313	327	378	0.3278	0.6722
		0.2284	326	377	0.3192	0.6808
				Promedio	0.2889	0.7111

Como se puede interpretar, no existe una saturación uniforme a lo largo de toda la muestra. El agua fue el primer fluido desplazado dentro del núcleo y posteriormente se saturó con aceite para obtener una muestra en las condiciones iniciales que mantienen dentro de un yacimiento (saturación de aceite a saturación de agua irreductible), de esta forma, obtenemos

un perfil de saturación en donde en la cara de entrada de los fluidos se manifiesta una mayor saturación de aceite que la obtenida en la cara de salida de los fluidos. En la Figura 6.15, se presenta una interpretación idealizada de un perfil de saturación tanto para lo referido en la determinación de la porosidad, en donde se utilizaron como fluidos el aire y el agua, como en lo referido en la determinación de la saturación, en donde se utilizaron como fluidos el agua y el aceite.

Esta es una idealización de un perfil de saturación del núcleo de arenisca cuando son utilizados dos diferentes fluidos en cada caso, sin embargo, hay que considerar que en la saturación también intervienen de manera importante factores tales como el gasto de inyección, planos de estratificación, mojabilidad del material rocoso, entre otros.

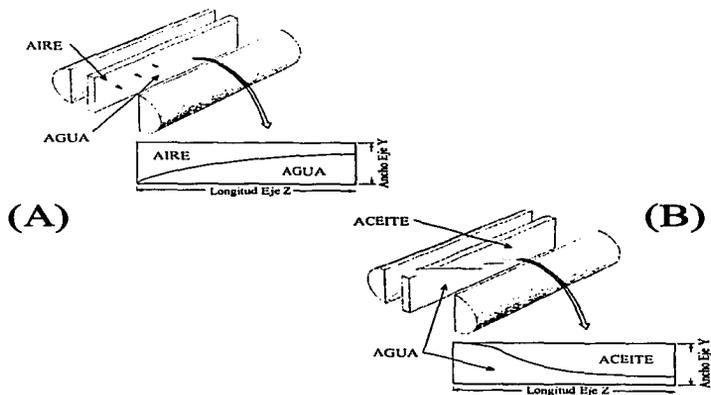


Figura 6.15.-Representación de perfiles de saturación; A) Núcleo saturado con aire y agua y B) Núcleo saturado con aceite y agua.

Una propiedad petrofísica asociada al flujo de fluidos en medios porosos, quizás de las más controvertidas y subestimadas, es la referente a la mojabilidad. Ésta es definida como: “atracción molecular preferencial de una fase sólida por una de las fases fluidas en condiciones multifásicas. Mediante pruebas de campo y laboratorio se ha inferido que la mojabilidad es el

resultado de interacciones entre las paredes de los poros y de las fases fluidas presentes y que su influencia es determinante sobre la distribución de fluidos en los poros y las características de flujo en los mismos.

En forma general, sin establecer todo un estudio sobre este parámetro, pueden encontrarse tres situaciones en la interrelación roca-fluido, siendo estas:

- Mojabilidad por agua.- El sólido atrae preferencialmente al agua que a otro fluido.
- Mojabilidad por aceite.- El sólido atrae preferencialmente al aceite que a otro fluido.
- Mojabilidad intermedia.- El sólido no atrae preferencialmente a un sólo fluido.

Para establecer que la evaluación de esta propiedad es representativa del medio poroso y su interrelación con los fluidos contenidos en ella, es necesario que las condiciones representadas en dicho sistema sean las más aproximadas a las condiciones que se encuentran en el yacimiento.

Existen diferentes metodologías para establecer el estado de las muestras de núcleos con diferentes detalles de estudio de cada una de ellas. En un estudio de tomografía exploratoria sobre una sección de 44.48 m en un yacimiento de hidrocarburos, representado por un muestreo de 8.74 m de núcleo a diferentes profundidades, se logró caracterizar 3 zonas que manifestaron comportamientos de atenuación de los rayos X diferentes. Estos comportamientos se asociaron con una descripción de mano de cada una de las muestras, obteniéndose los siguientes resultados.

En la Figura 6.16, se presenta una imagen de una arena representativa de zonas que manifestaron la menor atenuación de rayos X en toda la columna de núcleo muestreada. Al obtenerse un perfil de valores de #CT en un diámetro representativo de la imagen, la amplitud del rango de valores va desde 700 hasta 910. Por otro lado, a lo largo de este perfil de valores, se observan al menos cinco zonas claras de la presencia de estratificaciones mediante pequeños rangos definidos a lo largo del perfil definido de valores. La dispersión de valores en la muestra define la homogeneidad de la que es manifiesta esta sección del núcleo muestreado.

Estas imágenes son obtenidas de una muestra de núcleo de arena con una parcial saturación de aceite, sin mostrar daño producido por el lodo de perforación. Estos rasgos son también resaltados, ya que el aceite contenido en la muestra manifiesta una mayor tendencia sobre aquellos que presentan mayor porosidad dada por el arreglo y tamaño de los granos.

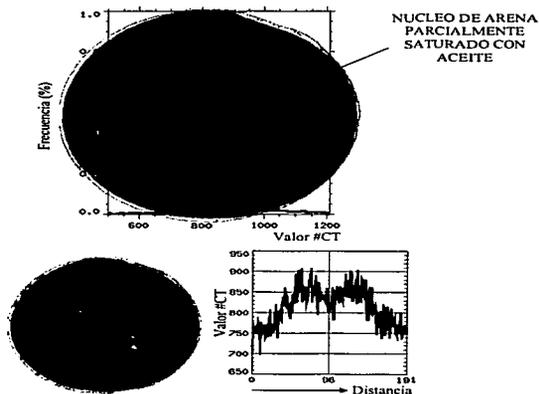


Figura 6.16.- Imagen CT de arena parcialmente saturada de aceite sin manifestación de daño por lodo de perforación.

En la Figura 6.17, se presenta una imagen de arena la cual tiene la característica de manifestar daño debido a la invasión de fluidos de perforación. Esta característica se manifiesta en una consolidación de la arena dentro de la muestra de mano y en la mayor atenuación de los rayos X por la presencia de elementos como la barita contenida dentro del lodo de perforación. El rango de valores definido en esta sección va desde 800 a 1100, el cual es superior al rango que se definió en la Figura 6.16.

Como puede observarse, hacia la parte inicial del perfil de valores de #CT definidos se presentan más altos, esto es, en la periferia del núcleo es en donde se manifiesta mayor el filtrado y una leve presencia de enjarre de lodo, reduciéndose hacia la parte central. Al igual

que en la Figura 6.16, es posible definir de la misma forma la estratificación presente en la roca, sin embargo esta se enmascara debido a que el lodo de perforación presenta canalizaciones también sobre algunos planos de estratificación. Aunque el rango de valores es estrecho y por ende considerar la homogeneidad de la roca, sí existe un rango mayor de valores comparado con la figura anterior.

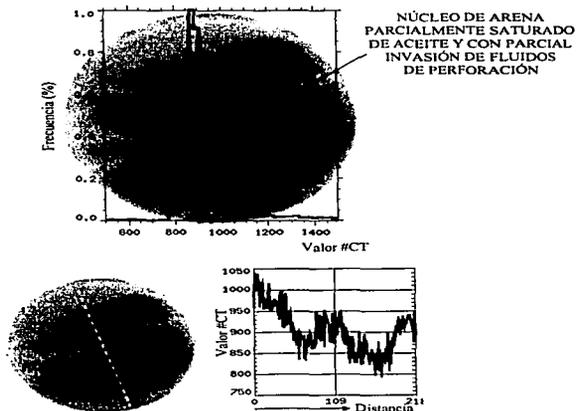


Figura 6.17.- Imagen CT de arena parcialmente saturada de aceite con presencia de daño producido por filtración de lodo de perforación.

En la Figura 6.18, se muestra una imagen de arena representativa de las secciones de núcleos muestreados que produjeron los valores más altos de toda la columna del pozo muestreado. El rango es de 850 a 1150, como se puede notar existe un desfaseamiento del histograma hacia valores más altos, además de existir una mayor amplitud de valores, todo comparados con los resultados obtenidos de las Figuras 6.16 y 6.17.

Esta variación está íntimamente relacionada a la presencia del daño que sufrió la roca por el filtrado del lodo de perforación dentro de la estructura del medio poroso. Es evidente que los valores de #CT se localizan hacia la periferia de la imagen ejemplificada, ello obedece

a la presencia del enjarre del lodo de perforación sobre las paredes del núcleo, lo que da la mayor atenuación del rayo X.

Una diferencia litológica de esta sección de núcleo muestreada con respecto a las dos anteriores, está referida al tamaño de grano, mientras en las anteriores hablamos de tamaños que van de arena fina a media, en este caso el rango va de arena media a gruesa. Al igual que en las dos anteriores imágenes estudiadas, también se pueden definir diferentes planos de estratificación mostrándose difusos hacia las fronteras de la imagen pero siempre paralela a los planos de estratificación. La presencia del lodo de perforación en la estructura de la roca, le da un carácter consolidado como el de una arenisca.

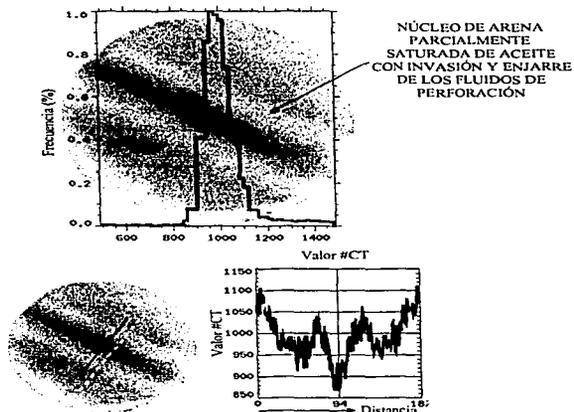


Figura 6.18.-Imagen CT de arena parcialmente saturada de aceite con presencia de daño producido por filtración y enjarre de lodo de perforación.

El análisis exploratorio de las muestras de núcleo por tomografía de rayos X, tienen una relación muy importante para con las evaluaciones de las propiedades petrofísicas de la roca. En este momento referiremos el efecto producido por el daño ocasionado por los fluidos de perforación sobre la propiedad de la mojabilidad de la roca. Para ellos se tomaron muestras

representativas de cada uno de los casos expuestos en las Figuras 6.16, 6.17 y 6.18, evaluando esta propiedad por el método de Amott.

Sin intentar establecer una regla, los resultados obtenidos manifestaron la siguiente tendencia: para las muestras que no presentan o su invasión de fluidos de perforación es mínima, la mojabilidad determinada fue fuertemente preferencial por aceite; para las muestras con invasión media de lodo de perforación, la mojabilidad tiende a ser de débilmente mojable por aceite a mojabilidad intermedia y para las muestras con una alta invasión de lodo de perforación, existe un débil preferencia hacia mojabilidad por agua. Estos resultados se mantienen aún después de restaurar las muestras para llevar a cabo una nueva evaluación de su mojabilidad.

La presencia de fluidos que originalmente no se encuentran en la estructura del medio poroso, pueden producir alteraciones en la superficie de los granos y su interrelación con los fluidos originales a través de las fuerzas de tensión interfacial. La determinación de esta y otras propiedades petrofísicas, de no ser evaluadas bajo las condiciones más cercanas a las definidas en el yacimiento, podrán originar una problemática sobre las decisiones de su explotación.

Otra propiedad petrofísica cuantificada en ingeniería de yacimientos es referida a la capacidad que tienen los medios porosos de dejar pasar los fluidos a través de ellos (permeabilidad). Puede ser medida como permeabilidad absoluta; cuando dentro del medio poroso sólo se presenta un fluido y, cuando están presentes más de dos fluidos se denomina permeabilidad relativa a los fluidos involucrados dentro del medio poroso.

La forma en como está relacionada la técnica de tomografía de rayos X con las evaluaciones de permeabilidades, es tanto en forma cualitativa como cuantitativa. La permeabilidad es función de la longitud y área de flujo del medio poroso, gasto de inyección de los fluidos, caída de presión y viscosidad de los fluidos. No obstante, dentro de lo correspondiente al medio poroso, la permeabilidad es afectada por la disposición de los

materiales y por ende de la estructura de la roca. Esto está aludido a la homogeneidad-heterogeneidad de las muestras de núcleo.

Se ha referido anteriormente a la estratificación presente en areniscas, la cual, esta constituida por el arreglo, clasificación y tamaño de los sedimentos clásticos de dichas rocas. Con la presencia de este tipo de estructuras la permeabilidad puede diferir dependiendo del sentido en que se realice dicha medición. Esto es, habrá una diferencia si la evaluación se realiza en el sentido perpendicular a los planos de estratificación que si se miden paralelamente a ellos. De esta forma, mediante la tomografía es posible definir estas tendencias estructurales y poder establecer explicaciones lógicas de los resultados obtenidos en pruebas de laboratorio, en donde no se observa la estructura interna del núcleo, ya que se intenta manejar las muestras bajo sus dimensiones originales.

En la Figura 6.19, se muestran tres imágenes de una arena en la que definimos las trazas de los planos de estratificación paralelos a la flecha doble dibujada en la imagen 1. Así mismo también podemos observar las trazas de una serie de alineaciones que cortan a la estratificación y las cuales definimos como fracturamiento sellado por material de naturaleza similar al resto de la roca pero de menores dimensiones y con presencia de matriz o cementante, por lo que presenta una mayor atenuación del rayo X. Estas estructuras funcionan como barreras al flujo de fluidos en el sentido vertical de la muestra, ya que sus trazas podemos continuarlas en cada una de las imágenes mostradas, pero en diferentes posiciones.

De acuerdo a esto, la permeabilidad medida en el sentido vertical, será menor que la medida en una dirección paralela a estas estructuras. Para demostrar esto, tomamos dos muestras de características similares, pero considerando una de ellas sin presencia de dichas estructuras y en otra sí están consideradas. Las permeabilidades absolutas determinadas fueron en promedio de 350 y 35 md respectivamente.

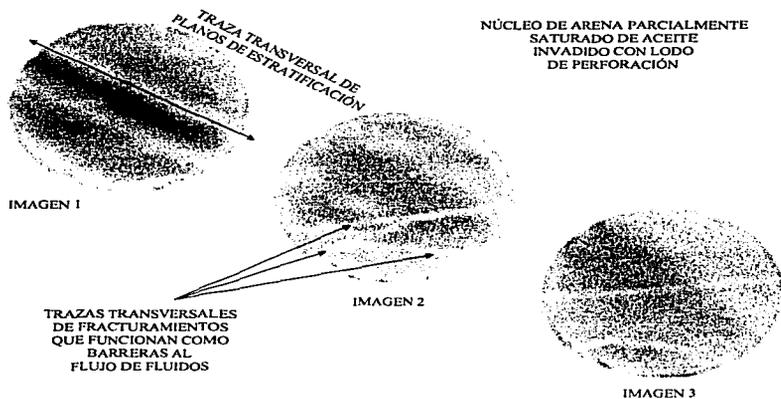


Figura 6.19.- Imágenes CT definiendo barreras al flujo de fluidos en arenas.

Con respecto a las permeabilidades relativas, existe un parámetro sobre el cual es importante tener un control preciso para obtener las curvas de cada uno de los fluidos involucrados. Este está referido a la saturación J_e de cada uno de los fluidos involucrados en el proceso dentro de la muestra de roca.

Existen diferentes metodologías para realizar estas determinaciones, pero generalmente son mediciones indirectas o requieren control de condiciones muy precisas. Con el apoyo de la tomografía es posible llevarlas a cabo bajo las condiciones sobre las cuales se requieren obtener tales resultados, además de ser una técnica más precisa y no presentar grandes problemas para su cuantificación. El desarrollo de estas evaluaciones se ejemplificó al utilizar las Ec. 6.1 y 6.2 de porosidad y saturación para dos fases respectivamente.

Interpretación en rocas sedimentarias carbonatadas.

La mayoría de las rocas sedimentarias son una mezcla de componentes clásticos y no-clásticos. Las rocas sedimentarias consideradas dentro de la categoría de rocas clásticas, generalmente tienen una clasificación textural (tamaño y forma de los clastos) que composicional, no obstante, las rocas sedimentarias consideradas como no-clásticas son determinadas por su composición química o mineralógica.

Las calizas, dolomías y rocas relacionadas son las rocas sedimentarias carbonatadas más importantes. Se consideran dentro del grupo perteneciente a las rocas sedimentarias no-clásticas. El término de caliza está designado para aquellas rocas carbonatadas cuyo principal componente es la calcita (CaCO_3). Las dolomías son aquellas rocas cuyo principal componente mineral es la dolomita (CaCO_3, Mg). Cuando la roca presenta una composición intermedia, se denomina de acuerdo a la composición principal añadiendo el adjetivo de la composición secundaria: caliza-dolomítica, dolomía-calcárea, etc.

De un análisis químico para determinar la composición química de calizas representativas, se obtiene que el mayor contenido está entre los constituyentes CaO y CO_2 , de igual forma para las dolomías, los mayores componentes son de CaO y CO_2 pero además con una importante proporción de MgO . Por tanto, para establecer una buena calibración del equipo de tomografía, para desarrollar evaluaciones en rocas carbonatadas, debe requerirse de una muestra de materiales puros ya sea de minerales de calcita o minerales de dolomita.

Debido a que la obtención de este tipo de minerales en tamaños de dimensiones mayores a 2 pulgadas es difícil, una forma que se considera aceptable para llevar a cabo esta calibración es, tomografiar las muestras sobre las cuales se ha de realizar el trabajo e incluir en ellas una pequeña muestra mineral de calcita o dolomita de la cual se tenga control de su densidad y, posteriormente, mediante este valor fijo se ajustan los valores del resto de las imágenes obtenidas.

En la Figura 6.20, se muestra una imagen de una brecha calcárea dolomitizada con un cristal de calcita en su parte superior, el cual, tiene una densidad de 2.71 gr/cm³. Estableciendo este valor dentro de la calibración conjuntamente con el valor obtenido para el aire, se ajustan los valores en forma lineal para todas las imágenes obtenidas de ese estudio.

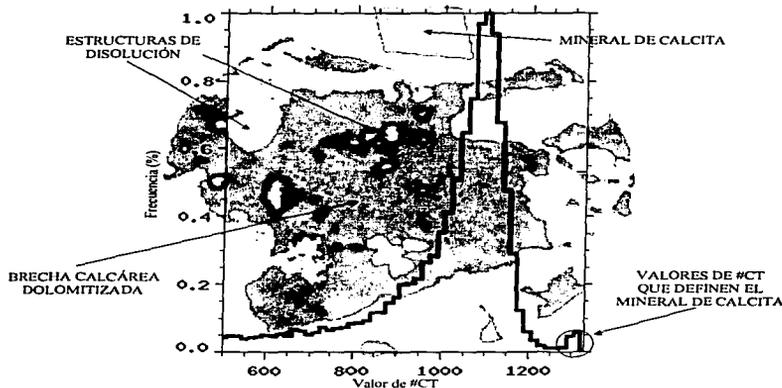


Figura 6.20.- Imagen CT de una brecha calcárea con un mineral de calcita utilizado para la calibración del equipo de tomografía.

La misma forma de trabajo realizado para las areniscas, se realiza para las rocas carbonatadas, siempre y cuando se apliquen los conceptos pertinentes para este tipo de rocas. En las rocas areniscas se refirió a un concepto denominado homogeneidad, el cual es debido a su composición y textura, de la misma forma, podemos referir para las rocas carbonatadas ese término bajo los mismos parámetros, por ejemplo, en la Figura 6.21 se muestra una imagen de una caliza tipo mudstone, como se observa presenta un rango de valores reducido entre 990 y 1050. Se ubica en otro rango de valores que el referido para las areniscas (825 a 950), lo cual es debido a la composición y al tamaño de los componentes ($< 1/256$ mm). En este caso, los valores de #CT de la caliza mudstone tenderán a ubicarse en valores más cercanos a los valores del mineral principal y más puro que constituye a la roca (calcita).

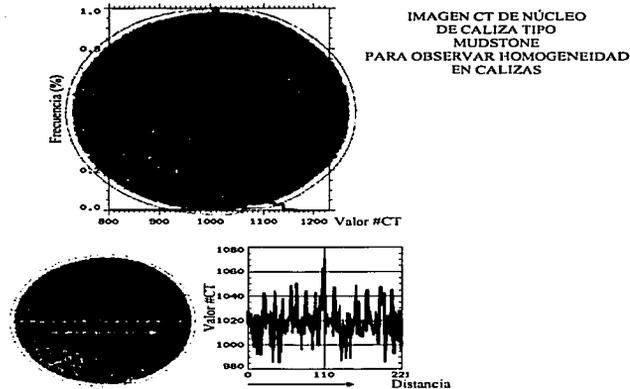


Figura 6.21.-Ejemplificación de la homogeneidad en calizas. La muestra tipo es una caliza tipo mudstone.

Así como referimos al término de homogeneidad, encontramos más evidente en rocas carbonatadas el término heterogeneidad (Figura 6.22). Estas imágenes son ejemplificativas de una brecha calcárea dolomitizada con presencia de estructuras de disolución y fracturamientos. La heterogeneidad o el amplio rango de valores de #CT está dado por la presencia de la porosidad secundaria desarrollada en este tipo de rocas, ya que en estas estructuras se detectan los valores más bajos por la presencia del aire y, en la roca se leerán los valores más altos (cercanos al valor de densidad del mineral de calcita o dolomita).

El histograma obtenido en estas muestras es bimodal (a diferencia de los histogramas presentados para areniscas que son unimodales), esto es, una moda de valores de #CT en rangos alrededor de -1000 representativa de fracturamiento y estructuras de disolución principalmente y, otra moda que es representativa de los valores calculados para la roca. Dependiendo del grado de desarrollo de la porosidad secundaria, una moda del histograma estará por encima de la otra.

BRECHAS CALCÁREAS DOLOMITIZADAS

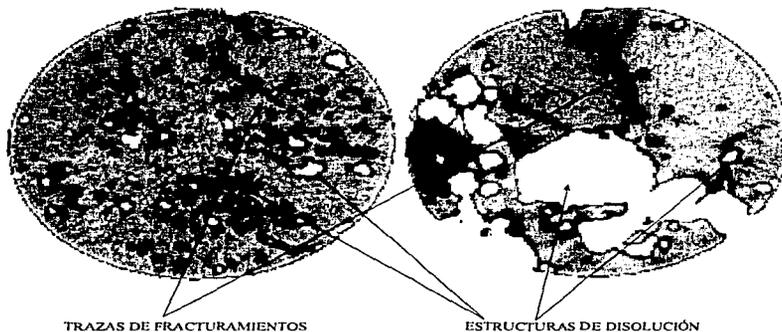


Figura 6.22.-Imágenes CT para ejemplificar la heterogeneidad en brechas calcáreas con presencia de fracturamientos y estructuras de disolución.

Si consideramos a la roca calcárea dolomitizada como tal, encontramos que no existe un amplio rango de valores de #CT, con esto no queremos establecer que no existe el desarrollo de porosidad secundaria, ya que el proceso de dolomitización tiende a incrementar la porosidad. Este fenómeno no es visible apropiadamente por esta técnica debido a la resolución del equipo utilizado, ya que el proceso tiene un importante impacto a nivel de poro. No obstante, es posible observar notables variaciones de valores, producto de que el estudio es realizado principalmente sobre muestras de roca pertenecientes a brechas, en las cuales podemos encontrar fragmentos de roca de diversa naturaleza, no solamente carbonatadas.

El motivo por el cual la base del trabajo se desarrolla sobre muestras de roca del tipo de brechas carbonatadas, está condicionado al interés del Instituto Mexicano del Petróleo por caracterizar este tipo de yacimientos, los cuales tienen una gran importancia económica en la industria petrolera.

Es importante el entendimiento de la relación de los hidrocarburos con este modelo de yacimientos de doble porosidad y doble permeabilidad, para evaluar el o los procesos de recuperación de aceite que pudiesen implementarse en forma por demás adecuada. Las principales características que mantienen el interés en estos yacimientos, está canalizada hacia las estructuras que desarrollan la porosidad secundaria, tales como el fracturamiento, vóculos, cavernas, etc, ya que es lo que le da el carácter de yacimientos heterogéneos. De no existir, estos se estudiarían como un yacimiento homogéneo.

Con respecto al fracturamiento, cabe mencionar que el término de fractura es definido en varios sentidos. Existen algunas definiciones puramente descriptivas, mientras otras presentan un sentido mecánico, etc. cada definición reflejará el interés que manifiesta la disciplina sobre la cual se está aplicando el concepto.

Dentro del ámbito de la ingeniería de yacimientos se asume como una discontinuidad plana de ocurrencia natural debido a la deformación o diagénesis de la roca; puede tener una ocurrencia microscópica o macroscópica. Una consideración práctica es el considerarla inicialmente abierta, pero puede posteriormente ser alterada, deformada, mineralizada, etc. de esta manera, puede tener un efecto positivo o negativo sobre el flujo de fluidos dentro de la roca.

Con esta definición, hacemos posible el tratamiento de los efectos de las diferentes morfologías de fracturas sobre el flujo de fluidos. Por ejemplo, en la Figura 6.23 representamos cuatro diferentes morfologías de fracturas obtenidas mediante tomografía de rayos X. Un conjunto de fracturas abiertas que funcionen como canales de flujo de fluidos, puede mostrar la ventaja de poder recuperar el aceite contenido en ellas eficazmente, pero a su vez puede manifestar la problemática de dejar atrapado el aceite contenido en la roca. Por otro lado, una fractura sellada por mineralización puede manifestar la ventaja de canalizar una eficiencia de barrido a través de la roca, pero de desconocerse su amplitud y su posición, puede resultar como barreras al flujo de fluidos, provocando problemas en la recuperación de aceite.

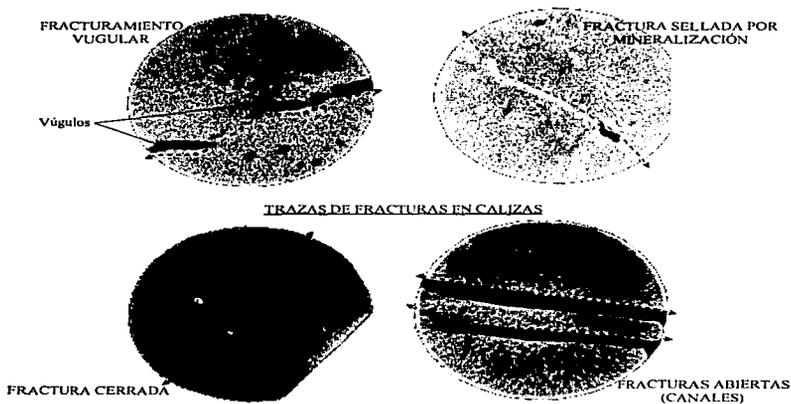


Figura 6.23.-Imágenes CT ejemplificando diferentes tipos de fracturas en rocas calizas.

Es conveniente llevar a cabo un análisis de fracturamiento a través de mediciones tales como longitud y espesor, además de una referencia de localización. Para este efecto, nos apoyamos en las reconstrucciones generadas a través de una serie de imágenes CT (Figura 6.24). En primera instancia se selecciona el conjunto de imágenes sobre las cuales se realizarán las reconstrucciones requeridas, para este ejemplo se seleccionaron 14 imágenes, las cuales se tomaron con separaciones de 1 cm entre cada una de ellas. Posteriormente en la primera imagen, se seleccionan los planos X y Y sobre los cuales se realizarán las reconstrucciones. En este punto se tiene una limitación, ya que los planos seleccionados solamente se pueden tomar en el sentido vertical y horizontal como están representados, y no es posible girarlos para cortar las estructuras en la posición que uno desee, de la misma manera no es posible rotar dicha imagen.

Una vez que se han obtenido las reconstrucciones en la posición deseada, se lleva a cabo un tratamiento de todas ellas con la finalidad de representarlas a una escala (en este ejemplo no se hace esta consideración), con el objetivo de realizar mediciones de longitud y espesor. A

este respecto también tenemos una limitante con respecto a la medición del espesor de la fractura, ya que tanto las imágenes como los planos de reconstrucción no cortan al plano de fractura perpendicularmente, para obtener el espesor real de la estructura, sin embargo, es mejor tener alguna medición de las características de la estructura para su definición, que ninguna.

También se comentó acerca de la disponibilidad de ubicar el fracturamiento a través de los conceptos utilizados para caracterizar planos en geología: rumbo y echado. Es difícil establecer esto debido a dos condiciones básicas de campo en el muestreo de los núcleos:

- Los núcleos muestreados generalmente no están orientados, por tanto cuando el núcleo está siendo cortado, este gira dentro del barril muestreador.
- Los núcleos nunca son muestreados en posición vertical, siempre los pozos tienen una inclinación con respecto a un plano horizontal imaginario en la superficie.

Aunado a estos inconvenientes tenemos el hecho de no poder establecer los planos de reconstrucción en la posición exacta en la que nos interesa realizarlas, esto es, perpendicularmente al plano de la estructura que se está estudiando. A pesar de ello, podemos establecer una referencia y denominar en su caso como pseudo-rumbo o pseudo echado.

El “pseudo-rumbo”, sería medido en cualesquiera de las imágenes de la serie, mientras que el “pseudo-echado” sería medido en una de las reconstrucciones que tendieran a cortar perpendicularmente al plano de la estructura.

Otro tipo de estructura manifestada en este tipo de rocas y muy íntimamente relacionada al fracturamiento, son las estructuras de disolución denominadas como vóculos o cavernas. La diferencia entre cada una de ellas está relacionada básicamente a las dimensiones que estas presenten. En este trabajo se referirá a todas estas estructuras como vóculos debido a que se maneja todo en escala de muestras de mano, dejando el término de caverna para una escala a nivel de yacimiento.

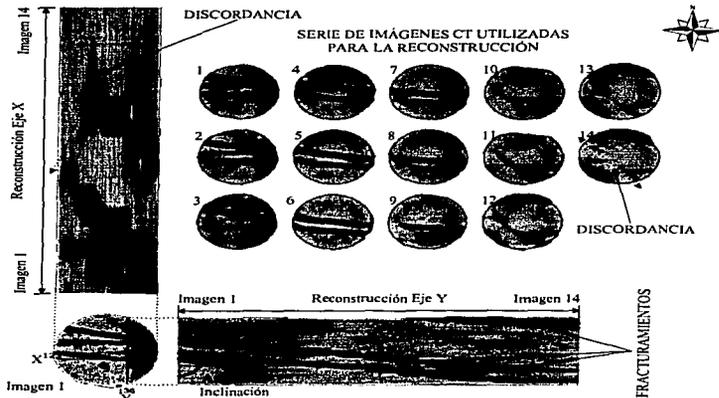


Figura 6.24.-Reconstrucciones CT generadas a través de 14 imágenes CT con espaciamentos de 1 cm entre cada una de ellas

En la Figura 6.25, se presentan algunos ejemplos de imágenes de diferentes yacimientos destacando las estructuras de disolución desarrolladas en rocas carbonatadas. Como puede observarse, el desarrollo de estas estructuras se presentan de diversas magnitudes, desde aquellas que pueden abarcar el diámetro total de la muestra de núcleo hasta las microdisoluciones las cuales no se definen plenamente, y asociado a esto está su densidad.

Esto afecta en gran medida la acumulación de los hidrocarburos, ya que en este tipo de yacimientos el principal almacén de aceite es dentro de la porosidad secundaria. Pero lo más importante es el efecto que manifieste en la recuperación debido a la presencia de una gran heterogeneidad, la cual, es difícil caracterizar para la implementación de algún proceso de recuperación de hidrocarburos.

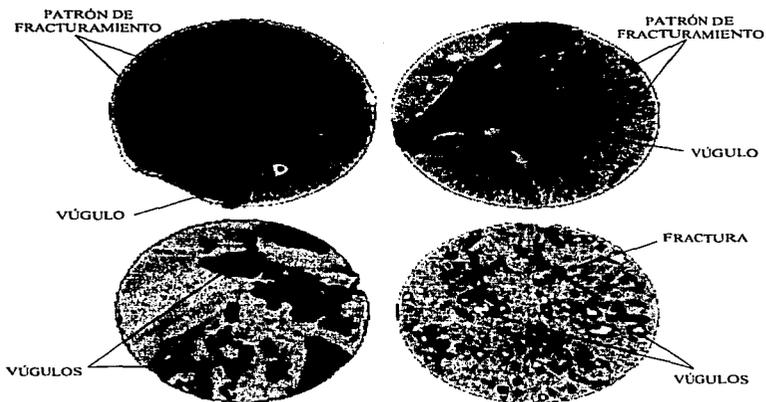


Figura 6.25.- Ejemplificación de estructuras de disolución desarrollada en rocas carbonatadas.

Una característica muy notable en las estructuras de disolución denominadas vúgulos, es su desarrollo principalmente sobre la parte de la matriz de la roca y circundado los fragmentos de roca con los cuales están constituidas las brechas calcáreas estudiadas en este trabajo (Figura 6.26).

Así mismo las estructuras de disolución están asociadas muy íntimamente con los patrones de fracturamiento generados a lo largo de las muestras de roca del yacimiento creando fracturas denominadas como de tipo vugular (Figura 6.27). Esta interrelación entre las estructuras de disolución y las fracturas puede tener un efecto positivo para la recuperación de los hidrocarburos, ya que, como se había mencionado anteriormente los vúgulos y cavernas a nivel de yacimiento funcionan como almacén de hidrocarburos y la red de fracturamiento como canales de flujo que guíen el movimiento del aceite hacia los pozos productores.

Sin embargo, hay que mantener presente que, mediante la técnica de tomografía de rayos X, sólo nos permite definir un cierto rango de dimensiones de las estructuras de las rocas, y

que dentro de estas encontramos efectos muy importantes de las estructuras a nivel "micro" para las determinaciones petrofísicas y en general para el comportamiento del yacimiento. Por otro lado, no debe perderse de vista que en este tipo de yacimientos el proceso de dolomitización juega un papel muy importante, ya que dentro de las paredes de las estructuras de disolución así como en las fracturas existe mineralización que dependiendo de su intensidad pueden llegar a obstruirlas totalmente. En muchas ocasiones esta mineralización no es posible definirla mediante esta técnica debido a la resolución del equipo.

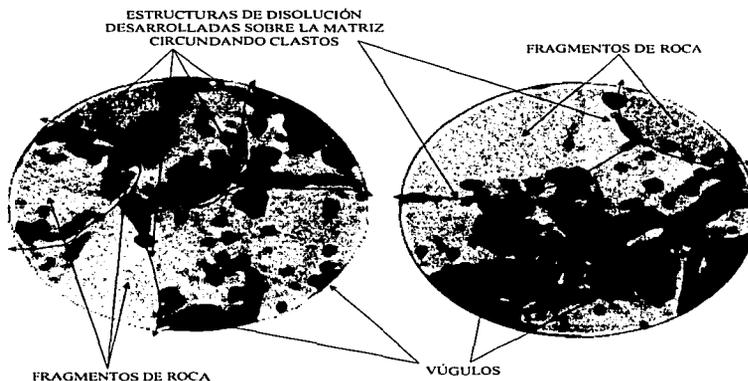


Figura 6.26.-Desarrollo de estructuras de disolución (vúgulos) sobre la matriz circundando los clastos.

El conocimiento cualitativo y descriptivo de la porosidad secundaria en este tipo de rocas no es del todo satisfactorio, ya que como se mencionó anteriormente puede representar una fuente de almacenamiento de hidrocarburos muy importante. De tal forma, la evaluación de la porosidad resultará muy conveniente, puesto que será posible establecer una idea del volumen de aceite que puede almacenarse tanto dentro de la porosidad primaria como dentro de la porosidad secundaria desarrollada en este tipo de rocas. Existen dos metodologías para llevar a cabo esta determinación, apoyado en la técnica de tomografía de rayos X: a) por medio de la Ec. 6.1 utilizada para calcular porosidad ejemplificada dentro de una muestra de roca de

areniscas y b) llevando a cabo una relación areal entre el número de píxeles que caen dentro del rango definido para los vógelos y el número de píxeles contenidos en toda el área definida por la imagen.

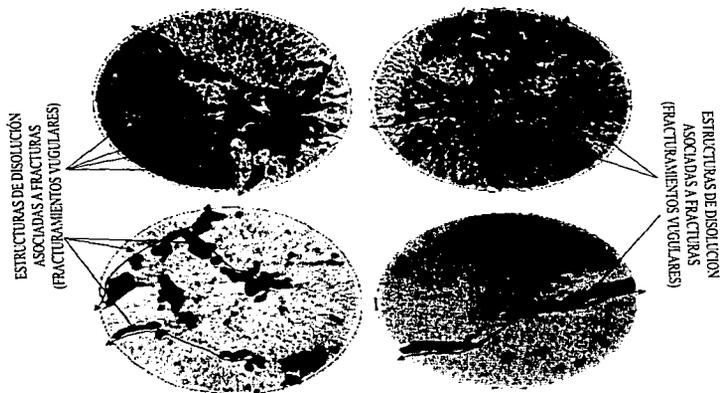


Figura 6.27.-Desarrollo de estructuras de disolución a través de fracturamientos (fracturas vógelares).

Con la primera metodología se determina la porosidad total (primaria y secundaria) para cada una de las imágenes. Sin embargo, como se mencionó en el ejemplo de determinación de porosidad en areniscas, la Ec. 6.1 requiere dos estados de la muestra: la muestra saturada 100 % con agua y la muestra saturada 100 % con aire. Una limitante para obtener estos estados en muestras del tipo de brechas calcáreas es la baja permeabilidad en general de la roca (aunque pueden existir variaciones por la presencia de los diferentes clastos que constituyen la roca), interrumpida por la alta permeabilidad que puede existir por la presencia de las estructuras secundarias, las cuales, no son desarrolladas homogéneamente a lo largo de toda la muestra. De esta forma, al intentar saturar mediante un desplazamiento de agua toda la muestra, quedarían muchas zonas tanto de la roca como de las fracturas y vógelos sin saturar, lo que equivaldría a obtener valores no representativos del sistema.

Una forma de obtener una aceptable saturación para muestras con baja permeabilidad, es colocando la muestra en una cámara cerrada e inundarla totalmente con agua, posteriormente establecer un proceso de represionamiento y depresionamiento del sistema en forma alterna hasta obtener un comportamiento del sistema similar al que se obtiene para un sistema homogéneo (cámara cerrada llena de agua).

El mayor interés no está en cuantificar la porosidad total en el núcleo, sino la referida a la porosidad secundaria definida por el sistema de fracturas y vóculos en el núcleo. Esto debido a que se ha observado que la mayor acumulación de hidrocarburos en este tipo de formaciones está dentro de las estructuras de disolución, teniendo como canales de flujo el sistema de fracturas, por otro lado, la porosidad de la roca propiamente dicha puede ser obtenida por diversos métodos utilizando pequeños tapones.

Para cuantificar la porosidad secundaria apoyándose en la técnica de tomografía de rayos X, se desarrolló la siguiente metodología:

- Tener en cuenta que una imagen CT es la representación de un volumen del núcleo definido por el área circular del núcleo por un centímetro de espesor, que es la franja que atraviesan los rayos X de este equipo.
- Seleccionar un rango de valores de #CT que correspondan a los valores que definen el área ocupada por los vóculos. Después de varias pruebas realizadas simulando con perforaciones hechas con brocas de diferentes diámetros en calizas, se encontró que los valores de #CT que definen vóculos mayores de 0.25 cm de diámetro son menores de 0 CT. Los vóculos de menores diámetros no son cuantificables.
- En la computadora del tomógrafo se selecciona el rango de valores de #CT que definen a los vóculos (< 0 CT), y se cuantifica el número de píxeles que caen en este rango.
- En la computadora del tomógrafo se selecciona una región que contenga el área total de la imagen, cuantificando el número de píxeles los cuales están referidos a unidades de área.
- Se establece una relación directa entre el área total de la imagen y el número de píxeles que caen en el rango de valores de #CT que definen los vóculos, finalmente se multiplica por el

espesor de 1 cm para determinar el volumen de espacios vacíos en la roca y de esta forma determinar el porcentaje de porosidad secundaria.

Al igual que lo realizado para la estratificación en areniscas y para fracturas, se hace un análisis de las tendencias de las estructuras de disolución (vúgulos), generando los planos de reconstrucción a lo largo del núcleo en diferentes posiciones. Esto ayudará a obtener una aceptable caracterización de la estructura interna la roca, la cual será muy útil para tener una visión más clara de los trabajos experimentales que sobre ella sean realizados, sean de evaluaciones petrofísicas o de experimentación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos.

Lo expuesto hasta el momento es sólo una parte del alcance que puede obtenerse mediante el apoyo de la aplicación de la técnica de tomografía de rayos X. Existe un amplio panorama de aplicación de esta técnica en varios rubros dentro de la ciencia, pero particularmente dentro de las ciencias de la tierra que es el punto que en este momento nos compete, existe mucho trabajo por realizar, algunos de los cuales se mencionarán en el siguiente capítulo.

REFERENCIA DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN A FUTURO

En el capítulo anterior se hizo referencia solamente a imágenes CT para trabajos realizados hasta la fecha en el Instituto Mexicano del Petróleo, no obstante, existen otras propiedades que son útiles para caracterizar una muestra de núcleo. Algunas de estas se han realizado en forma parcial sin llegar a realizarse estudios a fondo para poder establecer alguna metodología propia para su evaluación. Algunas de estas actividades que en el futuro se tiene proyectado abarcar y otros de los cuales es posible realizarlos con ciertas limitaciones, se mencionarán a continuación.

Un trabajo que hasta la fecha no ha sido plenamente desarrollado, está referido a la caracterización de la mineralogía. Este trabajo puede ser desarrollado haciendo uso de las dos propiedades sobre las cuales se basa el principio de tomografía de rayos X (pseudo-densidad y número atómico efectivo). De hecho puede ser desarrollado solamente utilizando una de las dos propiedades referidas, debido a que cada mineral posee una estructura molecular muy homogénea y por tanto propiedades físicas y químicas características.

Las razones por las cuales no se han realizado estudios encaminados a la caracterización mineralógica, radica primeramente en que el trabajo desarrollado en esta institución, está encaminado hacia la caracterización de zonas productoras de hidrocarburos, y siendo que los principales yacimientos de petróleo se encuentran en rocas de arenisca y calizas, la composición mineralógica principal de estos está definida por una mineralogía básica de cuarzo, calcita y dolomita.

Estamos considerando que el estudio se realiza sobre rocas, las cuales son un agregado de minerales, cambiando el sentido de un mineral químicamente puro por el de una mezcla de minerales y estructuras asociadas que dan un carácter muy heterogéneo.

Sin embargo, aunque quisiera llevarse a cabo la caracterización mineralógica en las muestras de núcleos de formaciones productoras de hidrocarburos, esta no es posible realizarla debido a la resolución del equipo, ya que se ha mencionado que cada pixel que representa un

valor de #CT en una imagen CT, en realidad representa el valor de atenuación del rayo X dentro de un volumen unitario (voxel).

Para tener una idea dimensional de lo que estamos refiriendo con esta unidad volumétrica (voxel), tomemos como ejemplo secciones circulares de 10.16 y 3.81 centímetros de diámetro, que son las dimensiones extremas manejadas por el equipo de tomografía de rayos X. En la Figura 7.1, representamos una sección de 10.16 y 3.81 centímetros de diámetro inscritas en una matriz de 256 x 256 pixels por 1 cm de espesor, de tal forma, la dimensión de un lado para un pixel en secciones de 10.16 y 3.81 centímetros de diámetro son de 0.03969 cm y 0.01488 cm respectivamente. Si tomamos como referencia la escala granulométrica de tamaño definida por Wentworth, un cuadrado con lados de las dimensiones calculadas anteriormente, circunscriben un diámetro de una circunferencia del tamaño definido para una arena media a arena fina. Aún debe considerarse que el valor calculado en cada pixel como valor de #CT, lleva consigo un espesor de 1 cm (espesor que abarca la emisión de rayos X).

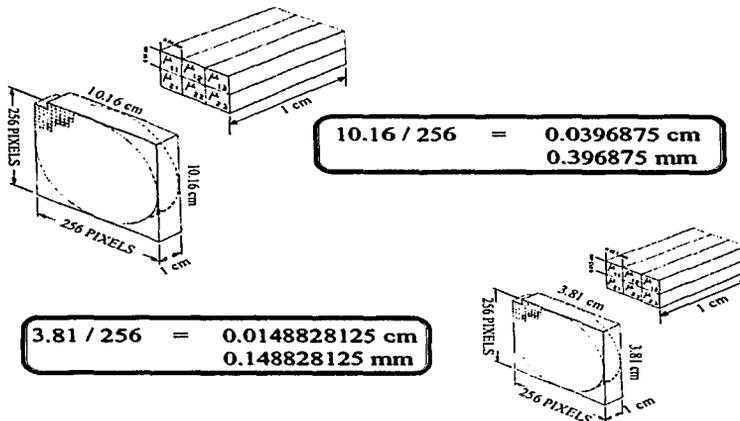


Figura 7.1.- Determinación de dimensiones para la unidad volumétrica (voxel) en núcleos de 4 y 1.5 pulgadas de diámetro.

Por otro lado, con respecto a la caracterización de las muestras de núcleos, se tiene planeado una investigación acerca del contenido de arcilla en areniscas. Primeramente se realizará experimentalmente sobre empaques de arena de cuarzo de tamaño de grano uniforme

con diferentes porcentajes bien conocidos de arcilla. En todos los casos se toma una serie de imágenes CT de las cuales se evalúa el coeficiente de atenuación para cada una de las imágenes obtenidas y a través de los valores de atenuación para el empaque en condiciones originales y posteriormente con el contenido de arcilla, se evalúa por imagen el volumen de arcilla contenida en cada una de ellas. Posteriormente se realizará experimentación sobre muestras de núcleos utilizados para el desarrollo de pruebas experimentales en laboratorio, tales como la arenisca berea.

Estas referencias sobre muestras de empaques de arena de cuarzo y núcleos de arenisca berea, se utilizarán como parámetros para hacer estudios en areniscas con contenidos de arcilla, para tener una base más en la explicación del comportamiento del flujo de fluidos en medios porosos a nivel experimental.

Otra propiedad posible a evaluar por medio de la técnica de tomografía de rayos X, es la medición de la compresibilidad y compactación de las rocas. Esta técnica tiene una ventaja en comparación con las mediciones tradicionales, ya que proporciona información espacial de la variación de las propiedades mecánicas a través de muestras heterogéneas. Para estudios de mecánica de rocas, todas las cantidades en la Ec. 4.4 excepto la densidad, permanecen constantes durante todo el experimento. De esta manera, los cambios en el valor del coeficiente de atenuación son directamente proporcionales al cambio de densidad. Es posible obtener una gráfica del cambio de densidad vs contra el esfuerzo uniaxial en alguna zona seleccionada del núcleo.

Para llevar a cabo esta prueba, la muestra se sujeta dentro de un core holder de aluminio con presión de confinamiento, y posteriormente se aplica un esfuerzo uniaxial en forma paulatina hasta que la muestra se rompe. Mediante el aditamento mostrado en la Figura 5.4, se ejerce un esfuerzo uniaxial paulatino en el sentido de la entrada y salida de los fluidos, pero en sentidos dirigidos hacia el núcleo hasta que éste se rompe. Con los datos obtenidos se calcula la compresibilidad de la masa y la relación de Poisson.

Para llevar a cabo cualquier tipo de trabajo, realizado bajo esta técnica u otra cualesquiera, es recomendable realizar un escaneo exploratorio del material, ya que, siendo una técnica no destructiva y rápida, se puede realizar una inspección general de algunas características tales como invasión de lodo de perforación que frecuentemente no es visible durante un análisis de láminas delgadas, además de poderse realizar una correlación con

registros de pozos y planear un programa de muestreo de tapones en donde se eviten las zonas perturbadas del núcleo, para de esta manera concentrar los trabajos sobre regiones de interés.

En ocasiones durante las operaciones de nucleamiento, existen pérdidas de el material nucleado y algunas veces es difícil de correlacionar el material remanente por medio de registros de rayos gamma debido a la pobre recuperación y la invasión del lodo de perforación. Los valores de #CT pueden ser correlacionados con registros de densidad y con registros fotoeléctricos. Las imágenes CT de alta energía (> 120 KV), se correlacionan directamente con los registros de pozos de densidad debido a que ambos miden la cantidad de dispersión de Compton, la cual es proporcional a la densidad, además de tener la habilidad de medir la densidad del material en zonas seleccionadas no invadida de núcleos fragmentados y perturbados.

Por otro lado, también puede ser utilizada esta técnica para correlacionar datos de porosidad con registros de pozos y establecer alguna relación con los registros de echados para los fracturamientos, así aún sin tener núcleos orientados, se tendría una referencia para orientarlos en superficie.

Todas las evaluaciones que puedan realizarse mediante esta técnica, dentro de la ingeniería de yacimientos, serán contempladas para apoyar los estudios de flujo de fluidos en condiciones multifásicas. Los experimentos de flujo de fluidos realizados en laboratorio, son muy utilizados para modelar el comportamiento de los yacimientos durante los procesos de recuperación secundaria, terciaria o mejorada.

Para llevar a cabo este tipo de estudios, el parámetro que provoca más controversia al utilizar diferentes métodos, es la saturación de las fases involucradas dentro del núcleo. Muchos métodos han sido utilizados para evaluar las saturaciones de las fases fluidas dentro del núcleo, sin embargo, todos ellos imponen restricciones debido a su técnica experimental, proporcionando valores de saturación promedio.

En contraposición a otras técnicas, la tomografía de rayos X es rápida, precisa y relativamente fácil para su calibración, ofreciendo una resolución espacial fina. Además de imponer pocas restricciones sobre las condiciones de presión y temperatura sobre las pruebas experimentales.

Cuando solamente dos fases fluidas están presentes durante las pruebas experimentales, es suficiente la calibración del equipo a un nivel de energía (> 120 KV), para medir las dos saturaciones y, cuando tres fases están presente dentro del núcleo durante las experimentación, es necesaria la calibración a dos niveles de energía (120 y 90 KV), para determinar las tres saturaciones de las fases involucradas. Cuando se involucra en la experimentación el caso de tres fases fluidas dentro del núcleo, es necesario que al menos una de ellas esté mezclada con una solución, la cual permita que se absorban más los rayos X, de tal forma que exista un mayor contraste entre cada una de las fases para su visualización y evaluación.

A continuación se mostrarán algunos casos experimentales de la literatura sobre la inyección de CO₂ como proceso de recuperación terciaria de hidrocarburos, además de una comparación entre una sección bidimensional obtenida con tomografía de rayos X y la obtenida por medio de simulación numérica.

En estas pruebas se utilizaron muestras de núcleos de areniscas berea, de 5.08 cm de diámetro y longitudes de 0.6 a 1.2 metros de longitud. El flujo de fluidos se lleva a cabo de izquierda a derecha. Dentro de las tonalidades de gris que enmarcan las imágenes, la fase de aceite altamente absorbente es sea roja, y el de CO₂ sea azul.



Figura 7.2.- Desplazamiento miscible de aceite por inyección de CO₂ en arenisca Berea. Corte transversal.

En la Figura 7.2 se muestran las secciones de un experimento de inyección de CO_2 en forma continua bajo condiciones en las cuales existe miscibilidad de primer contacto. Como se puede observar, existe un pobre barrido debido al rebasamiento del CO_2 sobre el aceite y los bancos de agua, el agua entra en forma digitizada desde la parte media de la cara de entrada del núcleo. Más aún, el CO_2 inyectado alcanza la parte superior de la cara del núcleo formando una lengua causada por la gravedad.

En la Figura 7.3, se muestra un ejemplo en el que se comparan dos secciones bidimensionales CT de inyección de CO_2 para desplazar aceite en condiciones miscibles de primer contacto, una obtenida a través de tomografía de rayos X y la otra obtenida por medio de simulación numérica. Como puede observarse existe buena concordancia entre las dos, por tanto la tomografía de rayos X también puede ser utilizada para ajustar los simuladores desarrollados para evaluar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos.

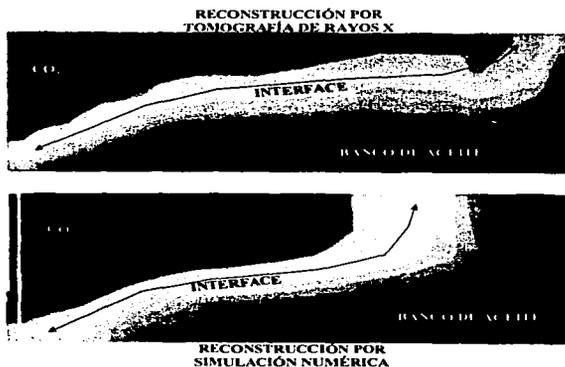


Figura 7.3.- Comparación de un proceso de inyección de CO_2 en condiciones miscibles, por tomografía de rayos X y simulación numérica.

La Figura 7.4 es un ejemplo de desplazamiento tipo pistón del aceite y la salmuera del núcleo durante la inyección de CO_2 en condiciones supercríticas. El CO_2 presenta un incremento de la viscosidad muy importante, de tal forma que resultara un desplazamiento miscible y viscoso bajo las condiciones de presión y temperatura requeridas para ese

propósito. Otro rasgo que se revela en estas imágenes, es la formación de un frente de salmuera desarrollado entre los bancos de CO_2 y el aceite.

Finalmente, una última aplicación a futuro es la conjunción de dos técnicas de visualización interna para la caracterización de muestras de núcleos a dos escalas diferentes, una referida a nivel de poro en tapones de núcleo de 1.5 pulgadas de diámetro, y otra esta guiada hacia estudios en muestras de núcleos de hasta 4 pulgadas de diámetro. Estas dos técnicas son la resonancia magnética nuclear y la tomografía de rayos X a la cual se ha referido el presente trabajo.

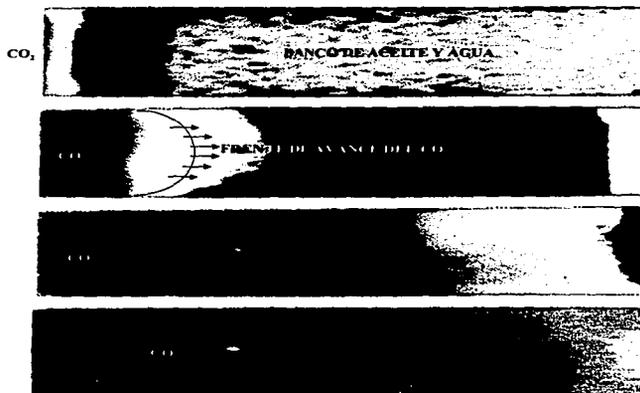


Figura 7.4.- Inyección miscible de CO_2 tipo pistón en núcleo de Berea.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Todas las imágenes contenidas en este trabajo, fueron tomadas de muestras de núcleos de pozos de yacimientos petroleros nacionales. No se hace mención a los yacimientos a los que pertenecen, ya que esta información es confidencial.

Se presenta una técnica que tiene su auge inicialmente dentro del campo de la medicina desde 1972. Sin embargo, en los últimos 13 años ha probado ser una herramienta indispensable dentro de la ingeniería de yacimientos a nivel mundial. En nuestro país se considera como una técnica novedosa dentro del ámbito petrolero, ya que a la fecha, solamente existe un equipo utilizado para esos fines en el Instituto Mexicano del Petróleo.

La técnica de tomografía de rayos X, se basa en la descripción de imágenes digitalizadas, las cuales son mapas de atenuación de los rayos X cuando atraviesan un objeto, y en donde se refleja su estructura interna. Tiene la ventaja de ser una técnica muy rápida, no destructiva y cuantitativa, además de ofrecer muy pocas restricciones sobre el tipo de muestra (roca o fluidos) que puedan estudiarse, así como en el diseño de las condiciones experimentales de presión y temperatura.

Se obtienen imágenes CT de densidad y número atómico, no obstante, en este trabajo se utilizaron solamente imágenes CT de densidad debido a que es la propiedad que mejor permite caracterizar las muestras para los fines requeridos en el contexto de la recuperación secundaria y mejorada del petróleo.

A través de las imágenes CT de densidad se generan los datos para obtener evaluaciones de porosidad, saturación de fluidos, patrones de fracturamiento y algunas otras estructuras tales como la estratificación y estructuras de disolución, contenido de arcilla, compresibilidad,

invasión de fluidos de perforación; ya sea que se realicen evaluaciones promedio de toda la muestra o a nivel local internamente en zonas de interés. Por otro lado se utiliza para establecer correlaciones con algunos registros de pozos tales como el registro de densidad y el registro fotoeléctrico

Dentro de la ingeniería de yacimientos, es una técnica muy útil para la evaluación de propiedades petrofísicas en núcleos de roca, así como en el análisis de flujo de fluidos en medios porosos. Una de las propiedades petrofísicas sobre las cuales se pone mucho énfasis, es la referente a la permeabilidad; sobre todo a la permeabilidad relativa ya sea con dos o tres fases. La problemática de evaluación de esta propiedad radica en la determinación de la saturación de las fases fluidas involucradas en el sistema. Existen diversas técnicas para evaluar la saturación de los fluidos dentro de un medio poroso, sin embargo esta evaluación es un promedio evaluado para toda la muestra, sin lograr establecer la distribución de los fluidos internamente. Mediante la tomografía de rayos X se establece la distribución de los fluidos dentro de la roca, evaluando la saturación de las fases involucradas en el núcleo sobre cada una de las imágenes CT obtenidas durante las pruebas experimentales para medición de permeabilidad relativa, ya sea en condiciones estacionarias o transitorias.

La visualización y cuantificación de las fases fluidas dentro de los medios porosos cuando se está realizando una prueba experimental, ya sea de recuperación secundaria o mejorada de hidrocarburos bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento, es una gran ventaja debido a que proporciona un medio muy efectivo para observar el mecanismo mediante el cual el aceite es desplazado de un medio poroso y, de esta manera se caracterizan mejor los procesos de recuperación de hidrocarburos. Establece un medio directo de comparación entre un proceso experimental de recuperación de hidrocarburos y un proceso realizado a través de simulación numérica, permitiendo que exista un mejor nivel de comparación del comportamiento de los yacimientos petroleros a través de experimentos de laboratorio.

La tomografía de rayos X así como muchas herramientas utilizadas para la evaluación de las propiedades de las formaciones productoras de petróleo, son todas ellas herramientas de apoyo para llevar a cabo la caracterización de los yacimientos. De tal forma, es conveniente la interrelación de diversas técnicas a fin de cumplir con un objetivo en forma eficiente y eficaz.

La aplicación principal en la que se necesita el apoyo de la tomografía de rayos X, es la evaluación de los procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, encaminados hacia los yacimientos nacionales, ya que en este momento si no existe un aporte dentro del ámbito de la exploración, es necesario implementar algún tipo de proceso de recuperación en los yacimientos que se encuentran actualmente en explotación primaria o secundaria, o en los yacimientos que actualmente no se encuentran en explotación, para incrementar las reservas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Anderson, S. H., Gantzer, C. J., Boone J. M. and Tully, R. J. "Rapid Non Destructive Bulk Density and Soil-Water Content Determination by Computed Tomography". Soil Sci. Soc. Am. J. 52:35-40. 1988.
- Blaunch, M. E., Venditto J. J., Rothman, E. and Hyde, P. "Core Analysis and CT Imaging Improve Shales Completions". Oil and Gas Journal p. 45-49. 1992.
- Compton, A. H. and Allison, S. K., "X-Rays in Theory and Experiment". D. Van Nostrand Company, Inc. Princeton, New Jersey Toronto and London, Second Edition, Fifteenth Printing 1967.
- Coshell, L., Scott, J., Knights, A. M., Evans, B. J. And Hill, M. W., "Non-destructive Core Analysis Using X-Ray Computed Tomography". Exploration Geophysics 22, 1991. p. 71-74.
- Crestana, S., S. Mascarenhas, and R. S. Pozzi-Mucelli. "Static and Dynamic Three-Dimensional Studies of Water in Soil Using Computed Tomographic Scanning". Soil Sci. 140:326-332. 1985.
- Cullity, B. D., "Elements of X-Ray Diffraction". Addison-Wesley Publishing Company, Inc. Philippines 1978, Second Edition.
- El-Dairy, M., Perez, J. M. and Poston, J. M. "Petrophysical Analysis of Sandstone Using CT Scanning and Conventional Methods". AAPG Bull v. 77 No. 9. p. 1586. 1993.
- Gupta, N. K., "Computed Tomography as an Analytical Tool in Oil Recovery". Presented at the 1986 Fall Conference of the American Society for Non-destructive Testing, New Orleans, LA, September 29 - October 3, 1986. p. 1-9.

- Hainsworth, J. M., and L. A. G. Aylmore. "The Use of Computer Assisted Tomography to Determine Spatial Distribution of Soil Water Content". *Aust. J. Soil Res.* 21:435-443. 1983.
- Hainsworth, J. M., and L. A. G. Aylmore. "Water Extraction by Single Plant Roots". *Soil Sci. Soc. Am. J.* 50:841-848. 1986.
- Hicks, P. J., "X-Ray Computer Assisted Tomography for Laboratory Core Studies". *JPT*, December 1996. p. 1120-1122.
- Honarpour, M. M., Cromwell, V., Hatton, D., Picker and Satchwell, R., "Reservoir Rock Descriptions Using Computed Tomography (CT)". *SPE* 14272, 1985. p. 1-8.
- Hopkins, F. F., I. L. Morgan, H. D. Ellinger, R. V. Klinksiek, G. A. Meyer, and J. N. Thompson.. "Industrial Tomography Applications". *IEEE Trans. Nucl. Sci.*, 1981. NS-28:1717-1720.
- Hove, A., Ringen, J. K. And Read, P. A., "Visualization of Laboratory Corefloods with the Aid of Computerized Tomography of X-Rays". *SPE* 13654, 1985. p. 611-620.
- Kantzas, A., "Investigation of Physical Properties of Porous Rocks and Fluid Flow Phenomena in Porous Media Using Computer Assisted Tomography". *In Situ*, 14(1), 1990. p. 77-132.
- Kehl, R. P., "CATPIX ImageTool User Guide Computer Tomography Color Graphics System". Shell Development Company Bellaire Research Center Houston, Texas, 1990.
- Klug, H. P. and Alexander, L. E., "X-Ray Diffraction Procedures". John Wiley & Sons, New York, Second Edition 1973
- Nelson, R. A., "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Contributions in Petroleum Geology & Engineering; v. 1", Gulf Publishing Company, Houston, 1985
- Onoe, M., J. W. Tsao, H. Yamada, H. Nakamura, J. Kogure, H. Kawamura, and M Yoshimatsu. "Computed Tomography for Measuring Annual Rings of a Live Tree." *Proc. IEEE* 71:907-908. 1983.

- Petrovic, A. M., J. E. Siebert, and P. E. Rieke. "Soil Bulk Density Analysis in Three Dimensions by Computed Tomographic Scanning." *Soil Sci. Soc. Am. J.* 46 :445-450. 1982.
- Pettijohn, F. J., "Sedimentary Rocks". Harper & Brothers, New York 1957, Second Edition.
- Santana, R. E., "Apuntes de Geología del Petróleo", UNAM Facultad de Ingeniería, México 1986, Segunda Edición.
- Technicare. "Delta-Scan 100 Series Maintenance Manual No. 961038", Technicare Corporation 1980
- Technicare. "Operator's Manual Delta-Scan 100 Series Brain Scanner Manual No. 961036 Revision B". Technicare Corporation 1980
- Vinegar, H. J. and Kehl, R.P., User Guide for Computer Tomography Color Graphics System - CATPIX, UNIX version", Shell Development Company Bellaire Research Center Houston, Texas, 1988.
- Wellington, S. L. and Vinegar, H. J., "X-Ray Computerized Tomography". *JPT*, 39(8), August 1987. p. 885-898.
- Withjack, E. M., Graham, S. K. And Yang, C. T.. "Determination of Heterogeneities and Miscible Displacement Characteristics in Core Floods by CT Scanning". *SPE* 20490 p. 213-224. 1990.

GRACIAS

*"No establecer la culminación de una actividad, sino el inicio de las
consecuentes con experiencias acumuladas, para no perderse en la
prehistoria de lo que en su momento llegó a ser"*

Armando P. III.

"Never try to teach a pig to sing. It wastes your time and annoys the pig."

Murphy