



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS PETROLEROS A PARTIR DE ANÁLISIS DE MUESTRAS DE ROCA

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
MIGUEL ÁNGEL ÁLVAREZ CABALLERO
JAIME LARIOS GONZÁLEZ

DIRECTOR: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



MÉXICO, D.F. CD. UNIVERSITARIA NOVIEMBRE 2004



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.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: _____

FECHA: _____

FIRMA: _____



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1192

SR. MIGUEL ÁNGEL ÁLVAREZ CABALLERO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS PETROLEROS A PARTIR DE
ANÁLISIS DE MUESTRAS DE ROCA**

RESUMEN
INTRODUCCIÓN
I TÉCNICAS DE MUESTREO DE ROCA
**II SECUENCIAS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO Y
PREPARACIÓN DE MUESTRAS**
III ASPECTOS GEOLÓGICOS
IV ASPECTOS PETROFÍSICOS
V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS
BIBLIOGRAFÍA

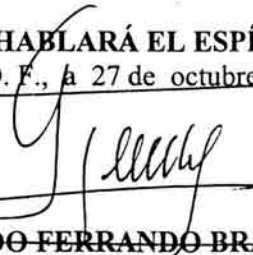
Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 27 de octubre de 2004
EL DIRECTOR


~~M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO~~

GFB*JAGC*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1193

SR. JAIME LARIOS GONZÁLEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS PETROLEROS A PARTIR DE
ANÁLISIS DE MUESTRAS DE ROCA**

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	TÉCNICAS DE MUESTREO DE ROCA
II	SECUENCIAS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO Y PREPARACIÓN DE MUESTRAS
III	ASPECTOS GEOLÓGICOS
IV	ASPECTOS PETROFÍSICOS
V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	REFERENCIAS
	BIBLIOGRAFÍA

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 27 de octubre de 2004

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS PETROLEROS A PARTIR
DE ANÁLISIS DE MUESTRAS DE ROCA”

Tesis presentada por:

ÁLVAREZ CABALLERO MIGUEL ÁNGEL
LARIOS GONZÁLEZ JAIME

Dirigida por: Ing. Manuel Villamar Viguera

Jurado del examen profesional:

PRESIDENTE: Dr. Rafael Rodríguez Nieto

VOCAL: Ing. Manuel Villamar Viguera

SECRETARIO: Ing. Martín Carlos Velásquez Franco

1er SUPLENTE: Ing. Martín Terrazas Romero

2do SUPLENTE: Ing. Guillermo Trejo Reyes

The image shows five horizontal lines, each with a handwritten signature above it. The signatures are written in black ink. The first signature is a stylized 'R'. The second signature is a cursive name. The third signature is a cursive name. The fourth signature is a cursive name. The fifth signature is a cursive name with a small asterisk above it.

DEDICATORIA.

A mis padres, hermanos y a mi hija, que han sido, en todo momento, la motivación de todo mi esfuerzo.

AGRADECIMIENTOS.

A Dios

Por la bendición de formar parte de una gran familia y llegar a este momento de mi vida, pudiendo alcanzar una de las metas mas importantes de mi vida compartiéndola con mis seres más queridos.

A mis padres

Gracias por creer en mi, por todo su sacrificio y apoyo incondicional durante todo este tiempo, tan lleno de amor y paciencia, por haberme enseñado que:

- ❖ en un mañana sólo se cosecha aquello por lo que hoy has invertido el alma.
- ❖ a que todo acto conlleva su recompensa o castigo y que lo verdaderamente importante es aprender de ello y compartirlo.
- ❖ nadie triunfa por casualidad, los verdaderos triunfadores poseen una filosofía que los llevan a tomar decisiones correctas en los momentos precisos.
- ❖ por que se alcanzan momentos de gran felicidad al luchar por la familia y por los seres queridos, por que nos pertenecen y a la vez formamos parte de ellos.

GRACIAS DE TODO CORAZÓN.

A mi hija

Que es una gran luz en mi esfuerzo la cual me ha enseñado que la nobleza y amor desinteresado son de los mas grandes tesoros que tengo y de los cuales debo sentirme orgulloso y cuidar con toda mi alma, espero perdones mis errores y que sepas que TE ADORO Y QUE CUENTAS CONMIGO. GRACIAS.

A mis hermanos y sobrinos

Gracias por su apoyo, paciencia, gran cariño y por todos esos gratos recuerdos que llenan mi vida y que dan fuerza a mi trabajo, llenándome de esperanza para que lleguen muchos momentos mas y poderlos compartir con ustedes. LOS QUIERO MUCHO. GRACIAS.

A la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M.

Por haberme brindado la oportunidad de alcanzar este momento tan importante en mi vida, que a través de sus profesores poder llegar ser un buen profesional, y de esta forma sentirme muy orgulloso de haber formado parte de la MÁXIMA CASA DE ESTUDIOS. GRACIAS.

A mis amigos y a las personas que me apoyaron

Los cuales me han acompañado en las buenas y malas y han sido un gran apoyo en todo momento. GRACIAS.

Un atento agradecimiento al Ing. Manuel Villamar V. y a los profesores de la U.N.A.M. que intervinieron para la realización de este trabajo. GRACIAS.

DEDICATORIA.

A mi Papa y Mama

AGRADECIMIENTOS

A Dios

Por haberme dado vida y salud, y sobre todo por haberme dado el privilegio de pertenecer a una maravillosa familia; en donde predomina el respeto, cariño y comprensión.

A mi Padre

Joel Larios Cardona, por haberme apoyado y creído en mi en todo momento, pero sobre todo por haberme impulsado a seguir superándome día con día. Mil gracias por todos los sacrificios que realizo para que yo siguiera estudiando hasta este punto de mi vida.

A mi Madre

Ángela González Reyes, por ser además de mi madre, una gran amiga; que me brindo su apoyo, cariño y comprensión en todo momento. Gracias mami.

A mis Hermanos

Kary, Víctor y Griss, por ser, no solo mis hermanos, sino unos grandes amigos con los que siempre he contado con su apoyo, cariño y comprensión incondicional.

A mi Hija

Lettsy, por ser el combustible que me alimenta día con día para seguir adelante.

A Zoray

Por haberme ayudado, apoyado y comprendido en esta etapa de mi vida, gracias flaquita.

A mis Tíos

Teodilo Larios, por su apoyo económico y moral que me brindo durante toda mi carrera, gracias por alentarme a seguir estudiando.

Pedro González, por haberme apoyado y ayudado en momentos difíciles y buenos.

A la Facultad de Ingeniería de la UNAM

Por todos los conocimientos y valores adquiridos dentro de sus aulas, dándome la oportunidad de haber aprendido de tan excelentes profesores. Muchísimas gracias por haberme proporcionado las herramientas necesarias que me ayudaran a tener éxito, en todos los aspectos de mi vida. Por ultimo, mil gracias por haberme dado la oportunidad de ser parte de una grandísima institución, como lo es la UNAM.

A mis Familiares y Amigos

Por tenerme siempre presente en sus pensamientos y en sus vidas, y porque cuando más los necesite siempre estuvieron conmigo, apoyándome y tendiéndome una mano amiga.

Un agradecimiento a todos los que colaboraron en la realización de este trabajo, en especial al Ing. Manuel Villamar por su esfuerzo, dedicación y atinados comentarios.

“Caracterización Estática de Yacimientos Petroleros a Partir de Análisis de Muestras de Roca”

	Página
Resumen	i
Introducción	ii
I. Técnicas de muestreo de roca.	1
I.1. Puntos de muestreo.	1
I.2. Muestreo superficial a boca del pozo (recortes de barrena).	2
I.3. Muestreo superficial en afloramientos.	3
I.4. Muestreo subsuperficial en el fondo del pozo (núcleos de fondo de pozo).	7
I.4.1. Nucleo convencional.	9
I.4.2. Nucleo con equipo de cable.	13
I.4.3. Nucleo con manga de hule.	14
I.4.4. Nucleo orientado.	17
I.4.5. Nucleo a presión.	19
I.4.6. Manejo y preservación de los núcleos de fondo.	20
I.4.7. Información que debe enviarse al laboratorio junto con los núcleos.	23
I.5. Muestreo subsuperficial en la pared del pozo (nucleo de pared).	26
II. Secuencias de análisis de laboratorio y preparación de muestras.	31
II.1. Tipos de análisis de núcleos.	31
II.2. Secuencias de análisis de núcleos de fondo del pozo.	32
II.3. Secuencia de análisis de núcleos de pared.	36
II.4. Manejo de muestras cuando no son preservadas.	37
II.5. Muestreo y preservación de muestras no consolidadas y de pared.	37
II.5.1. Frecuencia del muestreo.	37
II.5.2. Muestras no consolidadas.	38
II.5.3. Muestras de pared.	38
II.6. Procedimientos de análisis y aplicación de métodos.	38
Análisis convencional de núcleos.	

II.6.1. Corte de muestras.	39
II.6.2. Limpieza de muestras.	41
II.6.3. Lavado por presión directa de solvente.	41
II.6.4. Lavado por centrífuga.	42
II.6.5. Empuje por gas-solvente de extracción.	43
II.6.6. Método destilación-extracción.	44
II.6.7. Secado de muestras.	45
III. ASPECTOS GEOLÓGICOS	47
III.1. Análisis litológico.	49
III.2. Análisis petrográfico.	59
III.3. Análisis granulométrico.	72
III.4. Análisis mineralógico.	81
III.5. Radioactividad natural.	86
III.5.1. Medición de la radioactividad natural de una roca.	86
III.6. Fluorescencia de rocas.	92
IV. ASPECTOS PETROFÍSICOS	93
IV.1. Porosidad.	94
IV.2. Permeabilidad.	122
IV.3. Tiempo de tránsito.	145
IV.4. Densidad.	150
IV.5. Compresibilidad.	154
IV.6. Saturación de fluidos.	161
IV.7. Resistividad eléctrica.	169
IV.8. Tortuosidad.	187
IV.9. Tensión interfacial.	192
IV.10. Mojabilidad.	193
IV.11. Presión capilar.	196

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	215
NOMENCLATURA	218
REFERENCIAS	222
BIBLIOGRAFIA	224

RESUMEN

En el Capítulo I se presentan las diferentes técnicas de muestreo de rocas, se mencionan los puntos de muestreo de roca más comunes de los yacimientos petroleros y se desarrolla, de una manera muy general, cada uno de éstos. También se describen varios tipos de herramientas y procedimientos, que se utilizan para la extracción de muestras de roca y, por último, se comentan las características generales de los núcleos de fondo y de pared del pozo.

En el Capítulo II se mencionan diferentes tipos de análisis de núcleos que se pueden realizar en el laboratorio. Debido a la importancia de los núcleos de fondo, se presentan varias secuencias de análisis aplicables a estos núcleos, recuperados en distintas formaciones. Posteriormente se describe el manejo, el cuidado y la preservación de los núcleos.

En el Capítulo III se indican aspectos geológicos que se pueden obtener del análisis de núcleos, como son: litológicos, petrográficos, granulométricos y mineralógicos. De cada uno de estos aspectos se describen algunas técnicas de laboratorio, que se utilizan para obtenerlos y se menciona su aplicación en la caracterización estática de yacimientos petroleros.

En el Capítulo IV se tratan aspectos petrofísicos que se pueden obtener del análisis de núcleos, como son: porosidad (primaria y secundaria), permeabilidad, tiempo de tránsito, densidad, compresibilidad, saturación de fluidos, resistividad eléctrica, tortuosidad, tensión interfacial, mojabilidad y presión capilar. Se describen equipos y procedimientos de análisis, así como formas para aplicarlos en la caracterización estática de yacimientos petroleros.

En el Capítulo V se presentan conclusiones y recomendaciones.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera se dispone de tecnología avanzada para analizar y dirigir las decisiones técnicas y económicas de proyectos para la explotación de yacimientos petroleros. La diferencia entre tomar una buena o mala decisión, puede ser la diferencia entre obtener éxito o el fracaso, lo que conlleva ganancias o pérdidas en proyectos costosos; en tal virtud, la información obtenida de los trabajos de exploración geológica y explotación petrolera son decisivos, ya que a través de ellos se permite evaluar el potencial de formaciones, así como establecer una jerarquización de áreas de grandes extensiones de territorios alrededor del mundo.

De esta manera, la adquisición de datos en cuanto a su cantidad y calidad, así como su interpretación y aplicación, son elementos determinantes para formar una base de estudio de la rentabilidad de un yacimiento petrolero; por lo tanto la "Caracterización Estática" provee información, generando un modelo, el cual es alimentado, en parte, de información obtenida del "Análisis de Rocas".

La complejidad de las formaciones, partiendo de estudios superficiales y subsuperficiales, existe a escalas microscópica y macroscópica, de esta manera, el estudio de afloramientos, así como la recuperación de núcleos, permite una inspección directa de secciones de interés, que pueden ser correlacionadas en grandes extensiones de área; de igual manera, su análisis brinda la oportunidad de determinar características petrofísicas particulares y representativas de las mismas.

Es a través de la integración e interpretación de toda una gama de datos, obtenidos del estudio de muestras de rocas, junto con la que se obtiene de otras fuentes complementarias, que la Caracterización de Yacimientos hace posible el llevar a cabo la generación de modelos, de los cuales parte la creación de

escenarios de rentabilidad, minimizando el riesgo en la estructuración, elaboración y realización del proyecto.

La inspección y análisis de muestras de rocas, es probablemente una de las técnicas básicas más importantes existentes en la industria petrolera, para la obtención de información, la cual nos acerca a la descripción anatómica del yacimiento, de forma directa.

En este trabajo se analizan los elementos que componen una "Caracterización Estática de Yacimientos Petroleros a Partir del Análisis de Muestras de Rocas"; en especial el trabajo hace énfasis en el tratamiento a núcleos, debido a la cantidad e importancia de información que puede aportar, ya que a través de su estudio es posible:

- Obtener el cálculo de reservas.
- Definir la capacidad y patrones de flujo.
- Determinar la presencia de hidrocarburos.
- Ayudar a la interpretación de resultados de pruebas de pozos.
- Determinar los contactos entre fluidos.
- Establecer correlaciones estructurales y estratigráficas.
- Definir aspectos geológicos y petrofísicos para la explotación del yacimiento.

Debido a los aspectos mencionados, es importante señalar que los estudios que se han desarrollado durante décadas, para la evaluación de los yacimientos, han sido una importante prioridad para los investigadores y productores de petróleo y

gas, debido a los retos que plantean los yacimientos para su caracterización. Desde la exploración inicial hasta las etapas avanzadas de producción, los ingenieros de yacimientos trabajan en conjunto con otros especialistas, para obtener la mayor información posible de sus datos, con la mas alta calidad, para producir el máximo de hidrocarburos del subsuelo de manera óptima y eficiente.

CAPITULO I. TÉCNICAS DE MUESTREO DE ROCA.

I.1. PUNTOS DE MUESTREO

Para una caracterización estática de yacimientos es necesario contar con muestras representativas de la roca almacenadora. En la Figura I.1 se muestran los puntos más comunes de muestreo de roca de los yacimientos petroleros¹.

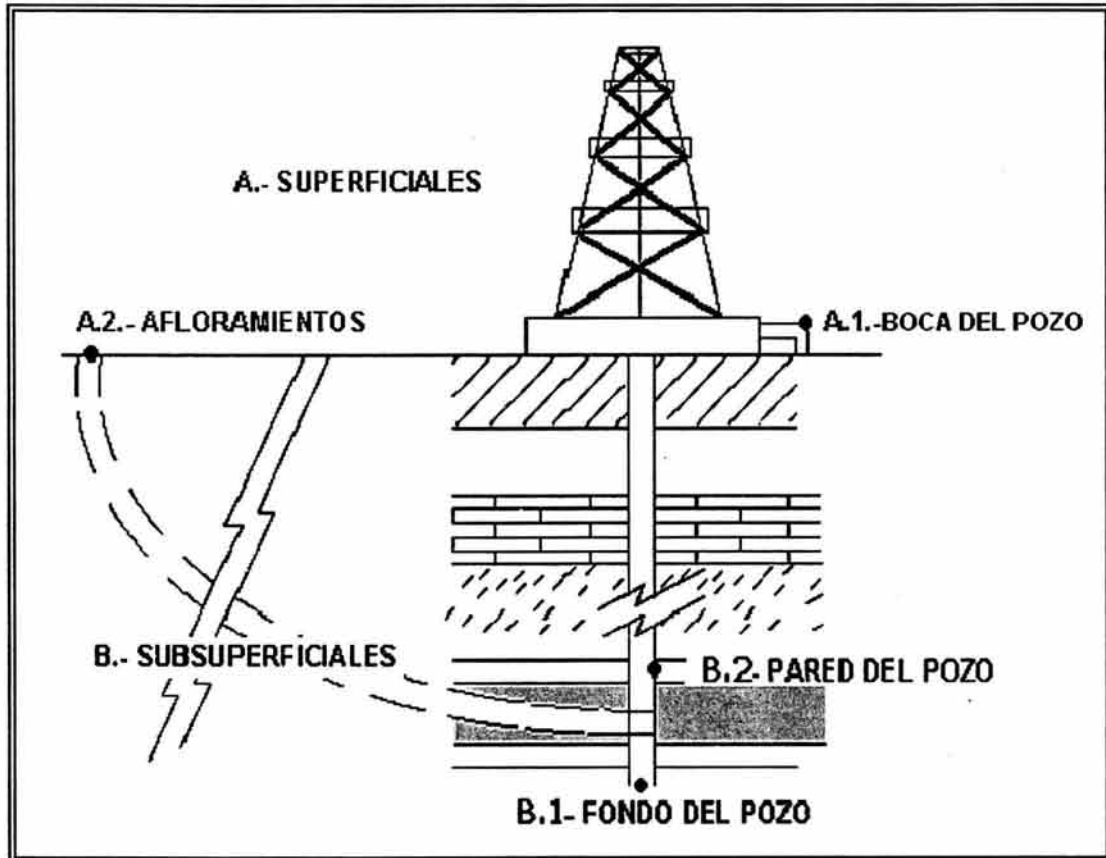


Figura I.1 Puntos de muestreo de roca de los yacimientos petroleros

CARACTERÍSTICAS DE LA MUESTRAS TOMADAS EN LOS DISTINTOS PUNTOS DE MUESTREO.

A. SUPERFICIALES

A.1) A BOCA DEL POZO

- 1- Muestras de volumen pequeño a muy pequeño (recortes de barrena).
- 2- Análisis geológicos y petrofísicos limitados.
- 3- Bajo costo.

A.2) AFLORAMIENTOS

- 1- Muestras de volumen grande a muy grande.
- 2- Roca intemperizada.
- 3- Análisis geológicos y petrofísicos amplios.
- 4- Costo regular.

B. SUBSUPERFICIALES

B.1) FONDO DEL POZO

- 1- Muestras de volumen grande (núcleos de fondo del pozo).
- 2- Análisis geológicos y petrofísicos amplios.
- 3- Costo elevado a muy elevado.

B.2) PARED DEL POZO

- 1- Muestras de volumen pequeño (núcleos de pared del pozo).
- 2- Análisis geológicos y petrofísicos limitados.
- 4- Costo elevado.

I.2. MUESTREO SUPERFICIAL A BOCA DEL POZO (RECORTES DE BARRENA).

En el proceso de perforación rotatoria², el lodo es bombeado al pozo a través de la tubería de perforación, pasa por las toberas de la barrena de perforación y acarrea los recortes generados por la barrena hasta la superficie, por el espacio anular formado entre la tubería de perforación y el agujero. Cuando los recortes acarreados por el lodo de perforación llegan a la superficie, son recuperados en la temblorina, y es ahí donde se seleccionan muestras de recortes, las cuales se lavan y se colocan en sobres para su posterior inspección en el laboratorio. Es necesario que las propiedades reológicas del lodo de perforación sean las óptimas, para tener un buen acarreo de recortes hacia la superficie. El tamaño de los recortes, así como su geometría, dependerán principalmente del tipo de barrena que se esté utilizando, de las condiciones en las que se esté llevando a cabo la perforación (peso sobre barrena, torsión, etc) y del tipo de roca. Por lo

general, el tamaño aproximado de los recortes generados durante la perforación puede variar de 1/8 a 5/8 de pulgada.

La toma de muestras de recortes en la temblorina se hace, regularmente, cada cierta distancia de profundidad perforada, por ejemplo cada 50 pies (aprox. 15 m) perforados o cada 100 pies (aprox. 31 m). Cuando se seleccionan las muestras de recortes, es necesario lavarlos y después colocarlos en sobres de plástico, a los cuales se le deberá anotar la profundidad a la que pertenecen dichos recortes. Es necesario realizar cálculos para estimar el tiempo en que tardarán en llegar a la superficie los recortes, así como la profundidad a la que se cortaron. Si el agujero es poco profundo, habrá pequeña diferencia entre la profundidad real a la que se cortó la roca y la profundidad calculada.

I.3. MUESTREO SUPERFICIAL EN AFLORAMIENTOS.

Afloramiento es la unidad de roca que emerge a la superficie debido a la acción de uno o de varios acontecimientos geológicos, la cual está expuesta a los mecanismos de intemperización; de esta manera, el afloramiento es la única parte de los yacimientos que se puede estudiar sin recurrir a excavaciones ó perforaciones en el subsuelo, siendo ésta una fuente de información de las más accesibles y de bajo costo; cabe mencionar que no todas las formaciones de interés afloran.

Las muestras se toman sistemáticamente y son estudiadas en el laboratorio, para obtener sus características petrográficas, petrofísicas (rocas- almacén y sello), geoquímicas (rocas-madre) y su contenido en microfauna. Se llega a veces, cuando las condiciones de afloramientos son mediocres, a realizar calicatas o zanjas para mejorar la observación de muestras no alteradas, o a hacer sondeos poco profundos, con la ayuda de perforadoras ligeras, montadas sobre un camión.

La experiencia prueba que en un estudio ya avanzado de exploración, e incluso largo tiempo después del descubrimiento y puesta en explotación los yacimientos, los estudios sobre afloramientos aportan datos de gran valor, indispensables para la interpretación correcta de sondeos realizados a distancias considerables.

Si los afloramientos no son suficientes, puede ser necesario ejecutar trabajos de terrazamiento, o sondeos de poca profundidad.

Equipo para obtener muestras de roca en afloramientos.

El equipo básico que se necesita para examinar, describir y coleccionar rocas de afloramientos, es reducido en cantidad y no necesita ser caro³. Este consiste en un martillo con una extremidad de pico o en bisel, una lente de mano, una navaja de bolsillo, una libreta de notas y una cubierta con sujetador de presión, un lápiz

2H o 3H o un buen bolígrafo, una escala de 15 centímetros, bolsas de manta o de papel grueso para coleccionar las muestras.

Los lentes de mano que se usan en la mayoría de los estudios de campo son de 10 a 15 aumentos, o bien pueden necesitarse lentes de mayor o menor amplificación para algunas determinaciones. Los lentes de un poder relativamente alto tienen un campo reducido, una distancia focal corta y se tienen que colocar muy cerca del objeto que se está examinando.

Un martillo común de geólogo resulta adecuado para la mayoría de las rocas, pero para recoger rocas duras (areniscas tenaces, lavas, **corneanas** y otras) se necesita un martillo de dos libras (aprox. 920 gramos). Las esquinas rectangulares y los bordes del extremo plano de un martillo nuevo deben ser amartilladas o limadas en bisel porque pueden desprenderse astillas de acero a velocidades peligrosas, cuando choca contra una roca dura.

Procedimiento para obtener muestras de roca en afloramientos.

Aun cuando se hagan descripciones litológicas concienzudas en el campo, se tienen que coleccionar rocas por varias razones. Muchas rocas se pueden identificar con más exactitud en el campamento o en el laboratorio donde se puede tener la ayuda de un microscopio o la de un geólogo de más experiencia. La determinación más precisa de porosidad y permeabilidad, que se tienen que hacer en el laboratorio, requieren de un muestreo muy completo y cuidadoso de materiales frescos. Cuando varias personas están estudiando una región conjuntamente, las muestras de roca se deben usar para estandarizar nombres y descripciones.

La especificación más importante para una muestra es la de que sea verdaderamente representativa de la unidad estudiada; esto significa que un afloramiento, o de preferencia varios afloramientos, se tiene que examinar con todo cuidado antes de seleccionar la muestra. Donde son variables las rocas, resultan más útiles los conjuntos de pequeñas muestras de los tipos principales que un solo ejemplar "promedio".

Los ejemplares se deben desprender directamente del afloramiento y si se puede hacer, es conveniente señalar el lugar exacto donde se le tomó, marcándolo con un pedacito de tela, con cinta de color, poniendo un número con pintura o crayón con lápiz, tinta, etc. Generalmente son preferibles las muestras sin intemperizar que las intemperizadas; el ejemplar ideal es el que tiene un lado intemperizado y fresco el lado opuesto. Las especificaciones acerca del tamaño de las muestras varían con el tamaño del grano y con la homogeneidad de la roca. Para rocas homogéneas con granos de menos de 1.5 mm resultan adecuadas las muestras de 8x10x3 cm, pero tratándose de rocas cuyo grano sea de más de 3mm son convenientes las muestras del doble del tamaño anterior; y si las rocas son de grano todavía más grueso o si muestran ciertas estructuras en pequeña

escala, tales como estratos delgados , capas ígneas primarias o capas o vetas metamórficas, se tendrán que coleccionar muestras de mayor tamaño.

Si la estratificación u otras estructuras foliadas no son claras en la muestra, se le debe acomodar en el afloramiento, marcando en ella la dirección de la estructura con un plumón, un crayón o un pedazo de cinta. Si también se marca la parte superior del ejemplar y se indica en el mapa la actitud estructural en la localidad, el ejemplar se puede estudiar mas tarde en relación con las estructuras del mapa. Estos ejemplares orientados son particularmente valiosos para las pruebas de permeabilidad y todo tipo de estudios petrográficas.

La única razón para desbaratar las muestras o darles cierto tamaño con cuidado es para poder coleccionarlas en gavetas de tamaño limitado; de otra manera, el tiempo que se utiliza en arreglar la muestra podría ocuparse en el siguiente afloramiento. En muchos casos, con unos cuantos golpes se puede obtener una muestra bastante plana y de buenas dimensiones, golpeando una astilla, un filo angular o una esquina de un afloramiento; sin embargo, esto debe hacerse con cuidado, porque las esquirlas pueden lastimar seriamente las espinillas, la cara o los ojos. Hay otras dos precauciones en relación con el uso del martillo: 1) nunca se debe golpear fuertemente una roca dura cuando hay otras personas observando en las cercanías, y 2) cuando se usa un martillo para golpear con fuerza a otro martillo que esta sirviendo como cuña, se pueden desprender esquirlas de acero con velocidades peligrosas.

Numeración y marcado de ejemplares.

Cada ejemplar de roca se debe marcar con un número que se corresponda con el número usado en las notas y sobre el mapa o fotografía aérea. La mayoría de las muestras se puede marcar directamente con plumón o con lápiz tinta. El número se puede escribir también en un pedazo de tela adhesiva firmemente adherido a la muestra en el campo. Si la muestra está húmeda, el número se puede escribir en un pedazo de papel que se asegura a la muestra con una liga ó con una banda de hule. La muestra debe colocarse después en una bolsa de papel o de tela marcando su número con toda claridad, de manera que se le pueda identificar sin tener que desempacarla.

Por lo general, la última cifra del número del ejemplar es la misma que el número de la nota y el número de la localidad en el mapa. Si se recoge más de una muestra en una localidad, deben usarse letras como sub-índice después del número de la localidad. El número de la localidad debe estar precedido por letras o números que la identifiquen con el mapa-base particular o la fotografía aérea donde aparezca su localización. Cuando se está haciendo un levantamiento o una serie de levantamientos por un grupo de geólogos, es conveniente escribir las iniciales del colector antes de los otros números, lo que da información suplementaria acerca del ejemplar.

Si la etiqueta que se le puso en el campo parece no ser permanente, se le puede poner a la roca un pequeño círculo con pintura y escribir dentro de éste con tinta a prueba de agua. Los esmaltes que secan rápidamente, que vienen en pequeñas botellas con un pincel aplicador, son ideales para este propósito. Otra manera de ponerle un número permanente es la de marcarlo con tinta indeleble en una tira de papel que se pega al ejemplar con celulosa o cemento plástico. Un poco de cemento aplicado sobre la etiqueta la protegerá de la humedad y de la abrasión.

Empaque de las muestras para su envío.

Cuando se trata de pocas muestras relativamente ligeras se les puede empacar en cajas de cartón fuertes (es preferible no meterlas en bolsas), pero cuando son muchas las muestras o si son pesadas, se deben usar cajas de madera clavadas, especialmente si las muestras habrán de recorrer grandes distancias. La generalidad de ejemplares de roca no sufrirá daños si se les envuelve en una hoja doble de papel periódico y se les empaca con cuidado junto a otras muestras. Las rocas suaves, los minerales frágiles y la mayor parte de los fósiles deben envolverse primero en papel suave y después en papel más grueso para que queden acojinados y bien protegidos. Conviene rellenar la caja con viruta de madera, paja, pasto, trapos o papel arrugado, ya que casi todo el daño durante el transporte se debe a los movimientos de las muestras sueltas. Las cajas se deben clavar o amarrar firmemente con alambre para resistir un manejo brusco.

Criterios útiles para el trabajo de muestreo sobre afloramientos.

Al extraer una muestra del afloramiento se lleva a cabo un registro de:

- Posición geográfica y geológica del afloramiento
- Estructuras comunes observables en el campo
- Texturas típicas observables en los ejemplares de mano
- Identificación de minerales característicos
- Otras características
 - Minerales diseminados
 - Contenido de fósiles
 - Mecánica de la roca

I.4. MUESTREO SUBSUPERFICIAL EN EL FONDO DEL POZO (NÚCLEOS DE FONDO DE POZO)

El núcleo es una muestra de roca representativa de la formación, tomada a una determinada profundidad. Las mediciones directas sobre los núcleos proporcionan datos indispensables⁴, no disponibles de otras fuentes de información; además, proveen la oportunidad de hacer una inspección visual de las rocas que no pueden obtenerse por el análisis de recortes o de registros. Las dimensiones de la muestra varían en ciertos rangos de diámetro y longitud, que están en función de la herramienta que se utilice para su extracción.

Cuando los núcleos son manejados y analizados adecuadamente, proporcionan información geológica y de ingeniería (petrofísica), que incrementa el entendimiento de la presencia, cantidad y distribución de hidrocarburos en la formación, y finalmente ayudará en la selección de los procesos para obtener un máximo beneficio en su recuperación.

El objetivo fundamental de la toma de núcleos es obtener muestras representativas de las formaciones atravesadas durante la perforación, para determinar las características y propiedades de las rocas y de los fluidos contenidos en ellas. Con la obtención de estas muestras es posible :

- Definir la porosidad, permeabilidad, saturación residual de fluidos, litología, presión capilar, desarrollar pruebas de desplazamiento.
- Definir cambios areales en porosidad, permeabilidad y litología que son necesarios para realizar la caracterización del yacimiento, con el objetivo de estimar reservas y efectuar estudios de simulación.
- Definir la saturación de agua y zonas de transición.
- Estudios de permeabilidad direccional.
- La calibración y/o mejoramiento de la interpretación de registros de pozos.

En general, las operaciones de toma y análisis de núcleos son costosas, por lo que es necesario optimizar cualquier programa diseñado para tal fin, incluyendo la cantidad mínima de análisis que permiten una definición aceptable del yacimiento. Para lograr esto es necesario una planificación y coordinación en la integración de la toma y análisis de núcleos al programa general de evaluación.

En el núcleo de fondo de pozo, la muestra de roca se corta vertical a las formaciones atravesadas en el fondo del pozo, en el momento que se perfora. Dentro de esta técnica de muestreo se pueden encontrar las siguientes variedades:

- Núcleo convencional
- Núcleo con equipo de cable
- Núcleo con mangas de hule
- Núcleo orientado
- Núcleo a presión

I.4.1. NUCLEO CONVENCIONAL.

En esta variedad de núcleo se utiliza el equipo más común, el cual consiste fundamentalmente de un barril exterior que va conectado en el extremo de la sarta de perforación, una barrena colocada abajo del barril y un barril interior colocado dentro del barril exterior, el cual está conectado mediante una junta de seguridad⁵. El barril interior va suspendido en un conjunto de baleros o chumaceras, que le permiten permanecer estacionario durante las operaciones con el fin de evitar que el núcleo cortado se fracture o se trabe a medida que pasa a través de la abertura de la barrena hacia el dispositivo que recibe al núcleo, mientras el barril exterior rota junto con la barrena a medida que se va cortando el núcleo. Una vez que el barril se ha colocado en posición en el fondo y antes de iniciar la operación, se envía una bola de acero a través de la tubería de perforación, la cual se asienta en la parte superior del barril interior, debajo del ensamble giratorio de los baleros, con el fin de permitir que el flujo del lodo de perforación se desvíe a través de aberturas en el barril interior hacia el espacio anular, entre los dos barriles, hasta salir en la cara de la barrena. El receptor del núcleo también previene el deterioro del núcleo a medida que pasa hacia el barril interior. Existen diferentes tipos de receptores de núcleos, cada uno diseñado para maximizar la recuperación en diferentes tipos de formaciones.

Dependiendo de la longitud del barril se recomienda la colocación de varios estabilizadores en el barril exterior, estos van colocados aproximadamente cada 30 pies (aprox. 9 m), con uno colocado inmediatamente arriba de la barrena. Estos ayudan a prevenir el golpeteo y balanceo excesivo del barril en el fondo, lo cual puede originar que se fracturen los núcleos, que se atasquen o que se dañe la barrena. Un ensamblaje normal de barril para toma de núcleos se mide en múltiplos de 30 pies (aprox. 9 m) desde 30 (aprox. 9 m) hasta 90 pies (aprox. 27 m) en longitud, con un diámetro del barril exterior con un rango de 3 ½ a 18 pulgadas. El diámetro de los núcleos varía en rangos de 1 ⅛ hasta 14 pulgadas, siendo los más comunes en el rango de 1 ¼ a 5 ¼ pulgadas, en donde se utilizan barrenas que tienen un rango de tamaños de 3 ¾ a 12 ¼ pulgadas. Las barrenas de extracción de núcleo son similares a las barrenas de perforación convencionales en diseño y función. A diferencia de las barrenas de perforación, las cuales cortan completamente la formación, el diseño de las barrenas para la extracción de núcleo permite cortar la parte anular de un cilindro, saliendo un sólido de la formación sin cortar, que pasa a través del centro de la barrena de extracción desde su base hacia el receptor del núcleo. La Figura I.2. muestra un ensamblado completo y sus componentes de un equipo de extracción de núcleo convencional.

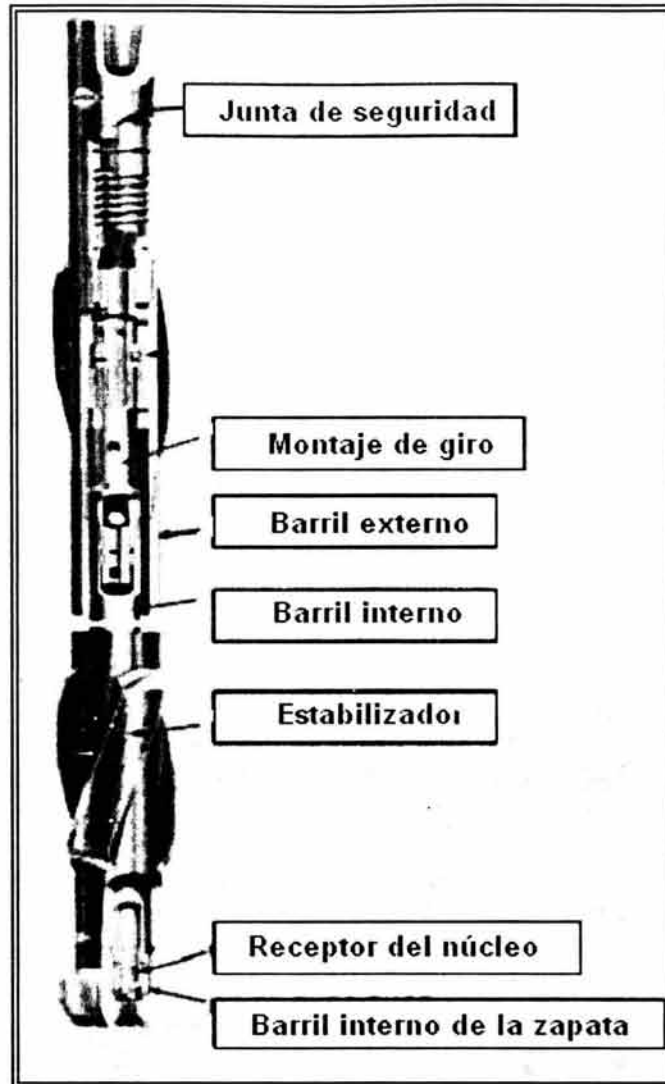


Figura I.2 . Barril para núcleo convencional

Del mismo modo que las barrenas de perforación, las barrenas para corte de núcleos están disponibles en varios diseños mecánicos, como son las Drag-type y Rotary cutter-type las cuales están disponibles y son utilizadas para formaciones suaves o medias; sin embargo, las barrenas más frecuentemente utilizadas en operaciones de corte de núcleos son las de diamante, debido a que el diamante es el material más duro que existe, es resistente a la abrasión, presenta alta resistencia a la compresión pero baja a los esfuerzos de tensión y posee alta conductividad térmica, permitiendo el corte en formaciones duras.

En la Figura I.3. se muestran algunos tipos de barrenas utilizadas en la recuperación de núcleos.



Figura I.3. Tipos de barrenas utilizadas en la recuperación de núcleos

Descripción de las herramientas usadas para la obtención de núcleos convencionales

La mayoría de los barriles de núcleo convencionales son muy similares excepto por el tamaño. Cada uno tiene un barril exterior y un barril interior que acepta el núcleo. La mayoría de estos barriles son capaces de cortar 60 pies (aprox. 18 m) de núcleo, y algunos pueden ser modificados para cortar hasta 90 pies (aprox. 27 m). Algunos de los barriles de núcleo especializados pueden cortar un núcleo de diámetro tan pequeño como de 1 1/8 de pulgada o tan grande como de 14 pulgadas de diámetro. La Tabla I.1 muestra la variedad de tamaños disponibles de barriles para núcleos convencionales.

BARRIL EXTERIOR		DÍAMETRO DEL NÚCLEO, [PG]
D.E., [PG]	D.I., [PG]	
3 1/8	2 1/8	1 1/4
3 1/2	2 1/4	1 1/4
4 1/8	3 1/4	2 1/8
4 3/4	3 3/8	2 1/8
4 3/4	3 3/4	2 5/8
5 3/4	4 3/4	3 1/2
6 1/4	4	2 3/4
6 1/4	4 1/4	2 3/4
6 1/4	4 3/4	3 1/2
6 1/2	5	3 1/2
7	5 3/4	4 3/8
7	5	3 1/2
8 1/4	6 3/4	5 1/4

Tabla I.1 – Tamaños de barril de núcleo convencional

Barril Exterior

Este deberá ser más pequeño en diámetro que el agujero que se está perforando, en él van acoplados de dos a seis estabilizadores (dependiendo de la longitud del núcleo) con el fin de mantenerlo estable.

Los estabilizadores son secciones roscadas removibles, y puesto que están sujetos a trabajos abrasivos, deberán ser reemplazados frecuentemente. La barrena de núcleo, que muchas veces es llamada cabeza del núcleo, es roscada y se une a la parte mas baja del barril de núcleo.

Barril Interior

Este va unido al barril exterior por medio de una junta de seguridad, en la parte inferior final del barril se encuentra un tazón que sostiene al núcleo. Este ensamblaje ha sido desarrollado para capturar y retener el núcleo dentro del barril interior, adicionalmente, también rompe el núcleo liberándolo de la formación al final de la corrida.

En la parte superior del barril interior tiene una válvula check de bola que está diseñada para prevenir que el lodo fluya hacia abajo alrededor del núcleo mientras se nuclea.

Barril Interior con camisa de PVC

Las camisas de PVC (Cloruro de Polivinilo) son utilizadas en el barril interior por dos razones: 1) mejoran la recuperación cuando se nuclea formaciones fracturadas o arenas no consolidadas, puesto que tienen un deslizamiento que reduce el atascamiento. 2) una camisa de PVC hace un tubo de manejo conveniente para núcleos que están fracturados o no consolidados. Estos tipos de formaciones caen fuera cuando se usan barriles convencionales haciendo un manejo del núcleo en la superficie difícil.

Sin embargo el barril interior con camisa de PVC tiene limitaciones de temperatura y esfuerzo, ya que el PVC convencional se suaviza a 140 °F (60°C) mientras que el PVC Clorinado (CPCB.) opera a temperaturas de hasta 180 °F (82.2°C), este a su vez es mas costoso que el PVC y deberá usarse cuando las temperaturas de fondo lo requiera.

Barril Interior con camisas de Fibra de Vidrio

La fibra de vidrio y compuestos de grafito tienen resistencias aproximadas a las del acero. La fibra de vidrio se está usando para barriles interiores de núcleo convencional y sus resinas poliéster resisten temperaturas hasta de 180°F(82.2°C). La fibra de vidrio con resinas epóxicas pueden usarse a

temperaturas tan altas como de 350°F (176°C). La ventaja sobre el barril interior con camisa de PVC es que es más resistente y tolera altas temperaturas de operación, también muchas veces una camisa de PVC es más difícil de remover del barril interior, cuando se usa una camisa interior de fibra de vidrio puede ser removido más fácilmente y enviarse al laboratorio.

I.4.2. NUCLEO CON EQUIPO DE CABLE

La toma de núcleos con equipo de cable o línea de acero, es continua mientras se perfora; generalmente se usa en proyectos costa fuera, en aguas profundas o en operaciones de perforación en las que los viajes para sacar la barrena o recuperar barriles atascados (pescados) son antieconómicos. El equipo de cable y el equipo convencional son similares en que ambos barriles son diseñados en la misma forma.

La diferencia principal entre los dos tipos de barril es que el barril interior del equipo de cable, donde se retiene el núcleo cortado, puede ser retirado con un pescante, accionado mediante un cable, dejando el barril exterior con la barrena en el fondo. Una vez que el barril interior ha sido llevado hasta la superficie, un barril de repuesto se envía por la tubería de perforación y se asienta en la barrena de perforación, este barril interior se acopla en el barril exterior aplicándole presión hidráulica.

La perforación de una sección entre zonas de extracción de núcleos se efectúa sacando el barril interior y bombeando un tapón hacia el fondo, el cual se asienta en el centro de la barrena cortadora de núcleos bloqueando los orificios de la misma, cuando se alcanza otra zona a ser muestreada se pesca el tapón con herramienta de cable y se bombea un barril interior a través de la tubería de perforación. En la mayoría de los barriles accionados por cables, las dimensiones máximas de los núcleos cortados son de 1 ¾ pulgadas por 15 pies (aprox. 5 m) de longitud.

Barril de núcleo con equipo de cable

Lo que hace diferente el núcleo con línea de acero del núcleo convencional es que el barril interior es una parte independiente de la herramienta y puede ser removido y retirado como una sola sección independiente. Los barriles de núcleo con línea de acero están hechos en una gran variedad de tamaños y generalmente cortan de 15 a 30 pies (aprox. 5 a 9 m) de núcleo.

El único aspecto negativo de un barril de núcleo con línea de acero es que el barril interior removible deberá ser muy pequeño para lograr que sea retirado a través de la tubería de perforación. Como se muestra en la Tabla I.2, los barriles interiores para línea de acero son muy pequeños y pueden ser retirados a través de una tubería de perforación de 4 ½ pulgadas. En la Figura I.4 se muestra un esquema típico de un barril de núcleo con línea de acero.

Barril de núcleo, Diámetro exterior [PG]	Tamaño de núcleo, Diámetro exterior [PG.]	Tubería de perforación, Diámetro interior [PG]
5 ³ / ₄	1 ⁵ / ₈	2 ¹³ / ₁₆
6 ¹ / ₄	2 ³ / ₈	2 ¹³ / ₁₆
6 ³ / ₄	2 ³ / ₄	3 ¹ / ₂
6 ³ / ₄	2	2 ¹³ / ₁₆
7	2 ³ / ₈	2 ¹³ / ₁₆

Tabla I.2- Tamaños de barril de núcleo con equipo de cable.

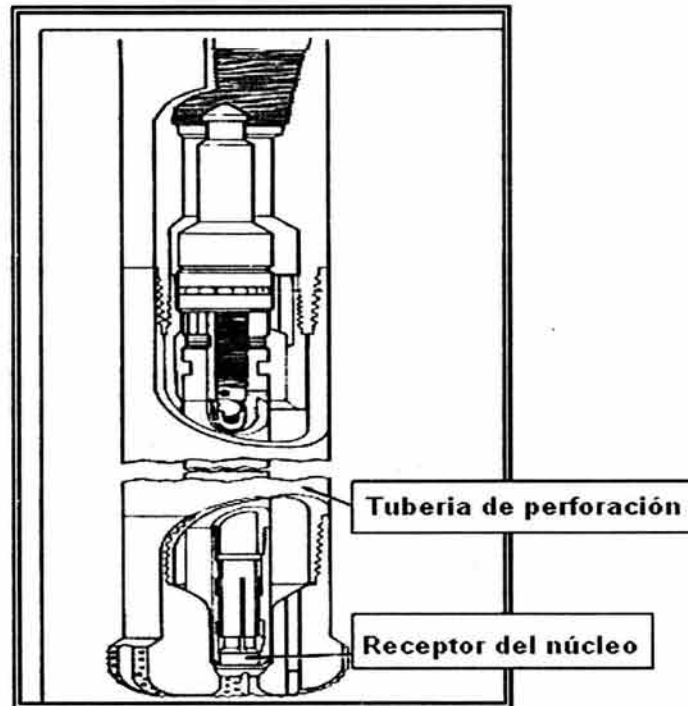


Figura I.4. Esquema de un barril para núcleo con línea de acero

I.4.3. NUCLEO CON MANGA DE HULE

La toma de núcleos con manga de hule se utiliza para maximizar la recuperación de núcleos en formaciones blandas poco consolidadas, también se utiliza para la toma de núcleos en formaciones altamente fracturadas o en conglomerados pobremente cementados.

A medida que se corta el núcleo, de aproximadamente 3 pulgadas de diámetro por 20 pies (aprox. 6 m) de longitud, pasa a una manga de hule de aproximadamente 22 pies (aprox. 7 m) de longitud y 2 ³/₈ pulgadas de diámetro interno. Los últimos 8 pies (aprox. 2 m) de la manga tienen un diámetro interno de 1 ¹/₂ pulgada para evitar que los sedimentos o rocas fracturadas se salgan por el extremo de la manga. La manga de hule también protege al núcleo del lavado

de los fluidos de perforación y de la contaminación, reduciendo también el atascamiento del núcleo en el barril interno.

Existe una compañía que posee la patente exclusiva de ese tipo de ensambles y es la única compañía que suministra este tipo de servicio. La configuración del ensamble del equipo de manga de hule es bastante complicado y debido a la complejidad de su mecanismo interno, hay muchas cosas que pueden hacerse incorrectamente durante las operaciones de toma de núcleos. Generalmente la recuperación del núcleo es directamente proporcional a la experiencia del ingeniero de la compañía que se encuentre en la localización.

El ensamblaje del equipo de manga de hule consiste de un barril exterior, un barril intermedio, un barril interior y un tubo removedor. Tanto el barril interior como el barril intermedio son en longitud aproximadamente de la mitad del barril exterior. Ambos se ajustan a la mitad inferior del barril exterior. La manga de hule es doblada sobre si misma hasta que alcance una longitud cerca de 10 pies (aprox. 3 m), siendo físicamente acoplada al exterior del barril interno. Un extremo de la manga de hule es doblado hacia el interior del barril interno, donde se conecta al extremo interior del tubo removedor, el cual cuelga dentro del barril interno y se mantiene en su sitio por medio de resortes que previenen cualquier movimiento del tubo hacia arriba o hacia abajo durante la toma del núcleo.

Cuando el barril se encuentra en el fondo y se ha circulado el pozo con el fluido de perforación, se bombea un tapón por la tubería de perforación y se asienta en el tope del tubo removedor. Este tapón desvía el flujo del lodo de perforación hacia el espacio anular entre los barriles, exterior e interior, de tal forma que el lodo en vez de salir por los orificios de la barrena, lo hace a través de unos agujeros que se encuentran en la cara de la barrena. El tapón también libera lo que se conoce como el cerrojo del tubo removedor, lo cual permite que una junta de expansión, de 2 pies (aprox. 0.6 m), en la parte superior del barril exterior se cierre o se aplaste. Una vez que la junta de expansión se ha aplastado, se permite que los tres barriles perforen. Conforme los tres barriles se mueven 2 pies (aprox. 0.6 m) hacia abajo, el tubo removedor se mantiene en su sitio.

A medida que la manga de hule va siendo removida del exterior hacia el interior del barril interno recibe el núcleo que va pasando a través de la abertura de la barrena hacia el barril interno. Una vez que se han cortado dos pies (aprox. 0.6 m) del núcleo, la junta de expansión en el barril exterior es aplastada nuevamente y los barriles efectúan la operación de perforación otra vez. Esta operación se repite un total de 10 veces hasta que se cortan 20 pies (aprox. 6 m) de núcleo, después de lo cual el núcleo estará completamente colocado dentro de la manga de hule y en el interior del barril interno. El tubo removedor termina en la parte superior del barril exterior y se extiende hacia arriba dentro de la tubería de perforación. A medida que el núcleo con manga de hule es cortado, este no se mueve con relación a las capas adyacentes.

Barril de núcleo con manga de hule

Como se ha mencionado este tipo particular de barril ha sido desarrollado para hacer un mejor trabajo de recuperación de muestras de formaciones no consolidadas o fracturadas. Las dimensiones de la herramienta se muestran en la Tabla I.3. Una representación esquemática del barril de núcleo con manga de hule se muestra en la Figura I.5.

Barril exterior, diámetro exterior, [pg]	6 ⁷ / ₈
Tamaño del núcleo, [pg]	3
Longitud del núcleo, [pies]	20 (aprox. 6 m.)
Longitud total del barril, [pies]	38 (aprox. 12 m)
Rango de tamaño de la barrena de diamante, [pg]	7 ¹ / ₂ a 9 ⁵ / ₈

Tabla I.3.- Dimensiones de los componentes de un barril de núcleo con manga de hule

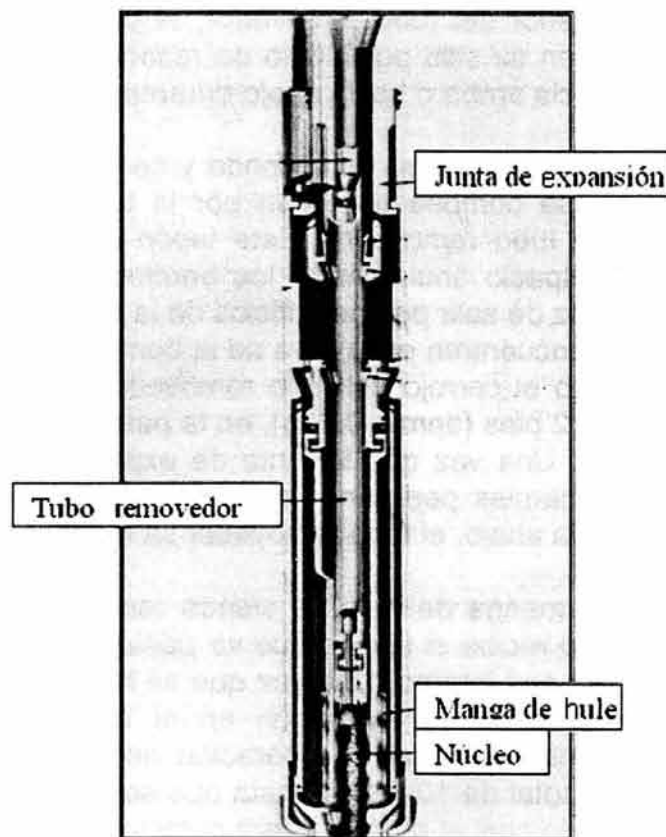


Figura I.5. Esquema de un barril para núcleo con manga de hule.

I.4.4. NUCLEO ORIENTADO

La toma de núcleos orientados se presenta cuando un núcleo se corta y una vez recuperado puede ser orientado en el yacimiento, exactamente como estaba antes de que la formación fuese muestreada. Este tipo de núcleo se utiliza en análisis de orientación de fracturas, estudios de rumbo y echado, estudios de permeabilidad direccional, estudios estratigráficos, obtención de secciones delgadas orientadas y también se usa extensamente en la industria minera.

Actualmente solo una compañía presta el servicio de corte de núcleos orientados, incluyendo la opción de núcleos con manga de hule. El núcleo orientado una vez cortado, se extrae y se maneja de una manera similar al núcleo convencional. La principal diferencia entre las dos técnicas es la presencia de 3 cuchillas de tungsteno al carbón o marcadores dentro de la zapata receptora del núcleo. A medida que el núcleo pasa hacia el barril interior los tres marcadores producen canales verticales a lo largo del núcleo. Estos canales varían desde 1/16 hasta 3/32 pulgadas en profundidad.

El canal de referencia en el núcleo recuperado se orienta hacia el norte por medio de un instrumento magnético o giroscopio. Este instrumento registrador se bombea por la tubería de perforación antes del comienzo del corte del núcleo y se asienta en la ranura de referencia de un cuello no magnético por encima del barril. Este aparato toma fotos periódicas durante la operación y mide el ángulo y dirección del echado llevando un control riguroso de la profundidad contra el tiempo. Después de extraer el instrumento, se revela la película y el ángulo y dirección del echado contra profundidad se determinan fácilmente. El núcleo puede entonces fijarse a un goniómetro orientador usando el ángulo y dirección del echado. De esta manera se pueden leer directamente en el goniómetro, la dirección, el ángulo del echado y el rumbo. También se puede determinar el rumbo, la dirección y echado de la fractura.

En el estudio de núcleos orientados existe el problema de que si se sospecha una pérdida de parte del núcleo, se presentan dudas con relación a qué sitio se le asignará la porción perdida, lo cual afectará los estudios de orientación, debido a que las medidas direccionales están relacionadas a tiempo y profundidad. Otro problema se presenta, si el núcleo fracturado gira en la entrada de la barrena antes de ser marcado por la zapata receptora del núcleo. La compañía de servicio considera que los tres marcadores mantienen suficiente presión sobre los segmentos del núcleo para prevenir cualquier movimiento rotatorio debajo de ellos.

El tamaño del barril para la toma de núcleos orientados varía de $4 \frac{1}{8}$ a $7 \frac{5}{8}$ pulgadas y el tamaño de las barrenas varía de $5 \frac{31}{32}$ a $8 \frac{7}{8}$ pulgadas. Se puede disponer de núcleos en diámetros de $1 \frac{7}{8}$ a $5 \frac{1}{4}$ pulgadas.

Barril de nucleo orientado.

En la Figura I.6 se muestra un esquema de un barril para nucleo orientado. Para determinar la inclinación de la formación, es necesario primero determinar la orientación del núcleo. Esto se hace usando una zapata trazadora localizada debajo del receptor del núcleo (ver la Figura I.6). Este arreglo permite la determinación de la dirección del núcleo, la desviación del agujero y el echado de la formación.

Una vez que se han registrado datos obtenidos del nucleo, con la ayuda de un goniómetro, se verifica el echado de la formación por medio de la inspección del núcleo, con el fin de comparar resultados y ver si los resultados obtenidos con el barril son confiables.

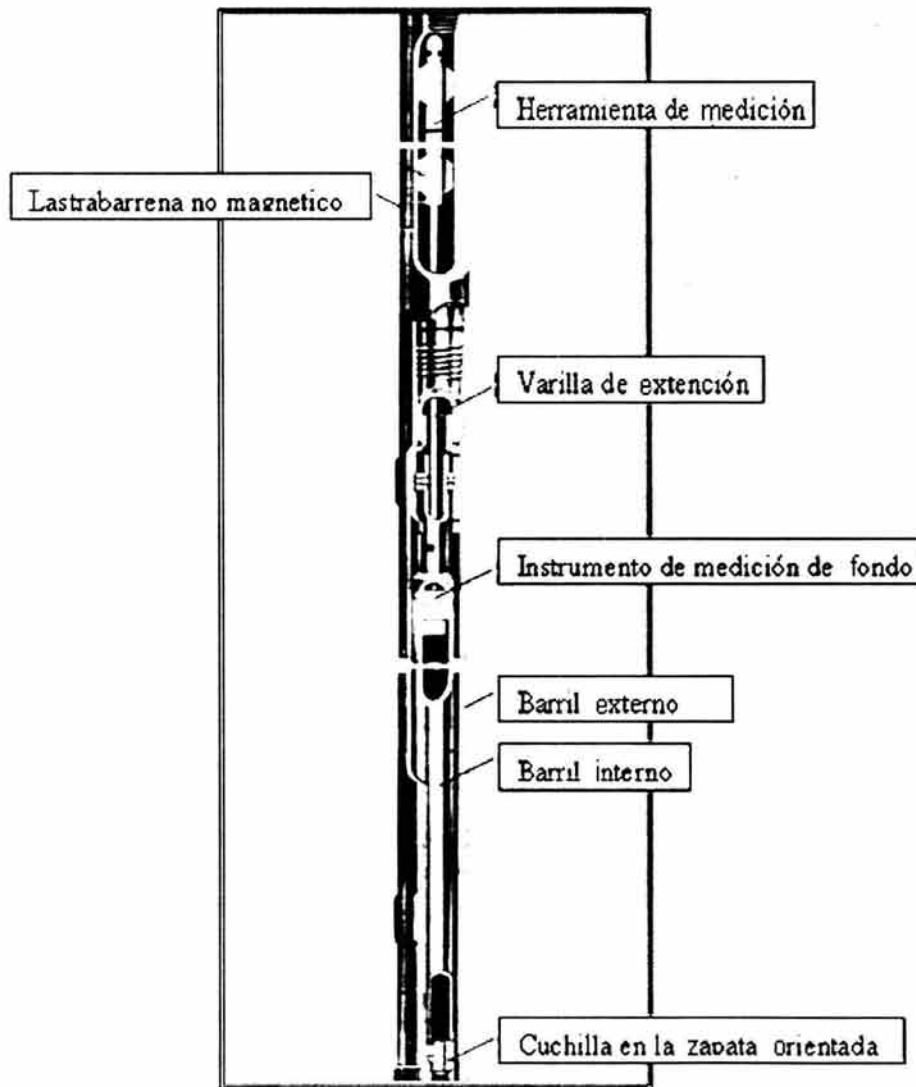


Figura I.6. Esquema de barril de nucleo orientado

I.4.5. NUCLEO A PRESIÓN.

La toma de núcleos a presión se usa cuando se requiere cortar y recuperar un núcleo a la presión del yacimiento. En los cuatro ensamblajes de núcleos descritos previamente, después de que el núcleo se corta y durante el viaje hacia fuera del pozo, la presión hidrostática sobre el núcleo se reduce y éste esencialmente se expande. Durante esta expansión los gases o fluidos del yacimiento son liberados o expulsados del espacio poroso a medida que la presión se reduce. Este proceso puede alterar los resultados de estudios en los que se necesita un conocimiento preciso del contenido y saturaciones de fluidos. El ensamblaje del equipo para toma de núcleos presurizados evita la descompresión del núcleo cuando se está sacando del agujero y lo mantiene a la presión del yacimiento hasta que es congelado para su envío al laboratorio.

El núcleo presurizado se corta en la misma forma que el núcleo convencional, pero después de cortado el barril interior se sella mediante el bombeo de una bola de acero de $1\frac{1}{4}$ de pulgada dentro de la tubería de perforación, estando la barrena levantada varios pies del fondo. La bola de acero se asienta en la parte superior del barril y mediante la aplicación de un exceso de presión de 200 lb/pg² (aprox. 14 kg/cm²) encima de ella activa un mecanismo en el barril exterior que le permite a éste moverse 19 pulgadas hacia abajo con relación al barril interior; este movimiento cierra un sello de presión por encima del barril interior y origina que la válvula de bola en el barril exterior se mueva hacia abajo sellando el extremo inferior del barril interior.

Un acumulador de gas con un pistón libre, actúa como colchón para compensar por cambios de volumen debido a la contracción térmica del contenido del barril y a la expansión que ocurre cuando se reduce la presión externa. El barril del equipo de toma de núcleos presurizados tiene un diámetro externo máximo de 6 pulgadas y una longitud total de 19 pies (aprox. 6 m). Una de las principales limitaciones de este tipo de ensamblaje es que el núcleo recuperado tiene un diámetro de $2\frac{5}{8}$ pulgadas y una longitud de 10 pies (aprox. 3 m). También la presión máxima de trabajo del barril es de 5000 lb/pg² (352 kg/cm²), lo cual limita severamente la profundidad a la cual el barril puede ser utilizado. Aunque este tipo de ensamblaje previene la descompresión o el escape de los fluidos del núcleo a presiones reducidas, no previene la filtración o lavado del núcleo antes o durante el proceso de corte, tampoco previene la remoción o lavado de fluidos y gases de la formación adelante de la barrena antes de que el núcleo pase por la abertura de está hacia el barril interior. Este lavado o filtración delante de la barrena puede reducir o alterar drásticamente el contenido de fluidos y los porcentajes de saturación en el núcleo.

Estudios y experiencias de campo han demostrado que el lavado o invasión del filtrado puede reducirse a través de ciertos procedimientos operacionales

Una vez que se ha cortado, el núcleo sellado es llevado a la superficie a la presión de formación, luego es congelado y preservado con hielo seco o en algunas ocasiones con nitrógeno líquido.

Barril de núcleo a presión

Es necesario contar con componentes especializados para llevar una muestra presurizada de la formación hasta la superficie. Específicamente, el barril interior deberá ser sellado para mantener la presión constante en la muestra. Esto se logra colocando válvulas tanto arriba y abajo del núcleo en el barril interior.

El barril de núcleo a presión también contiene un tanque de nitrógeno a alta presión (mayor que la presión de formación), un regulador para mantener la presión de formación y un sistema de conexión de alta presión al tanque de nitrógeno, al regulador y al núcleo sellado. El sistema de nitrógeno debe soportar los cambios de presión y volumen debido a la temperatura, para prevenir fugas menores que podrían ocurrir en el sistema.

I.4.6. MANEJO Y PRESERVACIÓN DE LOS NÚCLEOS DE FONDO

Una de las etapas más importantes en las operaciones de toma de núcleos es el retiro del núcleo del barril⁶. En la Figura I.7 se muestra el retiro del barril externo del interno, y en la Figura I.8 se muestra las operaciones que se realizan en el retiro del núcleo del barril interior.

El geólogo o ingeniero a cargo de la operación deberá permanecer en el piso de perforación durante esta operación. Se recomienda el uso de tenazas para sostener el núcleo, lo cual evitará que se deslice fuera del barril y se haga pedazos cuando golpee el piso de la torre.

Debe tenerse cuidado en no girar el núcleo a medida que se remueva del barril. Una técnica comúnmente utilizada para sacar el núcleo consiste en deslizarlo entre dos tubos que han sido fuertemente unidos, y de esta manera el núcleo puede ser colocado, limpiado, medido, descrito, muestreado y almacenado en cajas con relativa facilidad.

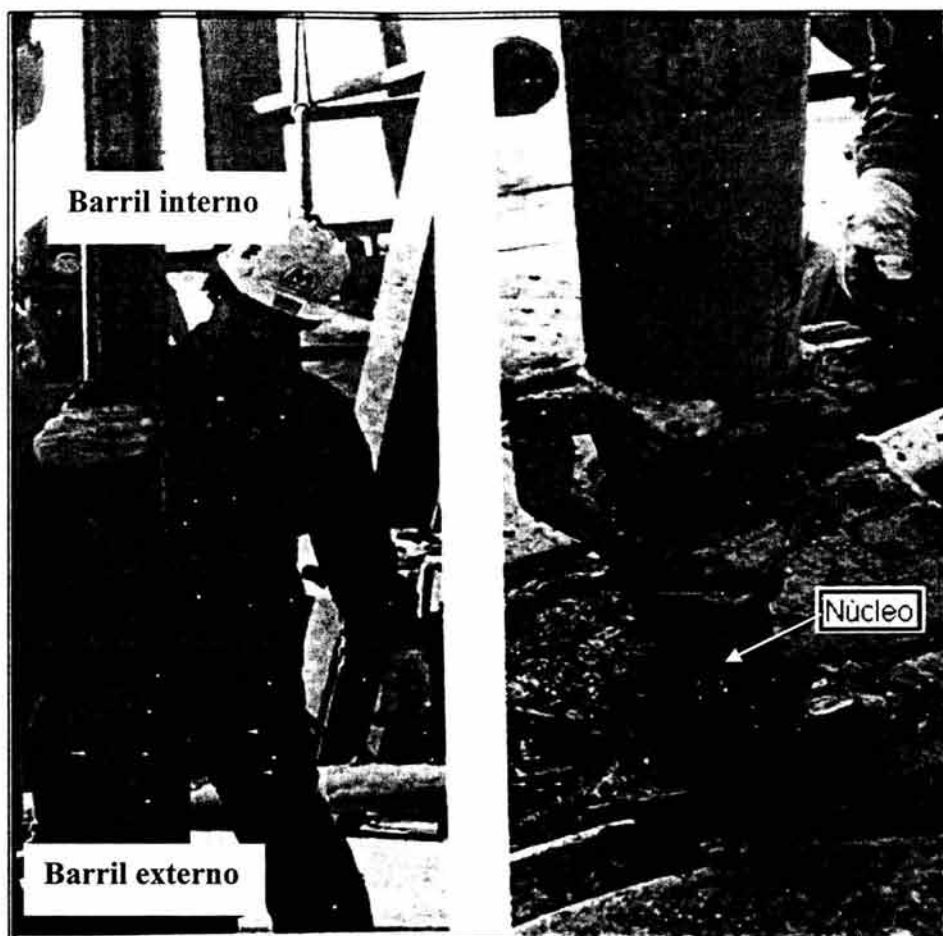


Figura I.7. Retiro del barril interno, del barril externo. Figura I.8. Retiro del núcleo del barril interno

Existen diferentes métodos usados en la identificación, preservación y almacenamiento de núcleos. El procedimiento generalmente recomendado es que después de recuperado el barril de núcleo, se extrae el barril interior y se deja colgando de la barrena generalmente por 5 minutos con el fin de permitir el drene del lodo de perforación. Entonces, se baja el barril hasta que se encuentre a 6 pulgadas del piso, el receptor del núcleo se quita y se colocan abrazaderas en el fondo del barril para ayudar en la recuperación del núcleo, el cual es jalado en la forma normal. La operación de extracción del núcleo del barril puede ser peligrosa, se utiliza una manga de hule, la cual frecuentemente contiene lodo bajo presión y puede ser peligroso si la manga se parte o revienta. Es importante saber que si se perfora la manga con el fin de liberar la presión hay que mantenerse alejado, requiriéndose un equipo especial de protección durante esta operación.

Si el núcleo va a extraerse de una zona donde se sospeche la presencia de H_2S deben tomarse las precauciones necesarias.

Tan pronto como el núcleo se remueva del barril interior, se limpia del fluido de perforación hasta permitir una descripción visual del mismo. El núcleo nunca

debe lavarse con una manguera ya que esto alterará las saturaciones y el contenido de fluidos antes de medirse, todas las piezas del núcleo se colocan juntas en el orden adecuado (Figura I.9), asegurándose que los extremos fracturados engranen juntos. Posteriormente se utilizan marcadores de colores trazando dos líneas paralelas a lo largo del núcleo para asegurarse de que durante el análisis de los núcleos no se volteen accidentalmente.



Figura. I.9. Ordenamiento y marcado de los núcleos extraídos

Los núcleos deben protegerse (empacarse) para evitar que se dañen durante su transporte del pozo al laboratorio; también deben preservarse para que no se alteren durante el tiempo que permanezcan almacenados en el laboratorio, antes de ser analizados.

Algunas formas de proteger y preservar los núcleos son las siguientes:

- a) Empacar con cajas de lámina, madera, cartón o algún otro material resistente. Antes de empacarse, los núcleos deben envolverse con un material no absorbente (plástico). Colocados los núcleos en las cajas, se rellenan los huecos con algún material ligero para evitar el movimiento de los núcleos.
- b) Empacar en tubos de metal (acero o aluminio) o de plástico. Los tubos deben tener un diámetro interior ligeramente mayor que el de los núcleos y se requieren tapones en ambos extremos. Antes de empacarse, los núcleos se envuelven con plástico.

- c) Recubrir con plástico. El núcleo se recubre con una capa de plástico de 1/16" de espesor. Se recomienda empaquetar el núcleo, según el procedimiento a) o el b), si se va a transportar.
- d) Envolver con manga elástica de hule o neopreno. Algunos equipos muestreadores envuelven al núcleo con un tubo de material flexible al momento de cortar. Sin quitarle este tubo, se recomienda empaquetar el núcleo según a) o b), si se va a transportar. Este procedimiento es generalmente utilizado en formaciones deleznableles o en formaciones con porosidad secundaria.
- e) Congelar. El núcleo se congela con hielo seco, para lo cual se requiere de recipientes especiales, tipo termo (Figura I.10). Este procedimiento resulta muy práctico cuando el laboratorio está cerca del pozo y se van a realizar los análisis inmediatamente. También se utiliza para conservar los núcleos recuperados a presión (núcleos presurizados).

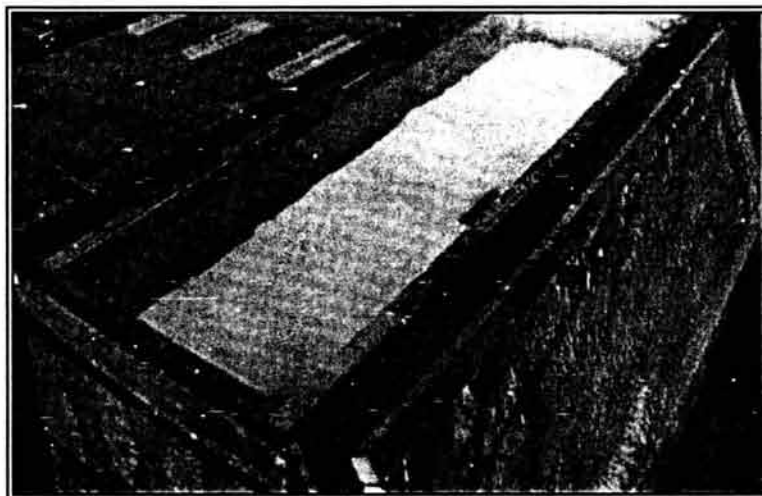


Figura I.10 Preservación de muestras de núcleo, congelándolas con hielo seco.

I.4.7. INFORMACIÓN QUE DEBE ENVIARSE AL LABORATORIO JUNTO CON LOS NÚCLEOS.

1- Datos del pozo

- 1.1 Nombre y número
- 1.2 Nombre del campo y/o yacimiento al que pertenece
- 1.3 Elevación de la mesa rotaria
- 1.4 Plano de localización del pozo
- 1.5 Copia de los registros geofísicos tomados en el intervalo muestreado

2- Datos de los núcleos

- 2.1 Fecha de extracción del núcleo
- 2.2 Tipo de núcleo (de fondo o de pared)
- 2.3 Número de núcleo
- 2.4 Intervalo nucleado (profundidades)
- 2.5 Recuperación (cuánto se recuperó de lo que se cortó, en %)
- 2.6 Formación nucleada
- 2.7 Yacimiento al que pertenece el núcleo
- 2.8 Descripción litológica (al momento de sacarse, descripción no detallada)
- 2.9 Tipo de protección o preservación que tiene el núcleo

3- Datos de los fluidos relacionados a los núcleos

- 3.1 Características y propiedades del fluidos de perforación utilizado en la operación de corte del núcleo
- 3.2 Características y propiedades de los hidrocarburos saturantes (aceite y/o gas)
- 3.3 Características y propiedades del agua de formación
- 3.4 Características y propiedades del agua de inyección o del fluido desplazante, en caso de que el núcleo esté considerado en un proyecto de recuperación secundaria o mejorada.

4- Relación detallada de los análisis de laboratorio que se requieren y la aplicación que tendrán los resultados

Hoja de datos.

Las muestras se acompañan de una hoja de datos, para proporcionar una información más completa. La Figura I.11 muestra una forma de la hoja de datos. Es importante que la muestra vaya acompañada de tanta información como sea posible. A continuación se enlista la información más útil,

Descripción de la litología.

- Indicación del tipo de lodo, peso. pérdida de filtrados, cloruros y tratamientos químicos.
- Densidad del aceite producido en la zona.
- Indicar las pruebas deseadas.
- Persona a la que se le envía la información.
- Compañía, campo, pozo y zona.
- Información del tiempo de exposición del núcleo previo al muestreo, clima, dificultad de la remoción del barril nucleador etc.
- Registro del núcleo y registro de perforación.

- Registro de pozo (si se dispone de él)
- Elevación del pozo.

1.- Operador	10.- Enviar resultados preliminares. Para _____ De (Operador) _____
2.- Pozo	
3.- Campo	
4.- Ciudad	
5.- Estado	
6.- Localización	
7.- Elevación _____ GR _____ DF _____ RF	
8.- Análisis Requeridos. a) Análisis de rutina Saturación de fluidos _____ Porosidad _____ Elevación _____ b) Pruebas especiales _____ _____	12.- Formación
	13.- Registro del núcleo. Si ___ No ___
	14.- Densidad del aceite crudo ___ API
	15.- Número de núcleo.
	16.- Fecha de núcleo.
9.- Datos del fluido de perforación. Tipo _____ Peso _____ Viscosidad _____ Perdida de agua _____ PH _____	17.- Muestreado por:
	18.- Cloruros en agua de formación: ppm _____
	19.- Tipo de núcleo Convencional _____ Orientado _____ De pared _____
	20.- Abreviatura litológica: anhy.- anhidrita dol.- dolomia cgl.- conglomerado Sd.- arena. Sh.- lutita
	21.- Observaciones

Figura I.11. Ejemplo de registro para análisis de núcleos.

En la práctica, la hoja que contiene la información sobre los núcleos y los tapones, se reporta de varias formas dependiendo de los datos con que se cuente y de la persona encargada de revisar y entregar el reporte, la mayoría de las veces la hoja de datos que se presenta como ejemplo en los libros resulta poco practica para las personas que trabajan en el registro y preservación de los núcleos. En la Figura I.12 se muestra otra forma de entregar lo resultados de manera tubular.

Pozo _____ Tipo de núcleo _____




Piezas del núcleo. Orientación.	Profundidad. Caja No.	Tipo de estructura	Tipo de litología	Comentarios
	1		Caliza	Tapón
	5		Dolomía.	Tapón
	7			Núcleo completo

Figura I.12 Hoja de inventario de datos

I.5. MUESTREO SUBSUPERFICIAL EN LA PARED DEL POZO (NUCLEO DE PARED)

Durante la perforación de un pozo petrolero, muchas veces algunos intervalos promisorios son pasados inadvertidamente debido a cambios imprevistos en la estratigrafía de las formaciones; sin embargo, al correr registros de pozos aparecen estos intervalos de interés; pero como el pozo ya fue perforado entonces no es posible obtener núcleos de fondo para estudiar en forma directa las propiedades de la roca. Afortunadamente, existen otros métodos para obtener muestras de roca de las formaciones de interés conocidos como nucleo de pared.

Esto complementará la información del pozo no solo bajo el punto de vista de registros eléctricos y radioactivos, sino también desde el punto de vista de muestras de las formaciones.

Desafortunadamente, existen limitaciones asociadas con el proceso de nucleo de pared, como lo es el pozo en sí, así como el hecho de que las

formaciones se encuentran alteradas en algún grado debido al proceso de perforación y el pequeño tamaño de los núcleos. Otros problemas asociados al núcleo de pared, es que las mediciones realizadas sobre las muestras obtenidas son menos representativas que las efectuadas sobre muestras obtenidas con núcleos de fondo y los resultados deberán corregirse por condiciones de presión, temperatura, alteraciones de mojabilidad y esfuerzos en el punto de muestreo.

Principio del equipo para núcleo de pared

La Figura I.13 muestra el principio del equipo. Consiste en disparar dentro de la formación, por medio de ignición eléctrica de pólvora, balas cilíndricas vacías que funcionan como tubos de extracción de muestras. La bala permanece sujeta al cañón, por medio de alambres, mediante los cuales se puede recuperar. Mediante la aplicación de tensión al cable que esta fijado al cañón la bala puede ser extraída de la formación.

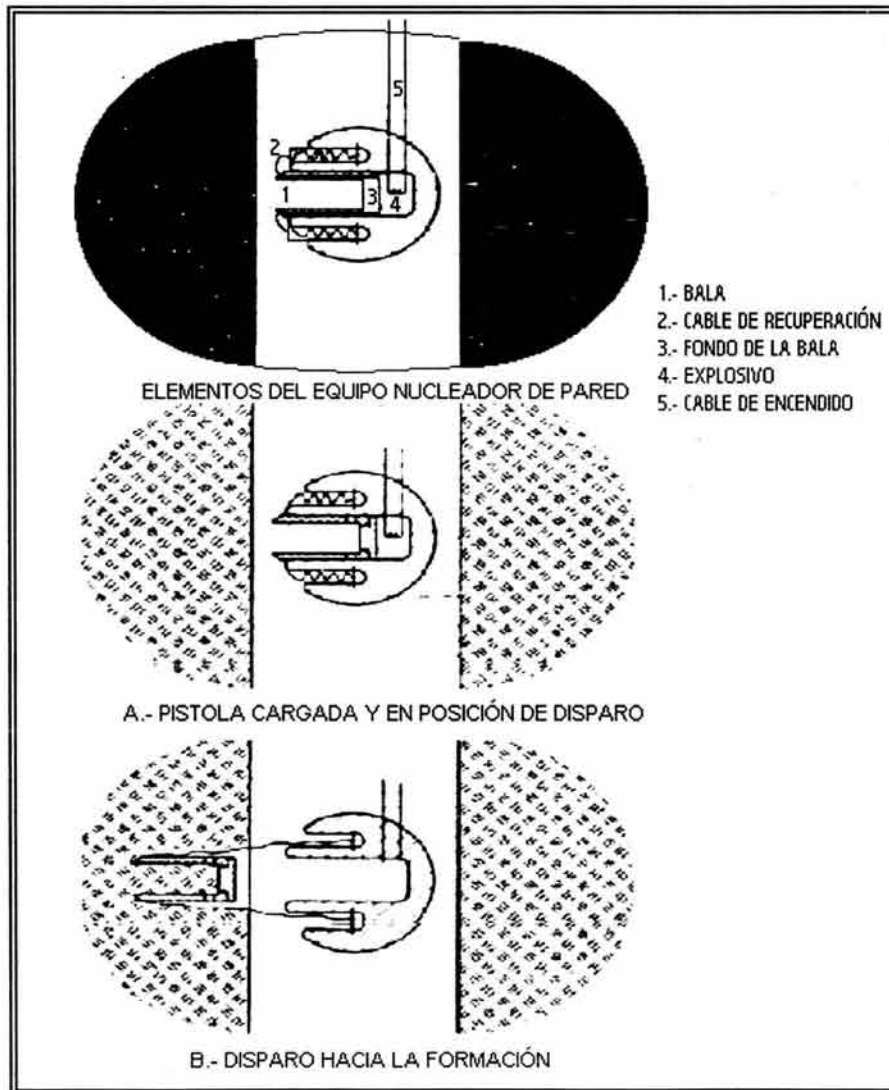


Figura I.13. Elementos básicos y principio del instrumento en la toma de núcleos de pared

El cañón

Este dispositivo contiene varias balas como lo muestra la Figura I.14, cada bala es disparada con una separación entre cada una de ellas a un nivel determinado para la toma de muestras. El cañón se baja en la perforación sujeto a la punta del mismo cable que se utiliza para el registro eléctrico. La conexión al cable esta hecha por medio de juntas roscadas, de modo que los cañones pueden intercambiarse con rapidez, en el caso que se utilice más de un cañón.

Existen varios modelos de dispositivos para la extracción de núcleos de pared, de los más convencionales se encuentran:

- 1) Extractor de muestras grande de 30 disparos. El diámetro y largo máximo de los testigos ó núcleos son, respectivamente, $1\frac{3}{16}$ y $2\frac{1}{4}$ de pulgada para formaciones blandas y formaciones duras. El mínimo diámetro el pozo en el cual puede usarse el extractor de muestras grandes es de $7\frac{1}{2}$ pulgadas.
- 2) Extractor de muestras mediano de 24 disparos. Este instrumento toma testigos de diámetros de 1" y de $1\frac{3}{16}$ ", respectivamente para formaciones blandas y duras, siendo su largo máximo de $1\frac{3}{4}$ " en ambos casos. El diámetro mínimo de pozo es de $6\frac{1}{4}$ ".
- 3) Extractor de muestras pequeño de 6 y 18 disparos, para formaciones blandas solamente. Los testigos son de $\frac{3}{4}$ " de diámetro y pueden ser hasta de $2\frac{1}{4}$ " de largo. El mínimo diámetro de pozo seguro para el modelo de 18 tiros es de $6\frac{1}{2}$ " y para el modelo de 6 tiros es de $5\frac{1}{2}$ ".

Operaciones en el campo

Las muestras de pared de pozos son tomadas cuando ya se efectuaron registros eléctricos y/o radioactivos. Estos indicarán las zonas interesantes no muestreadas y/o zonas sobre las cuales es deseable mayor información. Para fijar con exactitud la profundidad de disparo, el operador trabajará tanto con el registro de potencial espontáneo (SP) y el registro eléctrico y/o radiactivo con el fin de determinar las profundidades a las cuales es conveniente realizar el muestreo.

Información de los núcleos de pared

En muchas formaciones las balas grandes recuperan muestras que son de suficiente tamaño para la determinación cuantitativa de porosidad, permeabilidad, contenido de fluidos y otros datos usualmente obtenidos por análisis de núcleos convencionales. En otros casos, la información obtenida de las muestras es esencialmente cualitativa.

Eficiencia

La eficiencia del cañón depende del tipo de formación que se esté muestreando. Su recuperación promedio es mayor de 70%.

Aplicaciones

- a) Los tomadores de muestra de pared se utilizan para confirmar y aclarar las interpretaciones de los registros eléctricos y radioactivos, particularmente con respecto a la existencia de las zonas petrolíferas, y/o acuíferas.
- b) En formaciones suficientemente blandas el tomador de muestras grande suministra testigos para un análisis completo de laboratorios, para litología, paleontología, saturación, densidad de los hidrocarburos, etc.

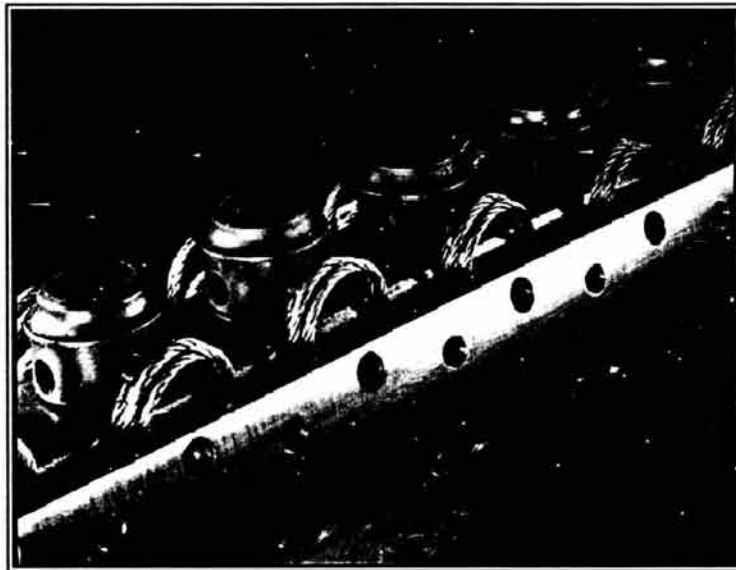


Figura I.14. Herramienta que se utiliza en la toma de núcleos de pared.

Tabla I.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS NÚCLEOS DE FONDO Y DE PARED DEL POZO

	TIPO	CARACTERÍSTICAS	LIMITACIONES
NÚCLEO DE FONDO	NÚCLEO CONVENCIONAL	Se utiliza el equipo mas común. Aplicable en formaciones consolidadas. En formaciones fracturadas o no consolidadas se utiliza camisas de PVC	Es necesario en yacimientos con alta temperatura el uso de fibra de vidrio y compuestos de grafito, pues estos son resistentes a altas temperaturas, la limitante es que se eleva el costo apreciablemente.
	NÚCLEO CON EQUIPO DE CABLE	Este tipo de nucleo es continuo mientras se esta perforando. No es necesario sacar la sarta de perforación para realizar el corte de los núcleos. Aplicables en formaciones consolidadas.	El barril interior removible deberá ser muy pequeño para lograr que sea retirado a través de la tubería de perforación. No recomendable en formaciones poco consolidadas o fracturadas, así como en yacimientos con altas temperaturas.
	NÚCLEO CON MANGA DE HULE	Se usa para maximizar la recuperación de núcleos en formaciones blandas poco consolidadas, también se utiliza para la toma de núcleos en formaciones altamente fracturadas o en conglomerados pobremente cementados.	No recomendables en yacimientos con altas temperaturas. Las operaciones y el manejo de los núcleos debe ser muy cuidadosos.
	NÚCLEO ORIENTADO	EL núcleo obtenido puede ser orientado en el yacimiento, exactamente como estaba antes de que la formación fuese muestreada. Este núcleo se utiliza en análisis de orientación de fracturas, estudios de rumbo y echado, estudios de permeabilidad direccional, estudios estratigráficos, obtención de secciones delgadas orientadas. Aplicable en formaciones consolidadas, no consolidadas y fracturadas.	Las operaciones para obtener el núcleo deben realizarse con mucho cuidado así como la preservación y manejo de este en superficie para su envío al laboratorio. Costos de operación elevados.
	NÚCLEO A PRESIÓN	La toma de núcleos a presión, se usa cuando se requiere cortar y recuperar un núcleo a la presión del yacimiento. Se utilizan componentes especializados para llevar una muestra presurizada de la formación hasta la superficie. Con ellos se puede obtener la saturación de fluidos y presión que se tiene en el yacimiento siempre y cuando se tomen en cuenta las variaciones que sufrió el núcleo en el viaje hacia la superficie.	Costos de operación elevados. Las operaciones para obtener el núcleo deben realizarse con mucho cuidado. El manejo del núcleo en la superficie deberá realizarse con mucho cuidado, para su envío al laboratorio
NÚCLEO DE PARED	NÚCLEO DE PARED	Son muestras de volumen pequeño que se obtienen de la pared del pozo la cual ya ha sido alterada por el lodo de perforación. Los núcleos de pared ayudan en análisis geológicos y petrofísicos limitados.	Las mediciones realizadas sobre las muestras obtenidas son menos representativas que las efectuadas sobre muestras obtenidas con núcleos de fondo y los resultados deberán corregirse por condiciones de presión, temperatura, alteraciones de mojabilidad y esfuerzos en el punto de muestreo.

CAPÍTULO II. SECUENCIAS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO Y PREPARACIÓN DE MUESTRAS.

II.1. TIPOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Análisis convencional

Se efectúa sobre pequeños tapones obtenidos de los núcleos que se recuperan en el pozo y se realizan los análisis a las condiciones de laboratorio, se emplea en formaciones homogéneas

Análisis de núcleo completo.

Se usa donde debido a la presencia de fracturas, cavernas, vesículas o desarrollo de porosidad errática, el volumen individual de los espacios porosos puede ser grande en comparación con las muestras de tapón. Esto comprende esencialmente el uso de todo el núcleo en piezas tan grandes como sean posibles, recobradas del intervalo a ser probado.

Análisis de núcleos de pared

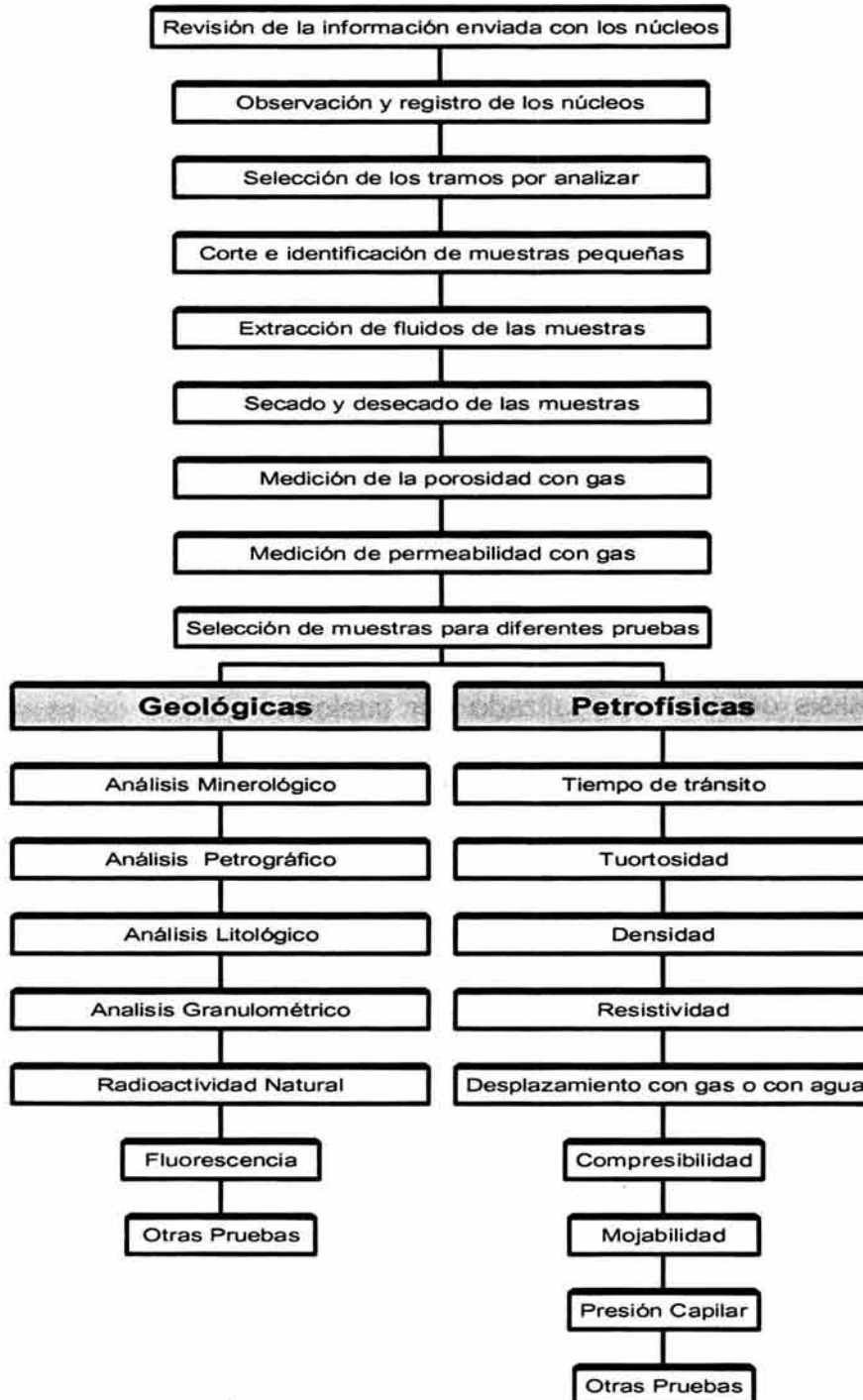
Es el análisis de núcleos realizado por cualquier técnica de muestreo de pared. El tamaño tan pequeño de las muestras y las condiciones bajo las cuales se toman, limitan el valor de los datos medidos y la evaluación del yacimiento.

Resulta esencial que las muestras de núcleo sean cuidadosamente seleccionadas y preservadas para representar la zona de interés.

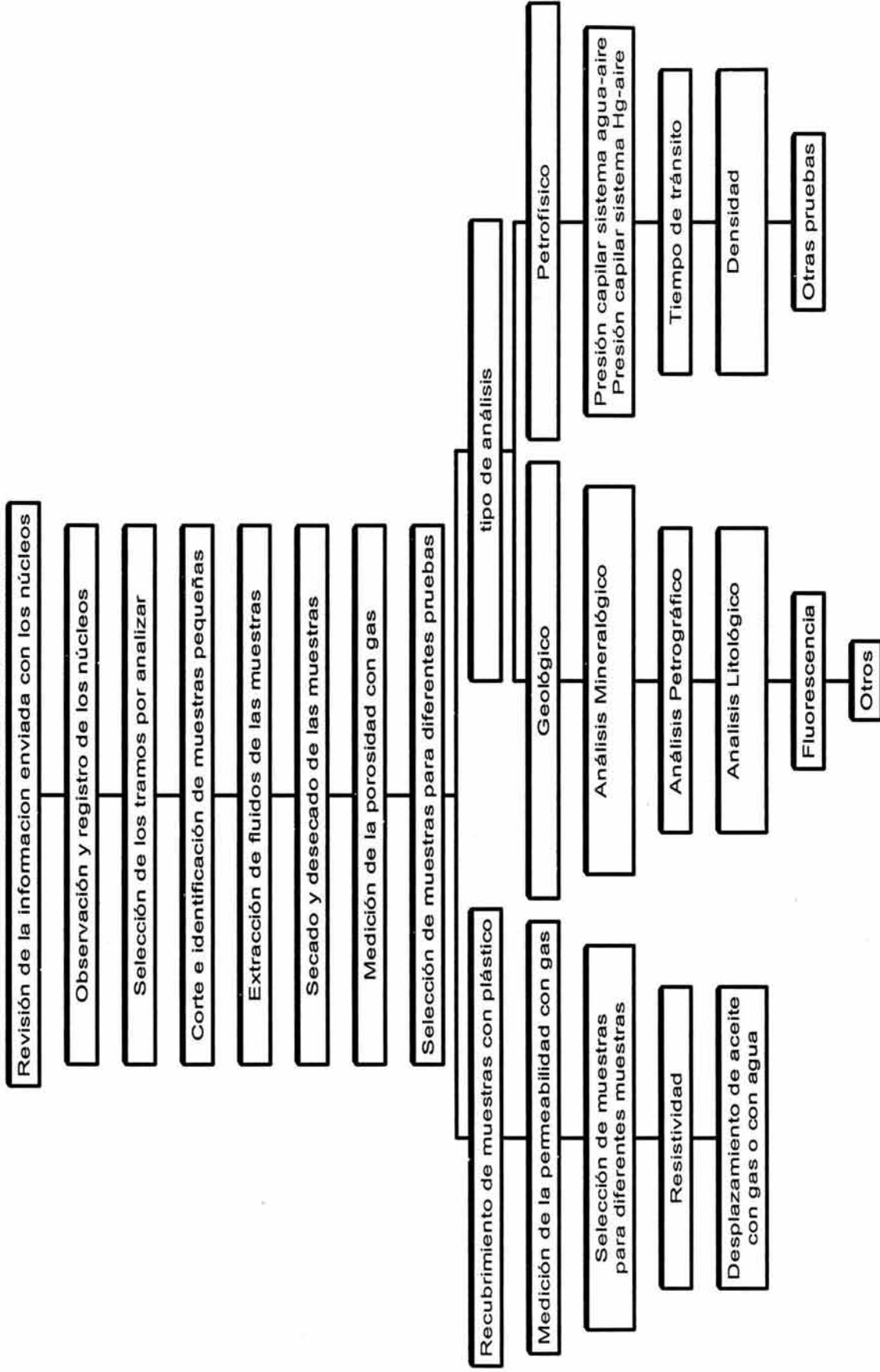
El muestreo de núcleos en campo debe hacerse lo mejor posible, ya que el valor de todo el análisis de núcleo está limitado por esta operación. Con un buen procedimiento de muestreo se obtienen núcleos que proporcionan resultados representativos de las formaciones.

II.2. SECUENCIAS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS DE FONDO DEL POZO.

SECUENCIA DE ANÁLISIS DE LABORATORIO. MUESTRAS PEQUEÑAS, FORMACIONES CONSOLIDADAS CON POROSIDAD PRIMARIA.



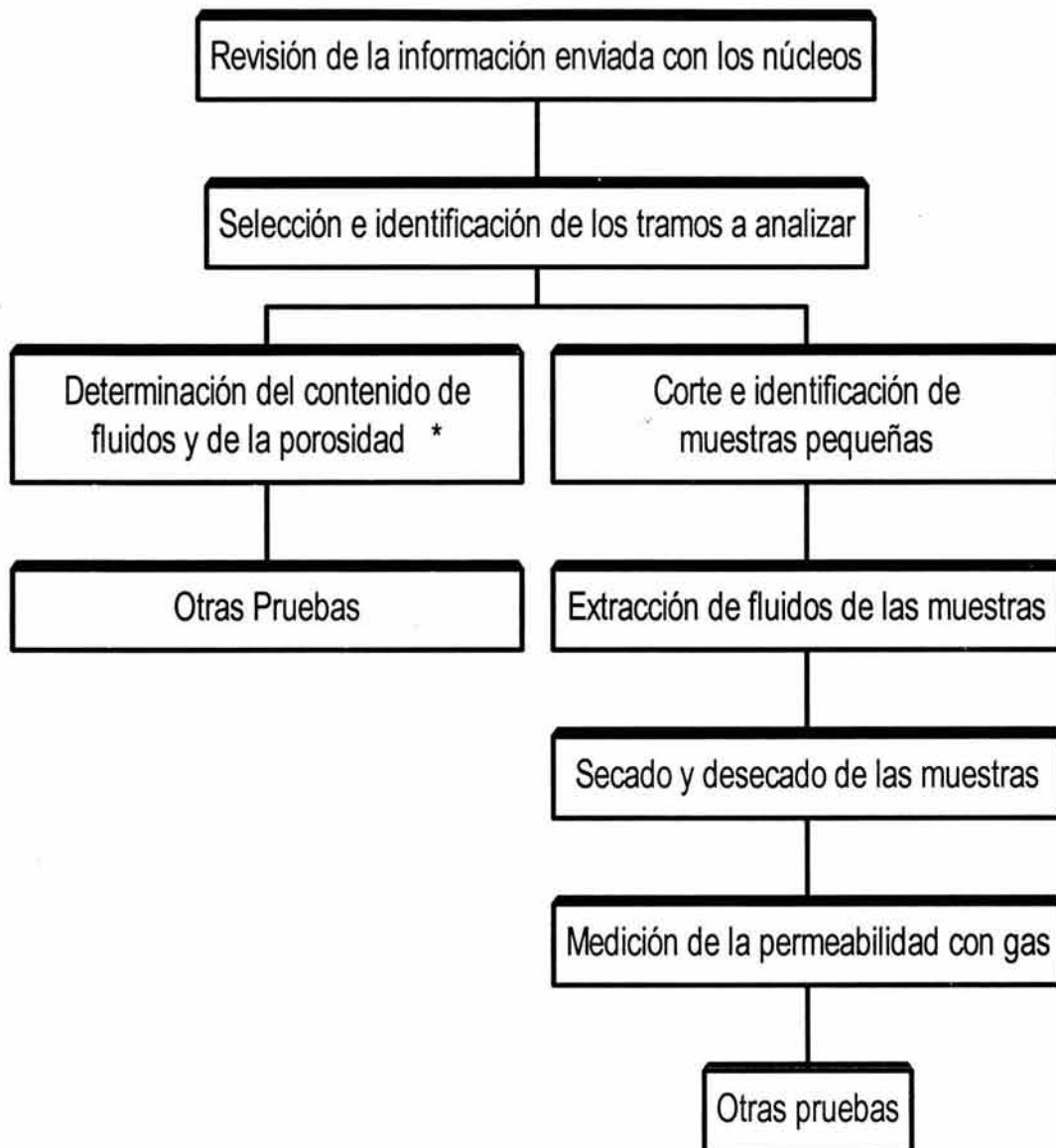
SECUENCIA DE ANÁLISIS DE LABORATORIO. MUESTRAS PEQUEÑAS, FORMACIONES DELEZNABLES CON POROSIDAD PRIMARIA.



SECUENCIA DE ANÁLISIS DE LABORATORIO. MUESTRAS GRANDES, FORMACIONES CONSOLIDADAS CON POROSIDAD SECUNDARIA.

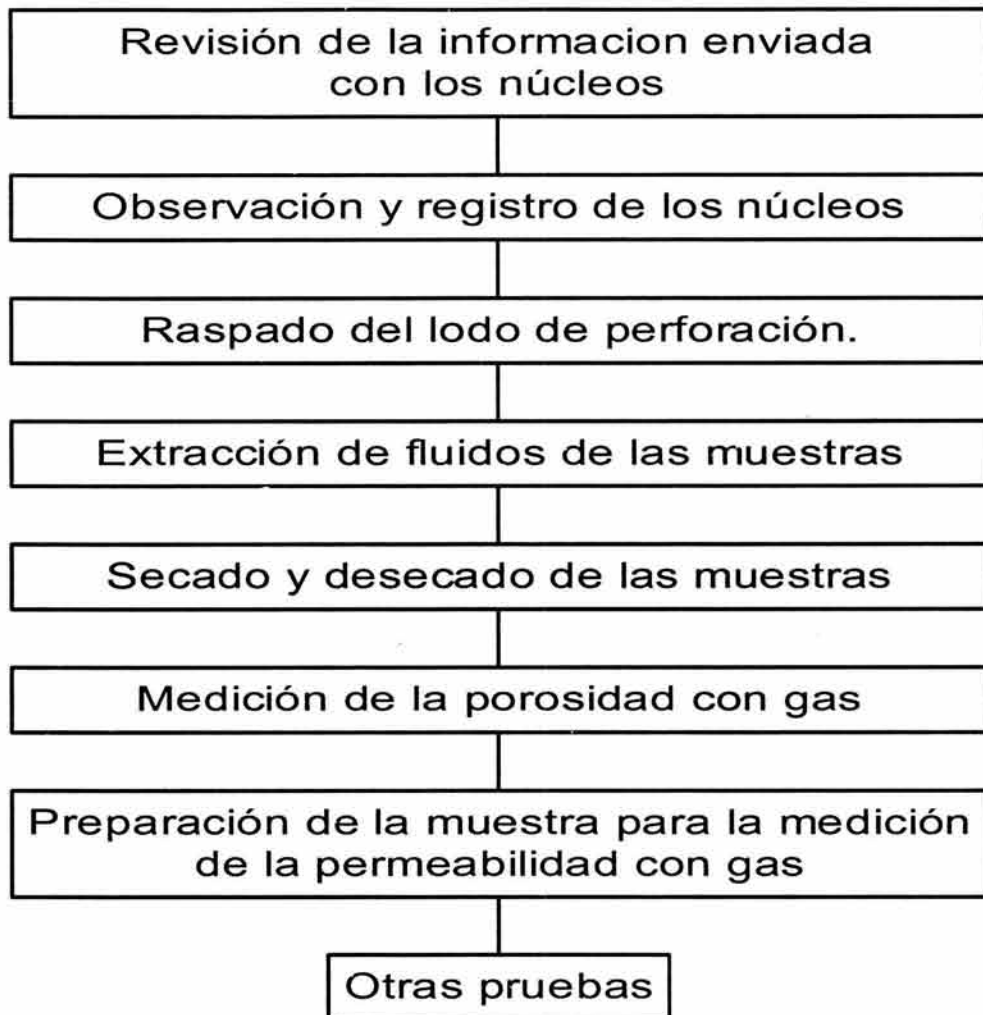


SECUENCIA DE ANÁLISIS DE LABORATORIO. NÚCLEOS FRESCOS, FORMACIONES CONSOLIDADAS CON POROSIDAD PRIMARIA.



* Esta prueba se debe de realizar tan pronto se saque el núcleo; de no ser así, debe preservarse el núcleo.

II.3 SECUENCIA DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS DE PARED



II.4 MANEJO DE MUESTRAS CUANDO NO SON PRESERVADAS.

Se recomienda el siguiente procedimiento para el manejo de muestras, a fin de reducir el tiempo al que se expone el núcleo tanto al fluido de perforación como a la atmósfera.

- a. Tan pronto como se mide la recuperación, se remueve el enjarre para permitir la inspección y la selección de muestra. El núcleo se limpia del exceso de lodo y se envuelve en papel metálico o plástico para minimizar cambios y se coloca en la posición correcta en el cajón.
- b. La litología y la profundidad de las muestras se determinan y se registran de la manera más exacta posible.
- c. Las muestras se empaquetan de una manera consistente, se anota el análisis a realizar y se espera un tiempo antes de hacer las pruebas.
- d. Tanto las muestras como el contenedor deberán de etiquetarse con el nombre correcto del pozo y la profundidad. Cualquier dato adicional pertinente deberá acompañar a los núcleos para las pruebas en laboratorio.

II.5 MUESTREO Y PRESERVACIÓN DE MUESTRAS NO CONSOLIDADAS Y DE PARED.

II.5.1 FRECUENCIA DEL MUESTREO.

Es preferible retener el núcleo completo, de no ser así se recomienda que se muestree a cada pie (30.4 cm). Las muestras seleccionadas deben ser de un mínimo de 10 a 15cm (4" a 6") de longitud.

Cuando el núcleo se recibe en el laboratorio debe examinarse cuidadosamente. Es frecuente que se desee información detallada con relación a: número, tamaño y mejor línea de dirección de fracturas, tamaño y distribución de vesículas y cambios abruptos en la litología.

Muestras no consolidadas, de pared y otras muestras pequeñas, normalmente proporcionan información cuantitativa confiable. Si tales muestras pueden probarse con análisis de núcleo convencionales, se siguen los mismos procedimientos. Sin embargo, en muchos casos se esperan sólo resultados cualitativos, los que serán útiles en litología, pruebas para la presencia de aceite y correlación de registros de pozo.

II.5.2 MUESTRAS NO CONSOLIDADAS.

En este tipo de muestras se prefiere una pequeña y limpia a una grande y contaminada, debido a su condición frágil deben manejarse con cuidado. En el contenedor se coloca el material no contaminado con fluido de perforación. Si se desean hacer pruebas de la presencia y las propiedades del aceite, se preserva una muestra tan limpia como sea posible y se anota en la etiqueta si la muestra esta contaminada con fluido de perforación. Se pueden usar hojas de papel metálico para soportar y proteger las muestras pobremente consolidadas.

II.5.3 MUESTRAS DE PARED.

Los núcleos de pared deberán sacarse cuidadosamente del equipo nucleador, no deben romperse o comprimirse si no se propone ningún análisis. Los barriles nucleadores no deberán lavarse después de sacarse del pozo, si no hasta que se sacan los núcleos, las muestras se entregan al laboratorio, en un estado tan aproximado como sea posible al que tenían al sacarlas del barril. Las muestras tomadas del barril por rotación son mejores que las tomadas por percusión, ya que estas exhiben cambios de porosidad y permeabilidad, así como fracturas de granos.

Las muestras tomadas del equipo nucleador se colocan en recipientes de vidrio u otro contenedor no absorbente, se cierran y se sellan firmemente. Se llevan al laboratorio evitando se rompan en el viaje y se sacan del contenedor hasta que se van a probar.

II.6 PROCEDIMIENTOS DE ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE MÉTODOS. ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS

PREPARACIÓN DEL NÚCLEO PARA EL LABORATORIO.- Esta preparación depende de lo siguiente:

- a.- La información deseada en particular del núcleo a ser analizado.
- b.- Tipo de roca o formación de la que se tomó el núcleo.
- c.- Técnica de núcleo involucrada en el corte y el acarreo del núcleo a la superficie.

Si se desea información de la saturación de fluidos, el núcleo debe manejarse de tal forma que los fluidos permanezcan en la muestra relativamente imperturbados hasta que se realiza el análisis. Muchas formaciones contienen arcillas susceptibles a hincharse o a reaccionar químicamente al contacto con agua dulce. alterando así las características básicas (permeabilidad y porosidad)

de la roca. Por eso, cualquier fluido en contacto con la muestra durante el corte y manejo anterior al análisis, en ninguna forma deberá dañar a la muestra o desplazar cualquiera de los fluidos originales.

La exposición prolongada a la luz del sol, aire o calor, anterior al análisis afectará grandemente la saturación de fluidos en la muestra; por eso, es importante analizar la muestra tan pronto como el medio de preservación ha sido removido.

La preparación consiste básicamente en el corte y el lavado de la muestra.

II.6.1 CORTE DE MUESTRAS.

Los contenedores de muestras se abren uno por uno y cada sección del núcleo se divide en porciones representativas para la determinación de la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. La porción destinada para la determinación de saturación de fluidos se prepara de inmediato para el análisis, mediante el astilleo con un martillo, cincel o cuchillo de la periferia, que en muchos núcleos permeables está severamente contaminada por el fluido de perforación.

Si el núcleo es taladrado antes de la determinación de la saturación, el uso de cualquier líquido congelante durante el corte puede causar que tanto la información del contenido total y la distribución de fluidos sea dudosa.

Las muestras para la determinación de la porosidad y la permeabilidad se cortan con barrenas o sierras de diamante. Los tamaños más comunes que se utilizan son:

Cilindros	2 a 4 cm (3/4" a 1 1/2") de diámetro y 2.5 a 7.5cm (1" a 3") de largo
Cubos	2 a 1.5 cm (3/4 a 1/2") por lado.

Usualmente los cilindros se cortan paralelos al plano de estratificación y perpendiculares al mismo, el uso de cubos permite determinar permeabilidades verticales como horizontales.

Cuando se corta un tapón es común que la muestra se mantenga húmeda con algún líquido para prevenir desgastes finos, o espejeo en superficies porosas. Se recomienda el uso de aceite, diesel o queroseno en lugar de agua. cuando se sospecha que en la muestra existen arcillas hidratables.

En las Figuras II.1 y II.2 se muestran algunos equipos que se utilizan en el corte de muestras.

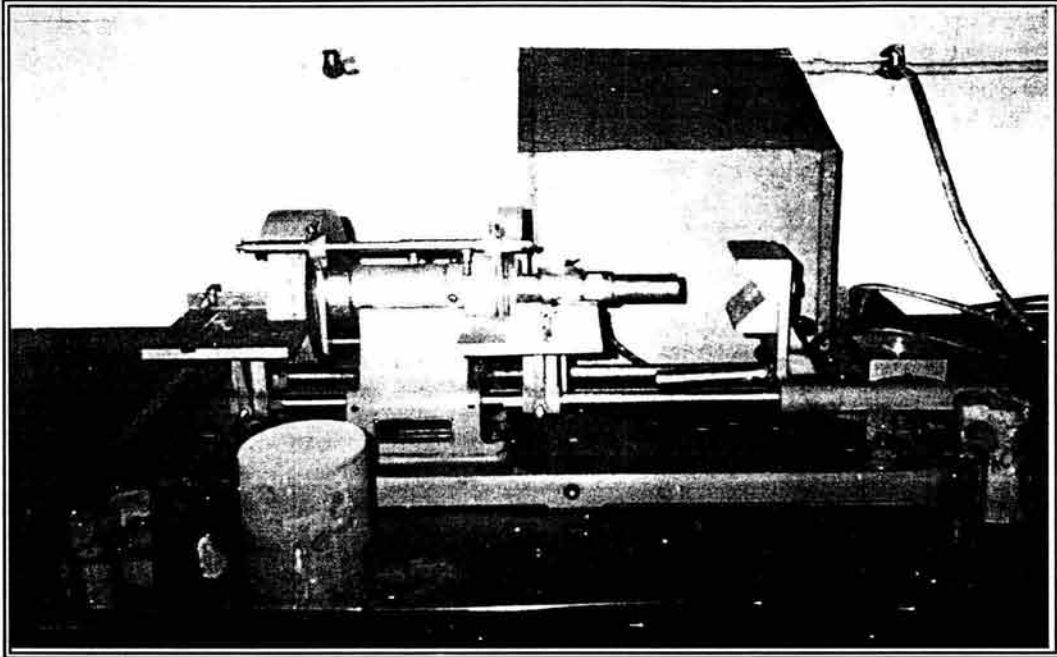


Figura II.1 Equipo de corte de núcleos.

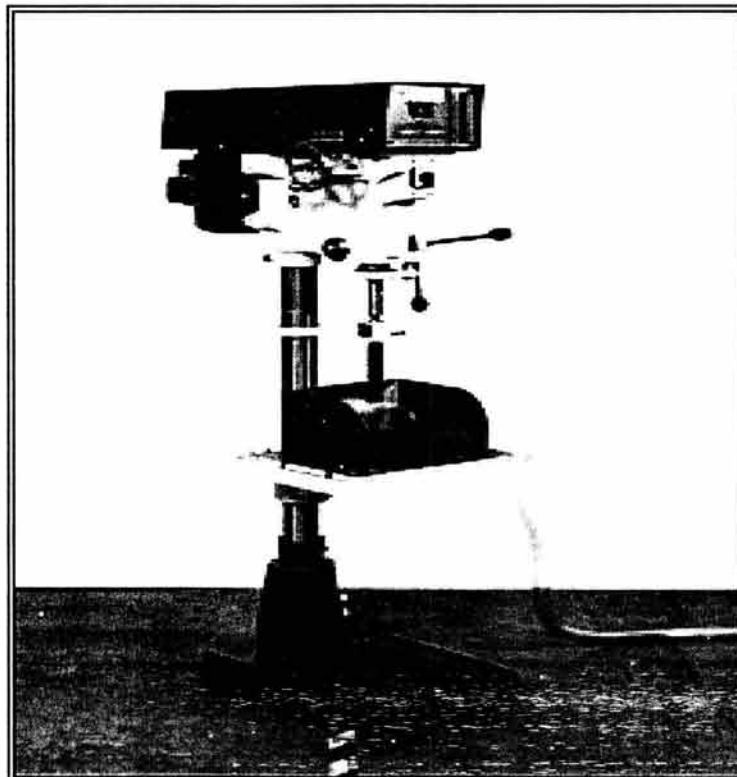


Figura II.2 Equipo de corte de núcleos.

II.6.2 LIMPIEZA DE MUESTRAS.

Antes de medir la porosidad y la permeabilidad en el laboratorio, los líquidos originales se sacan de la muestra. Los solventes generalmente utilizados son:

acetona	hexano
benceno	naphta
tetracloroetileno	metil-alcohol-benceno
tolueno	tetracloruro de carbono
cloroformo	tricloroetileno
xileno	dicloruro de etileno.

El solvente se selecciona de tal forma que no altere o destruya la estructura de la muestra. No todos son completamente solventes para la mayoría de los constituyentes de los hidrocarburos en los núcleos, pero se usan ampliamente en la extracción de muestras. Algunos son más adecuados que otros para usos específicos.

Se deben tomar precauciones de seguridad tales como: adecuada ventilación, extintores y regaderas de seguridad, siempre que se realicen análisis con solventes flamables.

La sal puede removerse usando alcohol metílico u otra substancia en la que la sal sea soluble, ya que el exceso de sal en el secado y limpieza de la muestra puede afectar la medición y los valores de porosidad y permeabilidad.

Consecuentemente, las muestras de núcleo que contienen agua de formación con alta salinidad, requieren una extracción adicional para remover la sal.

II.6.3 LAVADO POR PRESIÓN DIRECTA DE SOLVENTE.

La extracción de hidrocarburos y sal de las rocas del yacimiento puede hacerse inyectando uno o más solventes en la muestra de núcleo, bajo presión a temperatura ambiente. Las presiones fluctúan entre 10 y 1000 psi (aprox. 70 kg/cm²), y dependen de la habilidad de los fluidos para moverse a través de la muestra o sea de la permeabilidad de la roca. La muestra se coloca en contenedores adecuados que permiten que el flujo del solvente atraviese la muestra. El volumen de solvente requerido para remover completamente el hidrocarburo en la muestra depende de:

- 1.- La naturaleza de los hidrocarburos presentes.
- 2.- El solvente usado.

En algunos casos se requiere más de un solvente para remover aceites crudos pesados del tipo asfalto.

II.6.4 LAVADO POR CENTRIFUGA.

Se usa una centrifuga (Figura II.3) con una cabeza especialmente diseñada para rociar solvente limpio de frente a la muestra de núcleo. La fuerza centrifuga causa que el solvente al contacto con las muestras, fluya a través de ellas, de este modo se desplaza y extrae el aceite (y el agua). La velocidad de rotación varia de cientos a miles de revoluciones por minuto, dependiendo de la permeabilidad y el grado de consolidación de la muestra a extraerse. Las muestras consolidadas, no mayores de 4cm (1 1/2") de diámetro y 7.5 cm (3") de longitud, pueden ser exitosamente extraídas por este método.

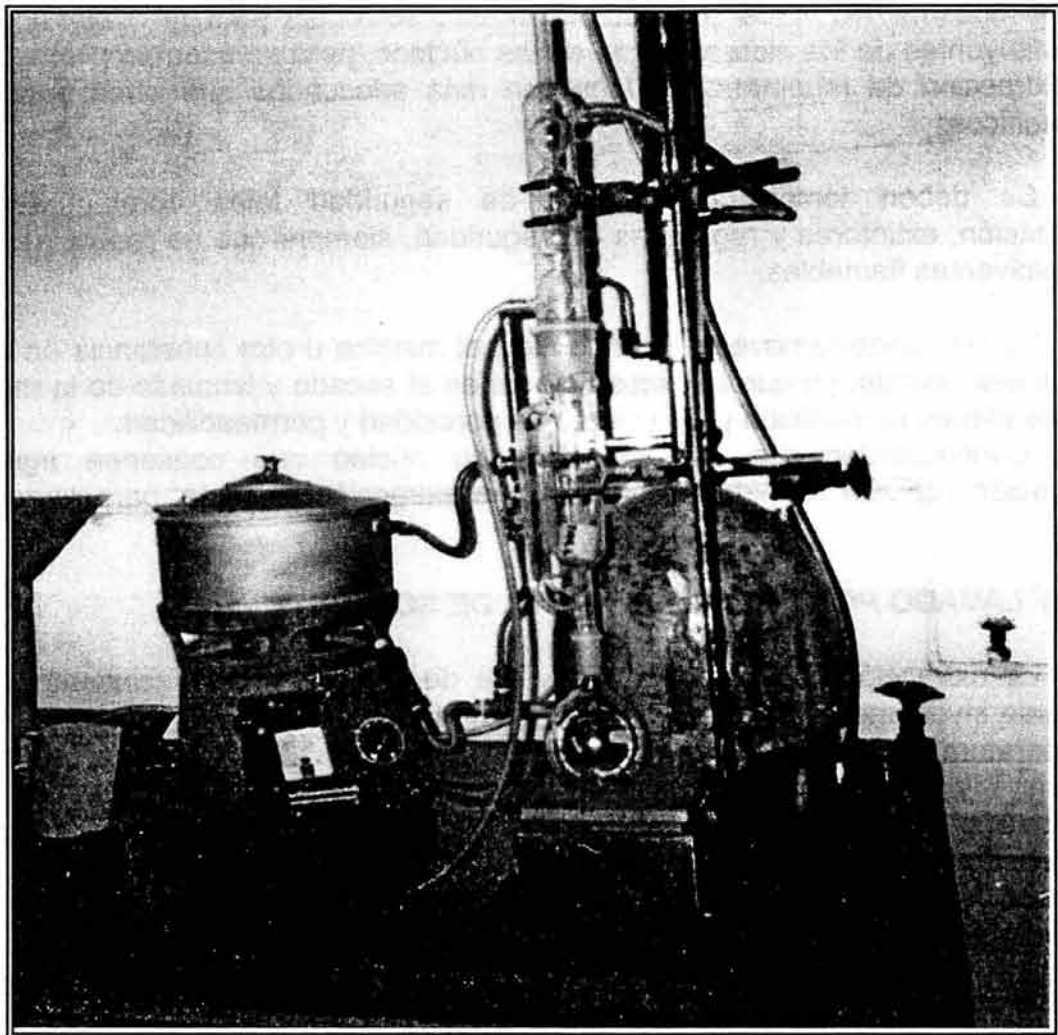


Figura II.3 Extracción de fluidos en muestras a través de una centrifuga

II.6.5 EMPUJE POR GAS-SOLVENTE DE EXTRACCIÓN.

El núcleo se sujeta a ciclos repetitivos de empuje interno por gas (Figura II.4), hasta que el núcleo se limpia de aceite residual. Los remanentes de solvente y agua se eliminan por medio de un horno desecador.

Cuando un núcleo de formación productora se lleva a la superficie, se depresiona y el gas disuelto en el aceite sale de la solución, empujando algo de aceite y agua fuera del núcleo, lo que deja el espacio poroso lleno con gas a presión atmosférica.

El espacio lleno con gas es el factor que hace posible remover el aceite residual del núcleo. El espacio con gas en el núcleo puede llenarse casi completamente con solvente, rodeando al núcleo con un solvente adecuado que contiene un gas disuelto, aplicando suficiente presión hidráulica, bajo esta condición el solvente se mezcla con el aceite en el núcleo y la consecuente depresurización a presión atmosférica remueve algo del aceite residual.

El ciclo se repite hasta que el núcleo llega a estar prácticamente libre de aceite. El remanente de solvente y agua se eliminan por vaporización. Este método es útil en cualquier tipo de porosidad, no obstante su complejidad, ya sean grietas, fisuras, porosidad intergranular etc., se usa mucho en muestras de diámetro completo.

El CO₂ es un gas excelente para este tipo de limpieza a causa de su bajo riesgo de explosión y alta solubilidad. El tiempo de limpieza se puede reducir si se calienta el núcleo a baño María, baño de vapor o calentadores eléctricos a prueba de explosión.

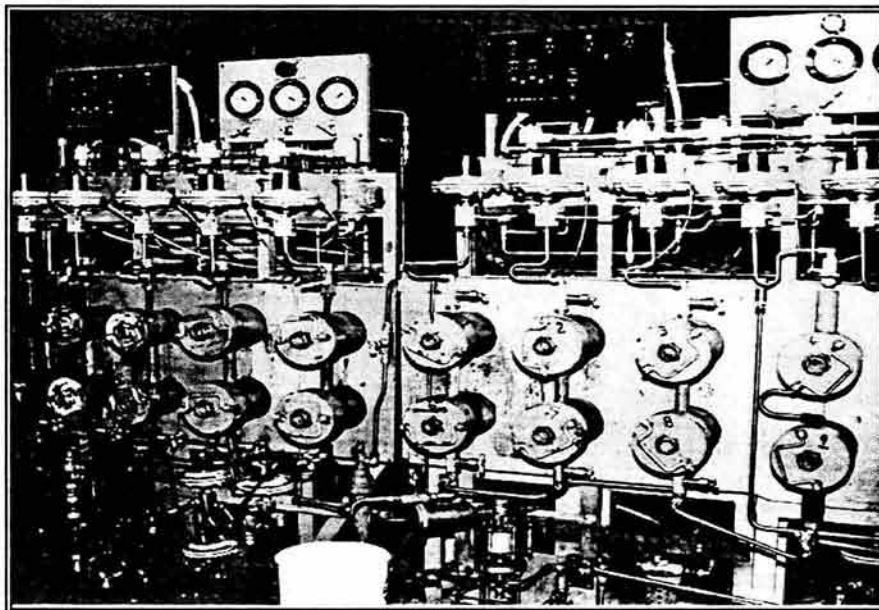


Figura II.4. Extractor usado en la extracción de fluidos en muestras de roca usando como gas desplazante CO₂-Tuleno

II.6.6 MÉTODO DESTILACIÓN-EXTRACCIÓN.

El aparato usual es el de extracción soxhlet (Figura II.5), usa uno o más solventes que disuelven y sacan el aceite y el agua cargada de sal, de manera eficiente y sin atacar la muestra. La extracción puede planearse de diversas maneras de tal forma que el solvente cargado con aceite y agua se sifoneen de cada extractor a un destilador común, a partir del cual el solvente fresco esta siendo continuamente destilado, condensado y distribuido nuevamente a los otros extractores.

La limpieza de la muestra se determina por el color del solvente, el que se sifonea periódicamente desde el extractor, la extracción continúa hasta que el extracto sea de color claro; el que no presente fluorescencia bajo luz fluorescente es un buen criterio de completa extracción de aceite para un solvente determinado. La completa extracción de ciertos tipos de aceite, puede requerir más de un solvente y el hecho que el solvente este claro como el agua después del contacto con la muestra no significa que el aceite ha sido removido completamente de la muestra.

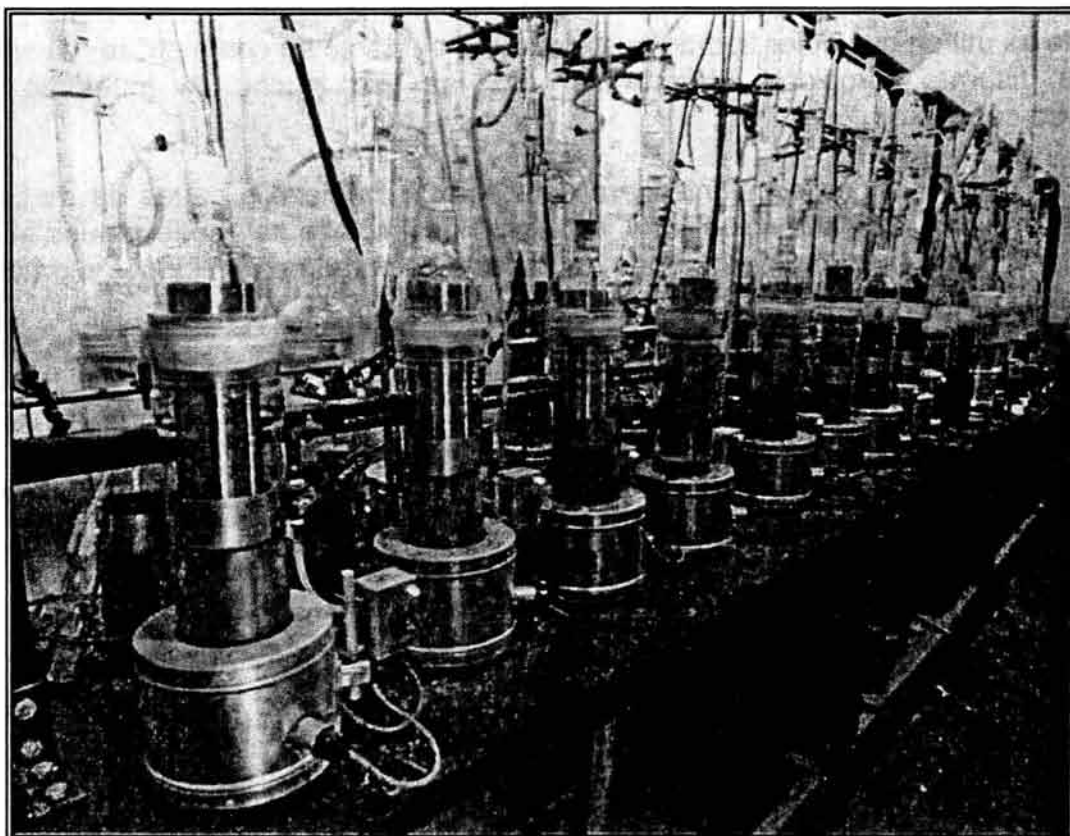


Figura II.5. Aparato soxhlet usado en la extracción de fluidos de muestras de núcleo.

II.6.7 SECADO DE MUESTRAS.

Después del lavado (extracción de fluidos), las muestras de núcleo convencionales se secan por:

- a. Un horno convencional de temperatura controlada, utilizando un máximo de 130°C (240 °F). por un mínimo de 2 horas.
- b. Un horno al vacío de temperatura controlada utilizando una temperatura de 100°C (200 °F) por un mínimo de 2 horas.
- c. Un desecador (Figura II.6)

La muestra de núcleo se seca hasta que el peso se mantiene constante. Una vez secas las muestras se guardan en desecadores para evitar que absorban humedad del ambiente, hasta el análisis.

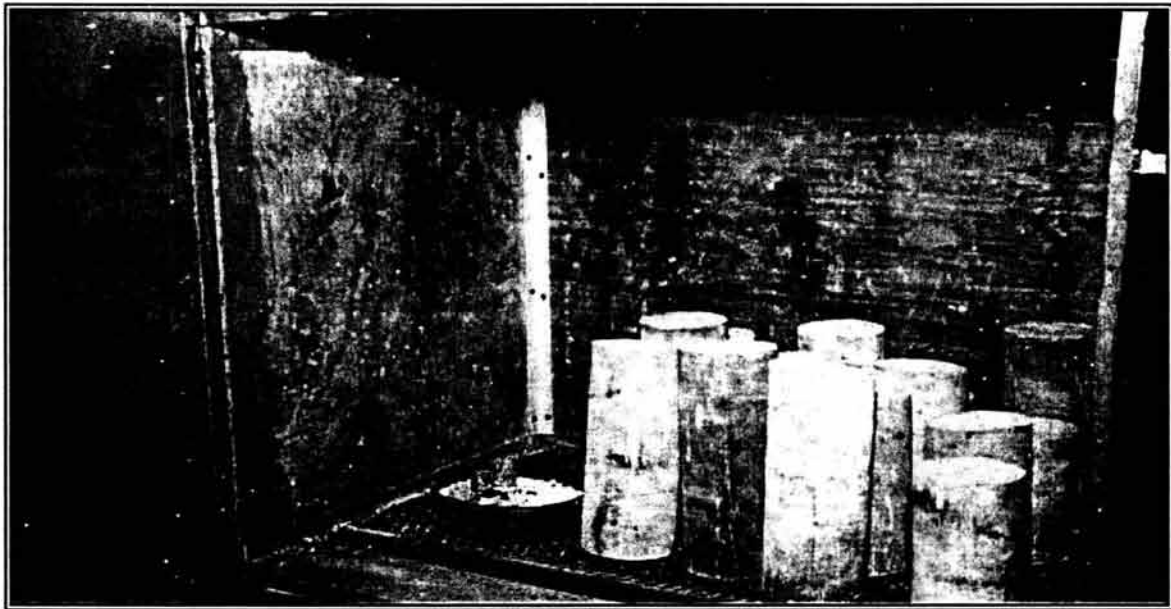


Figura II.6. Desecador usado en el secado de muestras

Precauciones.

- a. Las muestras que contienen arcilla y yeso no deberán ser deshidratadas durante la preparación. Secar con cuidado las muestras que contienen materiales hidratables o hidratados. En algunos casos se usan temperaturas menores a las indicadas para prevenir la deshidratación en arcillas y yesos.

- b. Las muestras deben protegerse de la erosión que causa el goteo del solvente limpiador, cuando se utiliza la técnica de extracción soxhlet.
- c. Seleccionar una técnica de extracción que no dañe físicamente las muestras mal consolidadas.
- d. Cuando el solvente sale limpio del extractor, se dice que la muestra está limpia, pero debe reconocerse que no todos los solventes son completamente solubles para todos los tipos de aceite.
- e. Las muestras que contienen aceites pesados, asfálticos usualmente requieren de más de un solvente en su lavado.

En análisis convencionales las pruebas más comúnmente realizadas son: saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad.

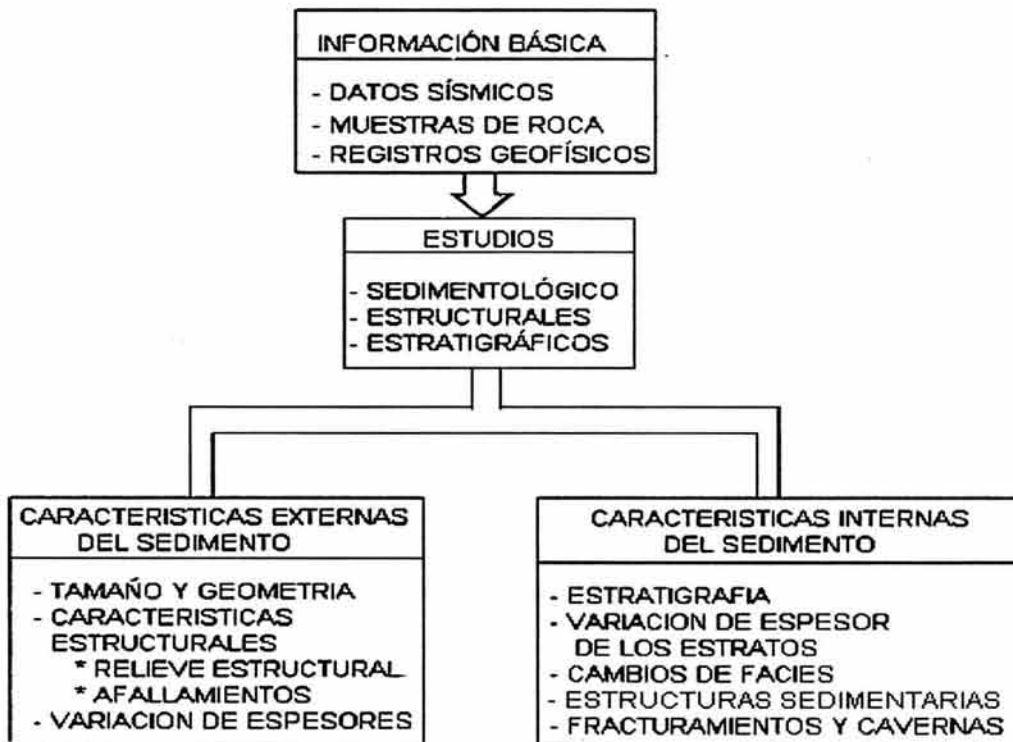
CAPÍTULO III. ASPECTOS GEOLÓGICOS.

Las rocas, que constituyen la parte más externa de nuestro planeta,^o o litósfera, pueden ser consideradas como el resultado final de la evolución de sistemas físico-químicos, mas o menos complejos, desarrollados como consecuencia directa de las actividades geológicas.

El estudio de las rocas naturales se realiza desde la escala cartográfica y regional hasta la cristalina y molecular, y es generalmente abordado en tres vías diferentes pero íntimamente relacionadas entre sí (Figura No III.1)

Para llevar a cabo una caracterización geológica es necesario hacer un análisis de muestras de roca de acuerdo con los aspectos petrográficos, litológicos, mineralógicos y granulométricos.

En el siguiente esquema se muestra a grandes rasgos la caracterización geológica de yacimientos a partir de datos sísmicos, de muestras de rocas y de registros geofísicos. En este trabajo solo se ven los estudios obtenidos de datos de muestras de rocas.



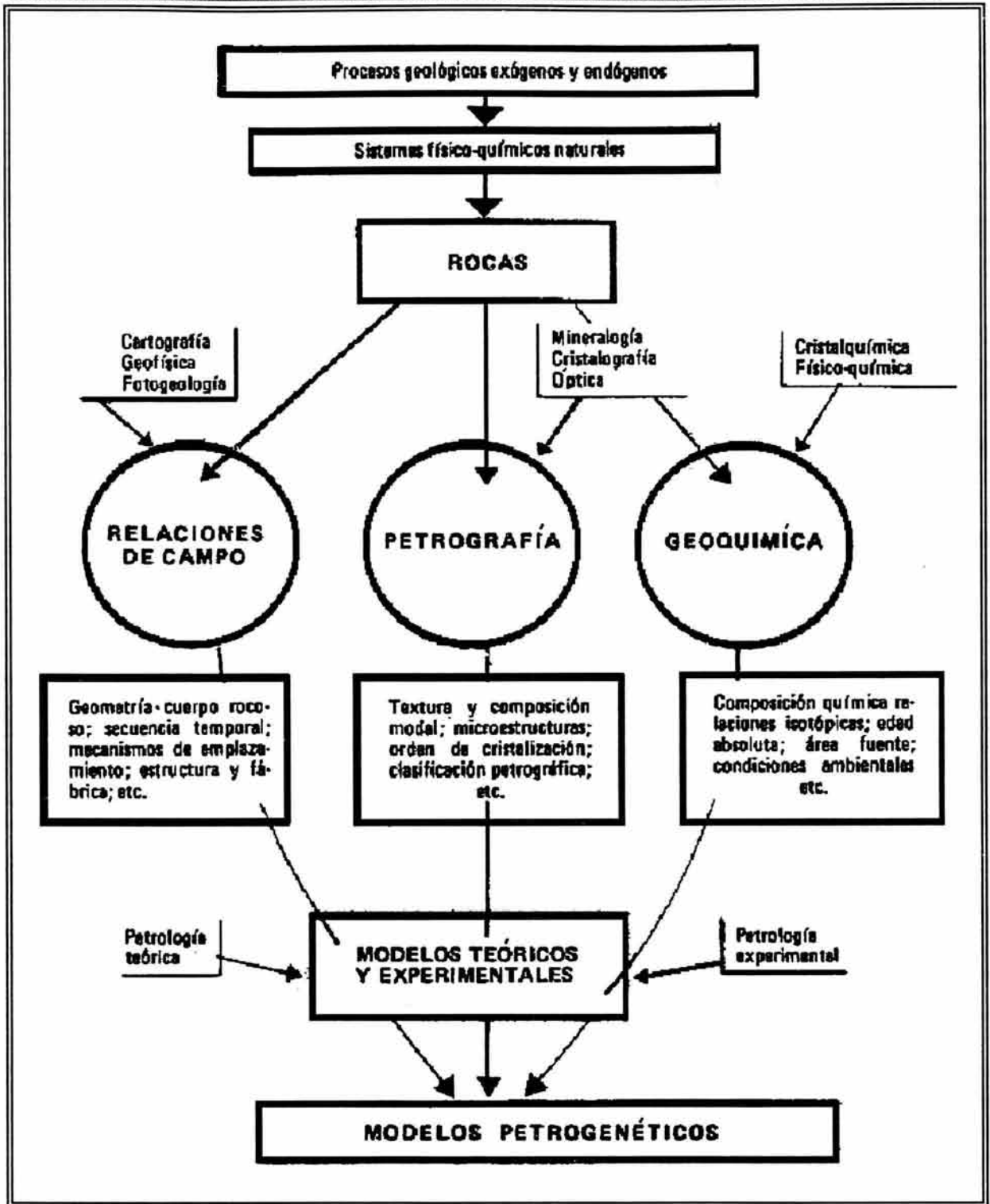


Figura III.1 Diagrama esquemático indicando el flujo de investigación en Petrología. Partiendo de las rocas naturales se llega a la elaboración de modelos petrogenéticos, con base en observaciones naturales (relaciones de campo, petrografía y geoquímica) y apoyados en datos experimentales y teóricos. El diagrama trata de ilustrar la posición de la petrografía dentro de la petrología y su importancia dentro de la investigación petrológica general.

III .1. ANÁLISIS LITOLÓGICO

Consiste en delimitar volúmenes de rocas sedimentarias en función de su litología. El trabajo de campo en las rocas sedimentarias requiere del conocimiento de las unidades litológicas, las cuales se definen sobre las bases de las características físicas de las mismas⁷.

Unidades litológicas

Las unidades litológicas también son llamadas unidades estratigráficas de roca, o simplemente unidades de roca. Estas unidades se consideran formales cuando se les ha dado un nombre y han sido definidas de acuerdo con las reglas de la Estratigrafía. La formación es la categoría de unidad litológica utilizada mas comúnmente.

Cuando por vez primera se levanta geológicamente una región, las unidades litológicas se consideran como formaciones. Las formaciones deben poderse cartografiar y por lo tanto tener un espesor suficiente que permita trazarlas con precisión en los mapas. Un grupo es una unidad litológica que consiste de dos o mas formaciones superpuestas. Cuando se desarrollan levantamientos detallados, una formación heterogénea puede convertirse en un grupo dividiéndola en nuevas formaciones.

Métodos de campo

Desde el principio del trabajo de campo deben considerarse las reglas para la nomenclatura y descripción de las unidades. A continuación se da un resumen de las principales reglas:

- 1) El nombre y la definición de la unidad debe aparecer en una publicación científica que sea ampliamente conocida y accesible a los geólogos.
- 2) Junto con la definición, tienen que expresarse claramente que se trata de una unidad nueva.
- 3) La definición debe incluir una descripción completa de la unidad
- 4) La definición debe precisar una localidad tipo donde las rocas están bien desarrolladas y bien expuestas.
- 5) El nombre debe consistir de un nombre geográfico y un término para la litología dominante (como Arenisca Dakota); o si la litología no puede ser expresada en una sola palabra, el término de la categoría de la unidad es el que usa (como por ejemplo Formación Tobin).
- 6) El nombre geográfico debe ser el de una localidad cerca de la localidad tipo y no debe duplicarse con otro ya utilizado para alguna otra unidad.

Establecimiento de unidades litoestratigráficas.

El método de estudio mas elemental, pero también el mas importante, es el de la observación directa en el campo de las características de los materiales estratificados. Las primeras observaciones consisten en el reconocimiento de los diferentes tipos de rocas que afloran en una región y de su posición relativa (ordenamiento lateral y vertical).

El orden habitual de la obtención de datos sobre la ordenación de rocas estratificadas es el siguiente:

- 1) Estudio de la sucesión estratigráfica de un afloramiento, que implica la ordenación de los materiales mediante la aplicación del principio de superposición.
- 2) Estudio de afloramientos cercanos que permitan ver si los materiales mantienen sus características litológicas y geológicas o por el contrario ocurren cambios laterales.

A partir de estas observaciones se puede delimitar las unidades litoestratigráficas, que son conjuntos de estratos con características afines y diferenciables de los conjuntos de estratos. En cada una de las unidades interesa conocer con detalle las características de sus materiales (litología, color, texturas, estructuras sedimentaria, propiedades de la estratificación, contenido fosilífero, etc.) geometría (especialmente sus espesores) y su distribución espacial o cartográfica. A continuación se presentan los principales reconocimientos para llevar a cabo el establecimiento de unidades estratigráficas:

➤ Reconocimiento de litología

En el campo los diferentes tipos de roca se reconocen por su comparación visual, generalmente con la ayuda de una lupa , con las rocas sedimentarias ya conocidas. Esta diferenciación se complementa con los estudios de laboratorio de las muestras, lo que permite precisar y, en su caso, modificar las estimaciones visuales y aplicar las clasificaciones. En los cortes geológicos y secciones estratigráficas se representa con un tipo de trama (Figura III.1a).

➤ Reconocimiento de texturas

El elemento textural mas importante de las rocas es el tamaño de grano. En el campo la estimación del tamaño medio de grano se hace por medición directa o por comparación visual con tablas de tamaños conocidos (Figura III.2). Otro aspecto textural en las rocas es la forma del grano (esfericidad y redondeamiento)

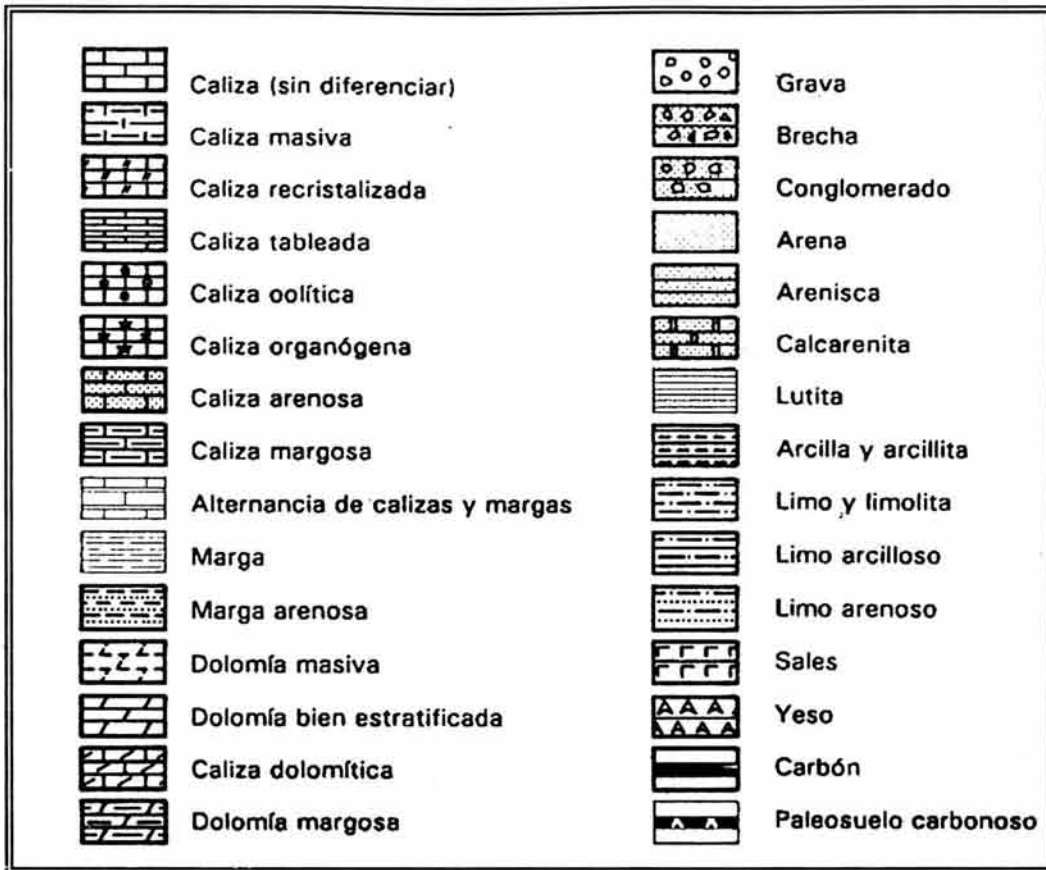


Figura III.1a Claves de los signos de los principales tipos de rocas diferentes para su utilización en secciones estratigráficas y corte geológicos

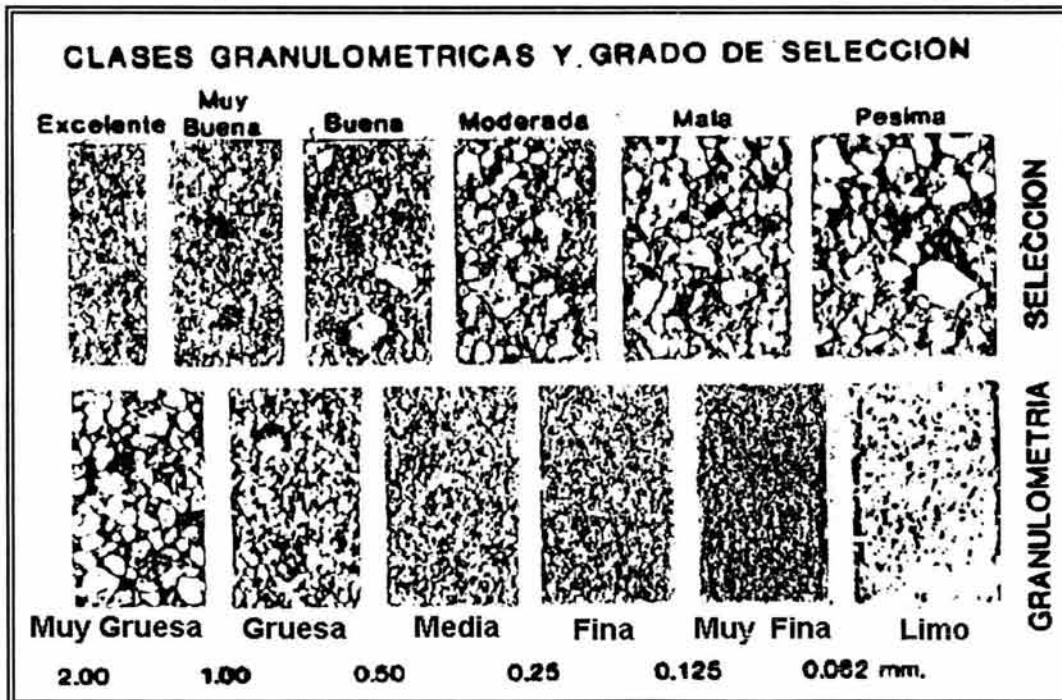


Figura III.2 Escala gráfica para la estimación de tamaño medio de grano y la selección de las arenitas y limonitas por comparación visual

➤ Reconocimiento de las características de la estratificación

En cada unidad litoestratigráfica, el primer aspecto que se considera es si se trata de un material homogéneo o de uno formado por varios términos litológicos o texturales que se repiten ordenadamente. En todos los casos interesa conocer las características de las superficies de estratificación que pueden ser erosivas o no, planas o irregulares, etc. Igualmente hay que estudiar la geometría de los estratos.

➤ Reconocimiento de las formas de unidades litoestratigráficas

Las unidades litoestratigráficas observadas en el campo presentan geometrías muy variadas. Para construir la geometría es necesario disponer de cortes con grandes dimensiones y buenas condiciones de observación. No hay ninguna unidad litoestratigráfica con continuidad global, por lo que todas las unidades terminan lateralmente, por acuñaamiento o por cambio lateral.

Analizando las posibles geometrías, a partir de numerosos casos reales, se pueden establecer los siguientes tipos como lo muestra la Figura III.3:

- Unidades con techo y muro planos y paralelos (Figura III.3A)
- Unidades con techo plano y muro irregular (Figura III.3B)
- Unidades con techo plano y muro convexo (Figura III.3C)
- Unidades con variaciones laterales de espesor (Figura III.3D, E)
- Unidades con formas especiales (Figura III.3 F, G, H)

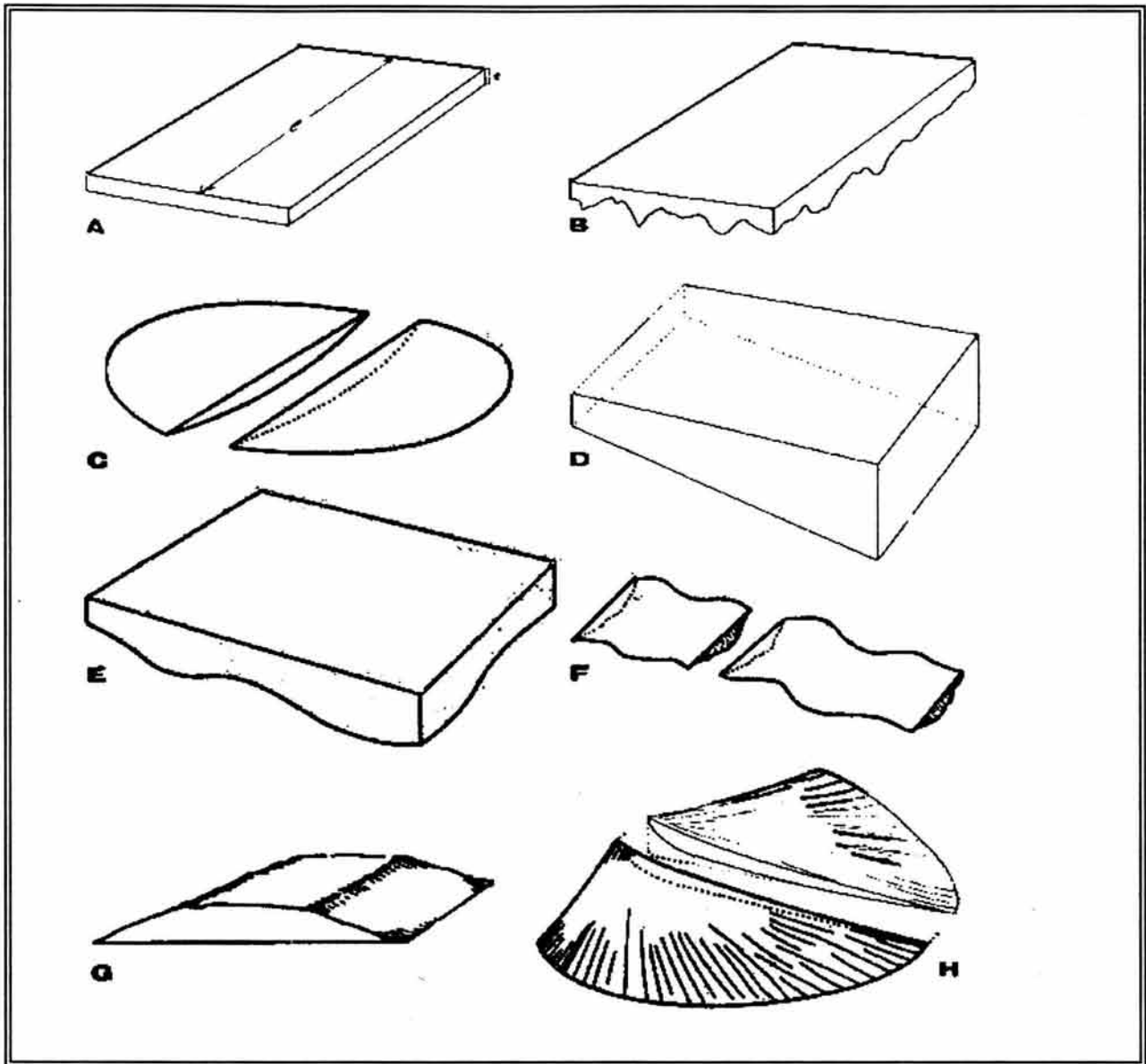


Figura III.3 Formas de las unidades litoestratigráficas, deducidas a partir de datos de campo.

Métodos de laboratorio

Las muestras de roca tomadas durante el levantamiento de secciones estratigráficas, o las obtenidas de un sondeo, pueden ser objeto de estudios detallados en el laboratorio. Las técnicas que se utilizan son muy diversas y dependen de los objetivos que se pretendan en el estudio. Conviene plantearse previamente los objetivos y seleccionar la técnica más adecuada, que será la que con menor dificultad y costo suministre con una fiabilidad aceptable. Concretamente, cuando se tome una muestra debe conocerse previamente qué datos se pretenden obtener con ella y mediante qué técnicas, ya que ello condicionará la elección de la muestra y la manera de extraerla.

➤ Análisis de composición y textura

Para conocer con precisión la litología de una roca es claramente insuficiente la estimación visual hecha sobre el campo y es preciso analizar su composición y su textura.

El estudio microscópico de láminas delgadas, constituye uno de los métodos más usuales para conocer la composición mineralógica y la textura de las rocas. Concretamente constituye la técnica básica en el estudio de las rocas carbonatadas y de las areniscas, que son dos de las rocas sedimentarias más frecuentes.

En el caso de las rocas detríticas de tamaño medio y grueso es importante conocer la relación entre la trama y la matriz lutítica. Cuando se trata de rocas poco consolidadas se usa un tamiz de 1/16 mm de luz de malla y por peso de las fracciones que queden por encima y por debajo del mismo, tras su tamización, se conoce la relación de trama/matriz. Para rocas compactadas la medida se hace sobre láminas delgadas con estimaciones de porcentajes visuales o con el manejo del contador de puntos. En arenitas se analiza, mediante microscopía, la abundancia del cuarzo, feldespatos y fragmentos de otras rocas.

En las rocas detríticas de grano fino (lutitas) que son las rocas más abundantes, los estudios de laboratorio son muy específicos y con frecuencia se usan solamente en estudios muy especializados, ya que desde el punto de vista sedimentario su interpretación, con gran frecuencia, se basa en la de las rocas asociadas más que en el estudio específico de ellas. Un primer aspecto es el tamaño de grano para separar los limos de las arcillas. En los limos y limonitas se estudia microscópicamente su composición como en las arenitas. En las arcillas se puede analizar la composición mineralógica mediante difracción de rayos X, lo que permite el reconocimiento y estimación de abundancia de los componentes mayoritarios.

En el caso de las rocas carbonatadas los estudios de laboratorio de una parte consisten en el análisis químico (mediante técnicas muy diversas) que midan el

contenido de Mg. Con ello se conocerá si se trata de calizas bajas magnesianas (menos del 4% de $\text{CO}_3 \text{Mg}$ en moles), calizas magnesianas (4-16%) o dolomías (>16%). Otra parte consiste en el estudio textural mediante microscopía, con medidas de abundancia de los diferentes aloquímicos, que facilita la utilización de las clasificaciones usuales.

En rocas mixtas entre lutitas y calizas, interesa conocer la abundancia relativa de carbonatos y de residuo insoluble, para lo que utilizan técnicas de análisis químico rápido (p. ej. carbinímetros).

El uso de la microscopía electrónica de barrido, es una técnica complementaria de uso cada vez más frecuente en el reconocimiento de granos minerales constituyentes de diferentes tipos de rocas.

Establecimiento de litofacies

El establecimiento se realiza a partir de medidas numéricas efectuadas sobre los materiales estratificados, que comúnmente se realizan en el campo (espesores relativos de componentes litológicos), en otros casos en el laboratorio (la abundancia de algún o algunos componentes) y en otros combinando ambas.

Para construcción de mapas de facies se proyectan todos los valores medidos sobre el mapa topográfico y se delimitan sectores con diferentes valores en la propiedad o propiedades seleccionadas. No existe un criterio uniforme para establecer los límites de los diferentes tipos, de manera en que cada caso concreto, en función del aspecto que se quiera destacar y del grado de variación de las facies, se establecerán los límites numéricos a partir de los cuales se considera un tipo u otro tipo de facies

□ Mapas de un componente

Estos mapas de litofacies cuantificados son muy simples, y expresan numéricamente la abundancia de un término litológico determinado, dentro del intervalo de un tiempo seleccionado. En la Figura III.4, se muestra dos ejemplos de mapas de litofacies cuantificados de un solo componente, o mapas de isolitas.

□ Mapas de tres o cuatro componentes

Los mapas de litofacies de tres componentes (Figura III.5) son aquellos en los que se muestran la relación lateral de litofacies de materiales formados por mezcla de tres componentes. La mayoría de los mapas de facies de este tipo tienen como leyenda el diagrama triangular, en cuyos vértices figuran los tres tipos de roca sedimentarias más frecuentes: lutitas, arenitas y rocas carbonatadas.

Los datos de una sección estratigráfica se transforman en un conjunto de tres valores numéricos, concretamente tres porcentajes que suman 100, de manera que correspondan a un punto concreto dentro del citado triángulo. El triángulo se divide en varios sectores según valores de porcentajes de sus componentes y a cada sector de ellos se le asigna un color o una trama. Las partes del triángulo que correspondan a facies no representadas realmente se dejan en blanco.

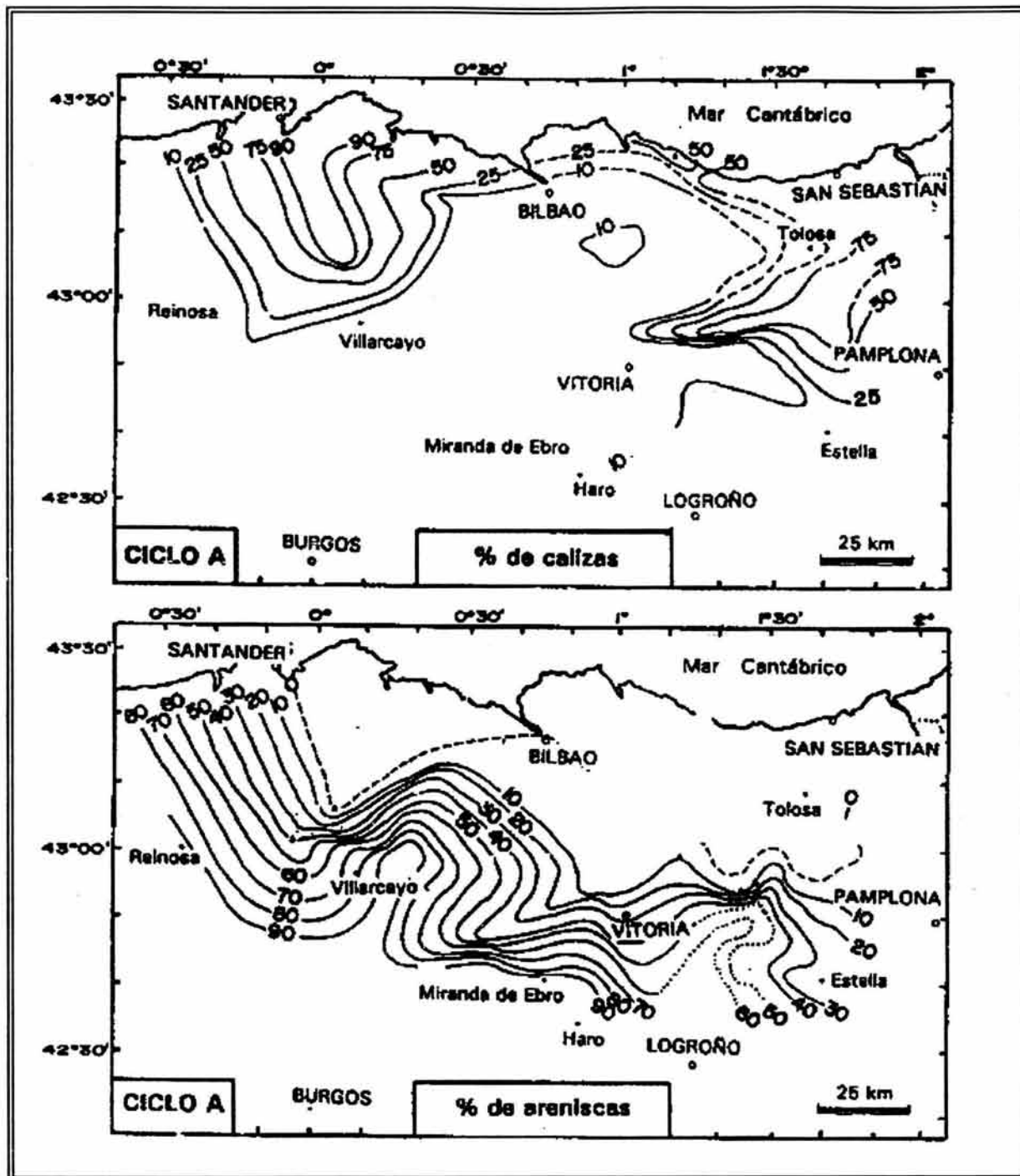


Figura III.4 Ejemplo de mapas de litofacies cuantificados, de un solo componente. Los dos mapas (% calizas y % de arenitas) corresponden al mismo intervalo de tiempo.

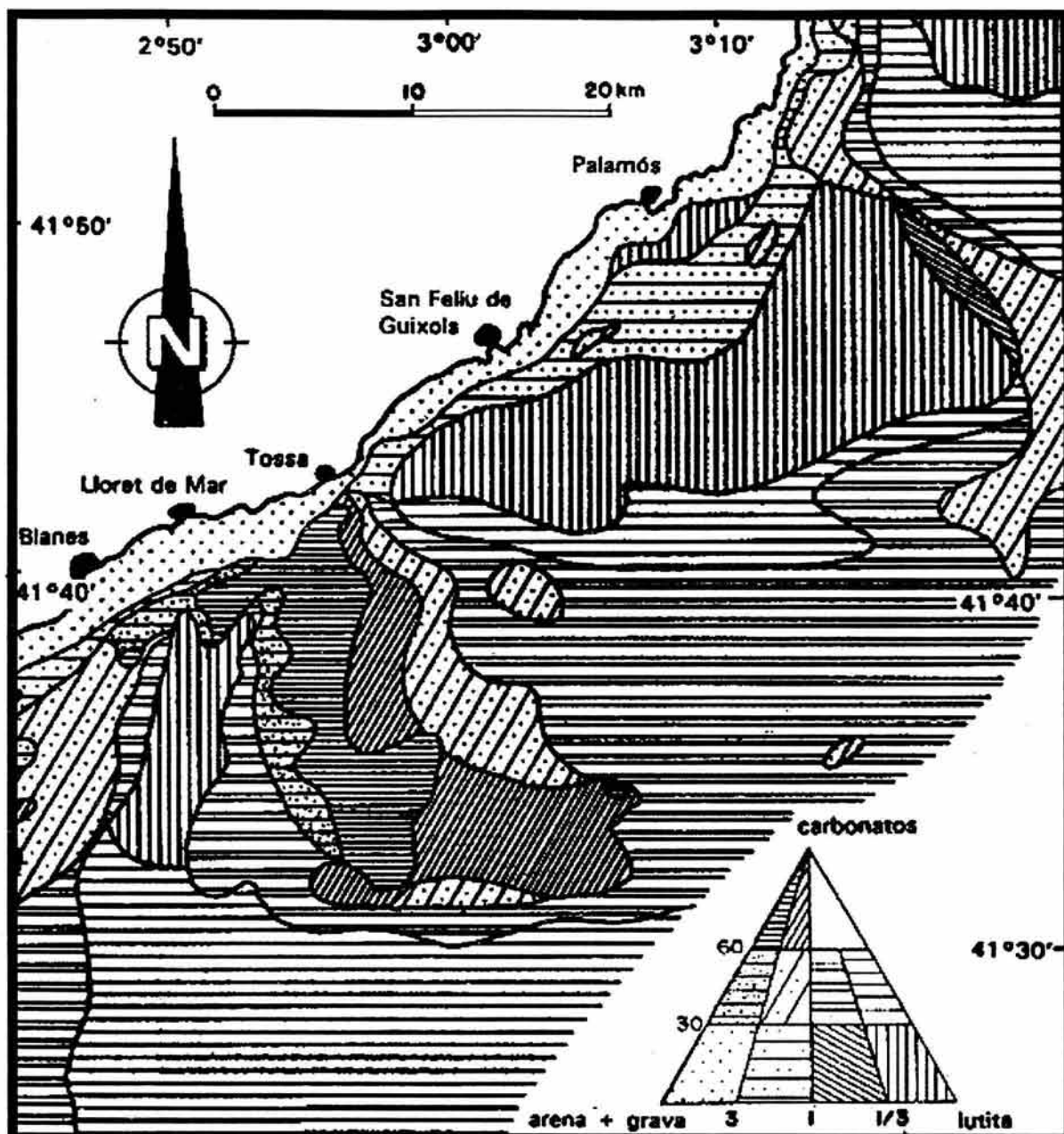


Figura III.5 Ejemplo de mapa de facies cuantificado de tres componentes

III.2. ANÁLISIS PETROGRÁFICO

Estudio Petrográfico es aquel que permite conocer las relaciones mutuas entre cristales o granos (textura y microestructuras) de una muestra de roca.

Las técnicas de trabajo utilizadas en la Petrografía abarcan desde la toma de muestras, la realización de láminas delgadas y secciones pulidas hasta finalmente el estudio de la roca bajo el microscopio.

La clasificación de una muestra de roca desde un punto de vista petrográfico, implica el conocimiento y el manejo de conceptos básicos para que con este conocimiento la clasificación sea lo mas acertada posible⁸.

Definiciones básicas desde el punto de vista de un estudio petrográfico

- Textura. Conjunto de las relaciones intergranulares de tamaño y forma de los cristales o clastos que forman una roca determinada. Las denominaciones texturales y los criterios utilizados varían según el tipo de roca considerada.
- Estructura. Distribución y orden de los cristales o clastos dentro de un cuerpo rocoso (Figura III.6)
- Microestructura. Distribución y orden de los cristales o clastos dentro de un cuerpo rocoso a escala microscópica
- Fábrica. Orientación espacial de los cristales, clastos o agregados policristalinos dentro de un cuerpo rocoso (Figura III.7). Como se puede ver estructura y fábrica son conceptos independientes. La determinación de la fábrica es esencial para conocer la geometría de los cuerpos rocosos y puede hacerse directamente en el campo.
- Fábrica Cristalográfica. Disposición espacial de elementos cristalográficos (ejes, planos) dentro de una roca. Para su determinación es preciso recurrir a técnicas especiales.
- Patrón Textural. El concepto de patrón textural, se toma como parte fundamental del estudio petrográfico. Se podría definir como el conjunto de características que pueden ser utilizadas para distinguir una roca o un grupo de rocas de las demás, con independencia de la composición mineralógica. El concepto es mucho mas amplio que el de textura, y en él pueden estar incluidas características estructurales o microestructurales, granulométricas , etc. , dependiendo del tipo de roca considerada. En rocas sedimentarias el patrón textural esta definido principalmente por:

- Tamaño y forma de grano.
- Madurez textural.

por citar algunos ejemplos significativos.

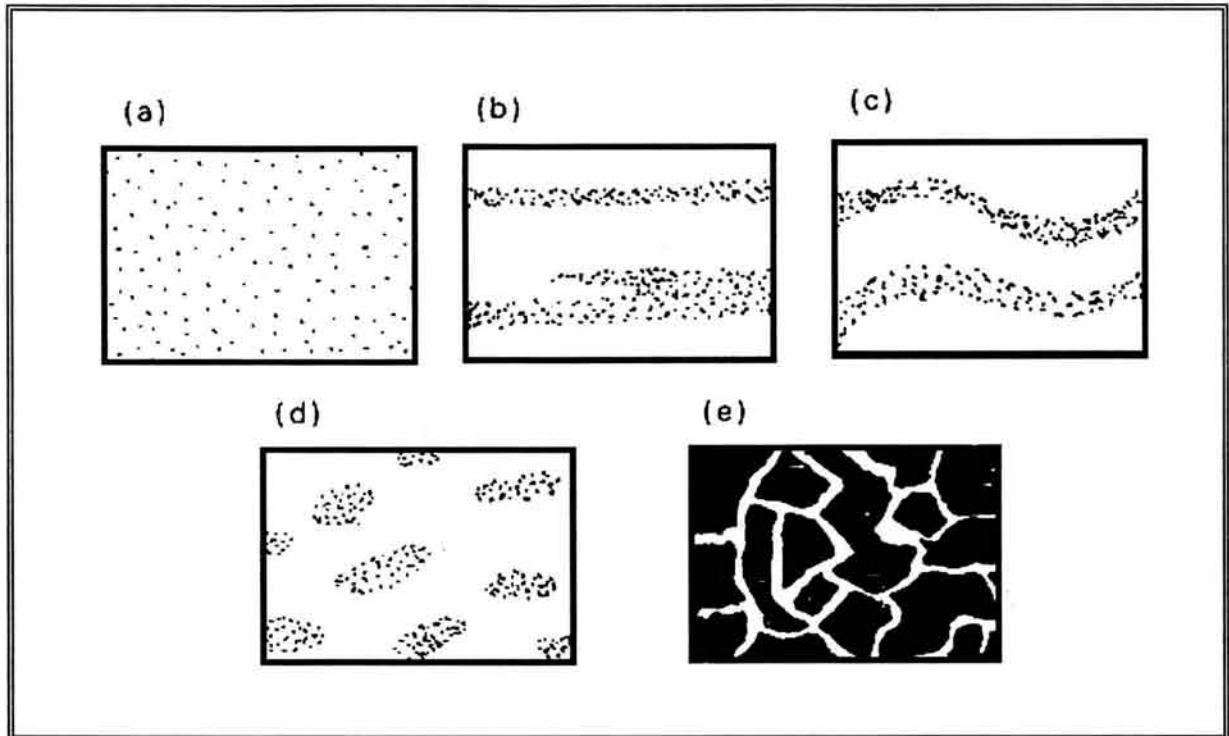


Figura III.6 Ejemplo de las estructuras principales que aparecen en las rocas mas comunes.

- (a) Homogénea o masiva
- (b) Bandeada
- (c) Bandeada curvada
- (d) Nodulosa
- (e) Brechoide

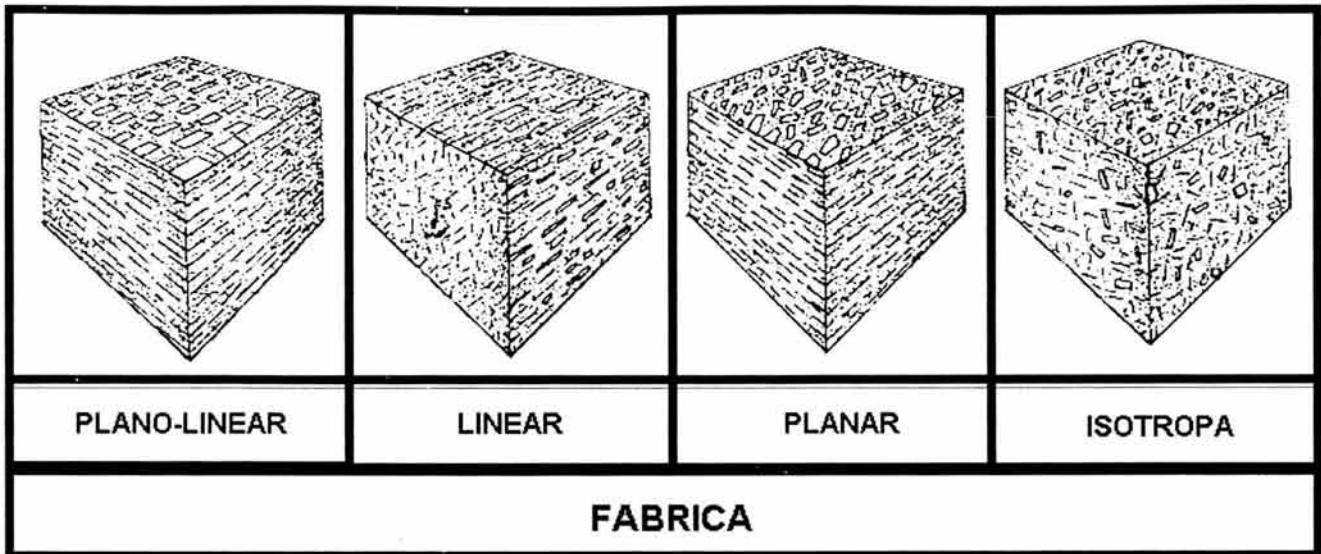


Figura III.7 Combinaciones entre estructura masiva y fábrica

Los cinco tipos texturales básicos

Best (1982) establece cinco tipos texturales básicos para todas las rocas naturales, indicando que cualquier otra textura es una combinación de dos o más de los cinco tipos básicos. Los cinco tipos texturales, que deben ser tomados como términos extremos, son los siguientes:

- Textura secuencial (Figura III.8 a y b). Constituida por cristales que han crecido a partir de una disolución.
- Textura vítrea (Figura III.8c). Constituida por vidrio desarrollado por solidificación rápida de un fundido.
- Textura clástica (Figura III.8d). Formada por fragmentos (clastos) de rocas o cristales englobados en algún material precipitado o diagenético (cemento) o en una matriz arcillosa.

- Textura cristaloblástica (Figura III.8e). Los cristales se han desarrollado en un medio esencialmente sólido, por transformaciones de minerales preexistentes.
- Textura deformada (Figura III.8f). Los cristales o clastos aparecen deformados y reorientados pudiendo estar borrada la textura original de la roca.

Cabe mencionar que la textura clástica es típica de rocas sedimentarias terrígenas, pero también puede darse en rocas volcánicas.

Evidentemente no pueden darse en las rocas naturales otras texturas distintas de estos cinco tipos básicos; sin embargo, su definición es excesivamente amplia y poco precisa para describir texturalmente una roca, por lo que se recomienda utilizar el concepto de "patrón textural", anteriormente definido, en las descripciones petrográficas.

El concepto de Matriz

A menudo, muchas rocas, tanto ígneas como sedimentarias y metamórficas, presentan una distribución de tamaño de grano claramente bimodal de forma que un máximo correspondiente a tamaños finos y otro a los tamaños gruesos. La población fina es a lo que se le denomina matriz, si bien este concepto tiene diferentes connotaciones dependiendo del tipo de roca que se trate. En las rocas sedimentarias terrígenas, el concepto de matriz tiene fuertes connotaciones genéticas o sedimentológicas, pues se trata del material arcilloso de tamaño inferior a 30 micras.

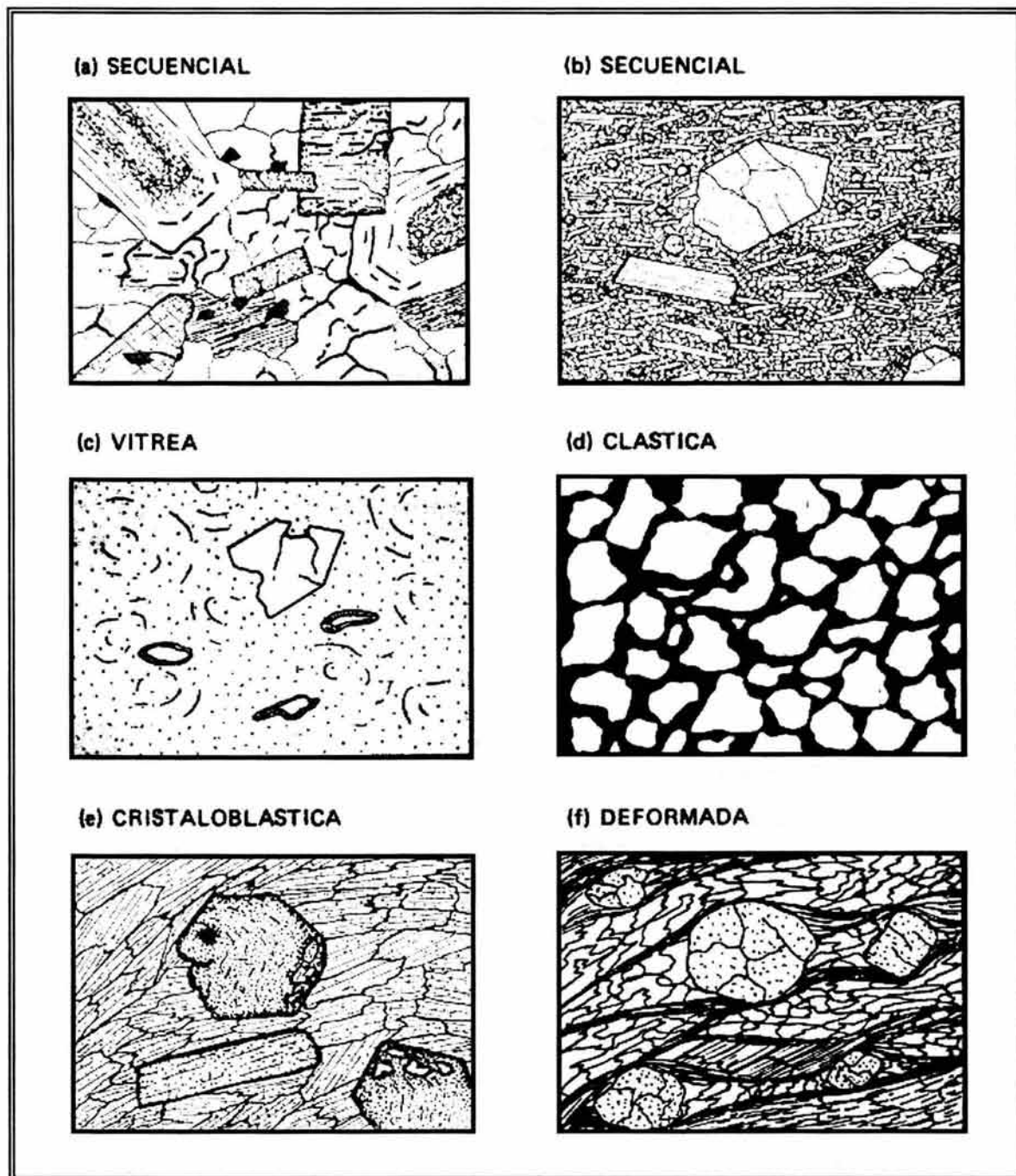


Figura III.8 Esquema representando seis tipos texturales en base a los cinco tipos básicos de Best(1982)

Construcción de fichas petrográficas

Cuando se hace un estudio petrográfico de un gran número de muestras de una región determinada es imprescindible elaborar "fichas petrográficas" en las que se refleja, de la forma mas escueta posible, el conjunto de características petrográficas relevantes, que pueden ser posteriormente utilizadas al elaborar cualquier hipótesis genética.

Las fichas han de hacerse con un criterio unificado, respetando siempre el mismo orden de anotación de los datos extraídos del estudio microscópico. El orden que generalmente se sigue es el mismo con que se obtienen los datos al realizar el estudio de la roca. De forma general y para cualquier tipo de roca , el orden es el siguiente:

- 1) Patrón textural
- 2) Composición
- 3) Clasificación
- 4) Características de los minerales o granos
- 5) Observaciones

➤ Patrón textural.

De acuerdo con la definición anteriormente dada, en este apartado se incluyen todas las características texturales, microestructurales, granulométricas, etc., que definen a la roca sin considerar su composición mineralógica.

➤ Composición.

En rocas cristalinas los minerales se agrupan según su abundancia relativa en:

- a) Esenciales, cuando entran en parte de la roca en mas del 5% en volumen. Los minerales esenciales han de ser ordenados según su abundancia de mayor a menor e indicando el porcentaje aproximado de cada uno.
- b) Accesorios, los que están en proporción inferior al 5% en volumen.
- c) Secundarios, son los productos de alteración (hidrotermal o meteórica), independientemente del porcentaje en que estén dentro de la roca.

En las rocas sedimentarias se hace la misma distinción entre esenciales y accesorios pero referida a clastos y no a minerales.





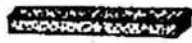


➤ Clasificación.

Se hace con base en la composición modal según los diagramas apropiados para cada tipo de roca. En algunos casos es preciso recurrir a criterios texturales y/o mineralógicos adicionales para llegar a la clasificación. En cualquier caso se debe indicar el criterio utilizado y el autor de la clasificación.

➤ Características de los minerales o granos.

Se enlistan los minerales en orden decreciente en abundancia, indicando para cada uno las características más relevantes tales como inclusiones, agregados (ver Tabla III.1).

Tabla III.1 Términos descriptivos más usados para cristales y clastos

	CRISTALES	CLASTOS
FORMA	IDIOMORFOS  SUBIDIOMORFOS  XENOFORMOS (alotriomorfos) 	REDONDEADOS SUBREDONDEADOS SUBANGULOSOS ANGULOSOS ESFERICOS SUBESFERICOS
COLOR	LEUCOCRATOS (claros) MELANOCRATOS (oscuros)	Igual, si son clastos monominerálicos)
COMPOSICIÓN	FEMICOS (Fe, Mg...) FELSICOS (Si, Al...) CAFEMICOS (Ca, Fe, Mg...) OPACOS (Oxidos, sulfuros...)	MONOMINERALICOS Monocristalinos Policristalinos POLIMINERALICOS
HABITO	LAMINAR  ACICULAR  EQUIDIMENSIONAL  TABULAR 

➤ Observaciones.

En este apartado se indican los aspectos más relevantes del estudio petrográfico. Indicando los posibles procesos implicados en el origen y evolución de la roca.

Este tipo de ficha es válido para todas las rocas cristalinas. Finalmente, en rocas sedimentarias, detríticas y de precipitación química, se realizan fichas petrográficas particulares en las que se tiene en cuenta, además del patrón textural, la naturaleza de los granos, matriz, cemento, etc.

Diagramas de clasificación

Uno de los objetivos principales de la petrografía es llegar a la clasificación de la roca y asignación de un nombre con base en la composición mineralógica y textura. A pesar de que aún existen nombres locales en petrología, actualmente se tiende a asignar nombres composicionales, o bien definir con precisión los límites composicionales de los nombres locales cuando son ampliamente aceptados por la comunidad científica internacional.

➤ Diagramas triangulares de tres componentes

La mayor parte de las clasificaciones modales que se usan en la petrología se basa en la proporción relativa de tres componentes mineralógicos (o clásticos). En rocas cristalinas los tres componentes son silicatos que, en un grupo denominado generalmente "minerales formadores de rocas".

Los tres componentes considerados se representan en los vértices de un triángulo equilátero con valor 100%. Para representar una composición cualquiera en el triángulo es preciso que los tres componentes sumen 100. En las Figura III.9 se presenta el tipo mas usual de diagrama triangular. La mayoría de los diagramas de clasificación se subdividen en campos por líneas que parten de la base y se unen en el vértice superior, y por las líneas paralelas a la base. Una aplicación de esta clasificación es a partir de los tres componentes principales que forman la totalidad de las rocas sedimentarias (Figura III.10). Estos tres componentes son:

- 1) Terrígenos
- 2) Ortoquímicos, y
- 3) Aloquímicos

Terrígenos. Son cristales sueltos, fragmentos de cristales y fragmentos de roca, procedentes de rocas preexistentes por alteración y disgregación. También se caracterizan por haber sufrido transporte desde la roca fuente (área madre) hasta la cuenca de depósito.

Ortoquímicos. Son los materiales formados por precipitación química directa en la propia cuenca de sedimentación, durante o inmediatamente después del depósito.

Aloquímicos. Materiales de origen químico formados en la misma cuenca, pero que han llegado a la zona de depósito como "clastos". Estos materiales sufren un corto transporte hacia la cuenca de depósito.

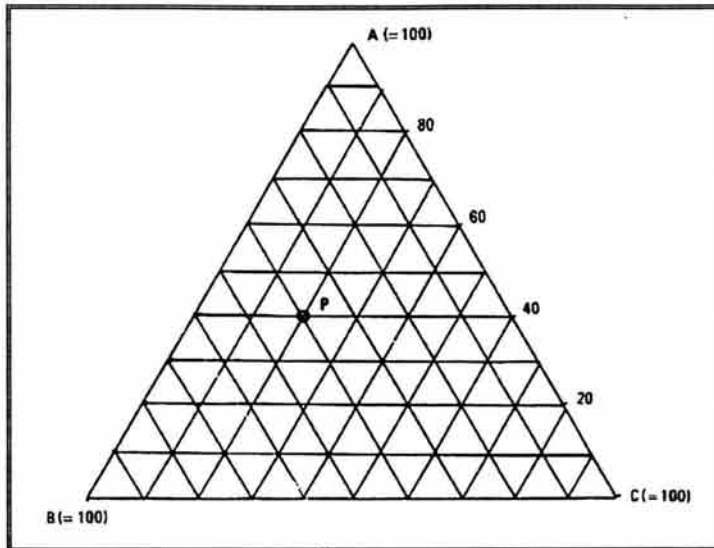


Figura III.9 Diagrama de tres componentes con enrejado triangular. Los tres componentes A, B y C tienen el valor de 100% en cada vértice y cero en los vértices opuestos. Las líneas paralelas a un lado tienen igual porcentaje del componente del vértice opuesto. El punto "P" tiene por tanto la composición de 40% de A, 40% de B y 20% de C.

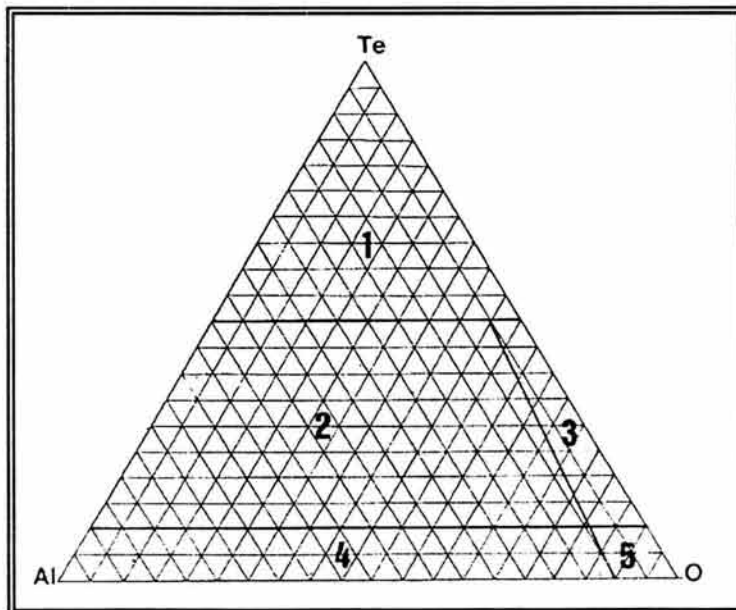


Figura III.10 Clasificación de las rocas sedimentarias según las proporciones de Te (terrágenos), Al (aloquímicos) y O (ortoquímicos). Donde 1: Rocas detríticas, 2: Rocas Aloquímicas impuras, 3: Rocas ortoquímicas impuras, 4: Rocas aloquímicas, 5: Rocas ortoquímicas. De acuerdo a las proporciones que presente una muestra de roca sedimentaria, esta puede ser subclasificada con respecto a su localización en el diagrama triangular presentado con respecto a la subdivisión de sus distintas áreas.

➤ Diagramas de cuatro componentes

Los cuatro componentes se representan en los vértices de un tetraedro (Figura III.11). Los planos paralelos al lado opuesto de un vértice tienen en todo el plano la misma composición de dicho vértice. Estos planos son diagramas triangulares, de tres componentes. Para representar un punto, primero se sitúa el plano que tiene la composición de un vértice, obteniendo un triángulo. A continuación se recalcula a 100 la suma de los tres componentes restantes y se procede como en cualquiera de los casos anteriores (Figura III.9 y III.10).

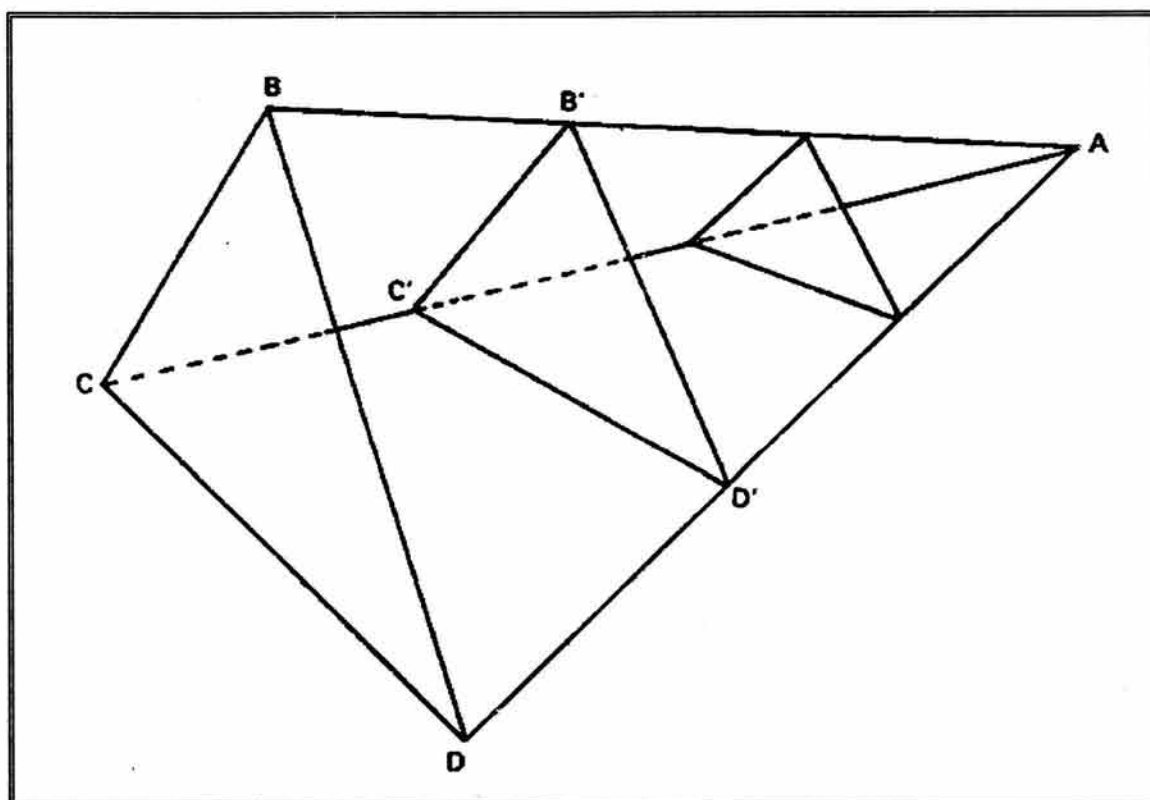


Figura III.11 Diagrama de cuatro componentes

Primera aproximación textural a la clasificación

Los cinco tipos texturales básicos (Best 1982), que se presentan en forma esquemática en la Figura III.8 pueden ser utilizados como una primera aproximación a la clasificación de las rocas más comunes con base en su textura, como se muestra en el cuadro de la Figura III.12. Es preciso subrayar que este esquema de clasificación no es más que una idealización con la que se trata de mostrar la utilidad de las descripciones texturales, sobre todo cuando no se dispone de otros datos (relaciones de campo, composición química, etc.).

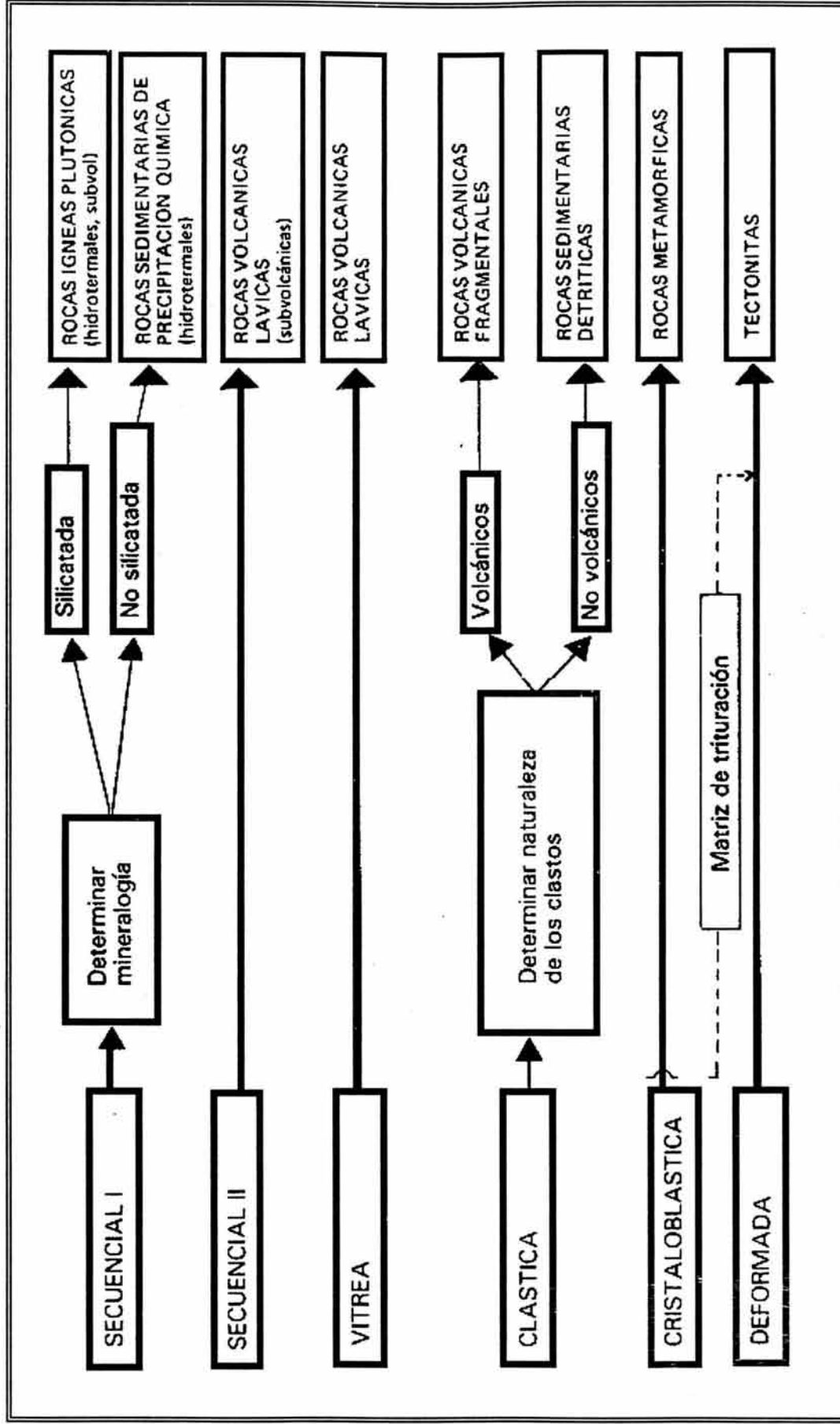


Figura III.12. Clasificación textural basada en los cinco tipos texturales de Best (1982). En los cuadros de la derecha se indican los tipos de rocas. Algunas rocas poco comunes quedan excluidas de esta clasificación textural

Método de estudio al microscopio

□ Secciones delgadas

Las rocas, agregados minerales y sustancias sintéticas, en sección delgada, proporcionan muestras laminares inalteradas de dichos materiales no solamente apropiadas para la rápida identificación de la mayoría de las especies que contienen, sino especialmente para el estudio de sus relaciones espaciales, es decir, textura y fábrica. Las secciones delgadas tienen también la ventaja de presentar un mineral en particular, de una manera tal que sea lo suficiente característica para facilitar su identificación. En la petrografía las secciones delgadas son indispensables para el estudio completo de una roca.

Las secciones delgadas son inadecuadas en los siguientes casos:

- 4) Cuando la roca es de grano muy grueso y de composición mineralógica variable.
- 5) Cuando los minerales exijan un índice de refracción para su identificación.
- 6) Cuando lo que se desea es determinar la posición de una especie, pues esto puede hacerse con mayor rapidez y exactitud determinando los datos ópticos.
- 7) Cuando la roca contiene un porcentaje bajo de minerales accesorios de importancia genética

□ Preparación

La preparación de una sección delgada puede ser dividida en las siguientes fases:

1. Corte de la sección
2. Montaje de sección en el portaobjetos
3. Disminución de la sección por frotamiento
4. Desgaste final
5. Montaje del cubreobjetos

En condiciones normales, se cortan a un tamaño uniforme con una sierra circular provista de diamantes, empleando como lubricantes agua y petróleo; el corte es de un espesor de aproximadamente 6.4 o 9.5 mm (Figura III.13). La mayor parte de las secciones se hacen de tamaño tal que se adapten a portaobjetos de vidrio de 50 x 25 mm. La superficie que ha de ser montada sobre el portaobjetos debe estar completamente plana y para conseguirlo se le desgasta, frotándola sobre un disco de fundición giratorio. Una vez perfectamente plana la lámina, se lava para quitar el abrasivo y el lubricante. Para asegurar una buena unión entre el vidrio y la sección se esmerila la cara del vidrio sobre la que se va a montar y se le aplica un cemento termoplástico.

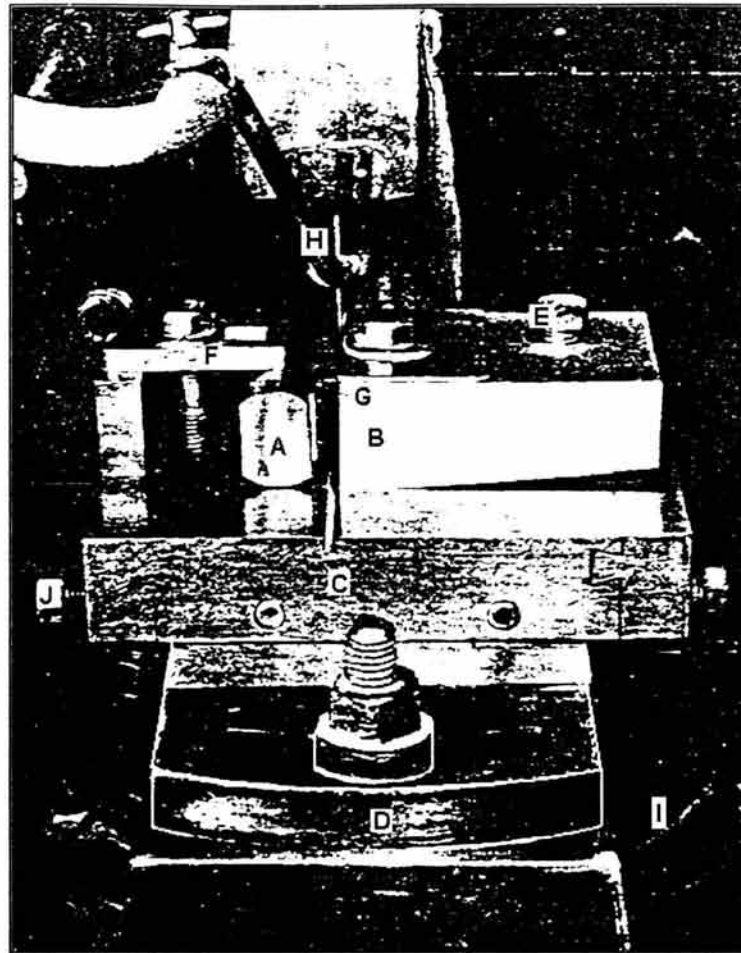


Figura III.13 Sierra de diamante para cortar secciones delgadas: A.- mordaza universal; B.- bloque de acero regulable; C.-bloque de base; D.-regulación lateral; E.- tornillo de regulación vertical; F.- barra de sujeción de la mordaza universal; G.- sección de roca montada; H.- dispositivo de lubricación; I.- plato giratorio; J.- tornillo para regular el espesor.

Una vez obtenida la sección delgada de la muestra a estudiar se procede a su examinación a través del microscopio binocular. Esta técnica es la mas empleada ya que a través de un conocimiento sólido de clasificación y cierta experiencia en la identificación de aspectos característicos generales de la muestra puede ayudar al sondeo y estudio de testigos una vez limpios del lodo de perforación, al igual que para las muestras recogidas en afloramientos. De esta manera las muestras pueden ser clasificadas, para el aporte de información en el estudio geológico que se llevase a cabo.

III.3. ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO

Concepto de Tamaño de Grano (d)

Muchos autores señalaron que el termino “tamaño” no es adecuado para definir partículas irregulares tales como granos de arena, y que el tamaño de grano depende del método de medición empleado en el laboratorio.

En la actualidad dos conceptos son usados para definir “tamaño” los cuales son: (1) diámetro granulométrico y (2) diámetro de caída-libre.

El diámetro granulométrico es definido como el ancho del cuadrado mínimo de apertura a través del cual una partícula puede pasar, y el diámetro de caída-libre es el diámetro de una esfera teniendo una densidad y una velocidad de caída libre constantes de la partícula en un fluido de viscosidad y densidad constante. Otra definición de tamaño de partícula es el de la medición directa de uno o de mayoría de sus ejes de la partícula; este método involucra el estudio de secciones delgadas con microscopio.

Varias escalas de grado usadas arbitrariamente para definir la variedad de tipos de rocas sedimentarias clásticas han sido propuestas por diferentes autores; la escala propuesta por Udden(1898) y modificada por Wentworth (1922) (comúnmente llamada escala de Wentworth) es la más común.

El tamaño de grano es un el elemento muy importante de la textura en sedimentos detríticos, porque se encuentra relacionado con las condiciones geológicas de transporte y el ambiente de depósito.

Las distintas texturas se basan principalmente en las diferencias de los diámetros de las partículas. Las rocas sedimentarias detríticas pueden ser clasificadas de acuerdo al tamaño de grano usando la escala de Udden-Wentworht, la cual se muestra en la Tabla III.2 La determinación del tamaño de grano es de tipo cuantitativo.

El concepto de la unidad phi (ϕ), introducido por Krumbein (1934) es comúnmente usado para simplificar cálculos estadísticos involucrados en la distribución del tamaño de grano.

$$\phi = -\log_2 d \quad \text{III.1}$$

$$\phi = \frac{-\log_{10} d}{\log_{10} 2} \quad \text{III.2}$$

donde:

d es el diámetro de la partícula, [mm]

Tabla III.2 Escala granulométrica de Wentworth

TAMAÑO DE GRANO[mm]	UNIDADES PHI [ϕ]	MALLA	CLASES DE GRADOS	NOMBRE DE LA ROCA
4096	-12		GUIJONES	GRAVA
1024	-10			
256	-8			
64	-6		GUIJARROS	
16	-4	5	GUIJAS	
4	-2			
3.36	-1.75	6	GRANULOS	
2.83	-1.5	7		
2.38	-1.25	8		
2.00	-1.00	10		
1.68	-0.75	12	ARENA MUY GRUESA	ARENA
1.41	-0.5	14		
1.19	-0.25	16		
1.00	0.00	18		
0.84	0.25	20	ARENA GRUESA	
0.71	0.50	25		
0.59	0.75	30		
0.50	1.00	35		
0.42	1.25	40	ARENA MEDIA	
0.354	1.50	45		
0.297	1.75	50		
0.250	2.00	60		
0.210	2.25	70	ARENA FINA	
0.177	2.5	80		
0.149	2.75	100		
0.125	3.00	120		
0.105	3.25	140	ARENA MUY FINA	
0.088	3.5	170		
0.074	3.75	200		
0.0625	4.00	230		
0.0526	4.25	270	LIMO GRUESO	LIMO
0.0442	4.5	325		
0.0372	4.75			
0.031	5.00			
0.0156	6.00		LIMO MEDIO	
0.0078	7.00		LIMO FINO	
0.0039	8.00		LIMO MUY FINO	
0.0020	9.00		ARCILLA	ARCILLA
0.00098	10.00			
0.00049	11.00			
0.00024	12.00			
0.00012	13.00			
0.00006	14.00			

Métodos para determinar el tamaño de grano.

Los tres métodos mas comúnmente empleados en el análisis del tamaño de grano son el granulométrico, sedimentación y el de medición directa. En este trabajo solo se analizara el método granulométrico

Muestras

El tipo y tamaño de la muestra usados para el análisis dependen de las condiciones del punto de muestreo (de fondo, de pared o recortes), tipo de información que se quiere determinar y de la técnica utilizada para determinar el tamaño del grano. En muchas ocasiones, el primero de estos factores es el de mas relevancia; ya que si se cuenta únicamente con recortes obtenidos de la perforación, el tipo de información que se obtendrá será restringida y la única técnica que podrá ser utilizada es por medio de microscopio mediante el estudio de secciones delgadas, mientras que si se cuenta con muestras de roca más grande (núcleos) es posible utilizar las distintas técnicas de laboratorio y además los resultados serán más confiables.

En la Figura III.14 se muestra el rango de aplicación de las diferentes técnicas de análisis de tamaño de grano que se pueden llevar a cabo en el laboratorio.

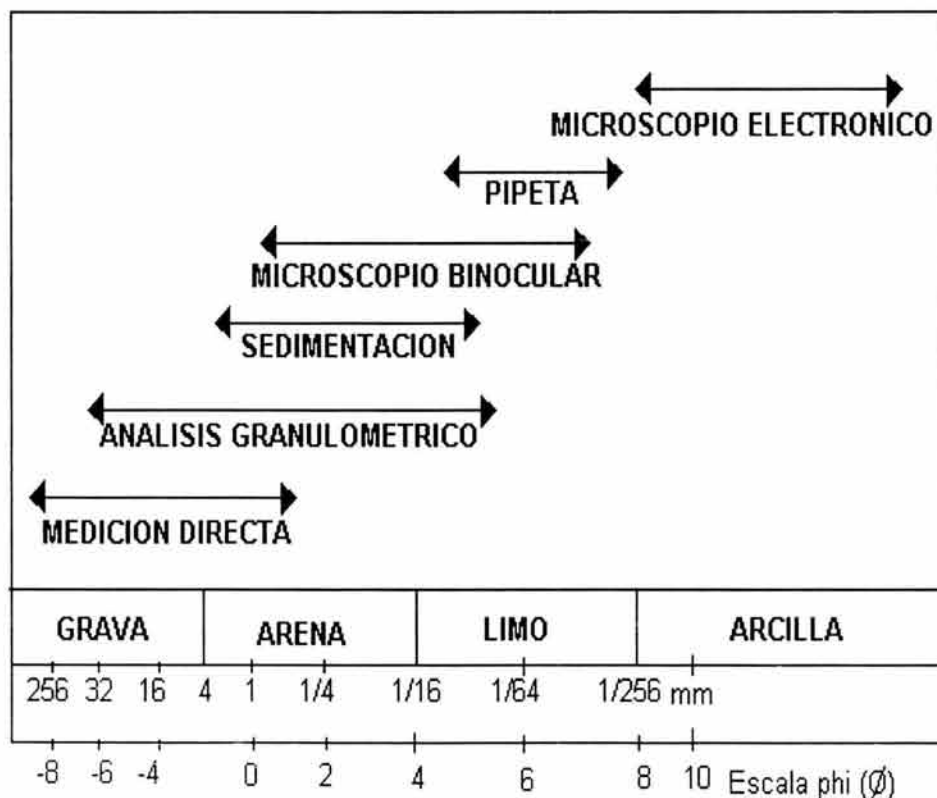


Figura III.14 Rango de aplicación de las diferentes técnicas de análisis de tamaño de grano

Análisis Granulométrico

La granulometría es la distribución de los tamaños de las partículas de un agregado. El tamaño de partícula del agregado se determina por medio de tamices de malla de alambre con aberturas cuadradas.

Este método generalmente es utilizado para arenas no consolidadas y deleznable. El procedimiento que se sigue es el siguiente:

- Una muestra de roca limpia y seca se desmorona y se registra su peso.
- Colocar la muestra en el tamiz y vibrar.
- Pesar la cantidad de granos que pasa por la abertura de la malla.
- Hacer los pasos anteriores sucesivamente por diferentes tamaños de malla hasta ya no tener muestra y llegar a un 100% de la muestra.
- Se determina el tamaño de grano en milímetros y unidades phi.
- Se clasifican los diferentes tamaños de granos con base en la escala de Wentworth.

En la Figura III.15 se muestra un ejemplo de cómo realizar un análisis granulométrico a una muestra de roca con un peso conocido.

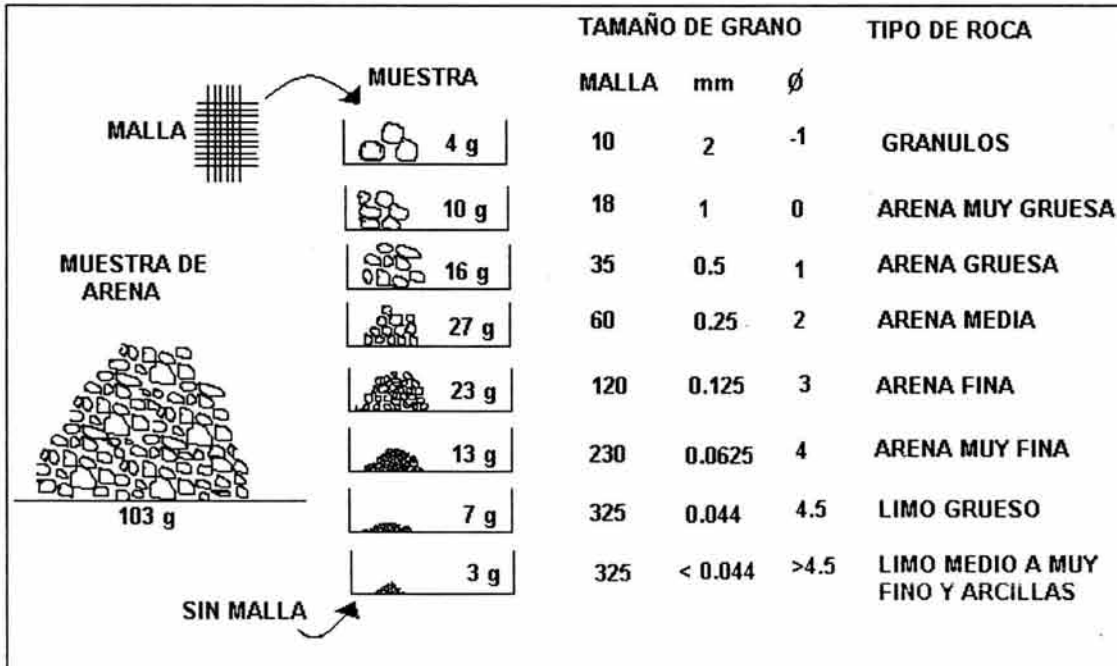


Figura III.15 . Análisis granulométrico de una muestra de roca, utilizando tamices.

Con estos datos se preparan histogramas y graficas de frecuencia acumulativa tanto en escala normal como en escala probabilística.

CLASE	FRECUENCIA	FRECUENCIA ACUMULADA	PORCENTAJE DE FRECUENCIA ACUMULADA
0-0.9	4	4	3.9
1-1.9	10	14	13.6
2-2.9	16	30	29.1
3-3.9	27	57	55.4
4-4.9	23	80	77.4
5-5.9	13	93	90.3
6-6.9	7	100	97.0
7-7.9	3	103	100.0
TOTAL	103		100%

Tabla III.3 Datos obtenidos del análisis granulométrico.

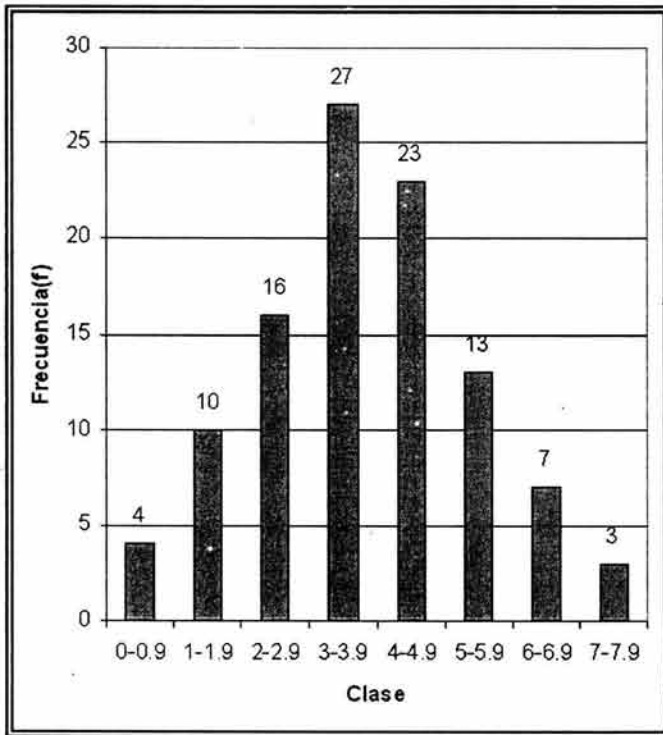


Figura III.16 Histograma.

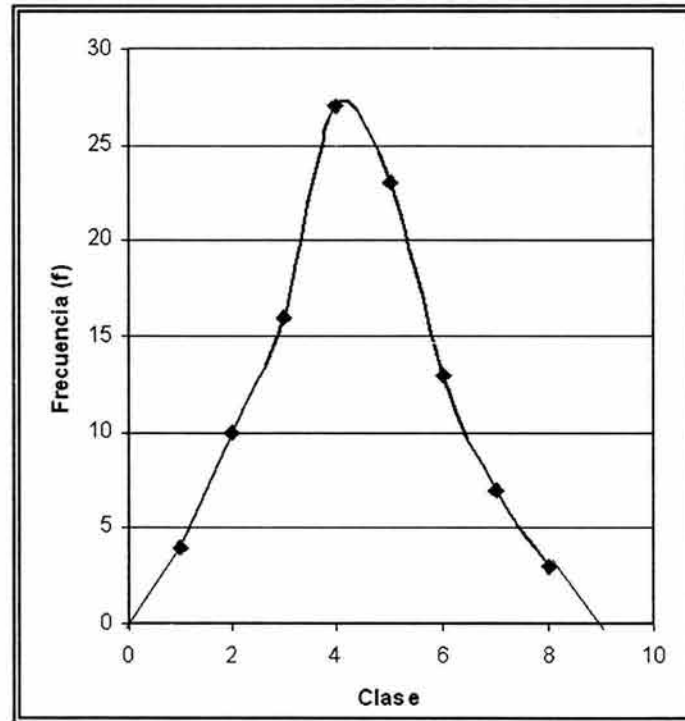


Figura III.17 Curva de distribución.

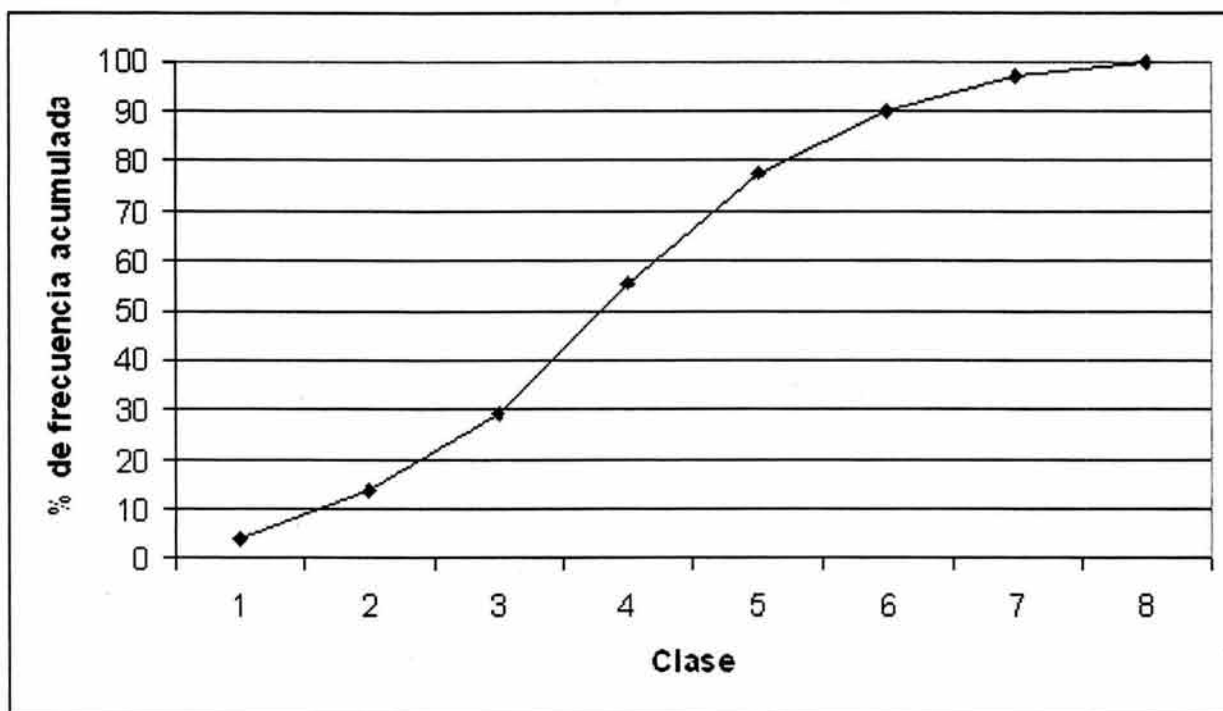


Figura III.18 Curva de frecuencia acumulada en escala normal.

En las siguientes figuras se muestran algunas de las diversas formas de curvas de distribución que se pueden tener en un análisis granulométrico realizado en un laboratorio.

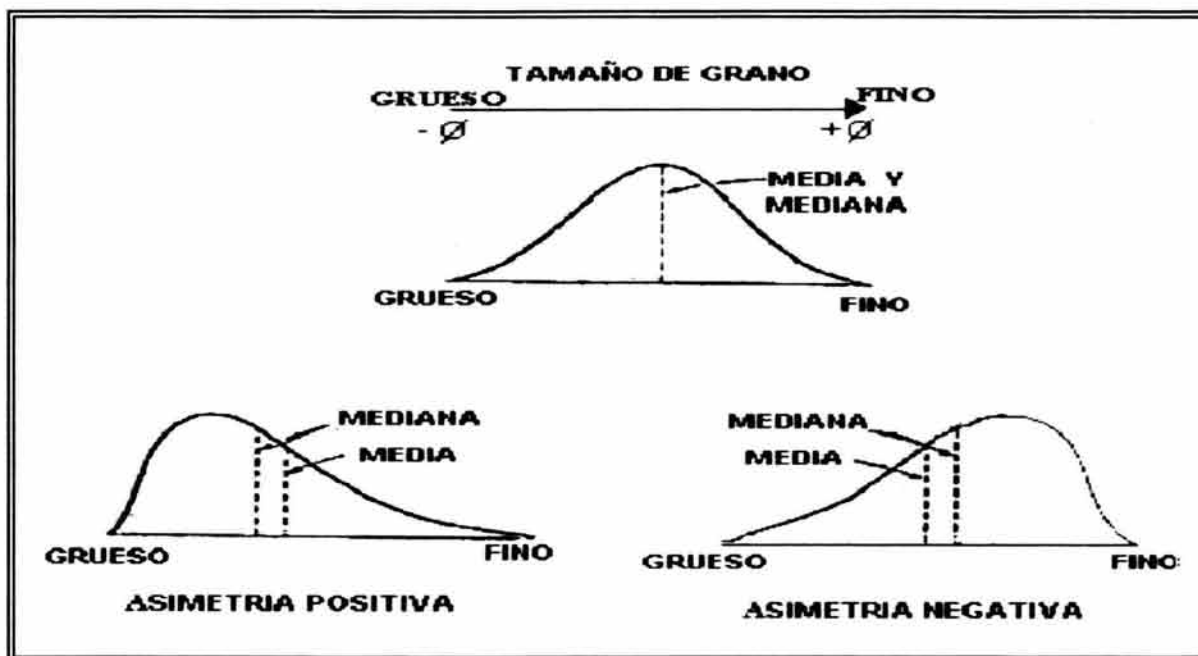


Figura III.19 Tipos de distribuciones que se pueden tener en el análisis granulométrico de muestras de roca

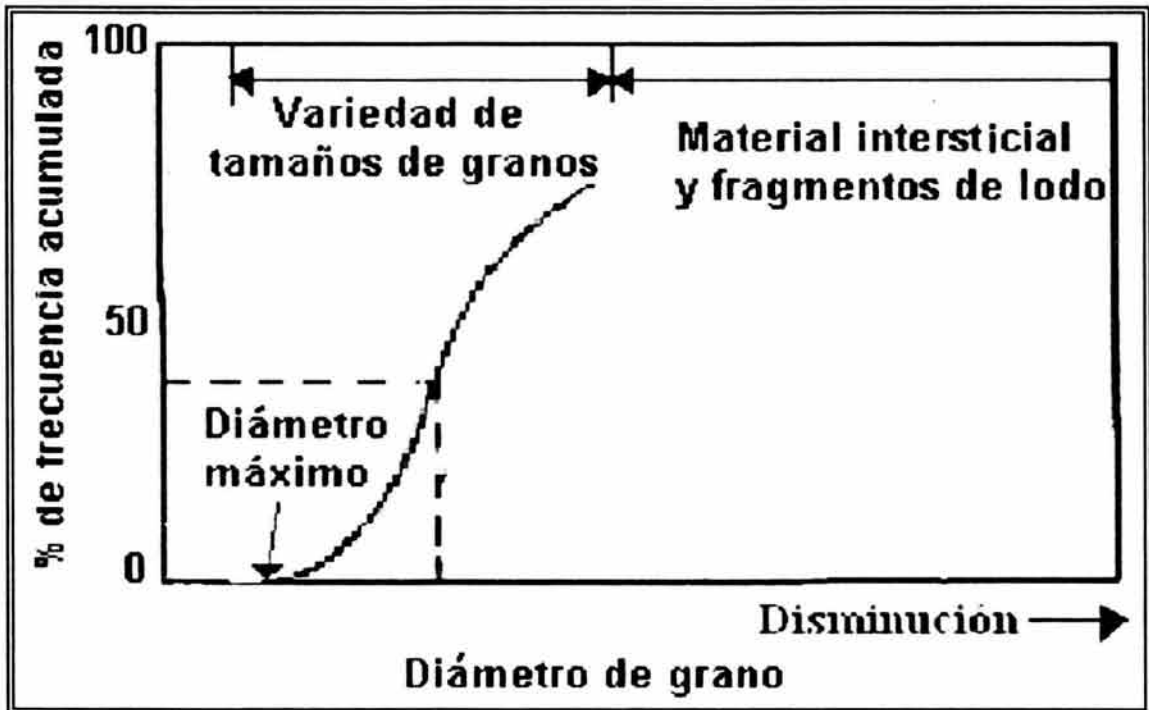


Figura III.20 Textura generalizada de depósitos de arena

Morfología del grano

La morfología del grano depende básicamente de la mineralogía, del tiempo de transporte y de la abrasión sufrida durante éste, del tipo de roca de donde provienen los clastos y, cuando ya han sido depositados, de la erosión. En la morfología del grano deben tomarse en cuenta tres aspectos del grano forma, esfericidad y redondez.

Textura

Significa el modo de construcción de la roca y describe las relaciones entre los componentes que la constituyen. 'Textura' es determinada por la forma de los componentes minerales y por las relaciones geométricas de ellos. Los parámetros principales de 'textura' son:

- la forma del grano
- la granulidad
- La cristalinidad.

Forma del grano

La forma del grano se define con base en diferentes relaciones de la longitud de los ejes intermedio y corto. Estas relaciones se aplican para describir cualitativamente las formas de las partículas de los sedimentos detríticos. Se tienen cuatro clases de forma de grano, basadas en las relaciones de longitud: tubular o discoidal, cúbica o esférica, laminar y cilíndrica.

Algunos términos para describir la forma de un mineral son:

- **Isométrica:** en todas las direcciones del espacio más o menos regularmente extendido.
- **Euhedral** (los minerales presentan algunas señales de cristales), cúbico, prismático, entallecido (*stengelig*), fibroso, tabular, hojoso, escamoso (*schuppig*).
- **Angular**, redondeado en varios grados, elipsoidal, globular se emplea para los granos detríticos de sedimentos clásticos.

Para describir la forma de los bordes de los granos se emplean términos como: rectilíneo, curvado, arqueado, interrumpido, dentado, serrado, deshilachado, dendrítico, esquelético.

Esfericidad del grano

La esfericidad del grano se refiere al grado de aproximación de su forma a la de una esfera. Se tienen dos tipos de esfericidad: alta y baja. En la Figura III.21. se muestran estas categorías de esfericidad de grano.

Redondez del grano

La redondez de un grano se refiere a la granularidad de sus bordes y esquinas. Esta característica es función del desgaste de la partícula. Según su grado de redondez, los granos pueden ser clasificados como: muy angulosos, angulosos, sobre redondeados o bien redondeados, estas categorías se muestran en la Figura III.21.

La redondez de los clastos representa la magnitud y el tipo del transporte. Un transporte gravitacional - coluvial corto (sin agua) produce clastos angulares. Con la entrada de los clastos al sistema fluvial empieza el desgaste y las partículas pierden su angularidad. Pero la rapidez para redondear los cantos depende de algunos factores: tamaño del clasto y petrología del clasto. Clastos pequeños

generalmente demoran más tiempo para redondearse que los clastos grandes. Clastos de cuarzo son más resistentes que los clastos de caliza.

La determinación de la forma, esfericidad y redondez del grano, es decir, de la morfología del grano, es una caracterización de tipo cualitativo.













BIEN REDONDEADO	REDONDEADO	SUBREDONDEADO	SUBANGULAR	ANGULAR	MUY ANGULAR	
						BAJA ESFERICIDAD
						ALTA ESFERICIDAD

Figura III.21 Categorías de esfericidad y redondez del grano

Aplicaciones Principales del análisis granulométrico.

- Conocer el medio ambiente de depósito.
- Conocer el medio de transporte que tuvieron los sedimentos.
- Conocer los efectos en la porosidad y la permeabilidad.
- Determinar la fuente de los sedimentos.
- Determinar el tipo de roca que compone la muestra.
- Determinar los diferentes tamaños de grano que componen a la muestra.

III.4. ANÁLISIS MINERALÓGICO.

Un mineral es una sustancia inorgánica natural, con una estructura interna característica y con una composición química y propiedades físicas que son uniformes y que varían dentro de límites definidos. La mayor parte de los minerales están compuestos de dos o más elementos.

Cuando se examinan muestras de roca, se notan diferentes clases de partículas; estas no son mezclas, sino más bien, cada una es una sustancia distinta y homogénea con características físicas y químicas definidas. Algunas partículas pueden ser simples granos de tierra, otras pueden ser finas y con brillantes superficies que reflejan la luz del sol y otras pueden ser granos densos transparentes que parecen trozos de cristal coloreado. Cada una de estas partículas es un mineral⁹.

La mayor parte de los minerales pueden identificarse rápidamente al verlos, si se conocen sus propiedades físicas ordinarias, como son: color, raya, brillo, crucero, dureza, peso específico y forma cristalina.

Para distinguir los minerales raros se tiene que recurrir a diferentes ensayos de laboratorio. Con la ayuda de un soplete y de unos cuantos reactivos sencillos pueden hacerse ensayos químicos e investigarse polvos minerales o mezclas de grano fino. Los minerales difieren en fusibilidad, en solubilidad en ácidos y en su comportamiento con reactivos.

La determinación exacta de minerales se hace generalmente con un microscopio polarizado. Esto implica la preparación de las rocas en láminas muy finas que dejen pasar a través de ellas la luz polarizada. Pueden hacerse de este modo determinaciones muy exactas, debido a que el efecto de cada mineral transparente iluminado difiere del otro.

En determinaciones todavía más difíciles se puede hacer uso de:

- a) Rayos X para determinar la estructura cristalina
- b) Análisis espectrográfico para determinar los elementos químicos

Identificación de minerales.

Generalmente existen tres formas de analizar un mineral o una roca:

- 1) **Métodos macroscópicos**
- 2) **Métodos microscópicos**
- 3) **Métodos químicos**

El reconocimiento macroscópico es el método más simple y más económico. En un reconocimiento microscópico se utiliza un microscopio especial y una muestra preparada (lámina delgada). Los análisis químicos se realizan en laboratorios especiales¹⁰.

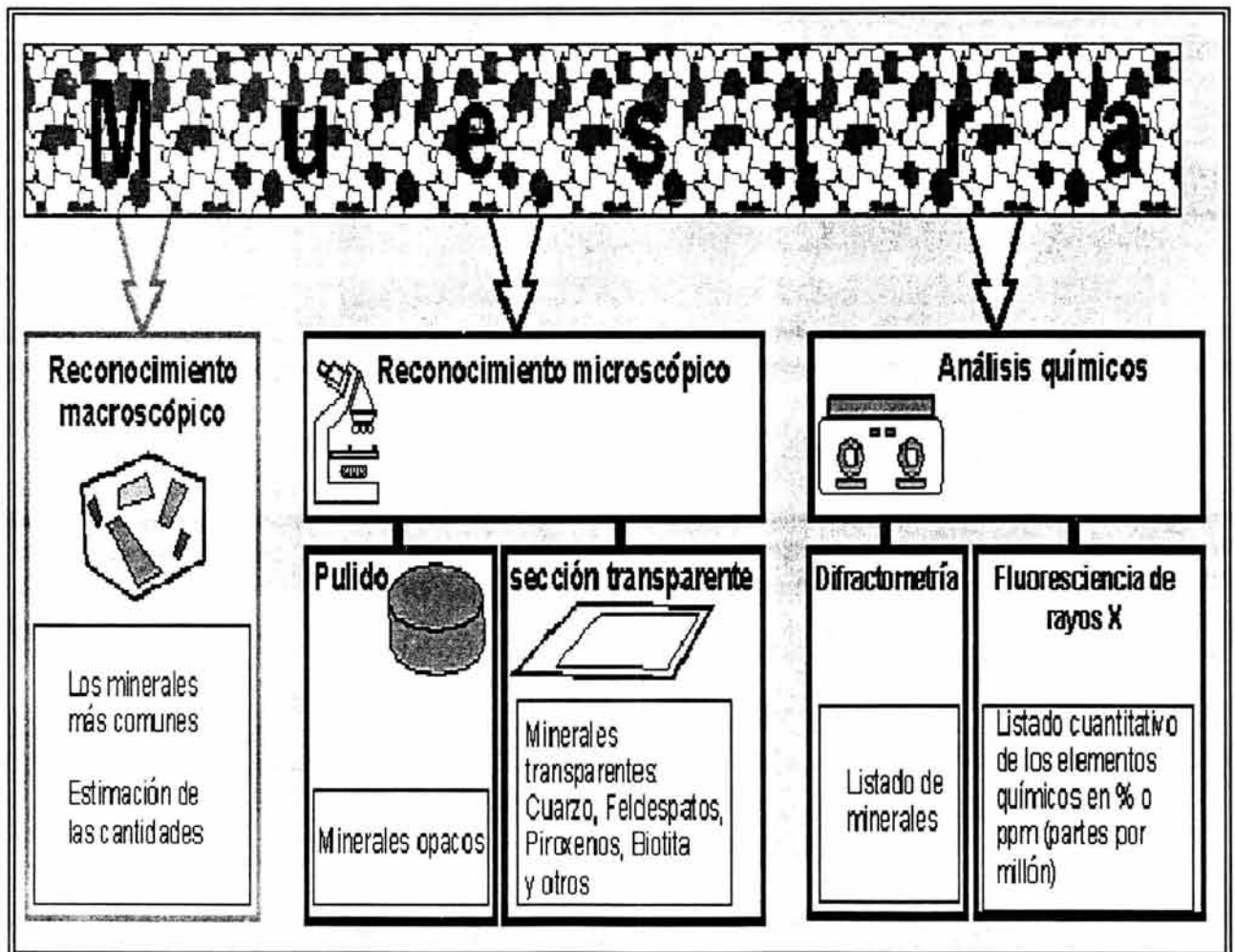


Figura III..22 Métodos empleados para la identificación de minerales.

1) Métodos macroscópicos

Solo con los ojos y algunas herramientas se describe una roca. Las herramientas son: lupa, martillo, ácido clorhídrico, un trozo de vidrio. Se describe: textura, fábrica, color, densidad, dureza, brillo, morfología, exfoliación (fracturamiento), tipos de minerales, etc.

Descripción de rocas:

1. Generalidades:		
Color	Color general	café, amarillo, bicolor blanco-negro...
Peso	El peso específico general	liviano, normal, pesado
Fracturamiento	Manera como se rompe la roca	irregular, regular, laminar, cúbico, superficie lisa, áspera
Dureza	Dureza general	blando, normal, duro
2. Textura / estructura		
Cristalinidad:	Tamaño, visibilidad de los cristales (componentes)	macrocristalino / fanerítico microcristalino / afanerítico criptocristalino, amorfo
Tamaño absoluto de los granos	Tamaño en mm	grano muy grande grano grande grano mediano grano fino compacto
Distribución del los tamaños	Todos iguales o existen diferentes diámetros	equigranular heterogranular (textura porfídica) irregular
Orientación de los componentes	Con / sin orientación preferida	isótropo (sin orientación) anisótropo: estratiforme, fluidal, esquistosa, plegada
Tipos de granos	Cristales o fragmentos	cristales fragmentos: minerales, rocas: textura clástica
Minerales	Componentes	componente principal componente secundaria Minerales especiales

2) Métodos microscópicos

Identificación de minerales con Rayos X

Las propiedades físicas externas y la forma geométrica de un mineral son manifestaciones de una estructura interna¹¹. Las mediciones ópticas revelan algunas características internas, pero no proporcionan la información fundamental que es necesaria para describir la estructura del mineral.

Se puede obtener esta información utilizando rayos X para observar el interior de un cristal. Los patrones de rayos X producidos en los diferentes experimentos pueden interpretarse para descubrir qué átomos están en un cristal y el arreglo geométrico de dichos átomos.

Mediante el análisis microscópico con rayos X se puede determinar los minerales que componen la muestra y se puede reportar el porcentaje de los componentes: principal, secundario y minerales especiales que componen la muestra.



Figura III.23 Microscopio para el análisis de muestras de roca

3) Análisis químicos

Existen varios tipos de análisis químicos. Los más importantes son la fluorescencia de rayos X y la difracción. En ambos casos se usan equipos especiales y una preparación de la muestra es necesaria.

La fluorescencia de rayos X: Permite un análisis por elementos químicos. Como resultado sale un listado de los elementos químicos principales (SiO_2 , Al_2O_3 , FeO , MgO , ...), los elementos de traza (Ba, Sr, U, Cu, ...) y las tierras raras (Y, Nb..). Los elementos químicos principales salen en %, los otros en ppm (partes por millón).

La difracción: Como resultado salen listados de los contenidos en minerales de la muestra. Algunas veces se puede hacer un análisis semicuantitativo. Se puede detectar con este método todos los minerales con estructura cristalina. Especialmente se aplican la difracción para los minerales arcillosos.

Aplicaciones Principales de los análisis mineralógicos.

- Determinar los diferentes minerales que componen la muestra de roca.
- Determinar el porcentaje de minerales presentes en la muestra de roca
- Determinar la distribución que tienen los minerales dentro de la muestra de roca.
- Conocer el medio ambiente de depósito.
- Conocer el medio de transporte que tuvieron los sedimentos.
- Determinar la fuente de los sedimentos.

III.5. RADIOACTIVIDAD NATURAL

Fenómeno atómico que se presenta en sustancias naturales, debido a la desintegración de los elementos radioactivos que contengan.

Ejemplos de elementos radioactivos:

- Uranio (U)
- Potasio (K)
- Torio (Th)

Al desintegrarse los elementos radioactivos se generan radiaciones positivas (partículas alfa), radiaciones negativas (partículas beta) y radiaciones sin carga (rayos gamma), siendo los rayos gamma quienes tiene mayor penetración.

III.5.1 MEDICIÓN DE LA RADIOACTIVIDAD NATURAL DE UNA ROCA.

➤ EN RECORTES

La medición de la radioactividad natural en recortes de roca durante la perforación, se realiza mediante una previa selección de muestras¹². Se sabe que el petróleo no es radioactivo así que el objetivo de estas mediciones es encontrar certeramente marcadores radioactivos, los cuales puedan ser claramente identificados durante la obtención de registros de Rayos Gamma. La ventaja de la medición de la radioactividad natural recae en la posibilidad de localizar de manera certera intervalos sin detener la perforación.

El equipo elemental utilizado para llevar a cabo la medición de la radioactividad natural en recortes, se muestra en la Figura III.24, el cual consta de:

- a) Un contador Geiger-Müller (G.M.)
- b) Recubrimiento de Protección que actúa contra la radiación producida
- c) Un apropiado Contador-Integrador

Las muestras deben ser aproximadamente de 100 a 200 g de recortes finamente molidos y colocados alrededor del contador frente a una ventana que porta el mismo.

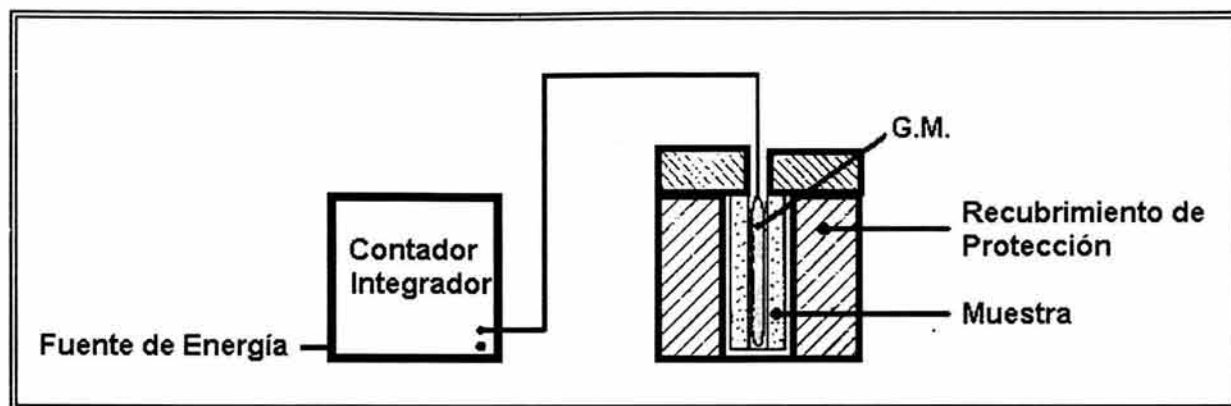


Figura III.24 Esquema básico del ensamble de un contador-integrador Geiger-Müller para la medición de la radiación natural de recortes

Desde el punto de vista experimental se debe observar:

- a) El número de pulsaciones de Rayos Gamma que se producen en un periodo de tiempo determinado.
- b) El resultado es relacionado con la cantidad de roca presente.
- c) Se dibuja un diagrama con el número de impactos a una cantidad constante de roca y como varían éstos en función de la profundidad.

➤ EN NÚCLEOS

La radioactividad natural (Rayos Gamma) de los núcleos se mide en el laboratorio sin destruir las muestras. El equipo utilizado se muestra en la Figura III.25 y consiste de:

- a) Una banda de desplazamiento sobre la cuál se colocan los fragmentos de núcleo, ordenadamente, uno seguido de otro.
- b) El túnel principal con recubrimiento para la protección externa o reducción de la emanación de radioactividad.
- c) Una ventana que permite que la radioactividad natural llegue al contador G.M.
- d) Circuitos eléctricos para llevar a cabo el registro.

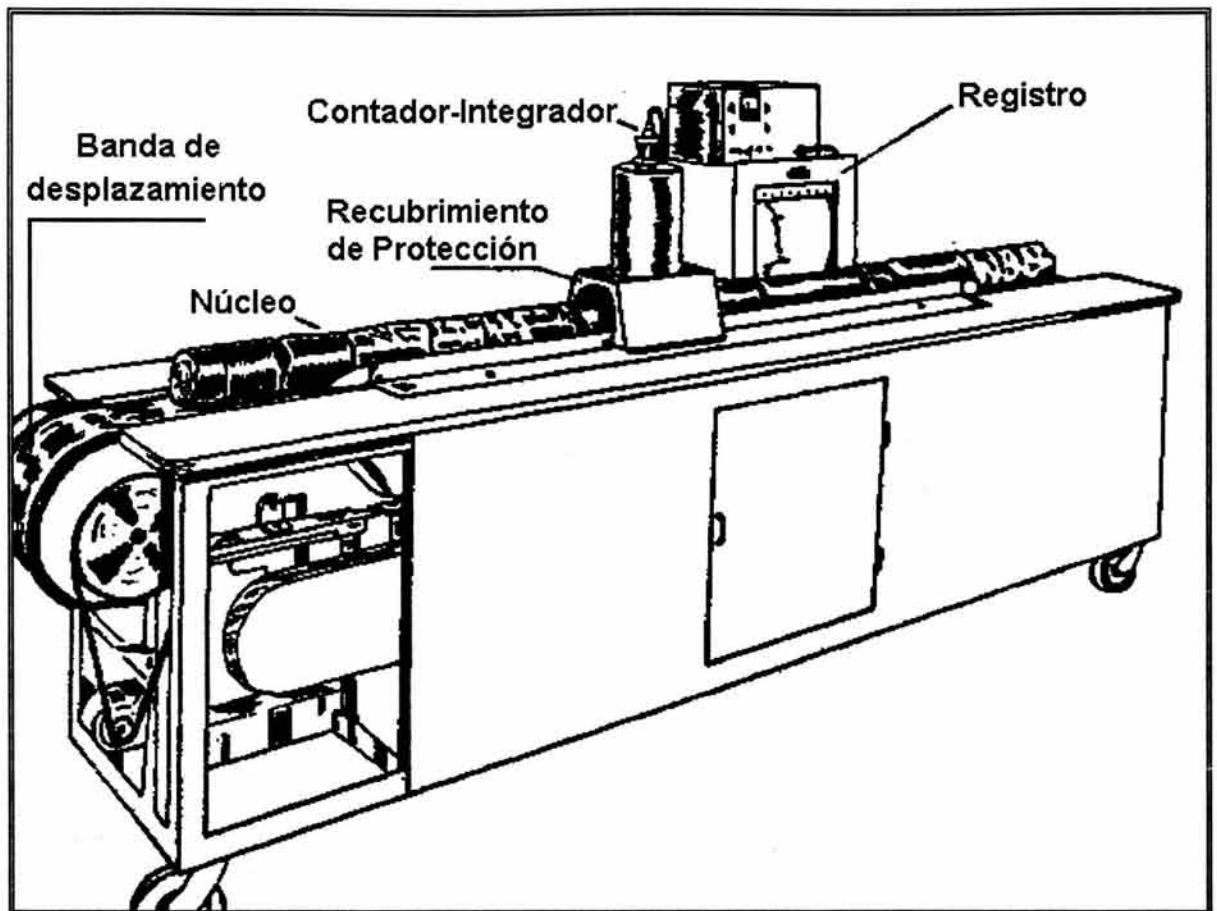


Figura III.25 Equipo de laboratorio para la obtención de la radiactividad natural de núcleos

La radioactividad natural registrada es utilizada para la calibración de registros ajustando la sensibilidad de acuerdo al patrón registrado en el laboratorio.

La medición de la radioactividad natural no destruye los núcleos y su obtención puede realizarse rápidamente (aproximadamente 60 min. para un núcleo de 18 metros). Por lo consiguiente los resultados de los diagramas pueden ser comparados inmediatamente con los obtenidos de la información del pozo.

Ejemplos de aplicación

Un promedio de las aplicaciones prácticas son las siguientes:

- Con la información obtenida en el laboratorio es posible calibrar las herramientas en el campo (Figura III.26).
- Facilita las correlaciones y por ello es posible localizar intervalos productores mas claramente (Figura III.27).
- Hace posible la recuperación de núcleos de intervalos de interés con alta precisión (Figura III.27).
- Es posible eliminar la recuperación de núcleos innecesarios.

- e) Es posible identificar y situar exactamente pérdidas de secciones de núcleo (Figura III.28).

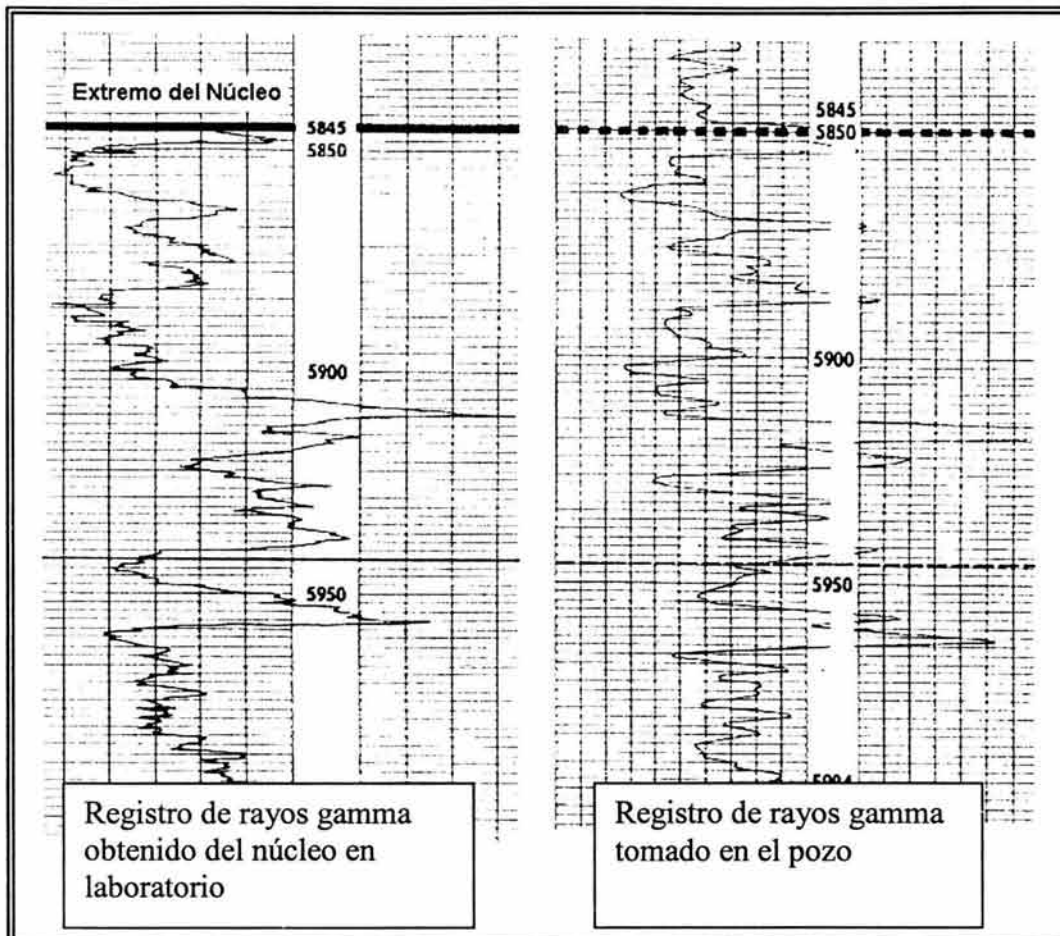


Figura III.26. Se confirma la buena calidad de la información obtenida del registro en el pozo, debido a la comparación con los datos obtenidos en el laboratorio.

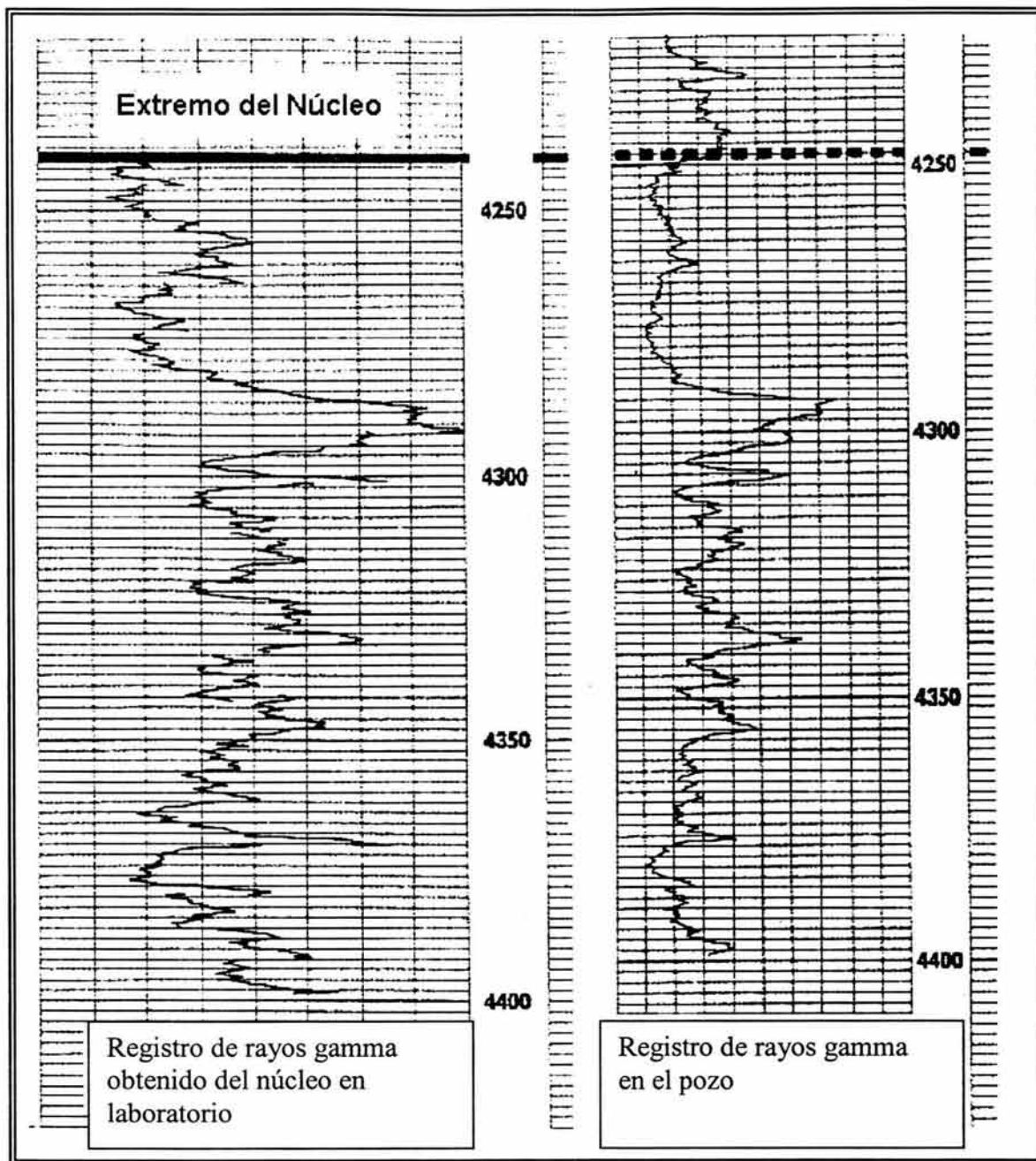


Figura III.27. Ejemplo que muestra una diferencia de profundidades de 8ft. (2.44 m) con respecto a los datos obtenidos en el laboratorio. Esta información se utiliza para el ajuste de profundidades y localizar estratos delgados que pudieran ser de interés.

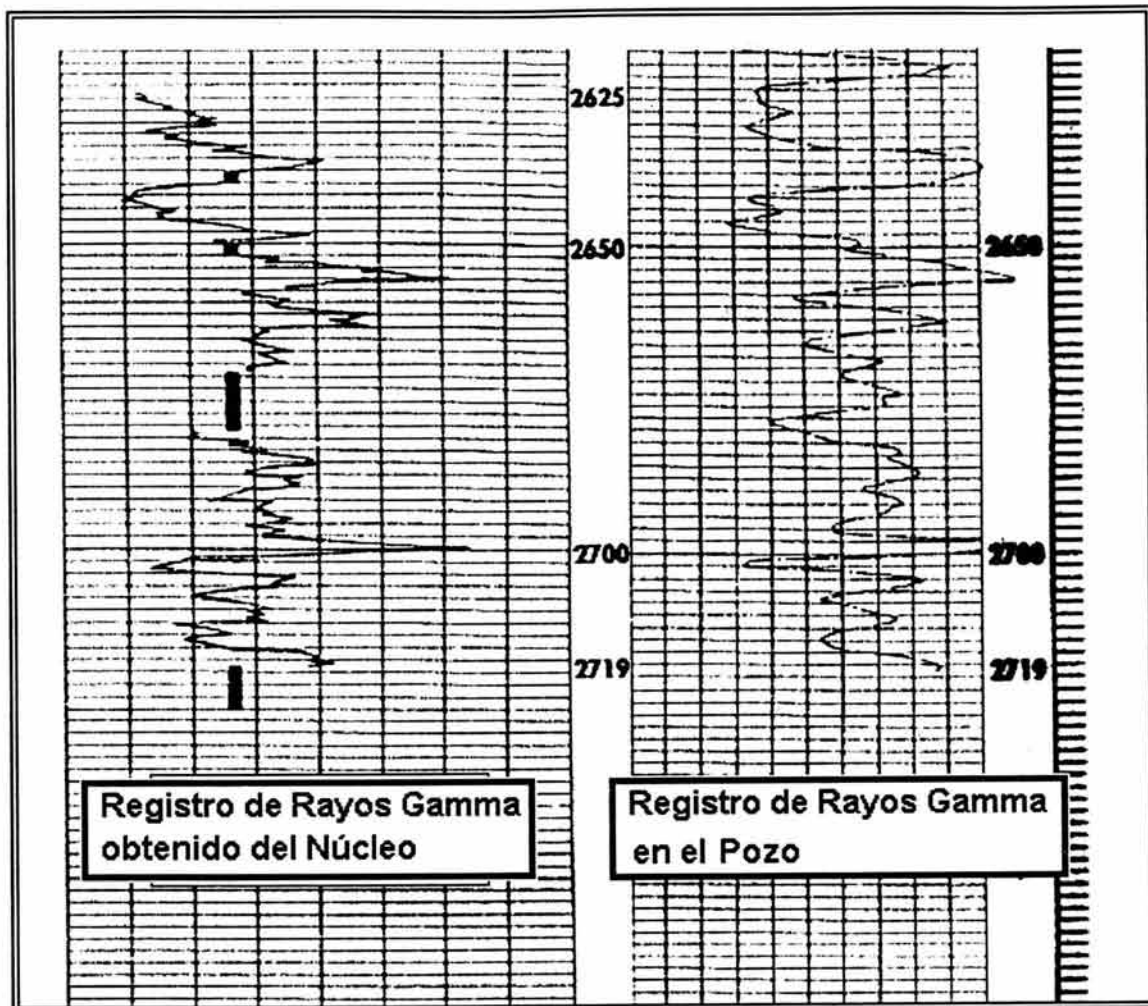


Figura III.28—Ejemplo que muestra la ubicación de la profundidad y el intervalo de las secciones perdidas en la recuperación del núcleo.

III. 6. FLUORESCENCIA

Los minerales que se hacen luminiscentes al ser expuestos a la acción de rayos ultravioletas, rayos X o rayos catódicos, son fluorescentes. Si la luminiscencia continúa después de haber sido cortada la excitación, se dice entonces que el mineral es fosforescente¹³.

No existe una clara diferencia entre la fluorescencia y la fosforescencia, ya que algunos minerales que a primera vista parecen solamente fluorescentes, usando métodos finos se comprueba que siguen dando luz durante una fracción de segundo después de haber sido separados de los rayos ultravioleta. por consiguiente, el fenómeno se considera por algunos como el mismo.

La fluorescencia se produce cuando la energía de la radiación de corta longitud de onda es absorbida por los iones de la impureza y emitida como radiación de mayor longitud de onda (luz visible)

La fluorescencia es una propiedad que caracteriza a los hidrocarburos, debido a que fluorescen bajo la luz ultravioleta. Es por ello que en el laboratorio se examinan muestras de roca bajo tal luz para saber si está o estuvo impregnada de hidrocarburos.

El procedimiento es sencillo, con una simple lámpara de luz ultravioleta portátil es posible detectar la presencia de hidrocarburos en muestras de roca, solo hay que hacer pasar la luz ultravioleta a través de la muestra de roca y observar si fluoresce (Figura III.29). La fluorescencia varía en tonos de amarillo, verde y azul.



Figura III.29 Determinación de fluorescencia a muestras de roca.

Hay que tener cuidado en no confundir la fluorescencia emitida por minerales que presenten esta característica, como la fluorita.

CAPÍTULO IV. ASPECTOS PETROFÍSICOS

PETROFISICA

Algunas definiciones de Petrofísica:

- Física de las rocas
- Estudio del espacio poroso de una roca, de sus características intrínsecas así como de las que se originan al estar ocupado por fluidos que reaccionan, en alguna forma, con los sólidos.
- Estudio de las propiedades fisicoquímicas de la roca del yacimiento y su ingerencia en actividades de geociencia (exploración petrolera) y de ingeniería (producción de hidrocarburos).

El objetivo de la caracterización petrofísica de un yacimiento es determinar, cualitativamente y cuantitativamente, las características propias de la roca y del sistema roca-fluidos y definir, con detalle, su variación dentro del yacimiento.

En la caracterización petrofísica deben considerarse los siguientes aspectos.

- Realizar la caracterización dentro de un apropiado modelo geológico del yacimiento o del campo
- Es una actividad que involucra la sinergia
- Combinar los procesamientos y las interpretaciones que se lleven a cabo con datos de las distintas fuentes de información.
- Determinar los parámetros petrofísicos con alto grado de precisión ya que son básicos para la explotación de hidrocarburos.

Fuentes de información mas comunes para realizar caracterizaciones petrofísicas:

- Muestras de roca
- Registros geofísicos de pozos
- Pruebas en pozos (formación, producción, variación de presión, etc.)
- Datos sísmicos
- Historias presión–producción de pozos
- Muestras de fluidos (agua, hidrocarburos)

IV.1 POROSIDAD (ϕ)

La porosidad de una roca es la relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca. Convencionalmente la porosidad se expresa en fracción o porcentaje:

$$\text{Porosidad} = \phi = \frac{\text{volumen del espacio total de poros}}{\text{volumen de la roca}}, \text{ fracción IV.1}$$

$$\text{Porosidad} = \phi = \frac{\text{volumen del espacio total de poros}}{\text{volumen de la roca}} \times 100, \text{ porcentaje IV.2}$$

La porosidad en las rocas sedimentarias es función de diversos factores, tales como: forma, tamaño y orientación de los granos, así como el grado de selección y tipo de empacamiento de los mismos¹⁴. La porosidad decrementa mientras la selección de los granos se haga más pobre, ya que los poros intergranulares pueden ser ocupados por granos más pequeños.

Típicamente las porosidades en sedimentos tienen un rango de 5 a 25 %. Las porosidades entre 25 a 35% son consideradas como excelentes para un yacimiento de hidrocarburos o un acuífero.

La porosidad es un parámetro importante en la determinación del volumen de hidrocarburos contenidos en un yacimiento.

Análisis de la máxima porosidad que puede tenerse:

Consideraciones:

- Medio homogéneo
- Sedimentos en forma de esferas
- Empacamiento uniforme y bien definido

Se tiene el siguiente empacamiento (Figura IV. 1), del cual se extrae una pequeña muestra formada por 4 círculos, obteniéndose de un corte de lo que compone única y exclusivamente a un poro de la roca, el cual se forma por un cubo del sedimento, el cual se supone con una valor unitario por lado.

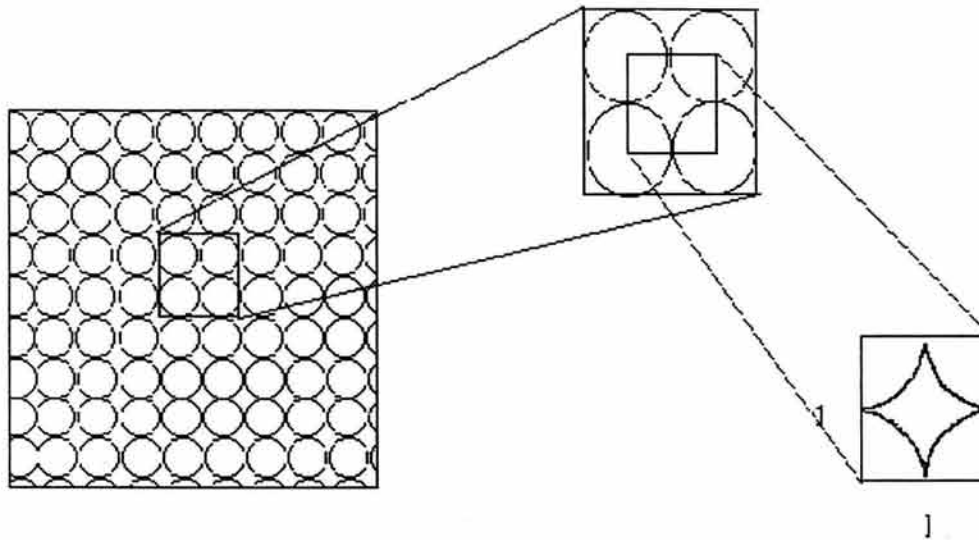


Figura IV.1 . Empacamiento uniforme de granos.

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen de roca}} = \frac{V_p}{V_r} \quad \text{IV.3}$$

$$V_r = 1 \times 1 \times 1 = 1$$

$$V_p = V_r - \text{Volumen de sólidos}$$

$$V_p = V_r - \left(\frac{4\pi r^3}{3} \right); \quad r = 0.5$$

$$V_p = 1 - \frac{4\pi(0.5)^3}{3} = 0.4764$$

con esto se demuestra que la máxima porosidad primaria que se podrá encontrar en sedimentos clásticos es del orden del 47 %, lo cual es conveniente tener en cuenta sobre todo para la validación de datos obtenidos de campo y de laboratorio.

Definiciones y Tipos de porosidad

Existen varias clasificaciones de la porosidad, pero la siguiente es la más aceptada, la cual divide la porosidad en dos principales variedades (Tabla IV.1):

Porosidad Primaria:

Que también es conocida como intergranular, es aquella que depende en gran parte de las características de empaquetamiento y de la variación en la forma y tamaño de los granos, inherente al origen de la roca misma. Se tienen tres principales tipos:

- Porosidad intergranular: Esta porosidad ocurre entre los espacios de los granos. Esta es una porosidad importante ya que existe inicialmente en todas las rocas sedimentarias. La porosidad intergranular se reduce progresivamente por la diagénesis, pero es el tipo de porosidad dominante en areniscas.
- Porosidad intrapartícula: Particularmente en sedimentos carbonatados, con restos fósiles, encontrándose la porosidad dentro de los granos detríticos.
- Porosidad intercristalina: ocurre entre los cristales individuales de una roca cristalina, es del tipo de porosidad en rocas ígneas y metamórficas, pero sin embargo, ésta es una característica de los carbonatos los cuales han sufrido la cristalización , particularmente en dolomías recristalizadas.

Porosidad Secundaria:

Es aquella que resulta de cualquier tipo de actividad geológica después de que los sedimentos han sido convertidos en roca (disolución, fracturamiento, etc.). La porosidad secundaria o de post-depósito es más diversa en morfología y su génesis es más compleja que la primaria¹⁵, teniendo los principales tipos:

- Porosidad fenestral: típica de carbonatos, esto ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, donde se gradúa en porosidad primaria, pero es más característico en lodos con pellets, laminillas de alga y lodos homogéneos de origen intermarea y lagunar. La deshidratación contemporánea, litificación y la generación de gas biogénico puede causar laminación y generar poros menestrales subhorizontales entre las láminas.
- Porosidad vugular: Los vúgulos son de tipo secundario, formados por disolución, encontrándose entre ellos los carbonatos. Dicha disolución se lleva a cabo por las corrientes subterráneas de agua, disolviendo la roca y originando los vugulos.

- Porosidad de fracturas: se origina en rocas duras pero quebradizas, las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la porosidad de fracturas. Este tipo de porosidad caracteriza a las rocas compactas y es por consiguiente, formada generalmente después de las otras variedades de porosidad. Su origen puede deberse principalmente a las siguientes causas: plegamientos, fallas, tectonismo, intrusión de domos salinos. Las fracturas son sumamente importantes, ya que no tienen gran influencia en el aumento de porosidad de la roca, pero sí en el aumento de su permeabilidad.

	TIPO	ORIGEN
Porosidad Primaria	▪ intergranular o interpartícula	Sedimentación
	▪ intragranular o intrapartícula	
	▪ intercrystalina	
Porosidad Secundaria	▪ fenestral	Cementación
	▪ móldica	Solución
	▪ vugular	
	▪ fractura	Movimiento tectónico, compactación ó deshidratación

Tabla IV. 1 Clasificaciones de la porosidad

Otra clasificación de los tipos de porosidad es la siguiente:

Porosidad absoluta (ϕ_a ó ϕ_t). Es el volumen total de espacios (poros, canales, fisuras y cavernas) existentes entre los elementos minerales de la roca, relacionado al volumen bruto de la roca.

$$\text{Es: } \phi_t = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad \text{IV.4}$$

Donde:

V_p es el volumen total de espacios vacíos

V_s es el volumen ocupado por sólidos

V_t es el volumen total de roca.

La porosidad total puede expresarse de la siguiente manera:

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad \text{IV.5}$$

ϕ_1 Es la porosidad primaria, la cual puede ser intergranular o intercrystalina depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los sólidos y es el tipo de porosidad que se encuentra comúnmente en las rocas clásticas; ϕ_2 es la porosidad secundaria, formada por las vesículas o cavernas debidas a la disolución de la matriz y por las fisuras o fracturas causadas por fuerza mecánicas. Es común encontrar ϕ_2 en rocas de origen químico u orgánico (bioquímico), como son los carbonatos.

Porosidad interconectada (ϕ_c). Es aquella formada exclusivamente por poros que se encuentran comunicados entre si.

Porosidad potencial (ϕ_p). Es la parte de la porosidad interconectada, en la cual el diámetro de los canales de conexión entre los poros es lo suficientemente grande para permitir el paso de fluidos (mayor de 50 μ para el aceite y mayor de 5 μ para el gas).

Porosidad efectiva (ϕ_e). Es la fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de la roca. Es también un termino que se usa en el análisis de registros de pozos.

DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD.

En el laboratorio pueden medirse la porosidad total (porosidad absoluta), la porosidad efectiva y la porosidad secundaria, dependiendo si se mide el volumen de huecos totales o el volumen de huecos comunicados y el volumen bruto o total de la roca.

La porosidad en una muestra de formación que contiene arcillas intergranulares, esta sujeta a un error apreciable, no obstante el rango de porosidad. Este error puede ser el resultado de una contracción de arcillas, durante el análisis, cambios químicos dentro de la arcilla o el lavado de las partículas arcillosas durante el manejo del núcleo.

Otra faceta en la medición de la porosidad, es la selección de un análisis convencional, o bien análisis de diámetro total. La decisión se basa en la homogeneidad de la formación a ser analizada.

Muchas areniscas son suficientemente homogéneas y una pequeña muestra puede considerarse representativa para el análisis. Por otra parte en una formación heterogénea tanto en estructuras porosas y litología. tales como carbonatos cavernosos (vugulares) o fracturados, o arenas y lutitas escasamente fracturadas, las técnicas de análisis de diámetro total son mas aplicables.

Medición de la porosidad absoluta

La porosidad absoluta se puede medir mediante la observación en un microscopio de láminas delgadas de roca. Este procedimiento requiere de un patrón de comparación.

También se puede obtener mediante la observación en un microscopio de una fotografía ampliada de una sección de una lámina delgada de roca, a la cual se le coloca una retícula cuadrada. Con base en el número total de nodos o cruces de líneas rectilíneas, N_t , y el número de nodos que caen en el espacio poroso que indican la fotografía, N_p , la porosidad se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\phi_a = \frac{N_p}{N_t}$$

IV.6

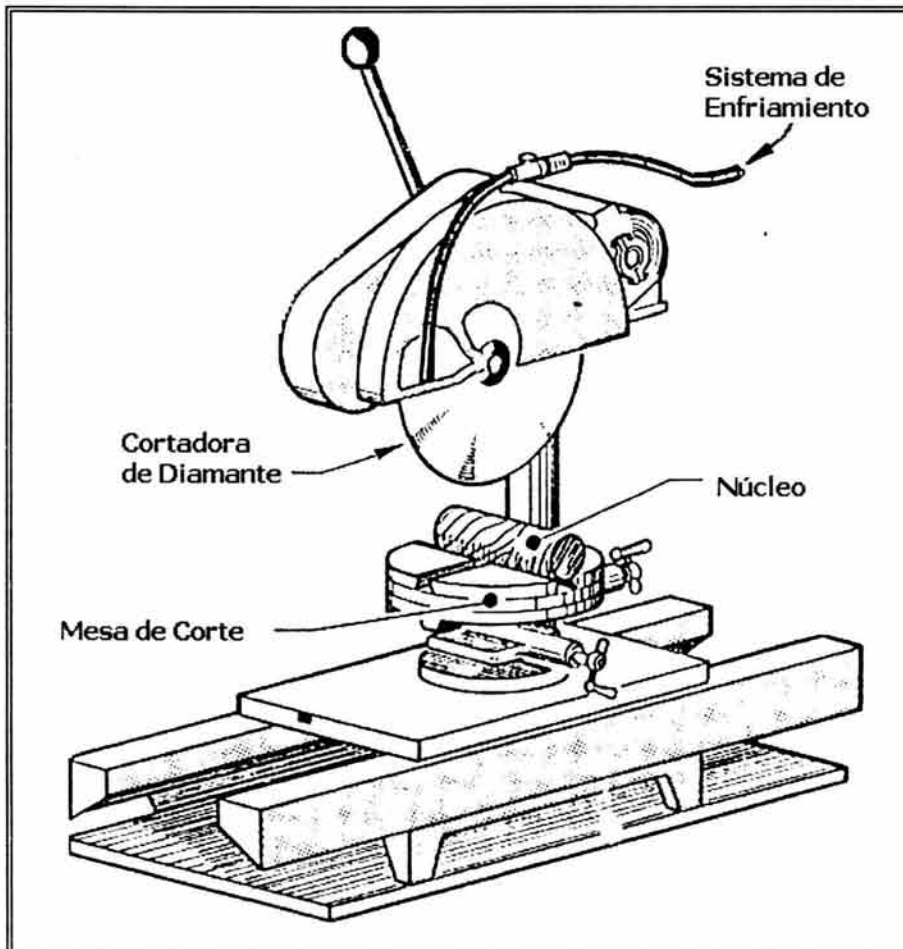


Figura IV.2 Corte de una lámina delgada de núcleo para su inspección ante el microscopio.

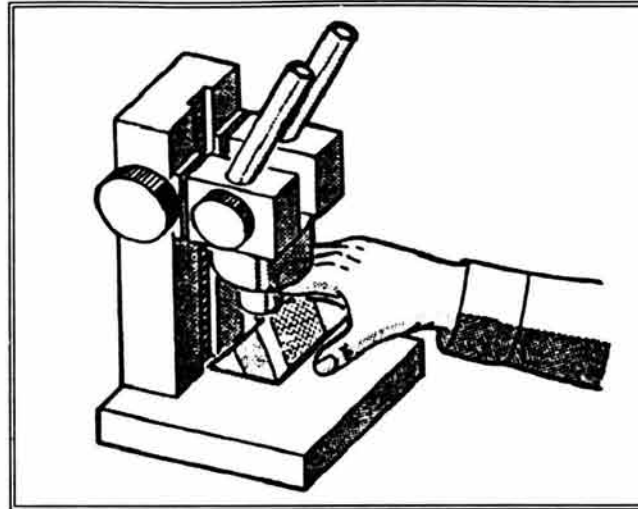


Figura IV.3 Inspección de la lámina a través de un microscopio

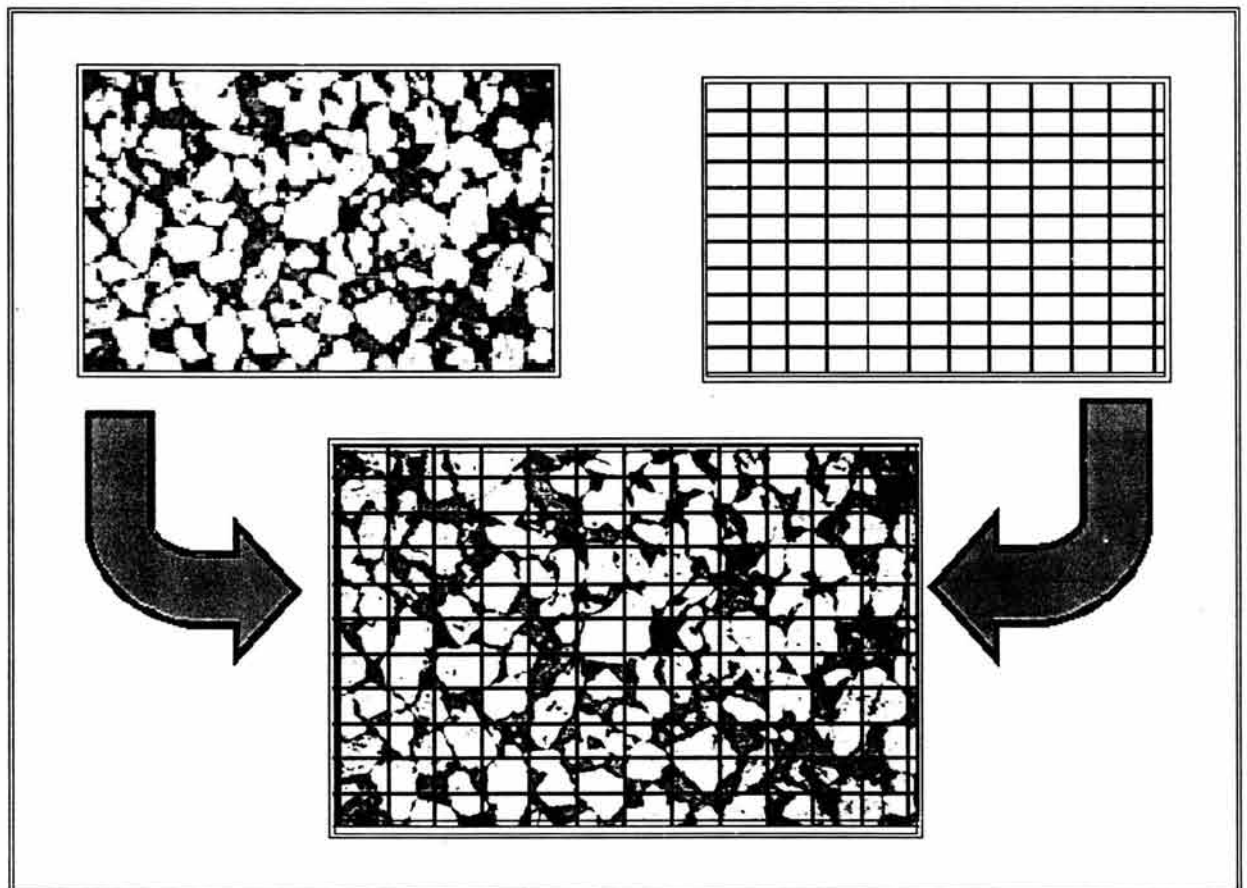


Figura IV.4 Detalle de la vista de la lámina con el patrón de comparación para el conteo de N_p

En caso de que la roca sea deleznable, es decir no tiene cementante o tiene muy poco, se mide el volumen de la muestra, V_r , se desmenuza a nivel de grano y se mide el volumen de granos, o sea el volumen de sólidos, V_s , obteniéndose la porosidad absoluta de la siguiente forma:

$$\phi_a = \frac{(V_r - V_s)}{V_r} \quad \text{IV.7}$$

Medición de la porosidad efectiva

Para evaluar la porosidad efectiva en el laboratorio, se requiere medir dos de los tres siguientes parámetros: Volumen de roca (V_r), Volumen de poros conectados (V_{pc}), Volumen de sólidos (V_s).

Entonces, si se tienen cualquiera de dos de los tres parámetros mencionados anteriormente, la porosidad efectiva será:

Si en el laboratorio se miden V_r y V_{pc} , $\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r}$ IV.8

Si en el laboratorio se miden V_r y V_s , $\phi_e = \frac{(V_r - V_s)}{V_r}$ IV.9

Si en el laboratorio se miden V_{pc} y V_s , $\phi_e = \frac{V_{pc}}{(V_{pc} + V_s)}$ IV.10

Medición del volumen bruto o total.

Determinación del volumen de roca (V_r)

- En muestras de geometría regular.- A partir de sus dimensiones.
- Muestras en forma irregular.- A partir de la cantidad de fluidos que desplaza (principio de Arquímedes).

La medición del volumen de roca bruto o total (V_r) puede efectuarse mediante las siguientes técnicas.

- Mediciones geométricas con calibrador.
- Mediciones por flotación.
- Desplazamiento de un líquido.

La muestra seleccionada para medir la porosidad deberá ser aproximadamente de 10 cm^3 en volumen, ya sea un cilindro, un cubo o un paralelepípedo.

Método de mediciones geométricas con calibrador.

El volumen total puede obtenerse, por geometría a muestras de forma regular utilizando un micrómetro o vernier (Figura IV.5) que de lecturas con aproximación de 0.01 cm.

Las dimensiones de la muestra (cilindro, cubo o paralelepípedo), se miden varias veces (Figura IV.5) en cada dimensión y se define cualquier irregularidad en la forma, pueden promediarse pequeñas desviaciones en la muestra. El volumen total se obtiene a partir de fórmulas geométricas.

$$V \text{ cilindro} = \frac{\pi d^2}{4} h$$



$$V \text{ cubo} = L^3$$



$$V \text{ paralelepípedo} = (l) (a) (h).$$

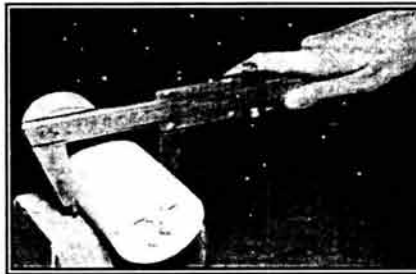


Figura IV.5 Medición del tamaño de la muestra por medio de un Vernier

VENTAJAS.

- a. Las muestras pueden usarse para otras pruebas.
- b. El procedimiento es rápido.
- c. Se obtienen valores exactos si las muestra son de forma regular.

LIMITACIONES.

- d. Las muestras muy irregulares no pueden medirse por este método.

Método de medición por flotación.

La figura muestra la cubierta C con el flotador F marcando el punto R en una escala de una balanza B. El núcleo se pone en la balanza y los pesos se agregan hasta que hay contacto entre el punto de la marca y el mercurio. El peso del núcleo W_n , el peso de la cubierta W_c , la flotabilidad afectando la inmersión en la parte W_a , los pesos W_1 y las fuerzas de superficie f_s de la base de la superficie aseguran un equilibrio, que se puede representar por la siguiente ecuación:

$$W_c + W_n + W_1 = f_s + W_a$$

IV.10a

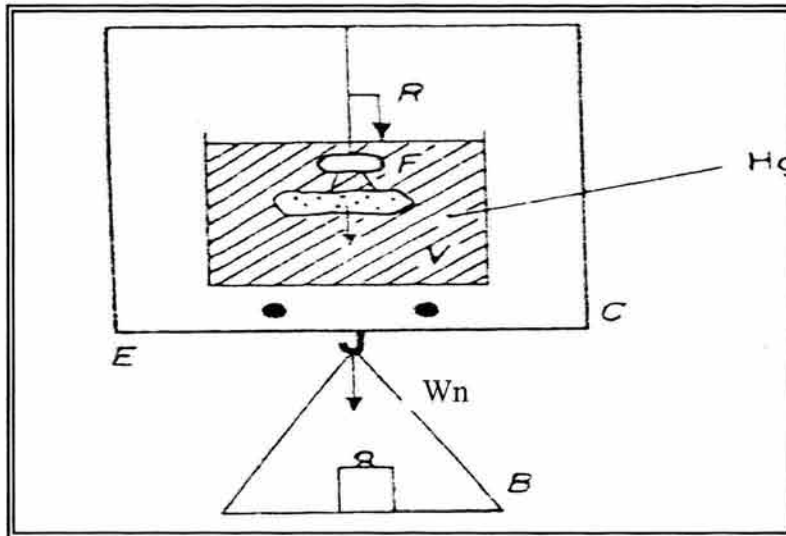


Figura IV.6 Método de medición por flotación

El núcleo se coloca entonces en el mercurio bajo el flotador y el equilibrio es restablecido con el peso W_2 . Tomando en cuenta estos efectos la flotabilidad F en el núcleo, es:

$$W_c + W_n + W_2 = f_s + W_a + F$$

IV.10b

Si se resta la ecuación 1 de la 2, se tiene que:

$$F = W_2 - W_1$$

Y entonces
$$V_T = \frac{W}{\rho_{HG}} = \frac{W_2 - W_1}{\rho_{HG}}$$

IV.10c

MÉTODO DE DESPLAZAMIENTO DE UN LIQUIDO

Desplazamiento de mercurio.

Una muestra de núcleo seca se sumerge en mercurio dentro de un picnómetro.

El picnómetro es una parte de la bomba, la cual consiste de un cilindro de medición (lleno con mercurio) y un embolo de medición. Una escala y un disco graduado a 0.01 cm^3 , permiten la lectura del movimiento del émbolo. (Figura IV.7)

El picnómetro se cierra con una tapa que tiene una pequeña abertura. Sin la muestra en el aparato se coloca la tapa en el picnómetro y el embolo de la bomba se adelanta hasta que una pequeña gota de mercurio aparece en la abertura de la tapa, la escala de la bomba se coloca entonces en cero, después se lleva el émbolo hasta que el mercurio esté en la parte más inferior del picnómetro, se mete la muestra y el émbolo se avanza nuevamente hasta que una gota de mercurio aparece en la abertura.

Se anota la lectura, en la escala y la diferencia entre esta lectura y la primera con el instrumento en cero es el volumen total de la muestra.

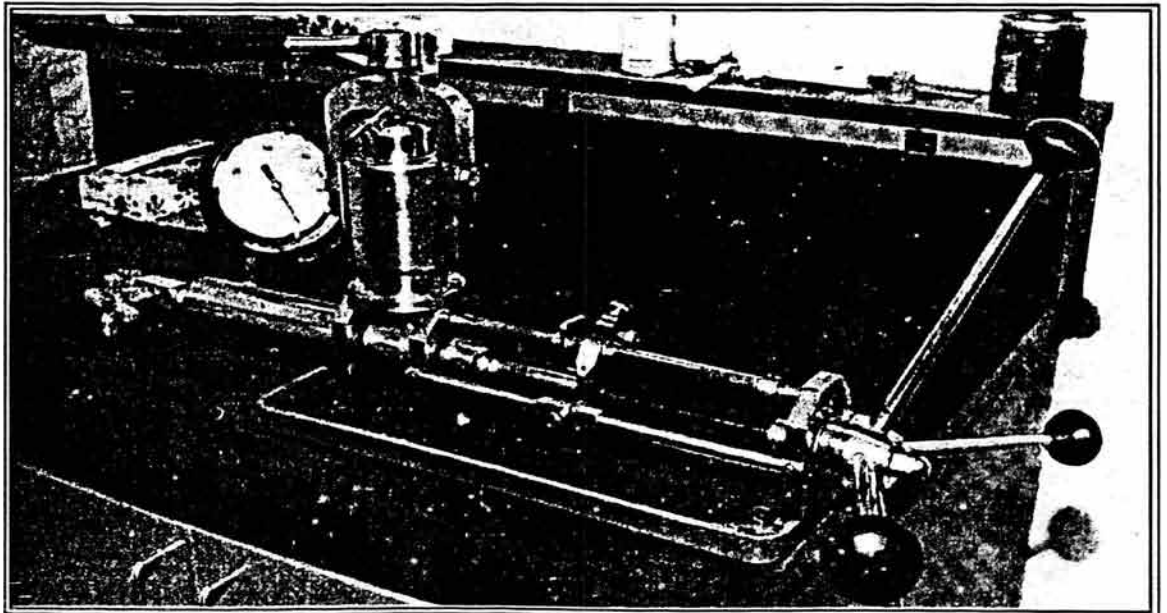


Figura IV.7 Bomba de mercurio

Desplazamiento de un líquido (soltrol, keroseno, dakreol).

La muestra se satura con un líquido de densidad conocida (soltrol, keroseno, dakreol). El exceso de líquido se remueve de la muestra y se registra su peso, la muestra saturada se sumerge en una probeta graduada con una cantidad dada del mismo líquido saturante, la diferencia de lecturas del nivel de líquido en la probeta dará el valor de V_r .

VENTAJAS

- Las muestras pueden usarse en pruebas subsecuentes si no ocurre penetración de fluido.
- El método es exacto, si la técnica se usa con cuidado y se hacen mediciones precisas.
- Se realizan mediciones rápidas.

LIMITACIONES

- Se consume más tiempo para determinar el volumen total.
- El entrapamiento de aire al rededor de la muestra causa errores.
- Muestras vulgares o de alta permeabilidad pueden ser penetradas por mercurio, por lo que dará valores bajos de V_r .

MEDICIÓN DEL VOLUMEN DE POROS COMUNICADOS.

El volumen de huecos totales es la diferencia entre el volumen total y el volumen de granos o de sólidos. La obtención del volumen de poros comunicados se puede determinar de las dos siguientes formas (Figura IV.8)

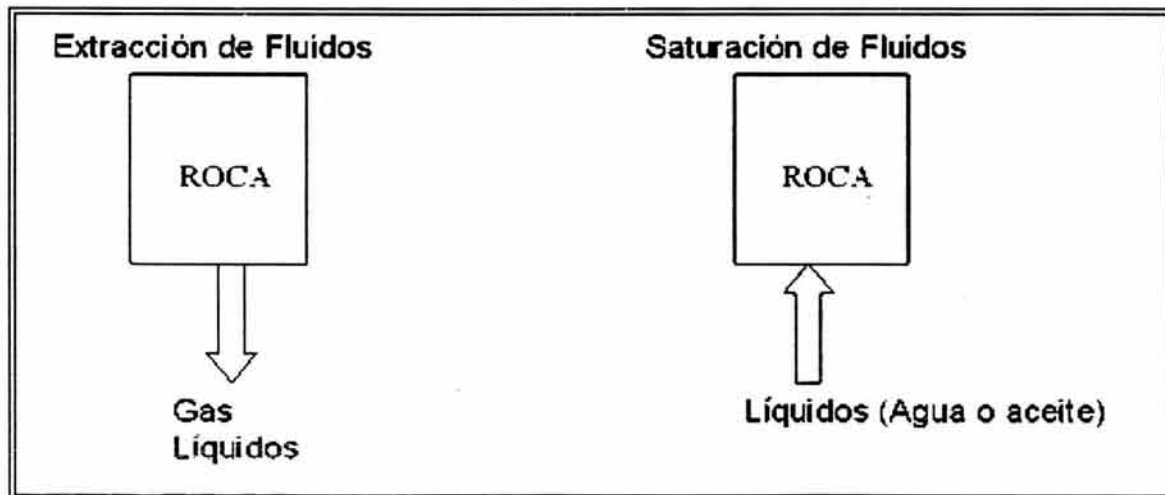


Figura IV.8 Métodos para determinar el volumen de poros comunicados

Medios para la determinación del volumen de poros conectados (V_{pc})

- Por medio de extracción del gas (aire) que satura la muestra.
- Por medio de extracción completa del liquido que satura 100% a la muestra.
- Por medio de saturación completa (100%) de la muestra con un liquido.

Determinación del volumen de poros comunicados de una roca por extracción del aire que los satura

A continuación se describe el procedimiento para determinar el volumen de poros comunicados con el uso del equipo mostrado en la Figura IV.9 Es necesario que la muestra esté perfectamente seca y limpia.

1. Meter la muestra de roca, limpia y seca.
2. Con la válvula abierta, elevar el nivel de Hg hasta la altura de la válvula. El aire en los poros de la muestra queda a presión atmosférica. Lectura L=0 en el tubo graduado
3. Cerrar la válvula y bajar el recipiente nivelador de Hg para generar vacío en el equipo. El aire sale de los poros y queda a una presión menor a la presión atmosférica.
4. Elevar el recipiente nivelador hasta que coincidan los niveles de Hg del recipiente y del tubo graduado. La lectura L' en el tubo graduado será el volumen de poros comunicados.

$$V_{pc} = L' - L$$

IV.11

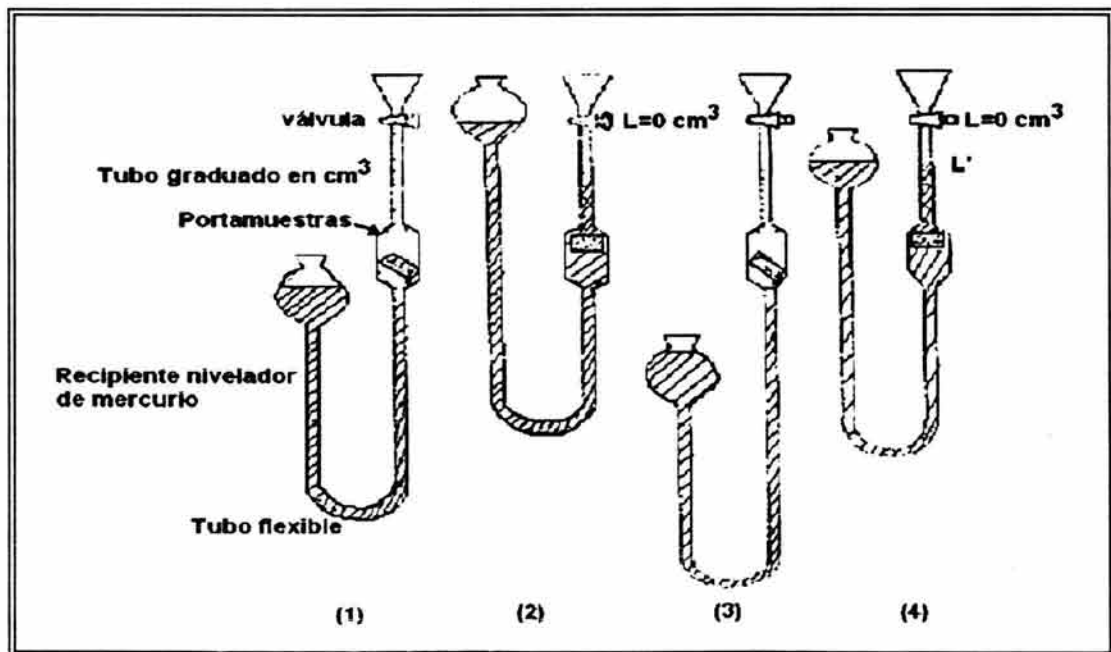


Figura IV.9 Equipo y procedimiento para determinar el volumen de poros comunicados

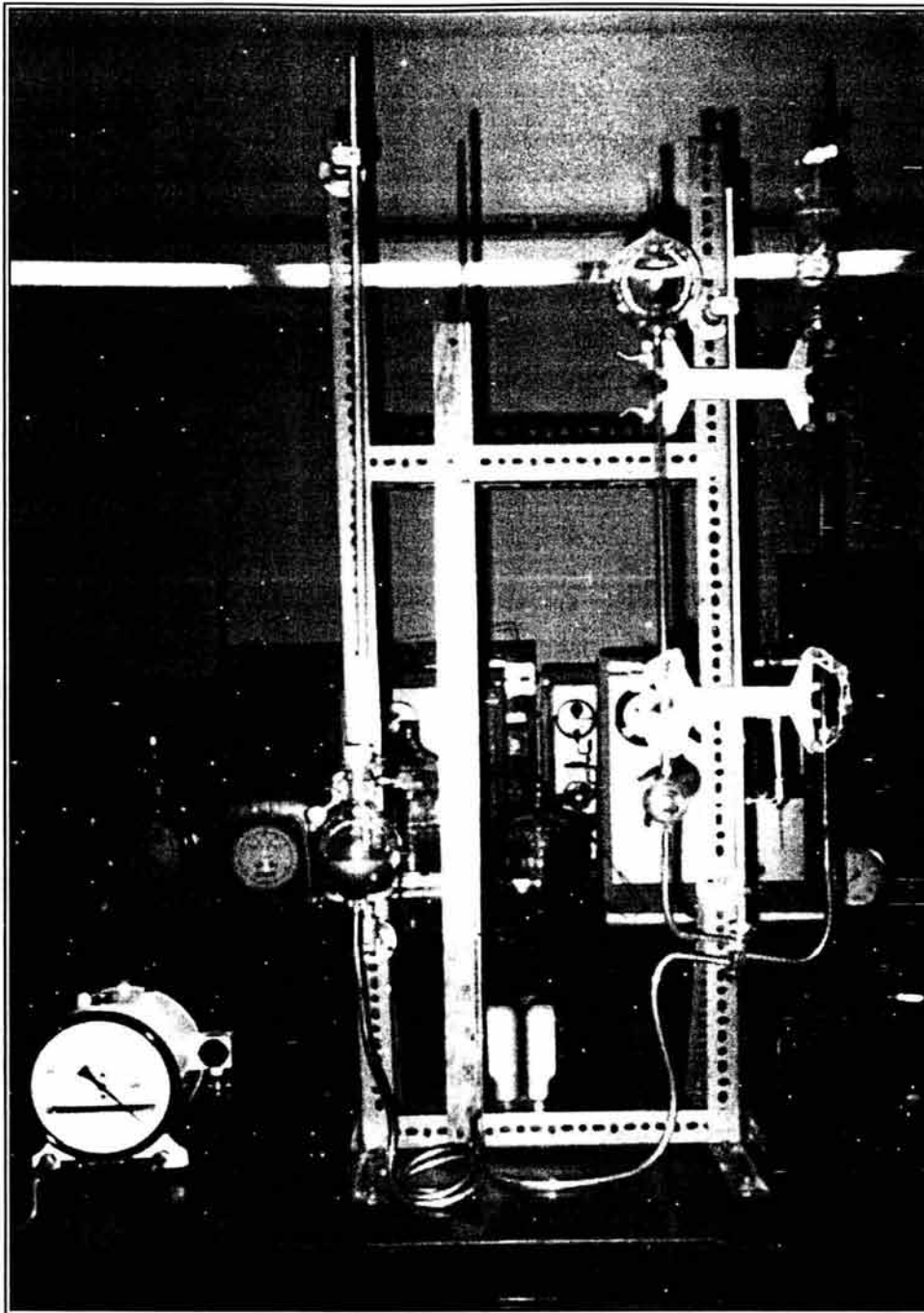


Figura IV.9a Equipo de laboratorio para la obtención del volumen de poros comunicados de baja presión (porosímetro)

Determinación del volumen de poros comunicados de una roca por medio de saturación completa con líquido (agua o aceite)

A continuación se describe el procedimiento para determinar el volumen de poros comunicados haciendo uso del equipo mostrado en la Figura IV.10

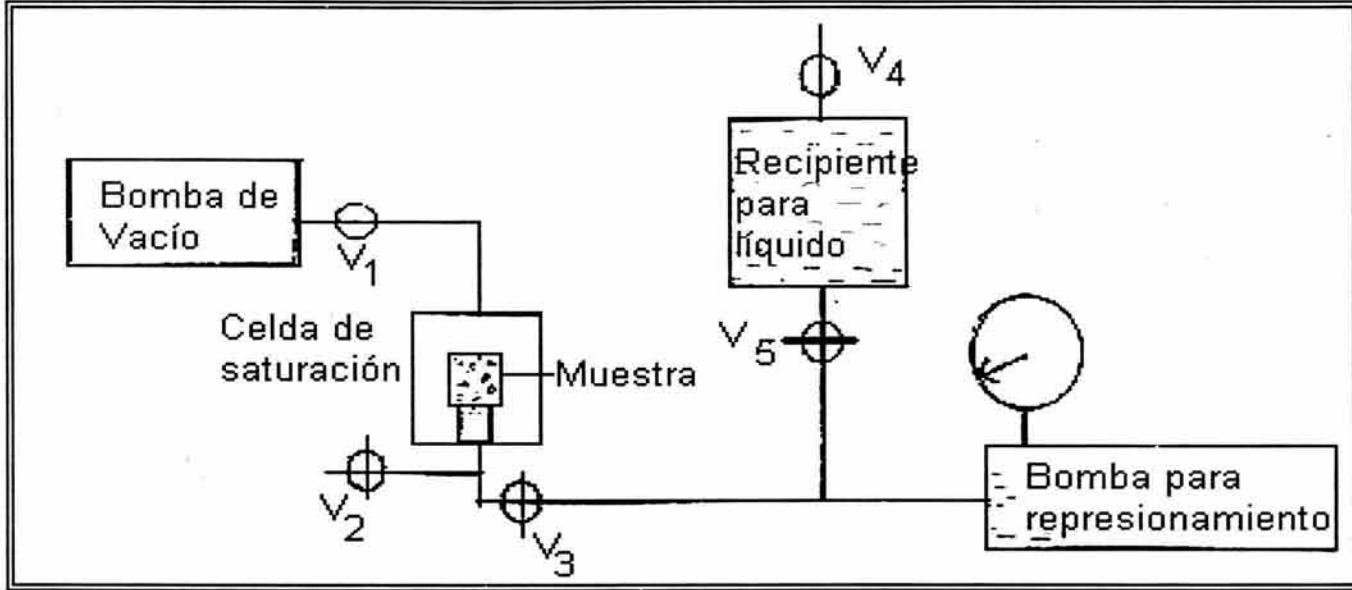


Figura IV.10 Equipo para saturación.

Procedimiento de saturación

1. Llenar con líquido el recipiente y las líneas hasta la válvula 3 (V3) y la bomba para represionamiento.
2. Cerrar las válvulas 2,3 y 5.
3. Abrir las válvulas 1 y 4.
4. Pesar la muestra limpia y seca (W1) y meterla a la celda de saturación.
5. Hacer vacío a la celda de saturación. El tiempo de vacío será función de la permeabilidad de la roca.
6. Sin dejar de hacer vacío, abrir la válvula 5 y un poco la 3 (Figura IV.11) para permitir la entrada de líquido en la celda de saturación.

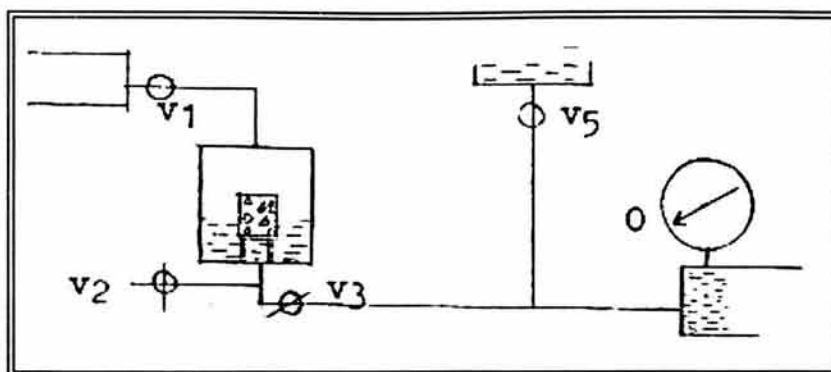


Figura IV.11 Equipo para saturación en el punto 6.

7. Al aparecer el líquido en la trampa de la bomba de vacío, apagar ésta y cerrar la válvula 1(Figura IV.12).

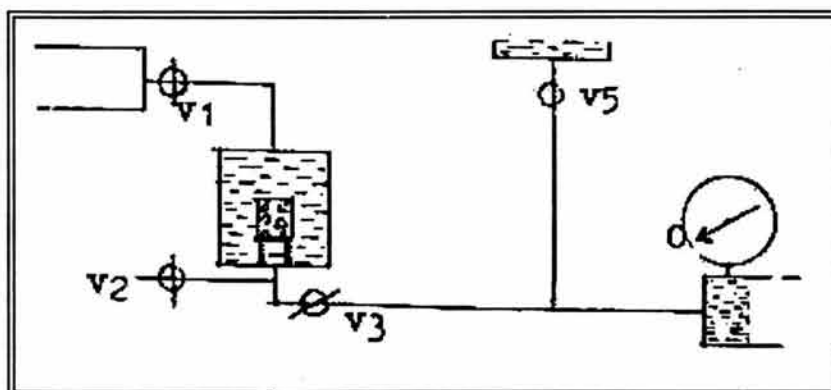


Figura IV.12 Afluencia de líquido en la trampa de vacío, punto 7

8. Cerrar la válvula 5 y abrir completamente la 3.
9. Con la bomba para represionamiento elevar la presión a 2000 lb/pg2 (aprox. 140 kg/cm²) Mantener esta presión, inyectando más líquido si es necesario (Figura IV.13).

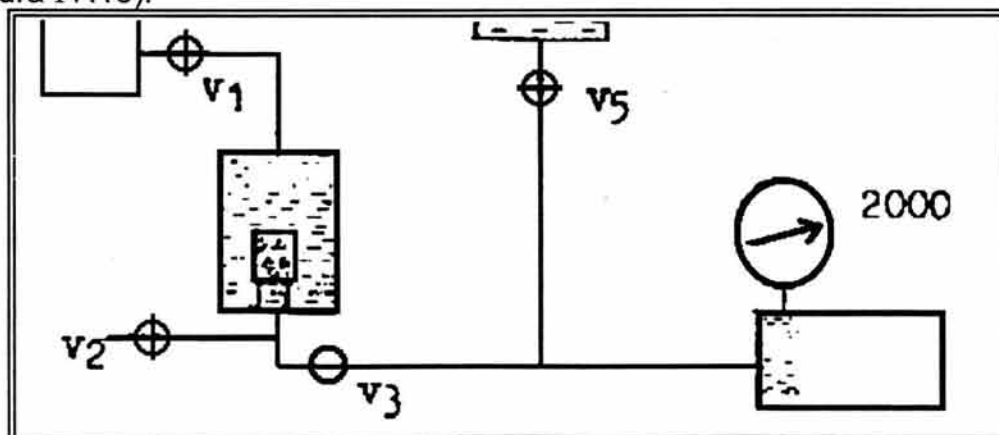


Figura IV.13 Represionamiento del sistema, punto 9.

10. Dejar el equipo con presión de 2000 lb/pg² por 24 horas, inyectando mas liquido si es necesario para mantener la presión.
11. Abatir la presión y vaciar la celda de saturación por medio de la válvula 2.
12. Sacar la muestra de la celda de saturación, quitar el liquido en exceso y pesarla (W_2).
13. Determinar el volumen de poros comunicados con la siguiente expresión.

$$V_{pc} = \frac{(W_2 - W_1)}{\rho_1} \quad \text{IV.12}$$

Donde ρ_1 es la densidad del liquido utilizado.

El volumen de poros comunicados será correcto si el líquido no reacciona con la roca y la satura 100%.

Determinación del volumen de sólidos de una roca con base en la Ley de Boyle- Equipo de baja presión

El volumen de sólidos se puede obtener con gas aplicando la ley de Boyle.

$P_1V_1 = P_2V_2$	T constante	IV.13
-------------------	-------------	-------

Se atrapa una masa de gas en el equipo y se somete a cambios de volumen por cambios de presión, manteniendo la temperatura constante, se deberán medir los volúmenes y las presiones

Procedimiento

1. Todas las válvulas deberán estar abiertas (Figura IV.14).

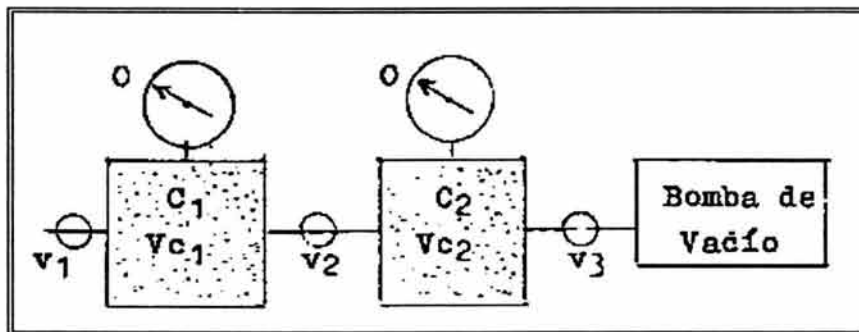


Figura IV.14 Equipo para la determinación de volumen de sólido.

2. Se cierran las válvulas 1 y 2, atrapándose una masa de aire (m) en C1, que ocupa un volumen $V_1 = VC_1$ a una presión $P_1 = P_a$ (Figura IV.15)

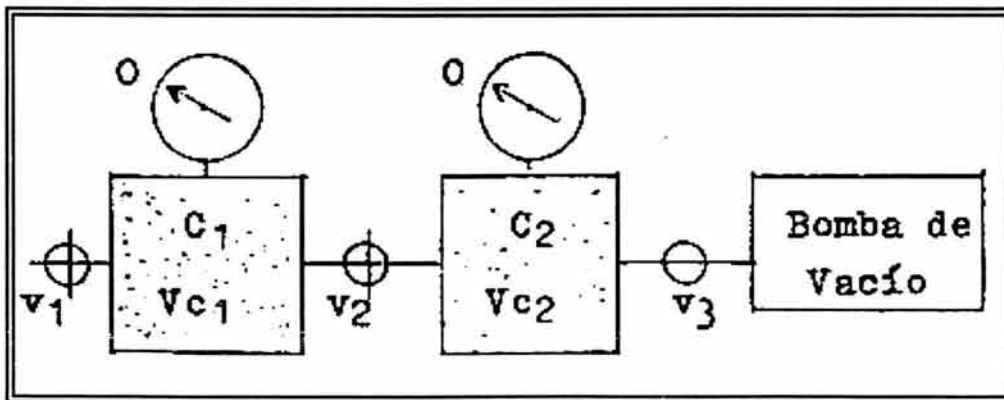


Figura IV.15 Masa de aire atrapada a T_a y P_a en VC_1 , punto 2.

- Se hace un vacío en C2, por lo que esta celda queda a una presión menor que la Pa (Figura IV.16).

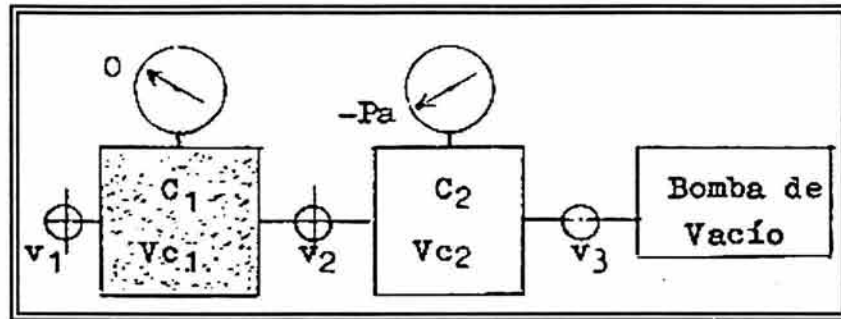


Figura IV.16 Generación de vacío en C2, punto 3

- Se cierra la válvula 3 (Figura IV.17).

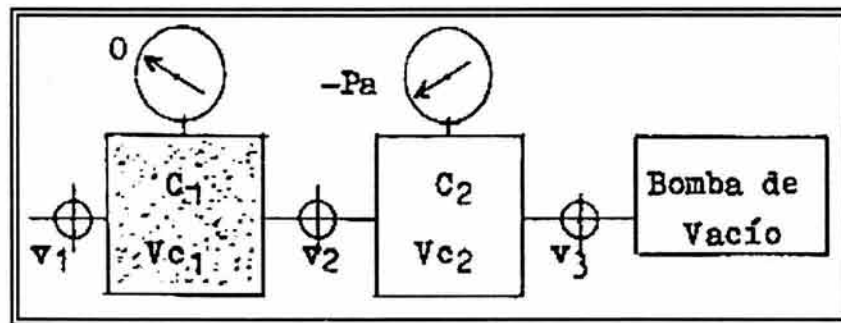


Figura IV.17 Vacío en C2, punto 4.

- Se abre la válvula 2, comunicándose ambas celdas. La masa de aire ahora ocupa un volumen $V_2 = V_{C1} + V_{C2}$ a una presión P_2 , cuyo valor está entre $-P_a$ y P_a (Figura IV.18).

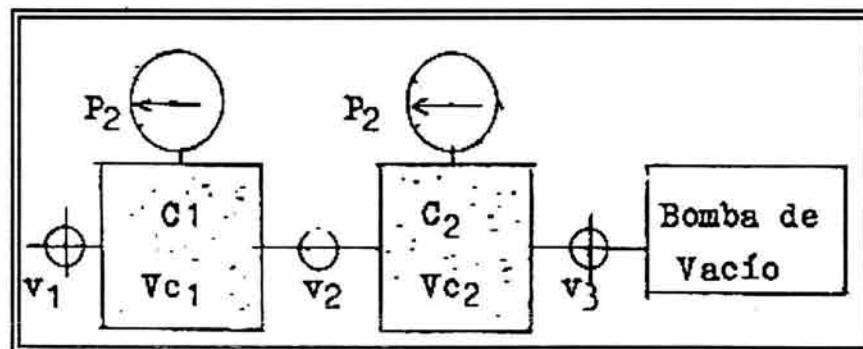


Figura IV.18 Comunicación de celdas, punto 5.

6. Aplicando la Ley de Boyle, a temperatura constante, y resolviendo para V_{C2} :

$$V_{C2} = \frac{PaV_{C1}}{P_2} - V_{C1} \quad \text{IV.14}$$

7. Se repiten los pasos 1 a 5 con una muestra de roca en la celda 2; se aplica la Ley de Boyle y se resuelve para V'_{C2} .

$$V'_{C2} = \frac{PaV_{C1}}{P'_2} - V_{C1} \quad \text{IV.15}$$

8. El volumen de sólidos se obtiene en la siguiente forma:

$$V_s = V_{C2} - V'_{C2} \quad \text{IV.16}$$

Determinación del volumen de sólidos de una roca con base en la Ley de Boyle.- Equipo a presión constante.

A continuación se describe el procedimiento para la determinación del volumen de sólidos de una muestra de roca con base en la Ley de Boyle. (Figura IV.19)

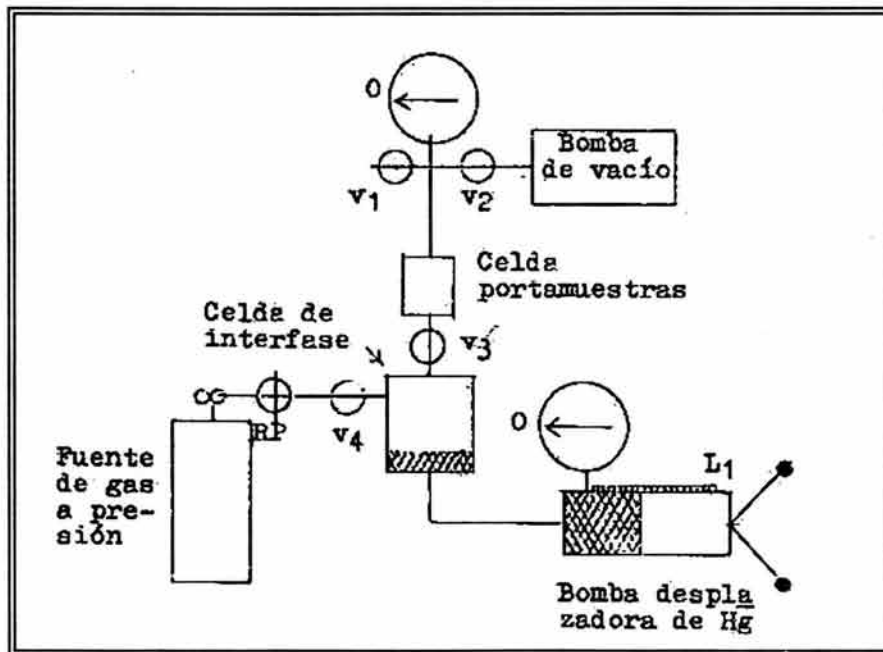


Figura IV.19 Equipo a presión constante para determinar el volumen de sólidos de una muestra de roca.

Procedimiento.

La fuente de gas a presión (FGP) y el regulador de presión (RP) deben estar cerrados y debe haber Hg en la celda de interfase.

1. Abrir todas las válvulas.
2. Cerrar las válvulas 1 y 3 y hacer vacío a la celda portamuestras.
3. Anotar la lectura (L1) de la escala de la bomba desplazadora de mercurio.
4. Abrir la FGP y con el regulador de presión introducir gas (nitrógeno) a la celda de interfase hasta alcanzar una presión de 60 kg/cm² (P1).
5. Cerrar la válvula 4, la FGP y el regulador de presión.
6. Cerrar la válvula 2 y apagar la bomba de vacío como se muestra en la Figura IV.20

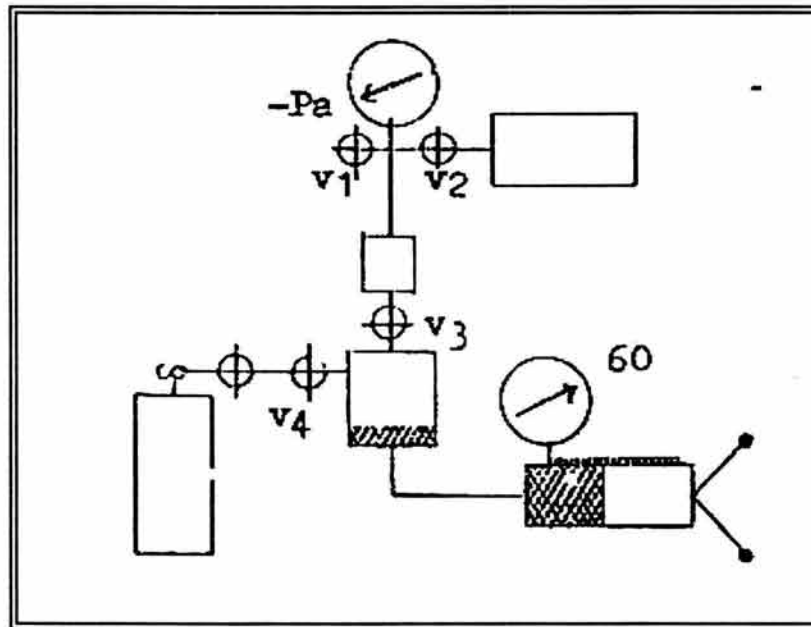


Figura IV.20 Cierre de la válvula 2 y apagado de la bomba de vacío, punto 6.

7. Abrir la válvula 3. El gas de la celda de interfase se expandirá y ocupará la celda portamuestras y las líneas hasta las válvulas 1 y 2. La presión del gas (P2) será menor de 60 kg/cm². (Figura IV.21).

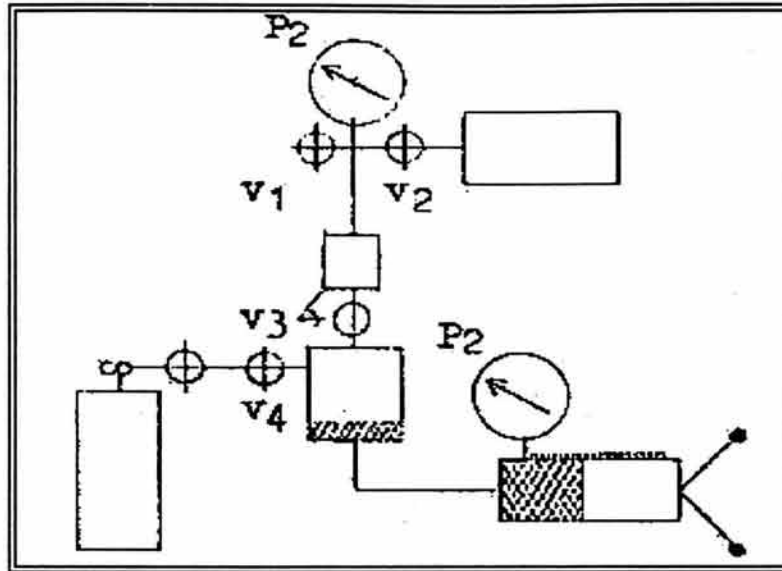


Figura IV.21 Expansión del gas hacia el portamuestras, punto 7.

8. Con la bomba desplazadora de Hg introducir este fluido al equipo, con lo que la presión se elevará. Suspender la inyección de Hg cuando se alcance una presión de 60 kg/cm² (Figura IV.22)

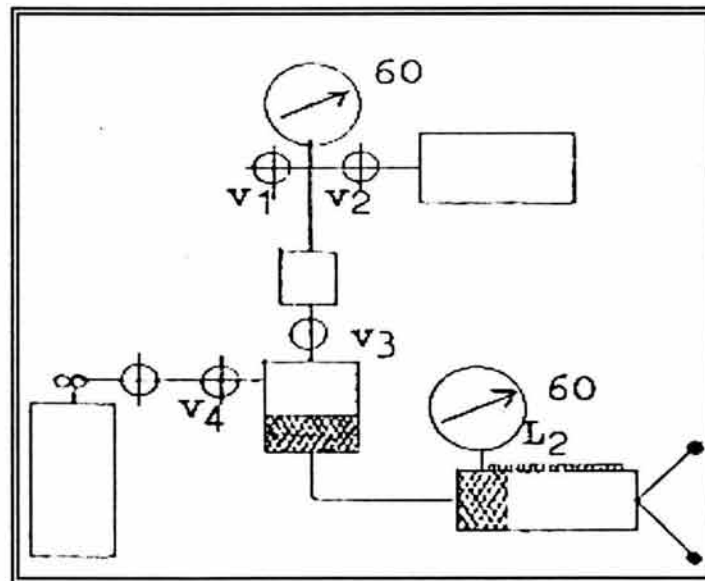


Figura IV.22 Incremento de la presión en el portamuestras por inyección de Hg, punto 8.

9. Después de esperar unos minutos para asegurarse de que no cambia la presión de 60 kg/cm², anotar la lectura (L₂) de la escala de la bomba desplazadora de Hg.

10. Calcular el volumen de la celda portamuestras con la diferencia de las dos lecturas, $V_{cp} = L_2 - L_1$.
11. Extraer Hg por medio de la bomba desplazadora hasta tener la lectura L_1 en su escala.
12. Abrir la válvula 1 para tener en el equipo la presión atmosférica.
13. Colocar en la celda portamuestras la roca por analizar.
14. Repetir los pasos 1 a 10.
15. Calcular el volumen de la celda portamuestras, que tiene la muestra dentro, con la diferencia de las dos lecturas de la escala de la bomba desplazadora de Hg.

$$V'_{cp} = L'_2 - L_1 \quad \text{IV.17}$$

16. El volumen de sólidos de la muestra será:

$$V_s = V_{cp} - V'_{cp}. \quad \text{IV.18}$$

Medición de la porosidad secundaria

Como se había mencionado, la porosidad secundaria es aquella que resulta de cualquier tipo de actividad geológica después de que los sedimentos han sido convertidos en roca. La porosidad secundaria esta definida por la siguiente ecuación:

$$\phi_2 = \frac{V_{ps}}{V_r}; \quad \text{IV.19}$$

en donde:

ϕ_2 es la porosidad secundaria
 V_{ps} es el volumen poros secundarios
 V_r es el volumen de roca

en donde:

$$V_{ps} = V_{fractura} + V_{fisura} + V_{cavernas} \quad \text{IV.20}$$

La porosidad total esta definida por:

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad \text{IV.21}$$

en donde:

ϕ_t es la porosidad total
 ϕ_1 es la porosidad primaria o de la matriz

Despejando ϕ_2 , entonces se tiene: $\phi_2 = \phi_t - \phi_1$ IV.22

Para obtener la porosidad secundaria de una muestra de roca, es necesario seguir el siguiente procedimiento:

A una muestra de roca grande, la cual debe de estar limpia y seca (Figura IV.23) se le mide la porosidad total (ϕ_t) por medio de alguno de los métodos anteriormente descritos.

Después a una muestra pequeña tomada del núcleo grande se le mide la porosidad primaria (o de la matriz), con alguno de los métodos anteriormente descritos.

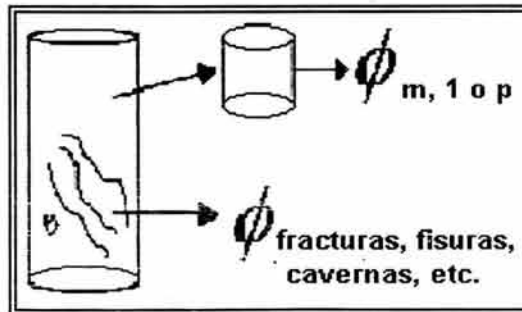


Figura IV.23 Tipos de porosidad que se pueden encontrar en un núcleo.

Aplicaciones principales de la medición de la porosidad.

- ❖ Determinación de la distribución del espacio poroso en el yacimiento

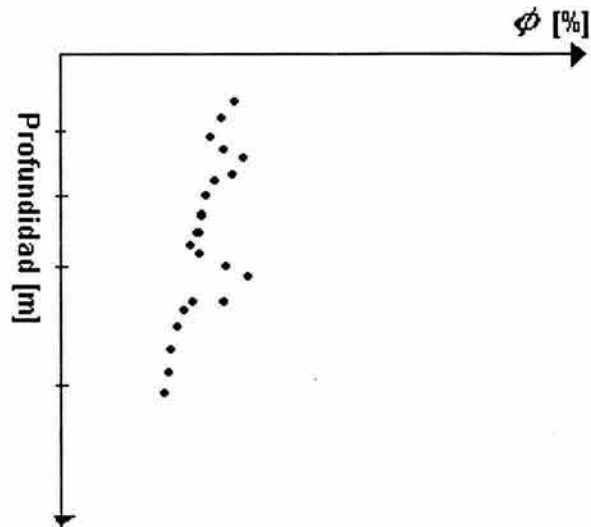


Figura IV.24. Distribución de espacio poroso en un yacimiento

- ❖ Definición de la distribución de fluidos en el yacimiento
- ❖ Determinación del volumen de hidrocarburos en el yacimiento

Ejemplo:

Se tiene un yacimiento homogéneo en donde se cuenta con la siguiente información:

Volumen de roca (V_r) = $3 \times 10^6 \text{ m}^3$

Saturación de agua inicial (S_{wi}) = 25 %

Porosidad inicial promedio (ϕ_i) = 18 %

Un factor de volumen inicial del aceite (B_{oi}) = 1.3

Calcular el volumen original de aceite (N).

Solución:

$$N = \frac{V_o@c.y.}{B_{oi}} = \frac{V_r \times \phi_i \times S_{oi}}{B_{oi}}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$N = \frac{3 \times 10^6 \times 0.18 \times (1 - 0.25)}{1.3} = 311,538.4615 \text{ m}^3 @ \text{ c.s.}$$

$$= 1,962,692.31 \text{ bl @ c.s.}$$

- ❖ Estimación de las reservas de hidrocarburos en el yacimiento

Ejemplo:

- ❖ Obtención de otros parámetros de caracterización

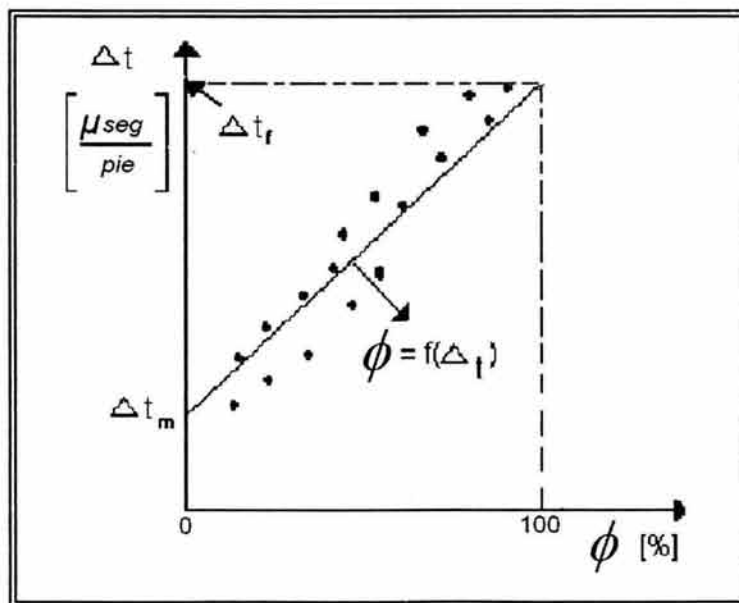
La porosidad es una propiedad petrofísica muy importante dentro de la caracterización de yacimientos, esta propiedad es utilizada en muchos cálculos para la obtención de otros parámetros de caracterización.

- ❖ Calibración de registros geofísicos de porosidad

La calibración de registros se realiza con el fin de obtener valores mas exactos; sobre la porosidad; eliminando todos aquellos factores que la sonda no puede compensar; pero que se conoce que existen.

Calibración del registro sínico de porosidad:

La sonda de la herramienta previamente se calibra para el tipo de formación que se tiene. De el análisis de núcleos en laboratorio se obtienen valores de Δt y de porosidad para distintas profundidades, estos datos obtenidos se grafican en papel normal de la siguiente forma:



$$\phi = \frac{\Delta t_r - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

Figura IV. 25 Gráfica de ϕ vs Δ_t

Se traza una tendencia lineal de la cual se obtiene su modelo matemático. De esta grafica se obtiene la Δt_m

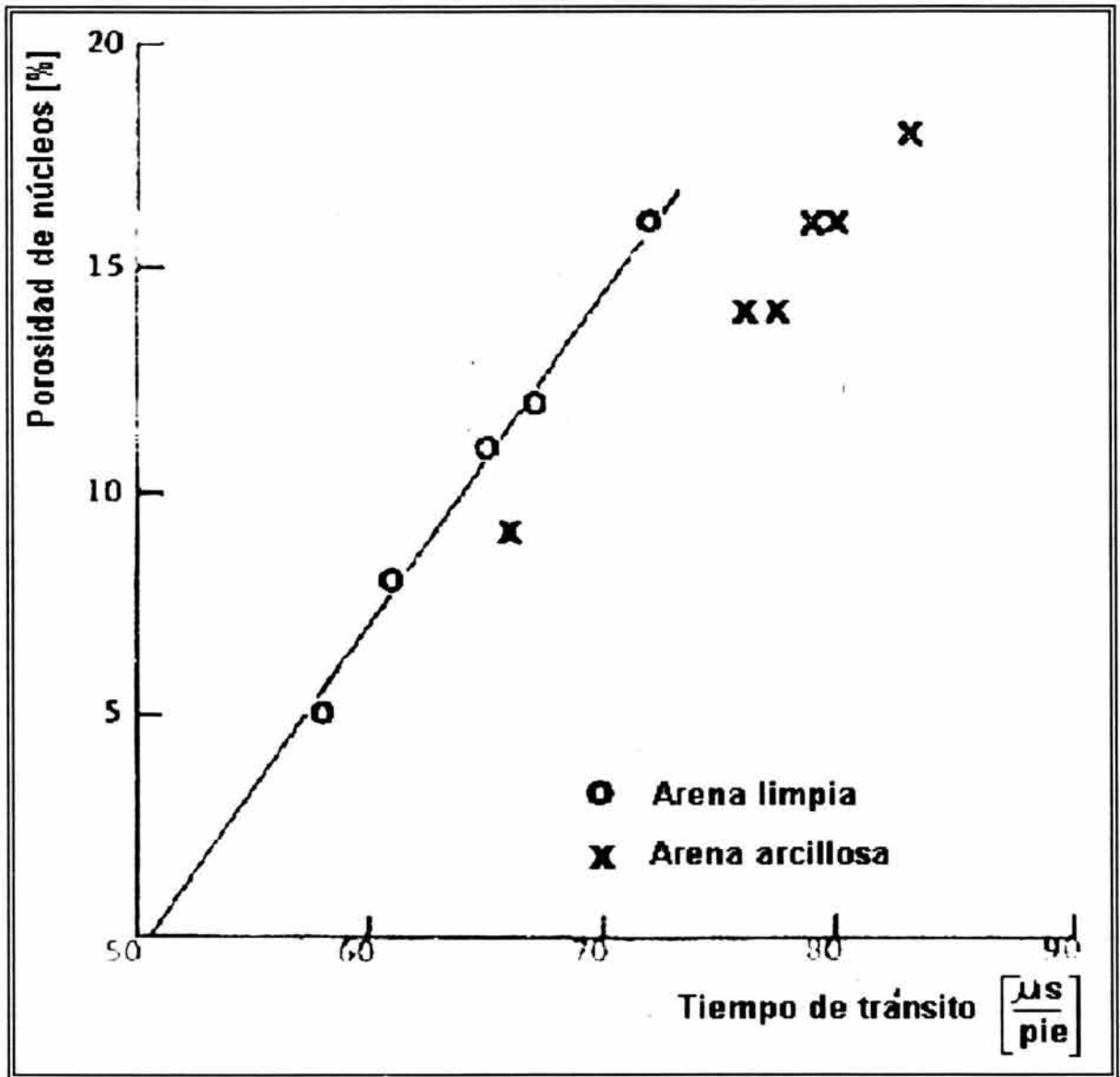


Figura IV.26 Gráfica de Δt vs. Porosidad para arenas en Oklahoma Panhandle.

Después se realiza una curva a la escala del registro, ya que se conoce las profundidades de los núcleos y la Δt correspondiente. Se sobreponen las curvas y se observarán las diferencias.

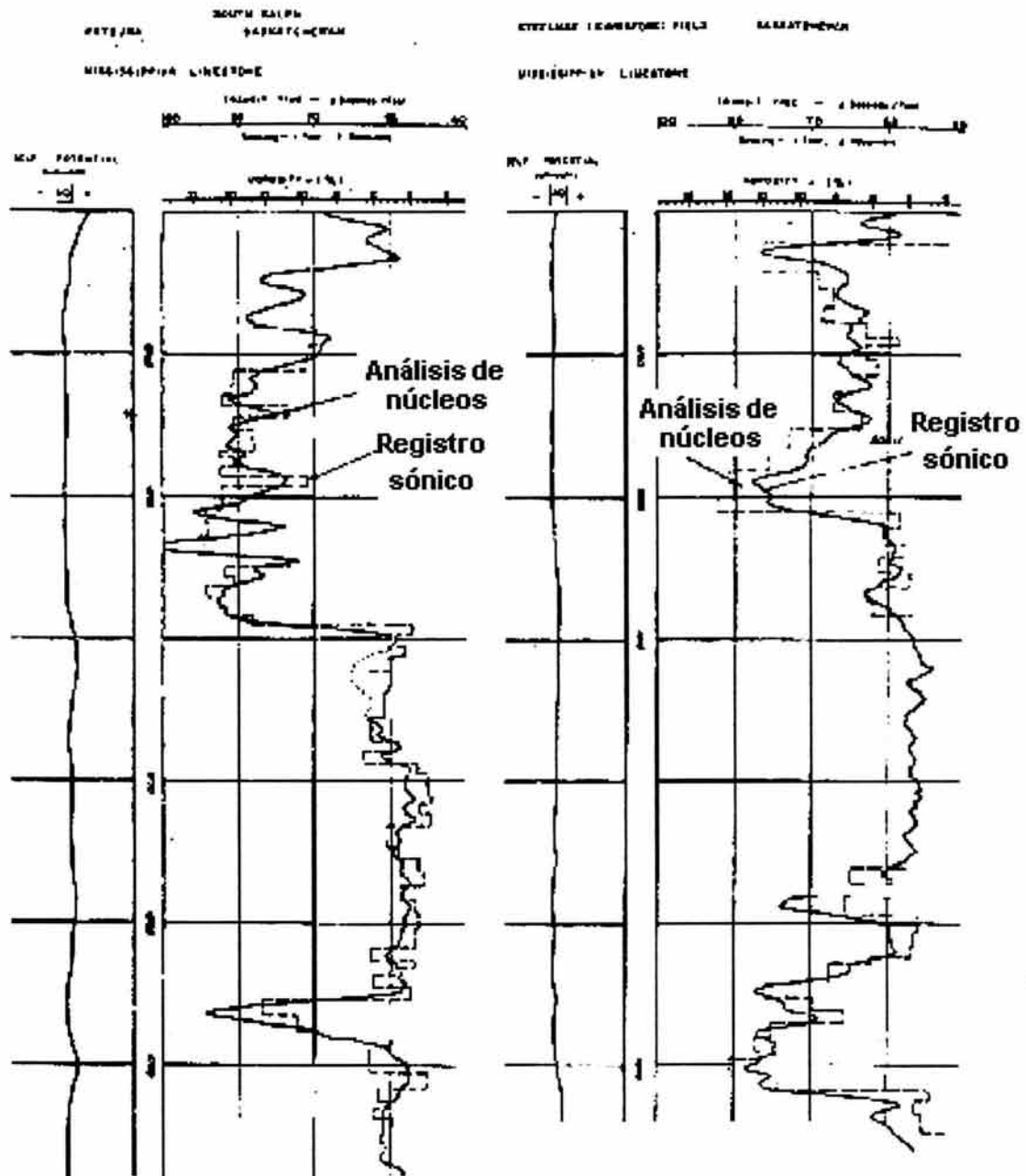


Figura IV.27 Ejemplo de registro sónico de porosidad comparado con datos obtenidos de núcleos.

- ❖ Diversos estudios de yacimientos (comportamiento, simulación, estimulación, etc).

IV.2. PERMEABILIDAD (K).

La permeabilidad es una característica física de un medio poroso que indica la facilidad con la que un fluido se puede mover a través de él.

Unidades de la permeabilidad

La permeabilidad se expresa en darcys (D). En rocas de yacimientos petroleros es más común expresarla en milidarcys (mD), siendo un milidarcy igual a 0.001 D.

Un medio poroso tiene la permeabilidad de un darcy cuando un fluido con viscosidad de un centipoise fluye con un gasto de un centímetro cúbico por segundo por una sección transversal de un centímetro cuadrado del medio poroso bajo una caída de presión de una atmósfera por centímetro de longitud.

Tipos de permeabilidad

- *Permeabilidad absoluta* (K_a). La permeabilidad absoluta indica la facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso. Esta permeabilidad depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.
- *Permeabilidad a un fluido* (K_f). La permeabilidad a un fluido indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con tal fluido. Puede tenerse K_g , K_o y K_w en el laboratorio pero solo K_w en un yacimiento petrolero.

$$K_g = \frac{\bar{q}_g \mu_g L}{A \Delta P} \quad \text{IV.23}$$

$$K_o = \frac{\bar{q}_o \mu_o L}{A \Delta P} \quad \text{IV.24}$$

$$K_w = \frac{\bar{q}_w \mu_w L}{A \Delta P} \quad \text{IV.25}$$

donde:

K_g, K_o y K_w	son las permeabilidades al gas, aceite y al agua
\bar{q}_g, \bar{q}_o y \bar{q}_w	son los gastos de gas, aceite y agua a condiciones medias de flujo
μ_g, μ_o y μ_w	son las viscosidades del gas, aceite y agua
L	es la longitud de la muestra
A	es el área transversal de la muestra
ΔP	es la caída de presión en la longitud L

- *Permeabilidad al líquido*(K_L). La permeabilidad al líquido es la permeabilidad de un medio poroso obtenida con el método de Klinkenberg y está dada por la ecuación IV.26. El valor de la K_L es prácticamente igual al de la K_a ,

$$K_L = K_g - m \frac{1}{P_m} \quad \text{IV.26}$$

donde:

- K_L es la permeabilidad al líquido
- K_g es la permeabilidad al gas
- m es la pendiente de la grafica de $\frac{1}{P_m}$ vs K_g
- P_m es la presión media de flujo

- *Permeabilidad efectiva a un fluido* (K_{ef}). Esta permeabilidad indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando no lo satura 100%

$$K_{ef} = \frac{\overline{q_f \mu_f L}}{A \Delta P}, \quad \text{si } S_f < 100\% \quad \text{IV.27}$$

Tipos de permeabilidad efectiva que se pueden tener en un yacimiento petrolero:

- Permeabilidad efectiva al gas (K_{eg})
 - Permeabilidad efectiva al aceite (K_{eo})
 - Permeabilidad efectiva al agua (K_{ew})
- *Permeabilidad relativa a un fluido* (K_{rf}). La permeabilidad relativa a un fluido de un medio poroso es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso.

$$K_{rf} = \frac{K_{ef}}{K_a} \quad \text{o} \quad K_{rf} = \frac{K_{ef}}{K_L} \quad K_{rf} \text{ en fracción} \quad \text{IV.28}$$

Puede tenerse: K_{rg} , K_{ro} , K_{rw} en un yacimiento petrolero.

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_a} \quad \text{IV.29}$$

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_a} \quad \text{IV.30}$$

$$K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_a} \quad \text{IV.31}$$

Formas de medir u obtener los distintos tipos de permeabilidad en el laboratorio.

En el laboratorio las mediciones de permeabilidad de una roca se realizan de acuerdo a la ley fundamental de flujo establecida por H. Darcy.

La ecuación general de Darcy para flujo viscoso de fluidos a través de un medio poroso es:

$$V_s = \frac{-K}{\mu \left(\left(\frac{dp}{ds} \right) - \rho g \left(\frac{dz}{ds} \right) \right)} \quad \text{IV.32}$$

donde:

s es la distancia a lo largo de la muestra en la dirección al flujo /es la longitud de la muestra

Vs es el ritmo de flujo a través de un área unitaria del medio poroso en la unidad de tiempo $\left(V_s = \frac{q}{A} \right)$

Z es la coordenada vertical, dirigida hacia abajo

ρ es la densidad del fluido

g es la aceleración de la gravedad

$\left(\frac{dp}{ds} \right)$ es el gradiente de presión a lo largo de s, en el punto al que se refiere Vs

$\left(\frac{dz}{ds} \right) = \text{sen}(\theta)$ siendo θ el ángulo de la dirección de flujo con respecto a la horizontal.

μ es la viscosidad del fluido

K es la permeabilidad del medio poroso

Si se utilizan las siguientes unidades: s(cm), Vs(cm/seg), z(cm), $\rho(\text{g/cm}^3)$, $\text{g}(\text{cm/seg}^2)$, $\frac{dp}{ds}$ (atm/cm) y $\mu(\text{cp})$, entonces K(D), quedando la ecuación como sigue:

$$V_s = \left(\frac{-K}{\mu} \right) \left(\left(\frac{dp}{ds} \right) - \frac{\rho g}{1.0133 \times 10^6} \left(\frac{dz}{ds} \right) \right) \quad \text{IV.33}$$

En los análisis rutinarios de laboratorio, normalmente se establece flujo horizontal e isotérmico de fluidos en las muestras de roca para medir la permeabilidad, por lo que se utiliza la ecuación de Darcy para tal flujo:

$$K_f = \frac{\overline{q_f} \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{IV.34}$$

donde :

K_f es la permeabilidad al fluido que circula en la roca (D)

$\overline{q_f}$ es el gasto de fluido que circula, medido a presión media de flujo (cm³/seg)

μ_f es la viscosidad del fluido (cp)

A es el área de la roca, transversal al flujo (cm²)

L es la longitud de la roca (cm)

ΔP es la diferencia de presión en L (atm)

PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K_a)

Facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso, que depende exclusivamente de las características físicas de la estructura rocosa.

Determinación de la permeabilidad absoluta de una roca en el laboratorio.

En forma directa (medición)

- Se corta una muestra cilíndrica y se le extraen los fluidos.
- Se satura la muestra con un fluido que cumpla con los siguientes requisitos:
 - sature 100% la muestra
 - moje los sólidos de la muestra
 - no reaccione con los sólidos de la muestra.
- Se coloca la muestra en un permeámetro de líquidos y se circula fluido igual al que satura la muestra.
- Se mide la caída de presión en la longitud de la muestra y el gasto del fluido correspondiente.
- Se aplica la ecuación de Darcy apropiada, considerando la geometría de la muestra y la viscosidad del fluido circulante.

$$k_a = \frac{q_f \mu_f L}{A \times \Delta P} \quad (\text{Si es flujo horizontal}) \quad \text{IV.35}$$

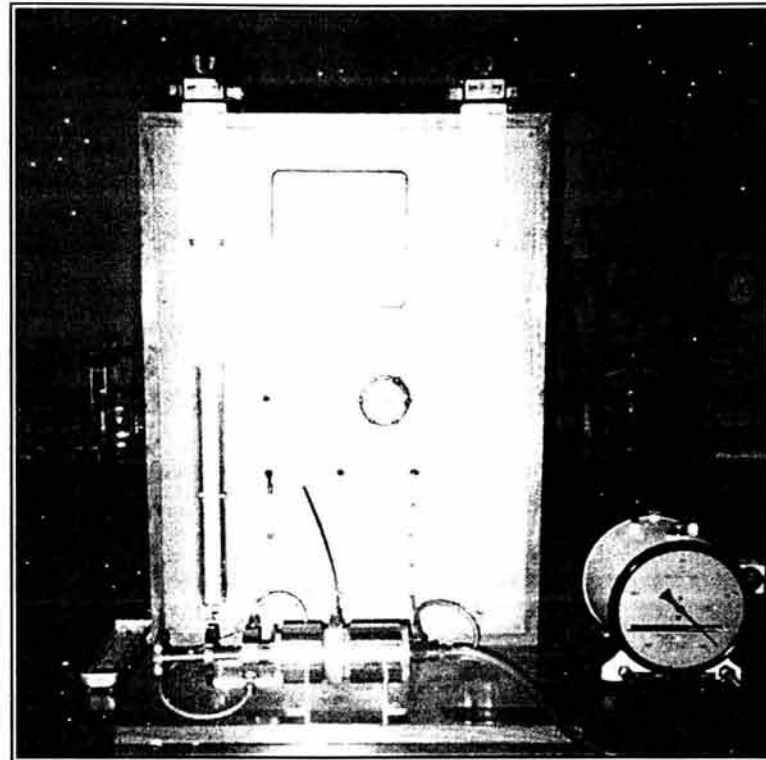


Figura IV.28a. Permeámetro de gas.

De acuerdo con lo anterior un permeámetro está constituido principalmente, de los siguientes elementos:

Fuente de fluido con regulación de presión	Medidor de presión	Portamuestras	Medidor de presión	Medidor de temperatura	Medidor de gasto o medidores de volumen y tiempo
a) gas a presión b) líquido a presión	Manómetros tipo Bourdon tipo U	Tipo Hassler	Manómetro tipo Bourdon o tipo U	Termómetro	a) gasómetros b) fluómetros c) recipientes graduados d) cronómetros

————— DIRECCIÓN DEL FLUJO —————>

Además se requiere:

- Un vernier para medir longitudes.
- Un equipo de saturación, si el fluido que se utiliza es un líquido (agua o aceite).

Permeámetro

En la siguiente Figura IV.28 se muestra el arreglo, los elementos y el fundamento básico para la utilización de un permeámetro de gas.

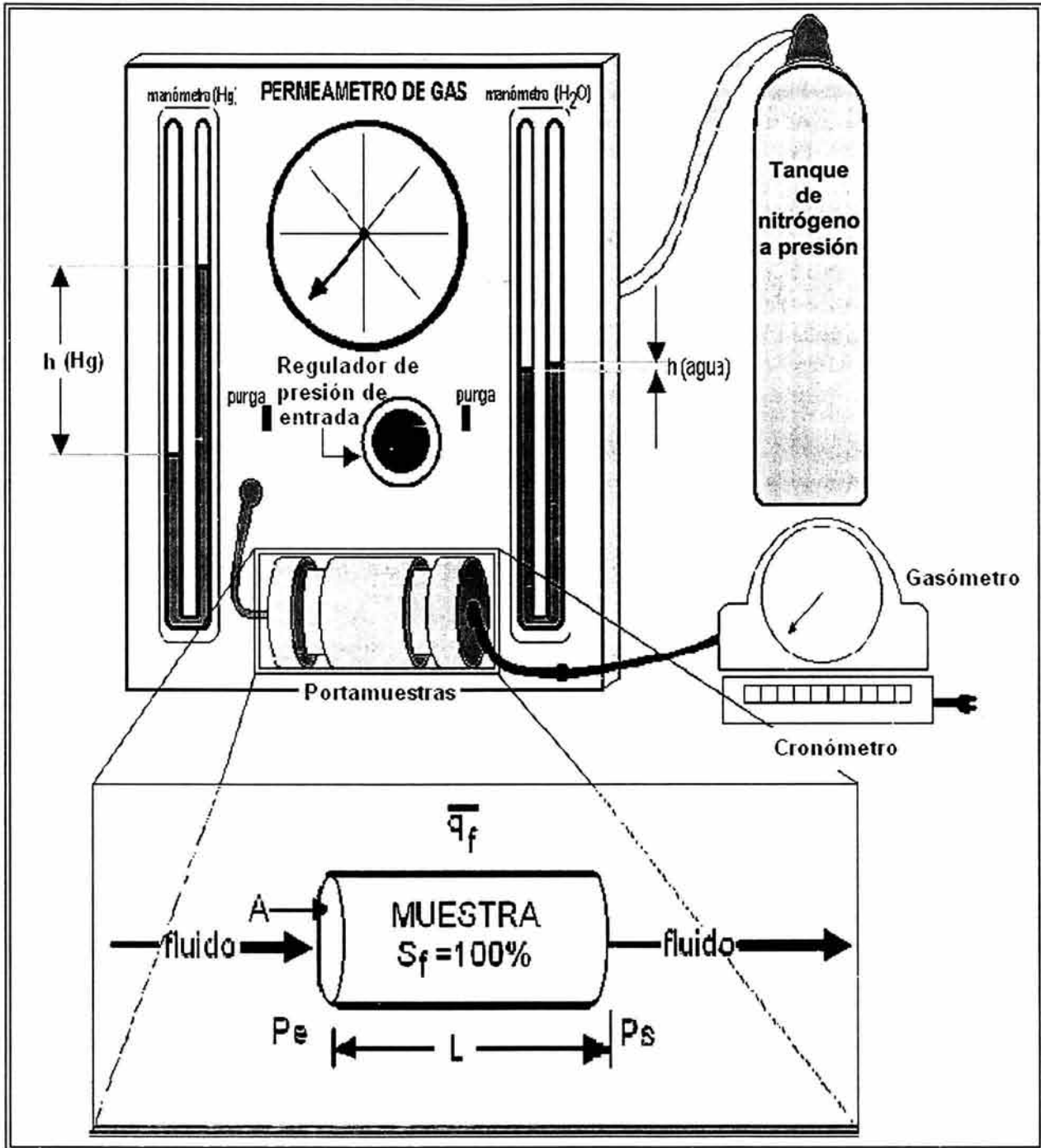


Figura IV.28. Permeámetro de gas.

Obtención de la permeabilidad a un fluido (K_f)

La muestra de roca debe tener geometría regular, de acuerdo al portamuestras del permeámetro (cilindro, cubo, paralelepípedo). Se mide la longitud de la muestra y se determina su área transversal al flujo. Se satura la muestra 100% con alguno de los fluidos (agua, gas o aceite). Se coloca la muestra en el portamuestras y se circula el fluido igual al saturante a temperatura constante, midiéndose el gasto (q_f) que se tenga para la caída de presión (ΔP) que exista en la longitud (L) de la muestra. Con esta información obtenida se aplica la ecuación IV.35, si el flujo es horizontal.

Cabe mencionar que la K_g y la K_o no se tienen en el yacimiento, sólo en el laboratorio; además, la K_g siempre es mayor, en ocasiones mucho mayor que la K_a . La K_o es un poco mayor que la K_a , pero se considera que es prácticamente igual. Bajo ciertas condiciones de medición en el laboratorio, la K_w es igual a la K_a y en algunas ocasiones la K_w es menor que la K_a .

Aplicaciones Principales

K_g

- Determinar la permeabilidad al líquido
- Determinar otros parámetros de caracterización.

K_o

- Determinar la K_a
- Determinar otros parámetros de caracterización.

K_w

- Determinar la K_a
- Determinar la capacidad de flujo de agua de un intervalo, capa o estrato con $S_w = 100\%$
- Determinar compatibilidad roca-agua
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Obtención de la permeabilidad al Líquido (K_L)

A continuación se describe el procedimiento para la obtención de K_L

- Se corta una muestra de roca con geometría regular, se le extraen los fluidos y se seca.

- Se mete la muestra en un permeámetro de gas y se circula un gas inerte (nitrógeno, helio, CO₂, aire). Se realizan cuando menos cinco mediciones de permeabilidad al gas a distintas presiones medias de flujo.
- Se mide la caída de presión en la longitud de la muestra y el gasto de gas correspondiente.
- Se aplica la ecuación de Darcy apropiada, considerando la geometría de la muestra y la viscosidad del gas circulante para obtener la permeabilidad al gas

$$K_g = \frac{\bar{q}_g \mu_g L}{A \Delta P} \quad (\text{Si el flujo es horizontal}) \quad \text{IV.36}$$

- Se mide la k_g a varias presiones medias de flujo (\bar{P} o P_m).

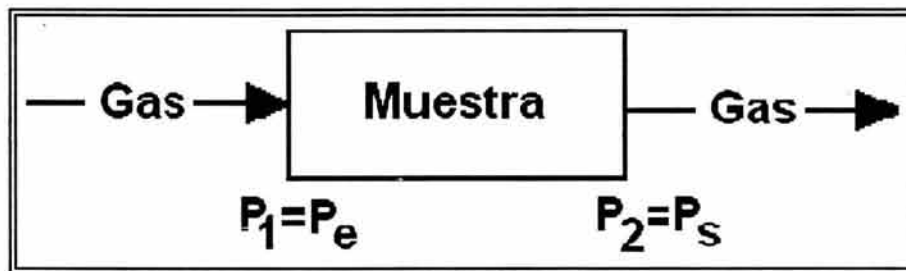


Figura IV.29 Medición de la permeabilidad al gas a una muestra de roca.

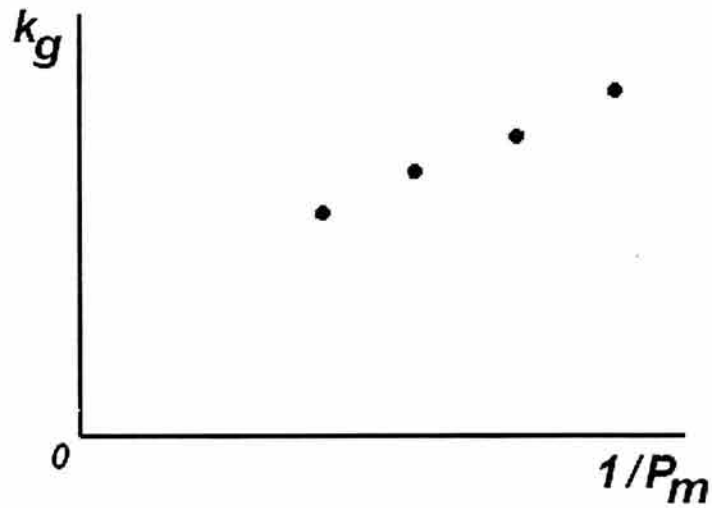
En donde P_m esta dada por:

$$P_m = \frac{P_e + P_s}{2} \quad \text{IV.37}$$

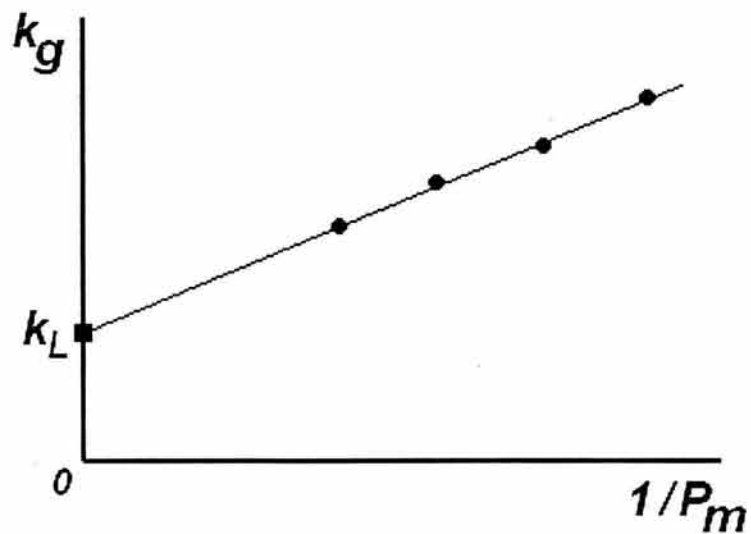
donde:

- P_m es la presión media de flujo
- P_e es la presión a la entrada de la muestra
- P_s es la presión a la salida de la muestra

- En papel normal se construye una gráfica de permeabilidades al gas contra los recíprocos de las presiones medias de flujos correspondientes.



- Se traza la recta representativa del conjunto de puntos y se determina su ordenada al origen, cuyo valor es el de la permeabilidad al líquido (k_L).



Aplicaciones Principales

- Determinar la K_a ($K_L = K_a$)
- Determinar otros parámetros de caracterización

Obtención de la permeabilidad efectiva a un fluido (K_{ef})

Una muestra de roca, con geometría regular y área transversal al flujo constante, se satura con dos fluidos (agua y aceite o agua y gas) o con tres fluidos (agua, aceite y gas). Se circulan los fluidos dentro del medio poroso, de acuerdo a alguno de los siguientes casos.

- Un fluido en movimiento ($S_f > S_{fc}$) y el otro o los otros dos estáticos (saturaciones menores a las críticas).
- Dos fluidos en movimiento y uno estático.
- Los tres fluidos en movimiento.

Para cualquier caso se mide: el gasto de cada fluido (q_f) para la caída de presión (ΔP) que se aplique en una distancia escogida (L). Con estos datos y tomando en cuenta la viscosidad del fluido y el área transversal de la muestra se conoce la permeabilidad efectiva a ese fluido aplicando la ecuación de Darcy.

Se han diseñado varios procedimientos de laboratorio para medir las permeabilidades efectivas, básicamente consideran flujo de fluidos a presión constante o gasto constante.

Aplicaciones principales

- Determinar la capacidad de flujo de un fluido en particular cuando en el medio poroso o yacimiento existen otros fluidos.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Obtención de la permeabilidad relativa a un fluido (K_{rf})

En una muestra de roca se llevan a cabo mediciones de permeabilidad efectiva a distintas saturaciones del fluido en particular (gas, aceite, agua) y cada uno de los valores se relaciona a la permeabilidad absoluta o a la permeabilidad al líquido.

Los resultados de permeabilidad relativa normalmente se presentan en forma grafica, en función de la saturación de agua o de la saturación de liquido (S_L)

$$S_L = S_w + S_o \quad \text{IV.38}$$

Métodos para obtener las permeabilidades relativas

- A) Estado inestable (Unsteady-State), representado esquemáticamente por la Figura IV.30

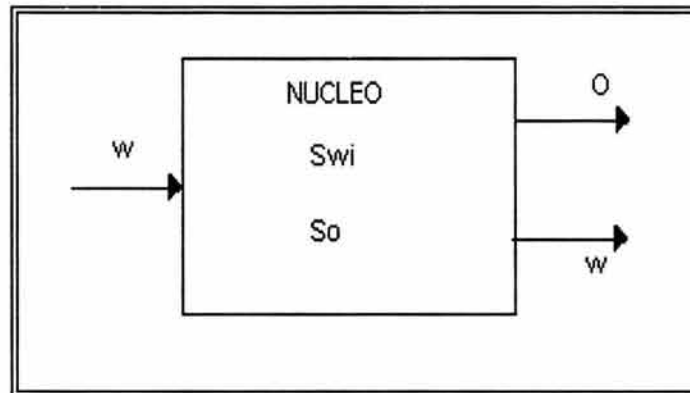


Figura IV.30. Estado inestable.

- B) Estado estable (Stady-State), representado esquemáticamente por la Figura IV.31

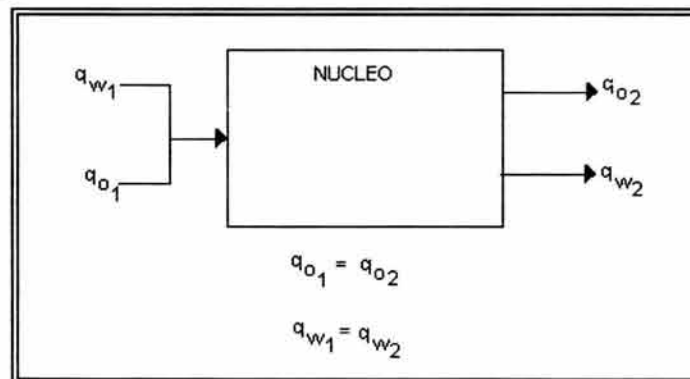


Figura IV.31 Estado estable.

Tanto para el estado estable como para el estado inestable se obtienen varios puntos de K_{rf} para diferentes valores de saturación, y estos se grafican en un papel de escala normal, como se muestra enseguida (Figura IV.32).

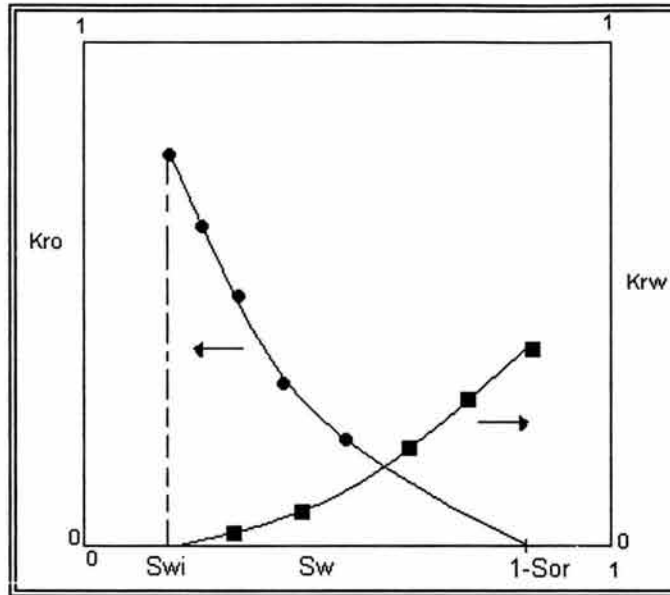


Figura IV.32 Curvas de K_{rf}

c) Puntos finales, representado esquemáticamente por la Figura IV.33

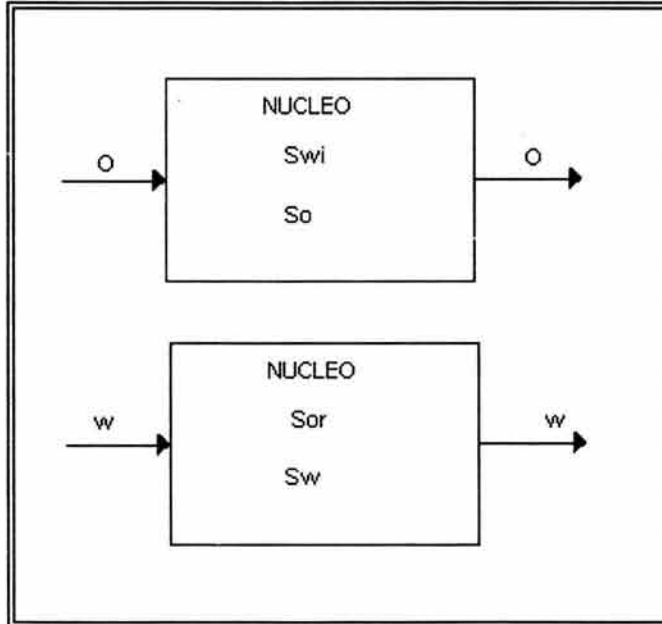


Figura IV.33 Desplazamiento de fluidos (puntos finales).

Para el método de puntos finales solo se obtiene un valor de K_{rf} para cada fluido, como se muestra enseguida (Figura IV. 34)

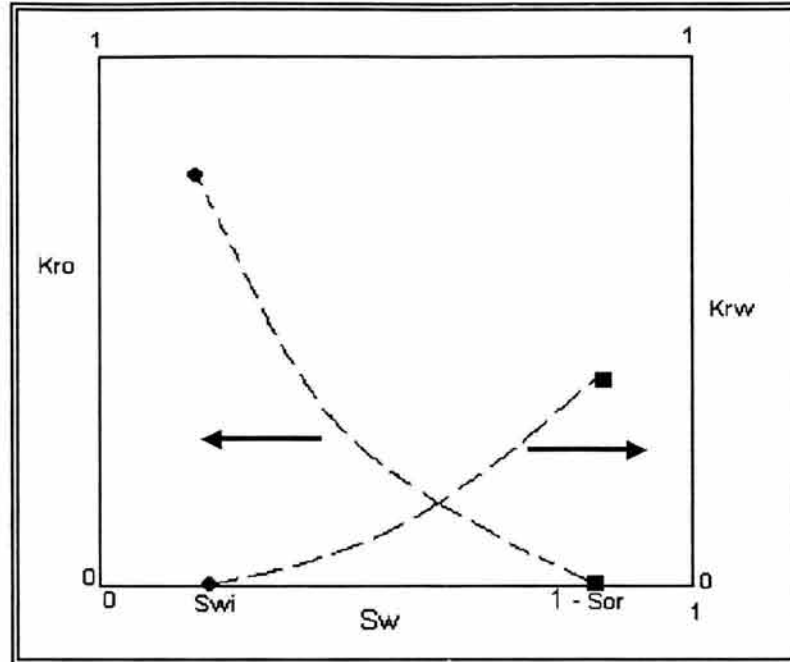


Figura IV.34 Curvas de permeabilidad relativa obtenidas por el método de puntos finales

Prueba de desplazamiento de aceite por agua (prueba de inyección de agua) que se realiza para la obtención de la k_{ro} y la K_{rw} .

Mediante la realización de esta prueba se puede medir la K_{rf} de una muestra de roca, para ello es necesario primero medir la K_L y la K_{ef} de la misma muestra de roca.

A continuación se describe el procedimiento general para la realización de dicha prueba.

- Se prepara la muestra
- Se mide la porosidad con gas y se obtiene K_L
- Saturación completa de la muestra con agua ($S_w = 100\%$)
- Medición de la K_w (Figura IV.35). Se obtiene K_a

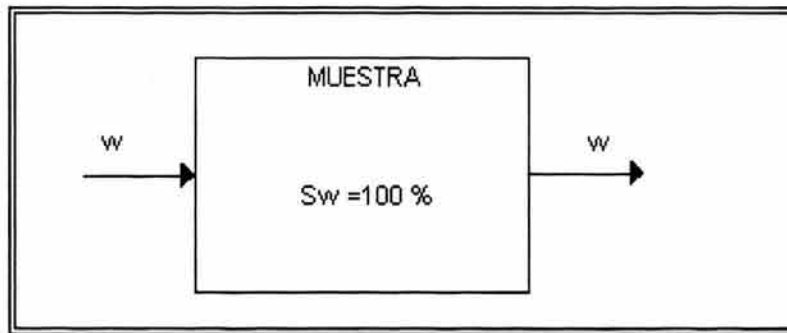


Figura IV.35 Circulación de agua en una muestra de roca

- Desplazamiento de agua por inyección de aceite hasta dejar S_{wi} . (Figura IV.36)

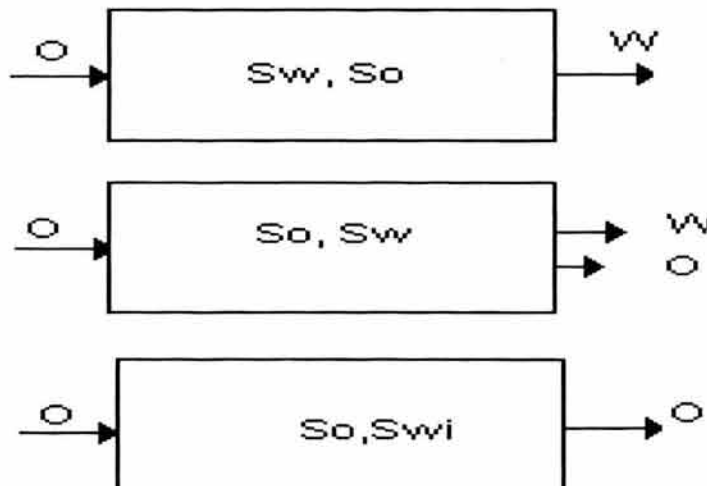


Figura IV.36 Desplazamiento de agua por inyección de aceite.

- Medición de la permeabilidad efectiva al aceite (K_{eo}) para la saturación de agua irreducible (S_{wi}). Se obtiene K_{ro} para S_{wi} . (Figura IV.37)

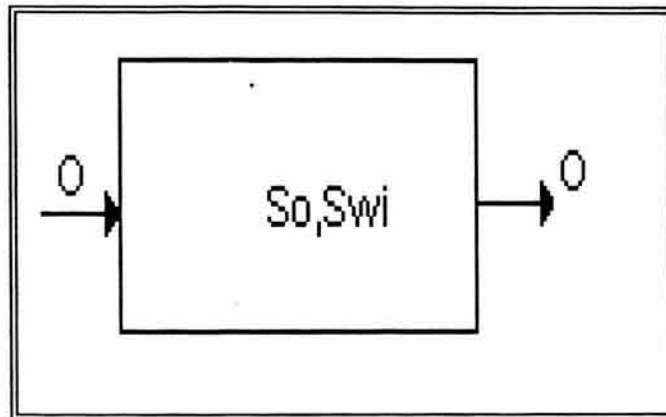
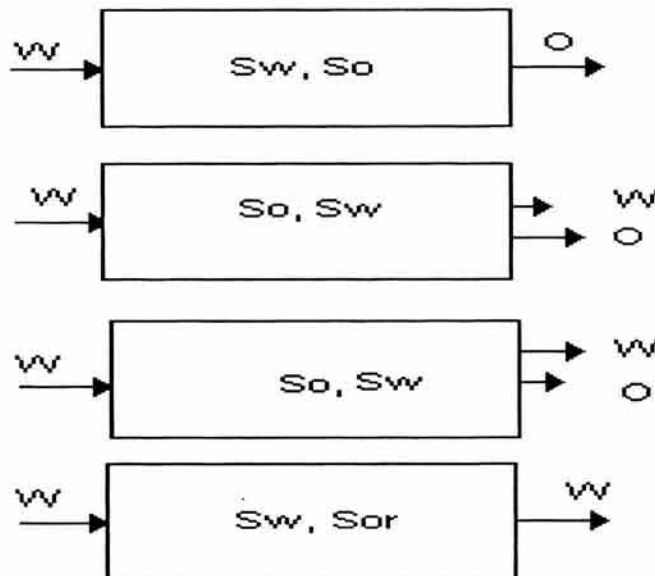


Figura IV.37 Medición de K_{eo} para S_{wi}

- Desplazamiento de aceite por inyección de agua a temperatura y presión constante hasta dejar S_{or} .

Figura IV.38 Desplazamiento de aceite por inyección de agua



Con esto se obtiene K_{eo} y K_{ew} para diferentes saturaciones de agua, y como se obtuvo anteriormente la K_a , entonces es posible obtener la K_{ro} y la K_{rw} para dichas saturaciones.

- Medición de la Kew para Sor. Se obtiene Krw para Sor

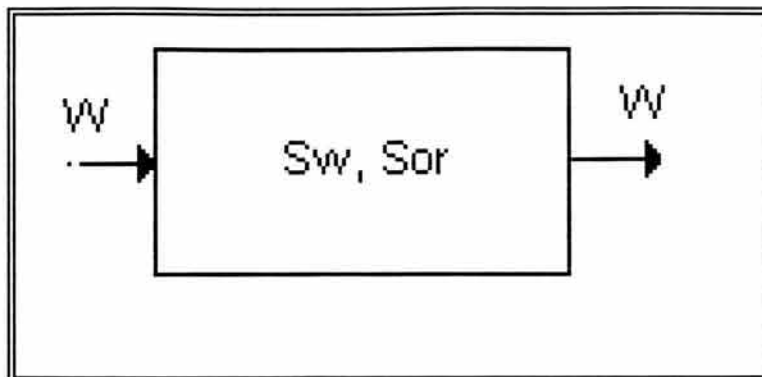


Figura IV.39 Medición de Kew para Sor

En la Figura IV.40 se muestran las diferentes presentaciones de las curvas de permeabilidad relativa a un fluido, que se obtienen con pruebas de laboratorio. En ellas también se muestra en qué escala están.

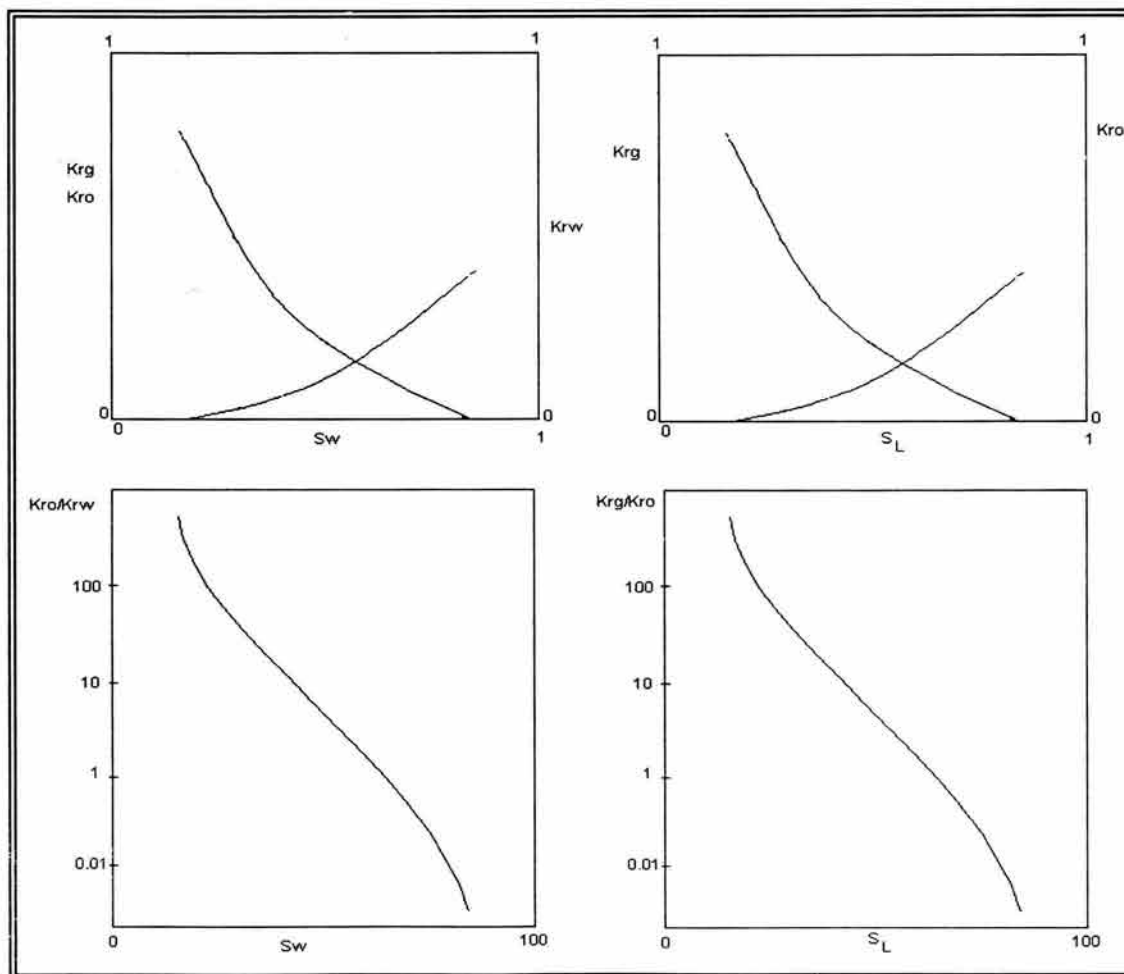


Figura IV.40 Presentaciones de las curvas de permeabilidad relativa a un fluido

Aplicaciones principales

- Conocer la facilidad de flujo de un fluido en un medio poroso, en presencia de otros fluidos, con relación a la máxima facilidad de flujo que ofrece el medio.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Medición de permeabilidad al gas a muestras con doble porosidad-doble permeabilidad (muestra de roca con fracturas).

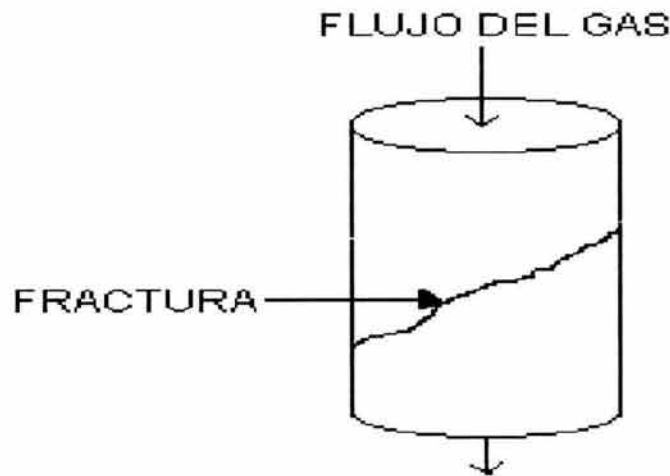
Se hace la medición en núcleos grandes (núcleos de diámetros completo) con forma cilíndrica. Estas muestras deben estar limpias y secas.

Normalmente se realizan tres mediciones, para obtener tres permeabilidades diferentes:

- Permeabilidad vertical (K_v)

Medición en la que el flujo del gas es paralelo al eje de la muestra como se muestra en la Figura IV.41

Figura IV.41 Flujo vertical



- Permeabilidad horizontal máxima (K_{MAX})

Medición en la que el flujo de gas es perpendicular al eje del cilindro pero paralelo al plano de la fractura (Figura IV.42).

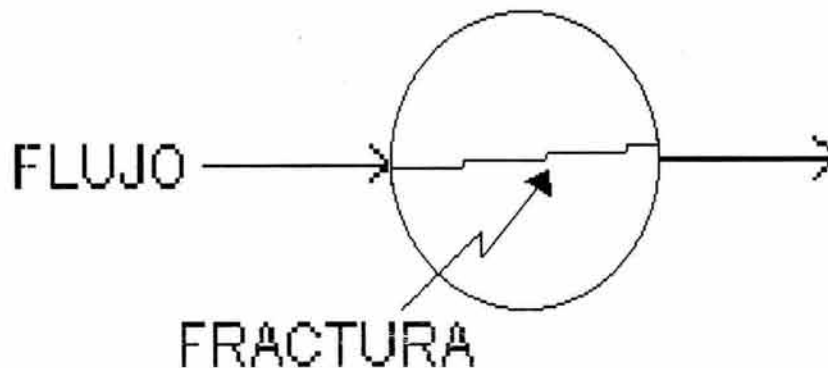


Figura IV.42 Flujo paralelo al plano de fractura.

- Permeabilidad horizontal mínima (K_{90°)
Medición en la que el flujo del gas es perpendicular al eje del cilindro y al plano de la fractura (Figura IV.43).

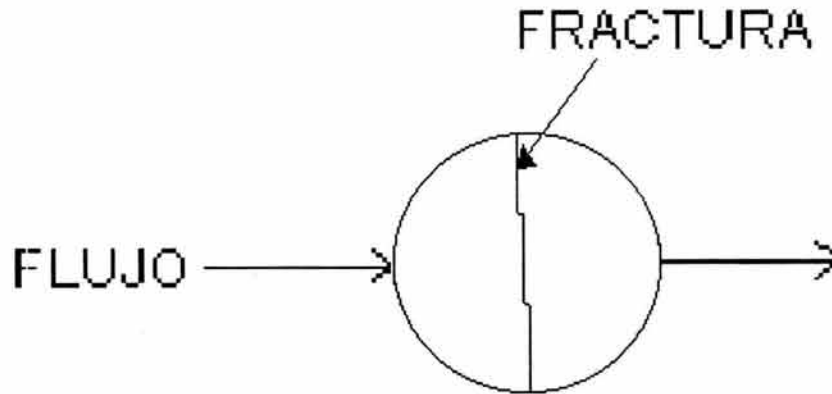


Figura IV.43 Flujo perpendicular al plano de fractura

Si se desea conocer la permeabilidad secundaria: se corta una muestra pequeña de la matriz, se limpia, se mide su permeabilidad (K_m) y se resta este valor al de la permeabilidad horizontal máxima (K_{MAX}).

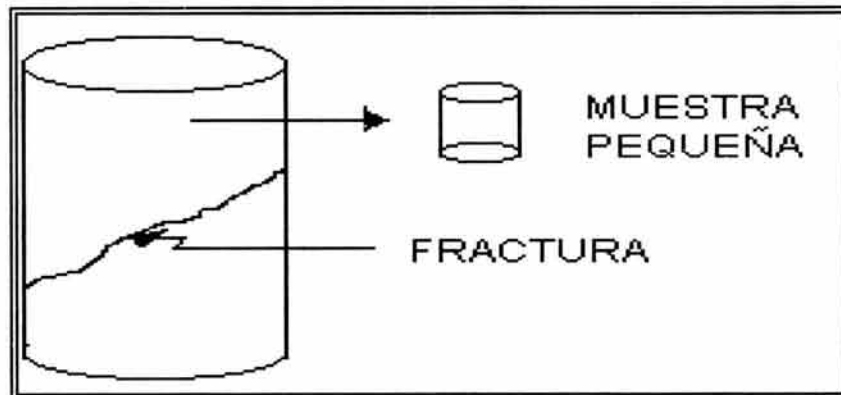


Figura IV.44 Selección de la muestra para medir la K_m

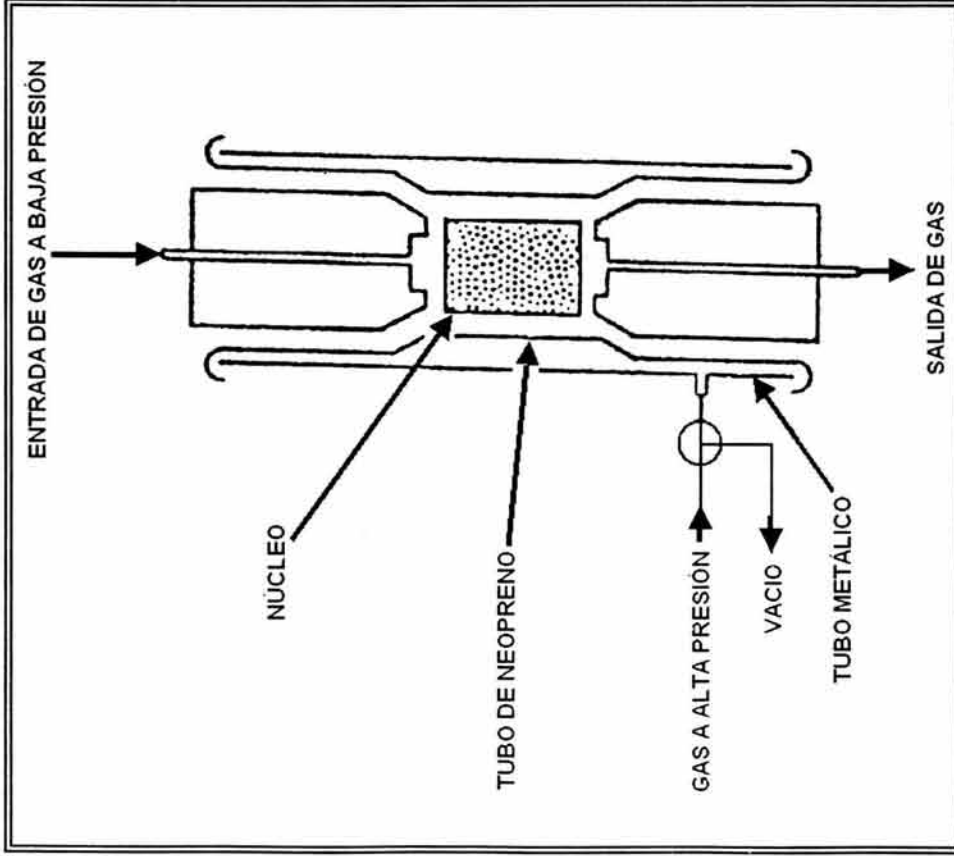
$$K_s = K_{MAX} - K_m$$

IV.39

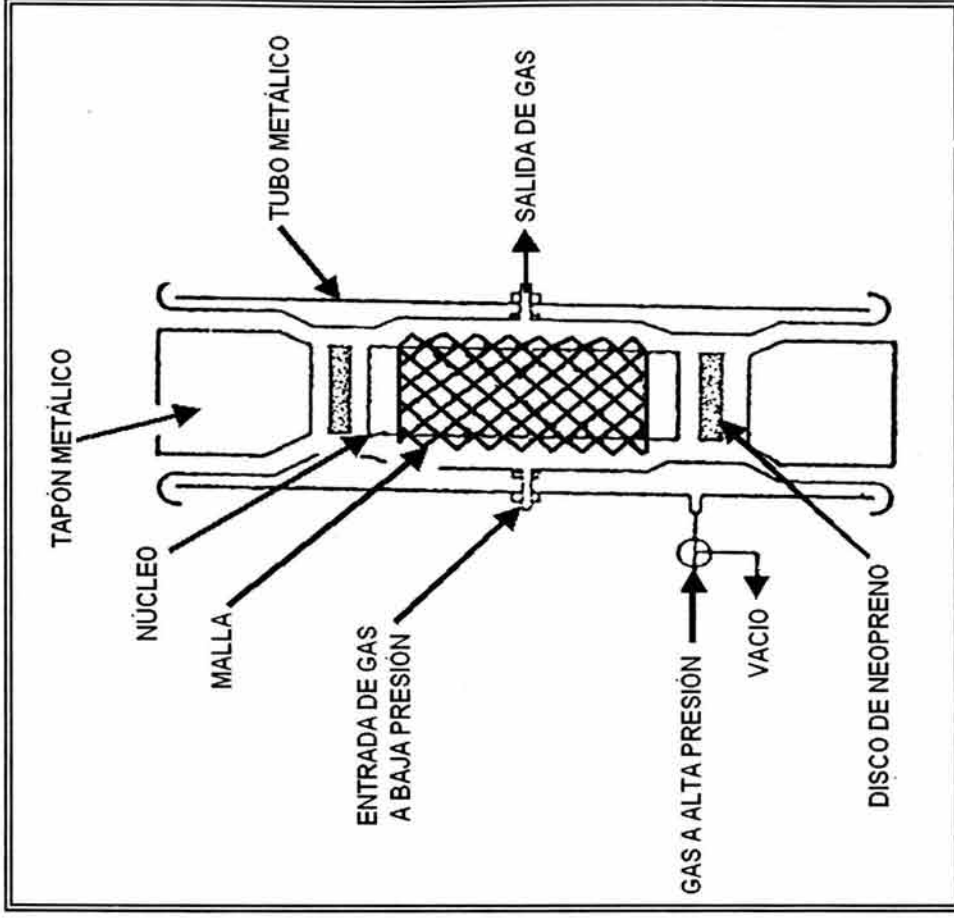
En los tres casos, si se desea conocer la permeabilidad absoluta, obtenerla siguiendo el procedimiento de Klinkenberg.

A continuación se muestran algunos ejemplos de valores de permeabilidad, en mD, obtenidos en núcleos con doble porosidad-doble permeabilidad.

TIPO DE MEDICION	MUESTRA			
	1	2	3	4
K_{MAX}	10	400	23	94
K_{90°	0	1.2	10	38
K_m (muestra pequeña)	0.3	0.2	0.3	3.7

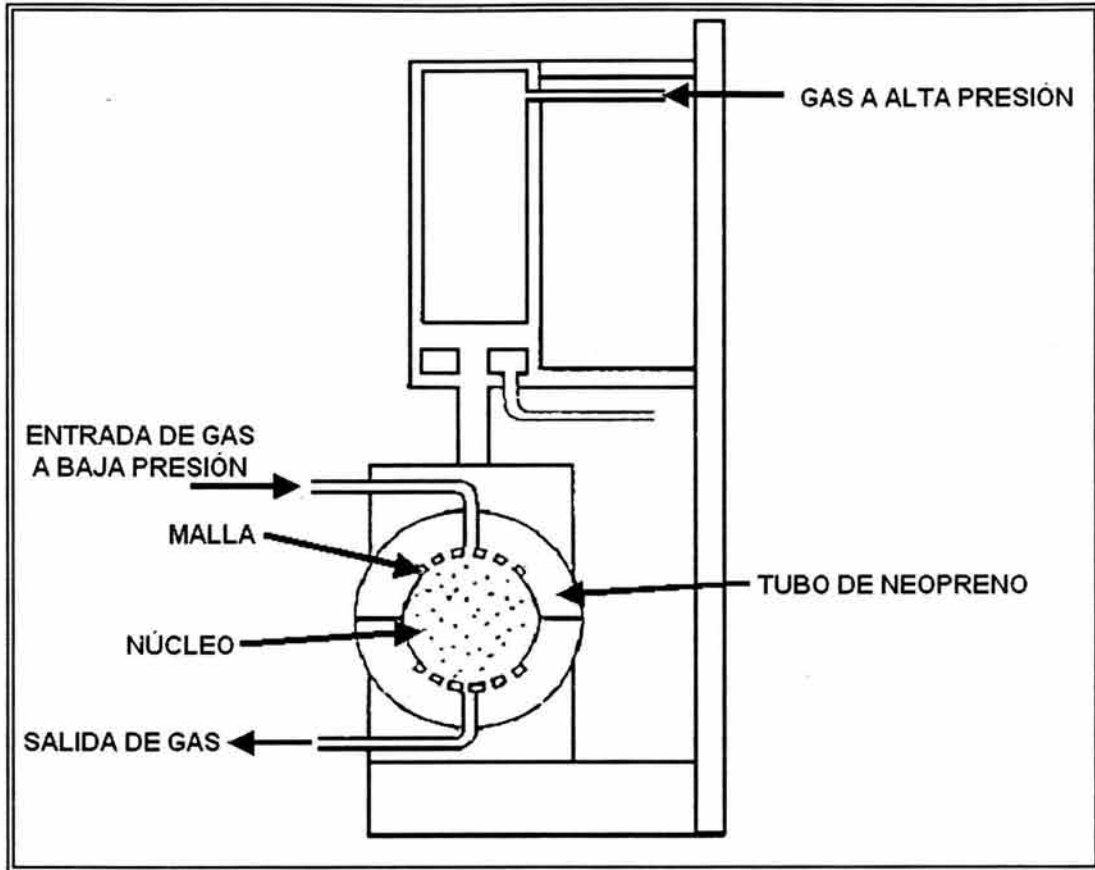


Permeabilidad vertical



Permeabilidad horizontal

Figura IV.45 Portamuestras tipo Hassler para medir permeabilidad al gas a núcleos grandes



SECCIÓN TRANVERSAL DEL PORTAMUESTRAS

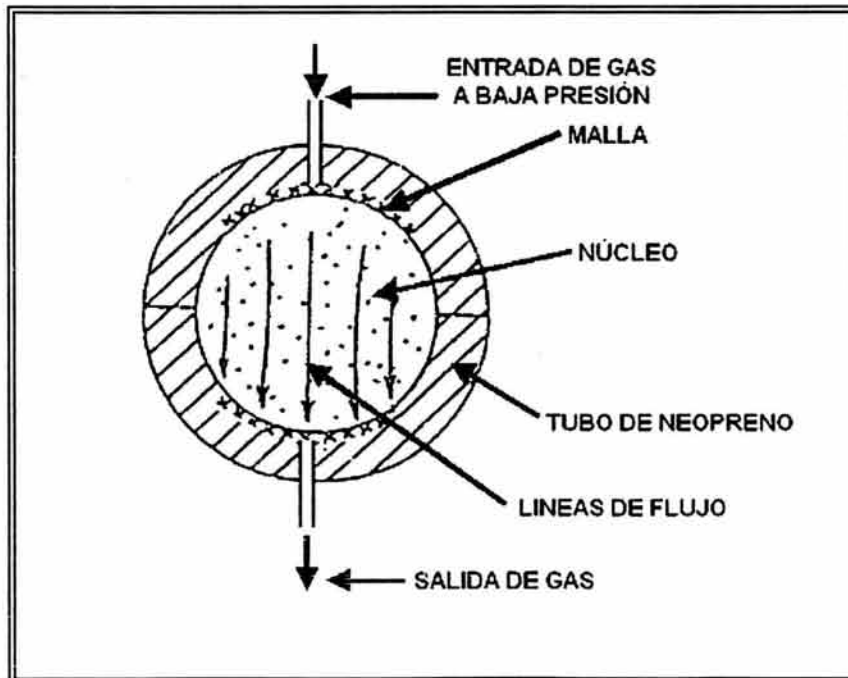


Figura IV.45a Equipo para medir la permeabilidad a núcleos grandes

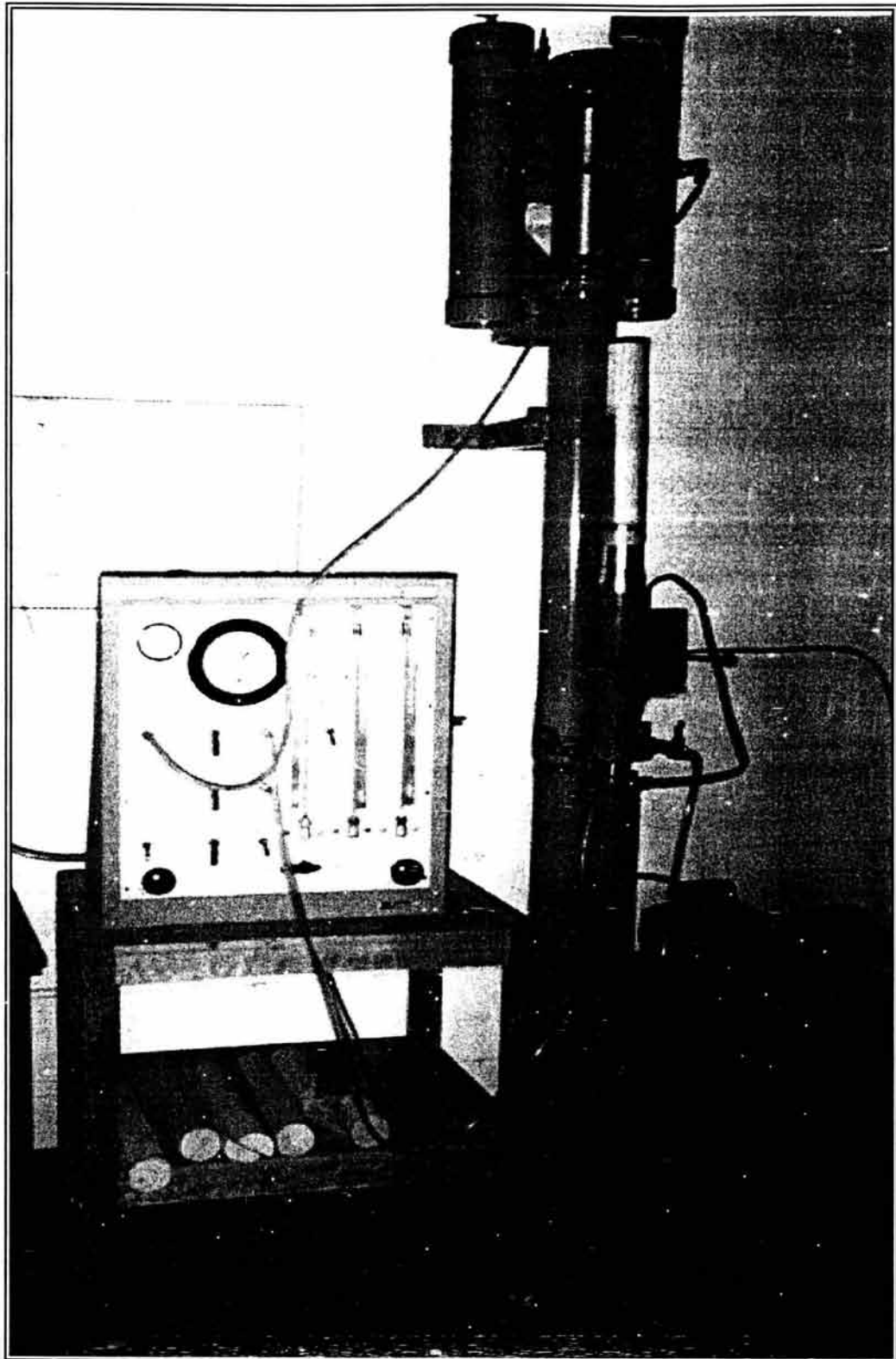


Figura IV.46 Equipo para medir la permeabilidad a núcleos grandes

IV.3. TIEMPO DE TRÁNSITO (Δt)

Es el tiempo que tarda una vibración (sonido) en recorrer un pie de roca y se expresa de la siguiente forma:

Partiendo de:

$$V = \frac{d}{t} \quad \text{IV.40}$$

$$\frac{t}{d} = \frac{1}{V} \quad \text{IV.41}$$

si $d = 1$ pie, entonces

$$\frac{t}{1\text{pie}} = \Delta t \left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}} \right] \quad \text{IV.42}$$

Donde

V : velocidad de la onda acústica

d : distancia

t : tiempo

Δt : tiempo de tránsito

El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica, es una fuerza que se trasmite desde una fuente de sonido como un movimiento molecular del medio. Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan un arreglo en condiciones estáticas. Al recibir la onda acústica cada molécula transfiere su energía a la siguiente. Las áreas de distancia mínima entre las moléculas se llaman "áreas de compresión" y las de mayor distancia se llaman "áreas de refracción". Un impulso de sonido aparecerá como un área de compresión seguida por un área de refracción.

Obtención:

A una muestra de roca, con geometría regular y convenientemente preparada, se le da un impulso en un extremo y se mide el tiempo que tarda en llegar la vibración al otro extremo. Las mediciones se realizan a condiciones atmosféricas o a condiciones de yacimiento.

Los valores de Δt dependen principalmente del tipo de roca (composición de la roca, tipo de matriz) y de la porosidad. Con los datos medidos a un grupo de muestras se obtiene una gráfica en escala normal como se muestra en la Figura

IV.47 Se traza una tendencia lineal representativa de los puntos. Si se prolonga hasta que cruce el eje de las ordenadas, este punto de intersección determina el tiempo de tránsito de la matriz.

Para obtener el tiempo de tránsito del fluido se traza una línea vertical a partir del valor de porosidad de 100%, hasta cruzar con la tendencia lineal, a partir de este punto de intersección se traza una línea horizontal hasta cruzar el eje de las ordenadas en donde se obtiene dicho valor.

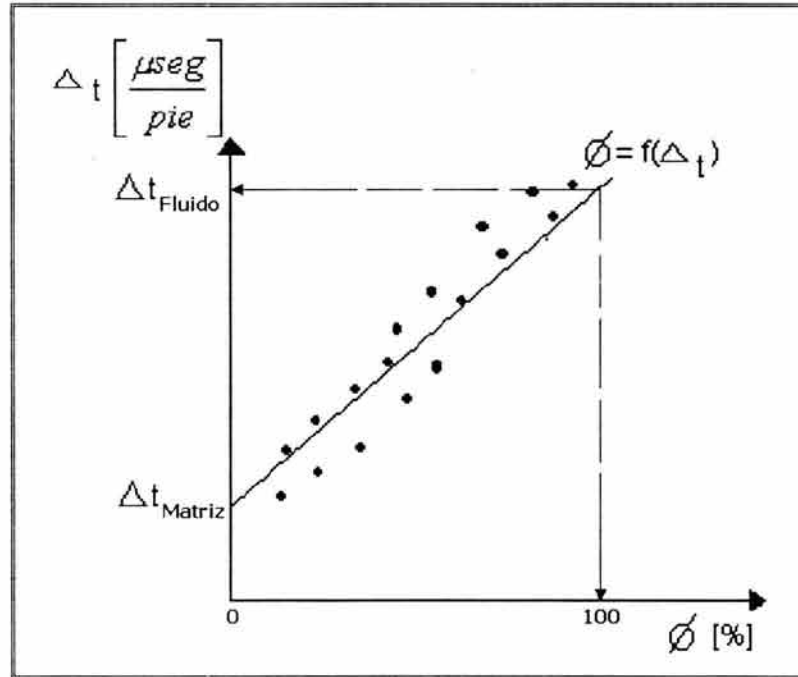


Figura IV.47 Gráfica porosidad (ϕ) contra tiempo de tránsito (Δt)

		VEL. TRANS. DE SONIDO [ft / seg]	Δt_f ó Δt_m [μ seg/pie]
FLUIDOS	AIRE	1088	919
	ACEITE	4300	232
	AGUA	5000-5300	200-189
ROCAS	LUTITAS	6000-16000	167-62.5
	ARENISCAS	18000-21000	55.6-47.6
	CARBONATOS	21000-23000	47.6-43.5
	DOLOMITAS	23000-26000	43.5-38.5

Tabla IV.2 Ejemplos de valores de Δt para algunos materiales

El tiempo de tránsito depende de la litología y porosidad del material. El tiempo de tránsito es muy útil en la interpretación del registro de pozo sónico de porosidad y de levantamientos sísmicos.

Factores que influyen sobre el tiempo de tránsito

De la formación de interés

FACTOR	Δt
Porosidad primaria ↑	↑
Volumen de arcillas ↑	↑
Porosidad secundaria	↓
Consolidación (para igual porosidad) ↓	↑
Composición de la matriz	Varía
Presencia de gas (para formaciones no consolidadas)	↑

Las relaciones entre Δt y la porosidad son algo complejas, pero se obtienen muy buenos resultados de la fórmula de Wyllie en formaciones que tienen porosidad intergranular. Algunos tipos de litología son identificados por el valor Δt .

En combinación con algunos registros de porosidad, el Δt puede ser usado en la evaluación de arenas arcillosas, en la definición de litología y porosidad secundaria.

Aplicaciones Principales

- Calibración de registros sónicos de porosidad
- Obtención de la porosidad
- Obtención del tipo de roca
- Obtención de otros parámetros de caracterización.

Determinación de la porosidad

Con experimentos en laboratorio Wyllie llegó a la conclusión de que en formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de transito.

Ecuación de Wyllie para formaciones limpias :

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_r - \Delta t_m}$$

ϕ : porosidad para formaciones limpias

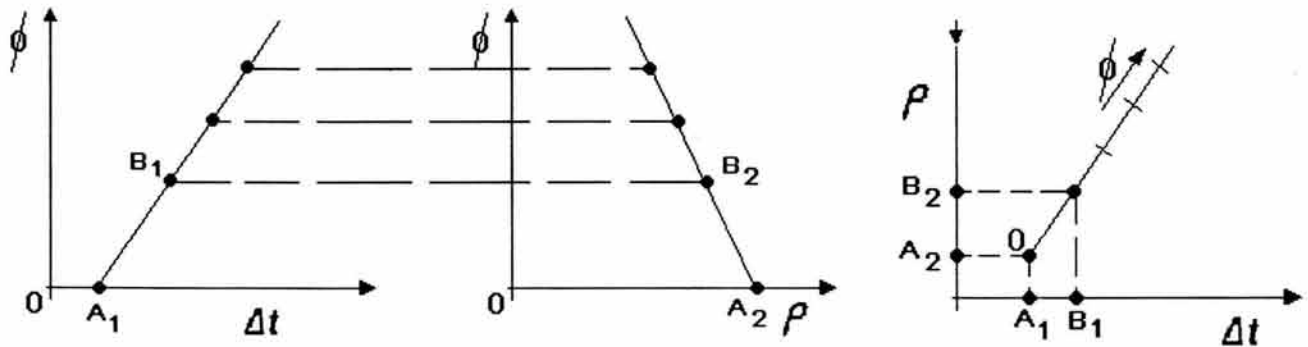
Δt : Δt del registro para formaciones de interes IV.43

Δt_r : Δt del fluido saturante

Δt_m : Δt de la matriz

Construcción de la gráfica densidad-sónico para determinar la litología

- Muestras de calizas con distinta porosidad se saturan 100% con agua, de densidad y tiempo de transito conocidos.
- A cada muestra se le mide Δt y ρ
- Se prepara la gráfica Δt vs ρ en la siguiente forma



Se repite el procedimiento para Dolomias y Areniscas

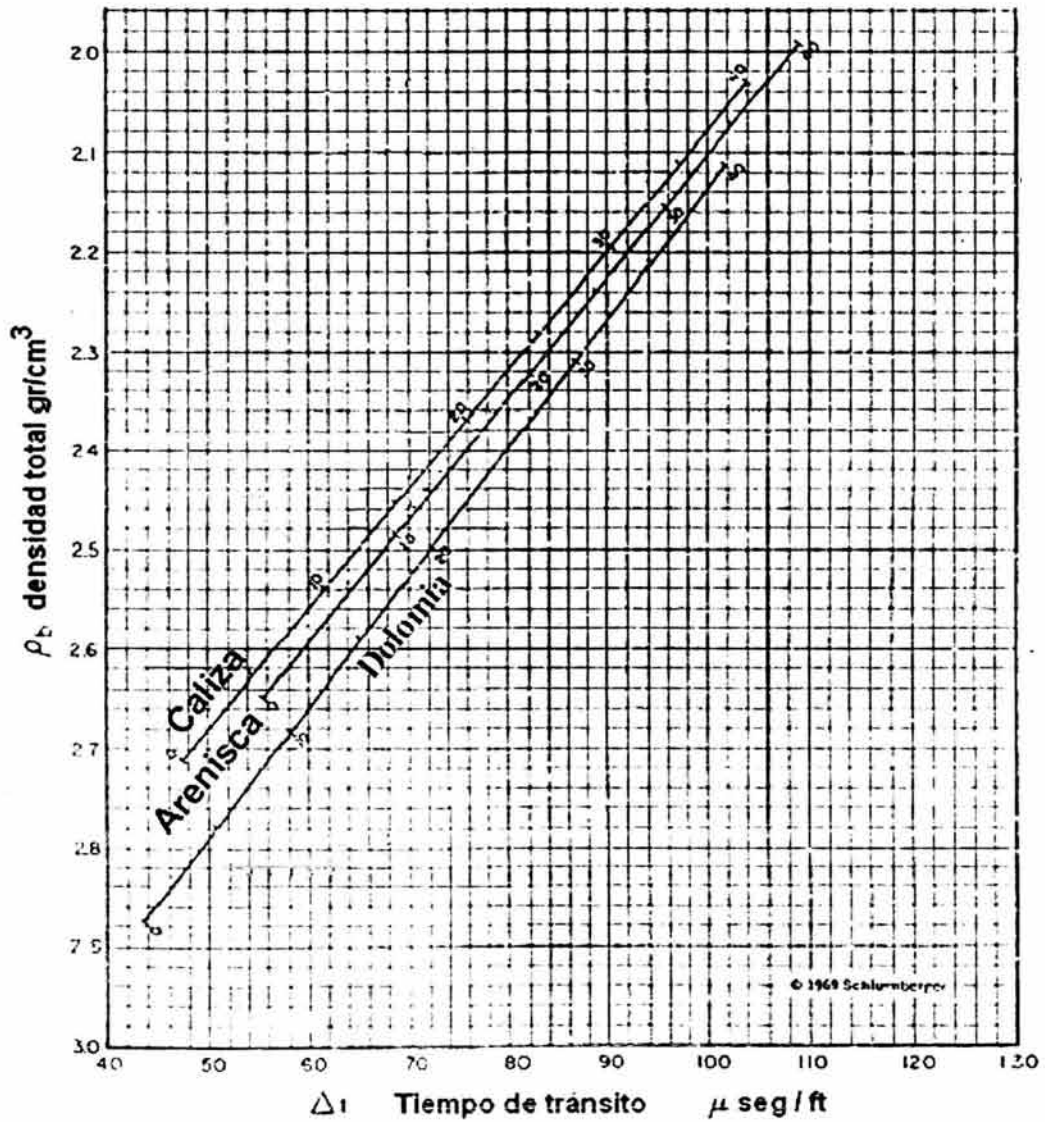
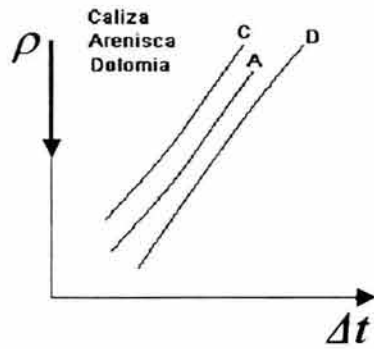


Figura IV.47a . Gráfica real de Δt vs ρ_b

IV.4. DENSIDAD (ρ)

Es la relación entre la masa y el volumen de un material y se expresa de la siguiente forma:

$$\rho = \frac{M}{V} \left[\frac{gr}{cm^3} \right] \quad \text{IV.44}$$

Tipos de densidad en los medios porosos

- Densidad del sistema roca-fluido (ρ_{r-f})
- Densidad de la roca (ρ_r)
- Densidad de la matriz (ρ_{ma})

Obtención

- Densidad del sistema roca fluido (ρ_{r-f})

Una muestra de roca se satura con los fluidos existentes en el yacimiento. Se le miden su peso y su volumen bruto o total por alguno de los métodos anteriormente mencionados y se relacionan.

- Densidad de la roca (ρ_r)

Una muestra de roca se satura con aire o al vacío se le mide su peso y su volumen bruto o total y se relacionan.

- Densidad de la matriz (ρ_{ma})

Una muestra de roca se satura con aire o al vacío se le mide su peso y su volumen de sólidos y se relacionan.

En la Tabla IV.3 se proporcionan los valores de densidad de la matriz para distintos materiales.

MATERIAL	COMPOSICIÓN	$\rho_m [gr/cm^3]$
Sal	NaCl	2.16
Yeso	CaSO ₄ ·2H ₂ O	2.32
Cuarzo	SiO ₂	2.65
Caliza	CaCO ₃	2.71
Dolomía	CaMg2CO ₃	2.86
Anhidrita	CaSO ₄	2.96
Lutita	Arcillas	2.2-2.8
Silvita	KCl	1.984

Tabla IV.3 Valores de densidad de la matriz para distintos materiales.

Aplicaciones principales

- Apoyar la interpretación de los registros de densidad de pozos para determinar la porosidad.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Determinación de la porosidad a partir del registro de densidad

Para una formación limpia con matriz de densidad conocida (ρ_{ma}), que tenga una porosidad ϕ , que contenga un líquido de densidad promedio (ρ_f), la densidad de la formación ρ_b , será:

$$\rho_b = \phi\rho_f + (1 - \phi)\rho_{ma} \quad \text{IV.45}$$

Para fluidos usuales en poros (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para minerales comunes de las matrices de yacimiento, la diferencia entre la densidad aparente ρ_a , que lee el registro de densidad y la densidad total ρ_b , es tan pequeña que no se toma en cuenta, por lo que se tiene que la porosidad es igual a:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{IV.46}$$

donde:

$$\rho_b = \rho_a \text{ (con las excepciones observadas)}$$

Sé grafican la porosidad (ϕ) vs la densidad (ρ_b) en papel de escala normal, como se muestra en la siguiente Figura IV.48

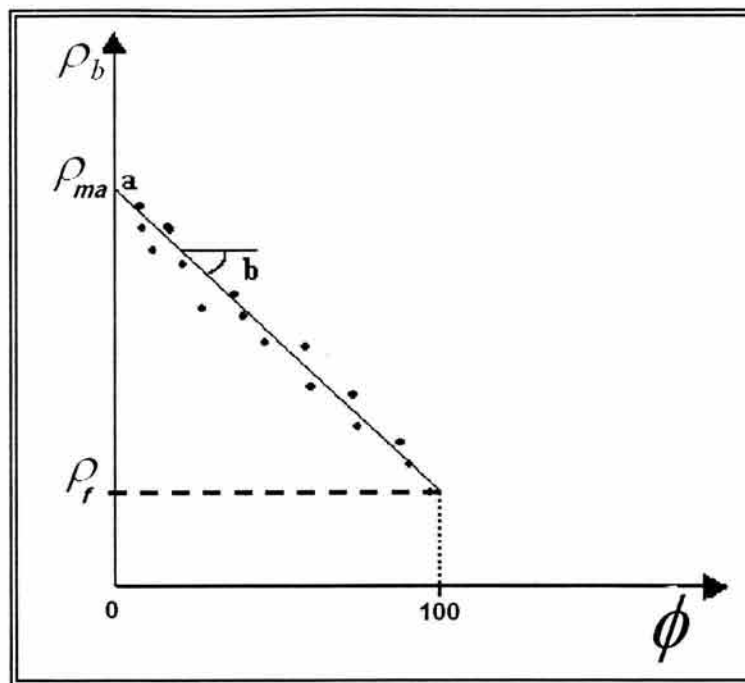


Figura IV.48 . Gráfica de ϕ vs ρ_b

En la Figura IV.49 Se muestra una correlación entre la porosidad y la densidad total para 4 rocas sedimentarias obtenida a partir de análisis de muestras de roca en laboratorio.

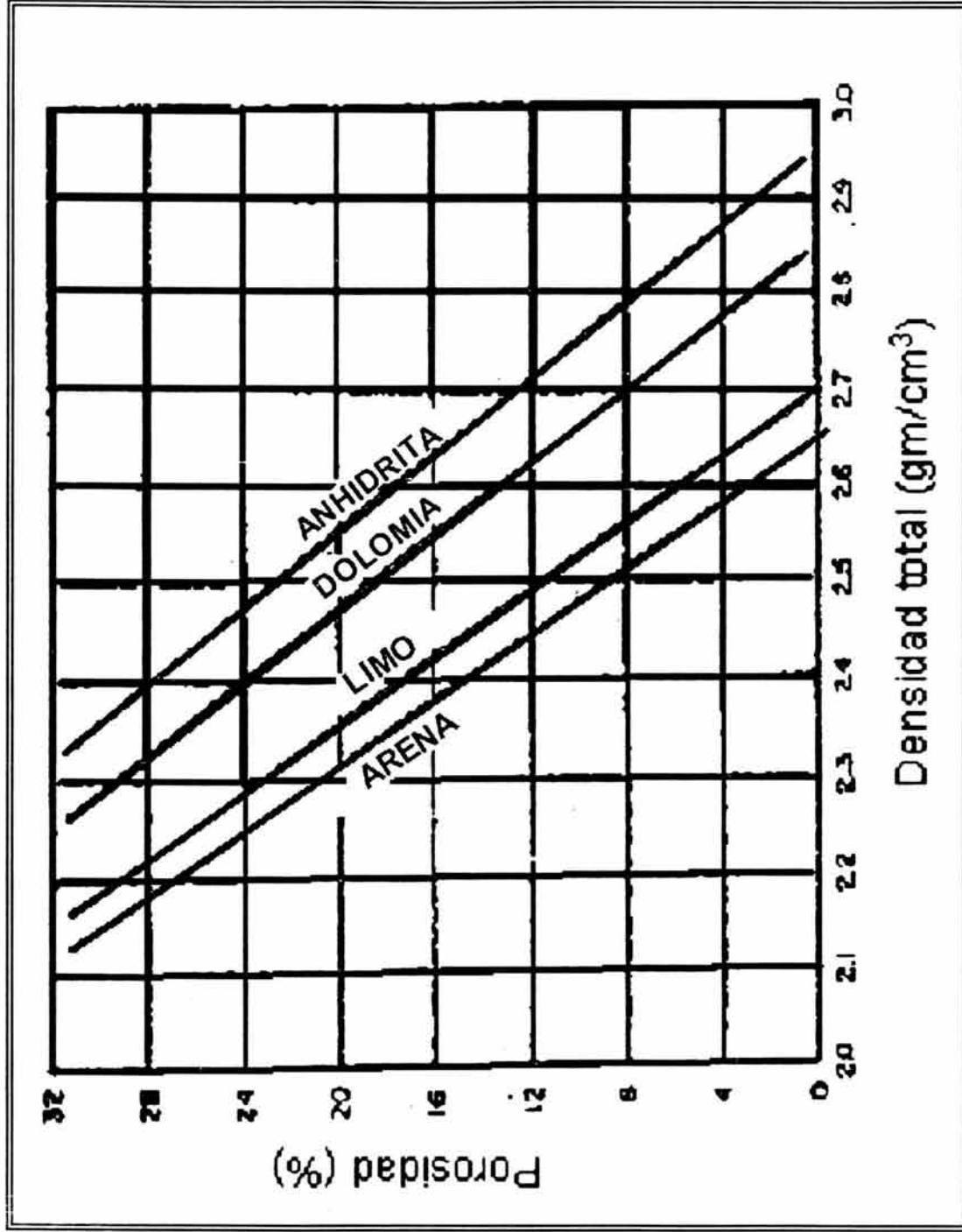


Figura IV.49 Relación entre la Porosidad y la Densidad Total
Para 4 rocas Sedimentarias

IV.5. COMPRESIBILIDAD (C)

Cambio que experimenta un volumen unitario de un material con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante, dado por la siguiente expresión:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T \quad \text{IV.47}$$

donde $\left(\frac{dV}{dP} \right)$ es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad en un valor positivo¹⁶. Debido a que el valor de la pendiente $\left(\frac{dV}{dP} \right)$ varía con la presión, la compresibilidad es diferente a cualquier presión existiendo una relación en donde a menor presión mayor compresibilidad y a medida en que aumenta la presión la compresibilidad disminuye.

La compresibilidad se puede presentar en las siguientes unidades:

$$\left(\frac{Kg}{cm^2} \right)^{-1}, \left(\frac{lb}{pg^2} \right)^{-1} \text{ o } (atm)^{-1}$$

Como puede observarse, las unidades de la compresibilidad son el recíproco de las unidades de la presión, es decir 1/P. Cuando se reduce la presión interna del fluido en el espacio poroso de una formación, la cual está sujeta a una presión externa constante, llamada presión de sobrecarga (Pb), el volumen de la formación disminuye mientras el volumen del material sólido de la roca se incrementa. Estos cambios de volumen hacen que la porosidad de la roca disminuya ligeramente.

Tipos de compresibilidad

En los estudios de caracterización se considera:

- Compresibilidad de la roca (Cr) o de la formación (Cf), de los poros (Cp) y de los sólidos (Cs)

$$C_r = \frac{1}{V_r} \left(\frac{dV_r}{dP} \right)_T \quad C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T \quad C_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_s}{dP} \right)_T$$

Compresibilidad de la roca (C_r) o de la formación (C_f)

El concepto de compresibilidad de la formación no representa propiamente la compresibilidad de algún material; sino que es una medida de la magnitud en que se reduce un volumen de poros, al disminuir la presión interna de ellos. Por lo tanto la compresibilidad de la formación se puede definir como el cambio de un volumen de poros al variar la presión¹⁷.

La compresibilidad de la formación incluye la compresibilidad de los sólidos (C_s) y la compresibilidad de los poros (C_p). Suponiendo que se tiene un volumen de formación definido y constante, la reducción en el volumen de poros (V_p), es igual al incremento en el volumen de sólidos, al haber una disminución en la presión interna, como se ilustra en la Figura IV.50

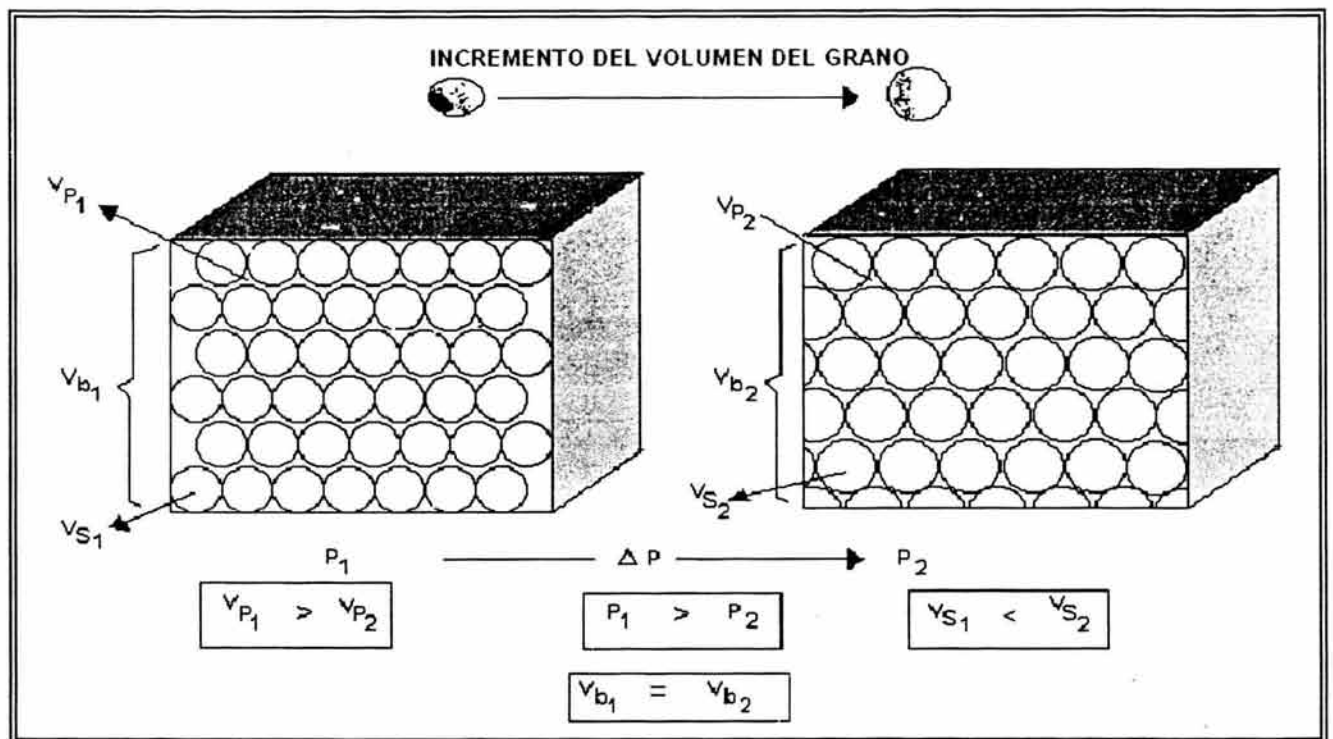


Figura IV.50 Representación esquemática de la variación de los volúmenes de poros y de sólidos con respecto a la variación de la presión

En donde:

- V_{b1} = Volumen de la formación a P_1
- V_{b2} = Volumen de la formación a P_2
- V_{s1} = Volumen de sólidos a P_1
- V_{s2} = Volumen de sólidos a P_2
- V_{p1} = Volumen de poros a P_1
- V_{p2} = Volumen de poros a P_2
- P_1 = Presión en el caso 1
- P_2 = Presión en el caso 2
- ΔP = Caída de presión entre 1 y 2

La pendiente de la curva de V_p vs P es positiva, por lo que la definición de C_f queda:

$$C_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T \quad \text{IV.48}$$

La compresibilidad del volumen de sólidos está representada por la siguiente ecuación:

$$C_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_s}{dP} \right)_T \quad \text{IV.49}$$

Además, de la definición de ϕ , se puede expresar la C_f como:

$$C_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{d\phi}{dP} \right)_T \quad \text{IV.50}$$

El volumen de la formación está representado por la siguiente ecuación:

$$V_b = V_f = V_p + V_s \quad \text{IV.51}$$

Para poder relacionar la compresibilidad de la formación (C_f) con la compresibilidad de los sólidos (C_s), se tiene el siguiente desarrollo:

Sustituyendo $V_s = V_b - V_p$ en la ecuación (IV.49) se tiene lo siguiente:

$$C_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{d(V_b - V_p)}{dP} \right)_T \quad \text{IV.52}$$

y como V_b es constante, se reduce a:

$$C_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_p}{dP} - \frac{dV_p}{dP} \right)_T \quad \text{IV.53}$$

$$C_s = \frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T \quad \text{IV.54}$$

por lo que:

$$\left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T = V_s C_s \quad \text{IV.55}$$

sustituyendo en la ecuación (IV. 48) se tiene:

$$C_f = \frac{1}{V_p} (V_s C_s) \quad \text{IV.56}$$

La compresibilidad de la formación (C_f) se puede presentar en un rango de 4 a $14 \times 10^{-5} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right)^{-1}$

Compresibilidad de los poros (C_p)

La compresibilidad del volumen de poros (C_p), a cualquier valor de la diferencia entre la presión externa y la presión interna puede ser definida como el cambio en el volumen de poros por unidad del volumen de poros por el cambio en la unidad de presión. Además, también se encontró que la compresibilidad del volumen poroso aumenta a medida que la porosidad disminuye.

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T \quad \text{IV.57}$$

Obtención de la C_r y C_p

Es muy importante la evaluación de las compresibilidades en la caracterización de yacimientos, pues un cambio en sus magnitudes representa un fuerte cambio en el volumen de hidrocarburos que pueden ser recuperado de los yacimientos. Como ya se mencionó la compresibilidad no es un valor constante, pues es diferente para cada valor de presión dado. (Figura IV. 51).

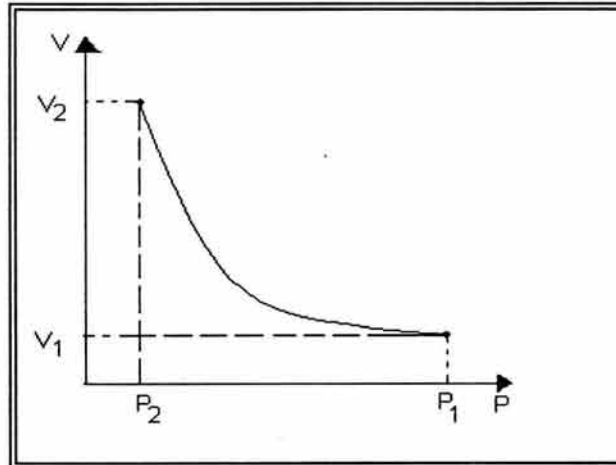


Figura IV.51 Variación de un volumen con respecto a la presión

En el laboratorio se reproduce lo que sucede en el yacimiento al explotarlo como se muestra en la Figura IV.52. En esta se muestra gráficamente como la presión efectiva (P_{ef} , ver Figura IV.52) va aumentando con respecto a la producción o tiempo, debido a que la presión interna del poro (P_i) va disminuyendo con respecto a la producción o el tiempo, mientras que la P_{ob} permanece generalmente constante.

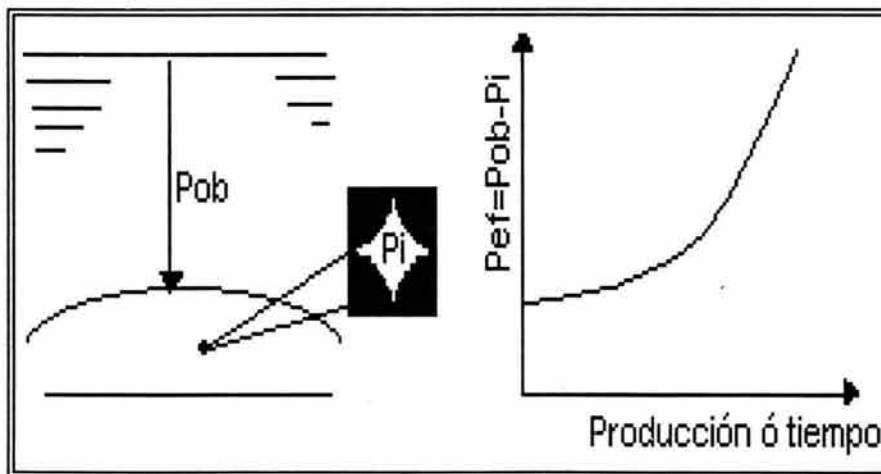


Figura IV.52 Variación de P_{ef} con respecto a la producción o tiempo

A una muestra de roca, convenientemente preparada de acuerdo a lo que se desea medir: C_r , C_p o C_s , se le somete a incrementos de presión, en un equipo de alta presión, hasta alcanzar la presión de sobrecarga (P_{ob}) a temperatura constante ($T_{atm.}$ o $T_{yac.}$). Para cada variación de presión se mide la variación del volumen de roca, de poros o de sólidos, según sea el caso, después se utiliza o utilizan las ecuaciones apropiadas según lo que se quiera obtener.

Con la información que se obtiene, se pueden preparar gráficas como lo muestra la Figura IV.53. Cabe señalar que en el desarrollo de estas gráficas, la presión interna se mantiene constante e igual a la presión atmosférica, por lo cual sería imperceptible la variación de la compresibilidad de los sólidos. De igual manera existen equipos especiales que permiten generar una variación en la presión interna de la muestra, con lo que se obtendría una variación de compresibilidad de sólidos con un comportamiento muy similar a las curvas presentadas:

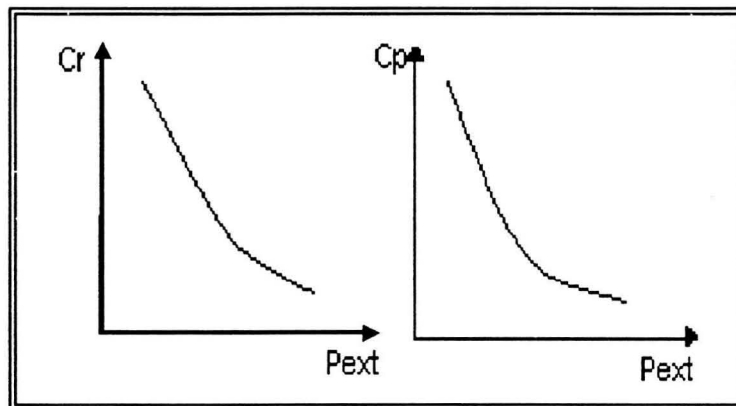


Figura IV.53 Tendencias de C_r y C_p vs. P_{ext} .

En las siguientes figuras se muestran algunos ejemplos reales de gráficas de compresibilidad (C_p) vs Presión, obtenidas a partir de análisis de muestras de rocas.

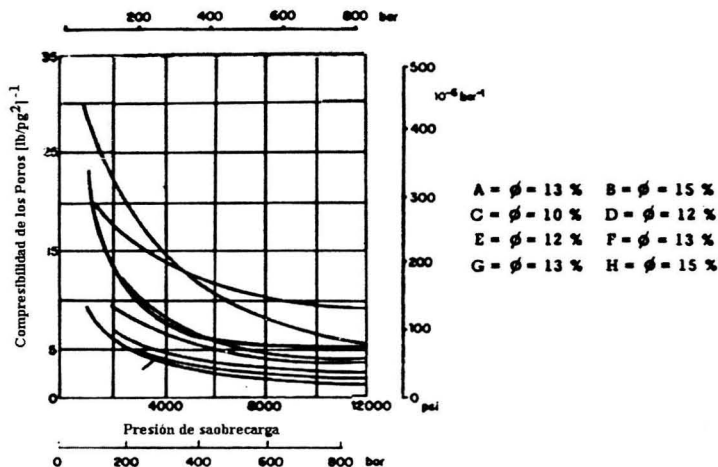


Figura IV.54 Compresibilidad de los poros(C_p) para 8 arenas en términos de presión de sobrecarga

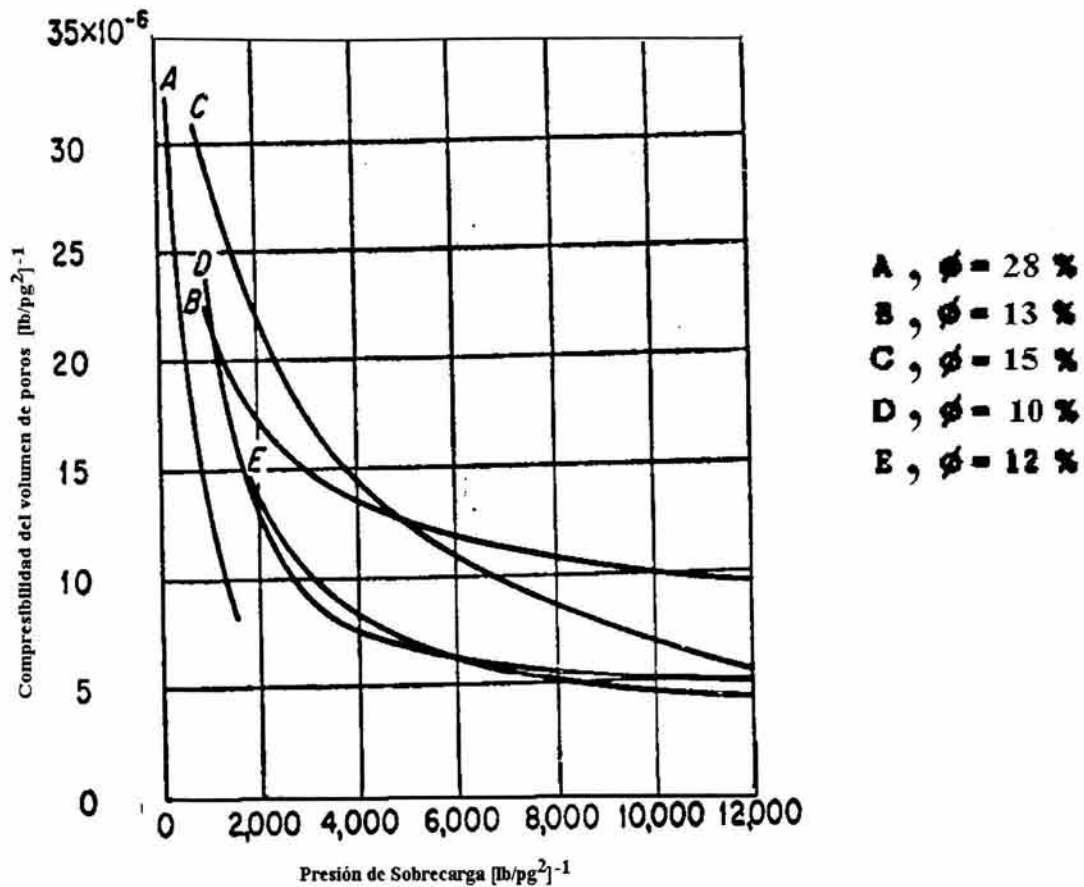


Figura IV.55 Compresibilidad del volumen de poros en función de la presión de sobrecarga para 5 arenas

Aplicaciones Principales

- Conocer las variaciones de porosidad debido a los abatimientos de presión de los fluidos en el yacimiento.
- Conocer la variación de un volumen de roca, de poros o de sólidos al someterse a cambios de presión.
- Estimar valores de propiedades de la roca a condiciones de yacimiento a partir de datos obtenidos a condiciones atmosféricas.
- Conocer la variación de los fluidos al ser sometidos a cambios de presión.
- Obtener otros parámetros de caracterización.

IV.6 SATURACIÓN DE FLUIDOS (S_f)

Es la fracción del volumen de poros de una roca que se encuentra ocupado por con algún fluido (aceite, agua o gas). Se obtiene al dividir el volumen del fluido (V_f) a condiciones del medio poroso, entre el volumen de huecos intercomunicados del medio poroso.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad \text{IV.58}$$

Donde:

V_f es el volumen del fluido (aceite, gas o agua) a condiciones del medio poroso.

V_p es el volumen de poros del medio poroso.

Los poros en un yacimiento siempre estarán saturados de fluidos, nunca habrá poros vacíos, de este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100% o a 1 si se manejan fracciones.

$$\begin{aligned} \Sigma S &= 1 \\ S_o + S_w &= 1 \\ S_g + S_w &= 1 \\ S_o + S_g + S_w &= 1 \end{aligned} \quad \text{IV.59}$$

Aunque existen casos poco comunes de líquidos de saturación aparte del agua, el petróleo y el gas (como CO_2 o aire), la presencia de una saturación de agua menor al 100% generalmente implica una saturación de hidrocarburos igual al 100% menos la saturación de agua, o sea $1-S_w$.

La saturación de agua de una formación puede variar de un 100% hasta un valor muy pequeño; sin embargo, muy rara vez es nula. Sin importar que tan rica sea la roca en hidrocarburos, siempre habrá una pequeña cantidad de agua que el aceite no puede desalojar; generalmente dicha saturación se le conoce como saturación de agua irreductible.

En un yacimiento que contenga agua en el fondo y aceite en la parte superior, el contacto no siempre será claro; se presenta una transición más o menos gradual de un 100% de agua hasta un mayor contenido de aceite. La saturación de agua en la parte superior se aproxima a un valor mínimo llamado saturación de agua irreductible, S_{wi}

Del mismo modo, es imposible retirar todos los hidrocarburos por medio de las técnicas de producción y recuperación más comunes. Alguna cantidad de hidrocarburos permanece atrapada en partes del volumen poroso; esta saturación de hidrocarburos se conoce como saturación de aceite residual, Sor.

Tipos de saturación de fluidos

Agua	Hidrocarburos
Congénita	Critica
Critica	Inicial
Inicial	Final
Intergranular	Residual
Intersticial	
Irreductible	
Final	
Residual	

Determinación de la saturación de fluidos

Es importante para la interpretación de la información del análisis de núcleo, que se tenga una exacta determinación del contenido de fluidos y las saturaciones específicas de fluidos en el núcleo. Es necesario tener cuidado con el manejo del núcleo para prevenir cambios en el contenido de fluidos ya sea por secado o por contacto con agua.

Existen dos métodos para determinar la saturación de fluidos original dentro de la roca del yacimiento. El método directo es la selección de muestras de roca y medición de las saturaciones a medida que son recuperadas de las formaciones en el laboratorio. El método indirecto es cuando se determina la saturación de fluidos mediante la medición de alguna otra propiedad física de la roca, como es la resistividad.

Determinación de saturación de fluidos de muestras de roca.

Al determinar directamente las saturaciones de fluidos de una muestra obtenida de un yacimiento, es necesario primero: entender cómo se miden esos valores, segundo: qué representan esos valores medidos y tercero: cómo pueden ser aplicados.

Se han desarrollado técnicas analíticas especializadas para el estudio de muestras de núcleos de diferentes características físicas y tamaños. Existen

procedimientos ampliamente usados para determinar saturaciones de fluidos en el núcleo, proporcionando información aceptable.

Obtención de las saturaciones congénita, inicial, intergranular e intersticial.

A una muestra de roca recién cortada del yacimiento se le extraen los líquidos saturantes a temperatura alta y haciendo las correcciones necesarias se obtienen S_w y S_o . Por medio de inyección de mercurio a otra muestra, se obtiene S_g . Este procedimiento se conoce como método de la retorta y se describe en párrafos posteriores.

Obtención de las saturaciones crítica, final, irreductible y residual.

Por medio de inyección de un fluido (gas o agua) al medio poroso se desplazan libremente los fluidos saturantes.

Obtención de las saturaciones final e irreductible.

Por medio de pruebas de presión capilar en sistema roca-agua-aire, roca-agua-aceite o roca-aire-mercurio.

Método de la retorta a presión atmosférica.

En análisis convencionales el líquido de saturación puede obtenerse por destilación de una muestra a presión atmosférica, este proceso se conoce como método de la retorta (Figura IV.56).

Los líquidos de la muestra son vaporizados en la cámara de calentamiento, los vapores pasan a un condensador y los líquidos recuperados se colocan en tubos recibidores calibrados. En este método se emplean muestras representativas de entre 100 y 175 gr.

Se usa una curva de corrección de aceite, la exactitud del valor obtenido de aceite es de $\pm 5\%$ y la reproducibilidad es de $\pm 2\%$ del volumen medido. El agua y el aceite no combinados que se destilan en cada muestra son calculados como porcentaje del volumen total, usando el peso total de la muestra y la densidad natural determinada en una pieza de muestra adyacente.

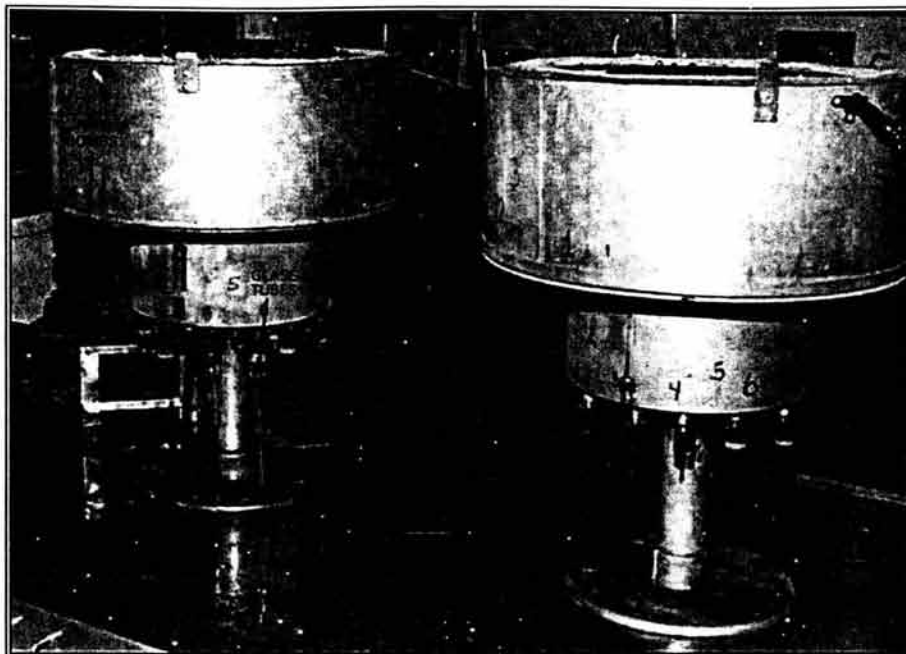
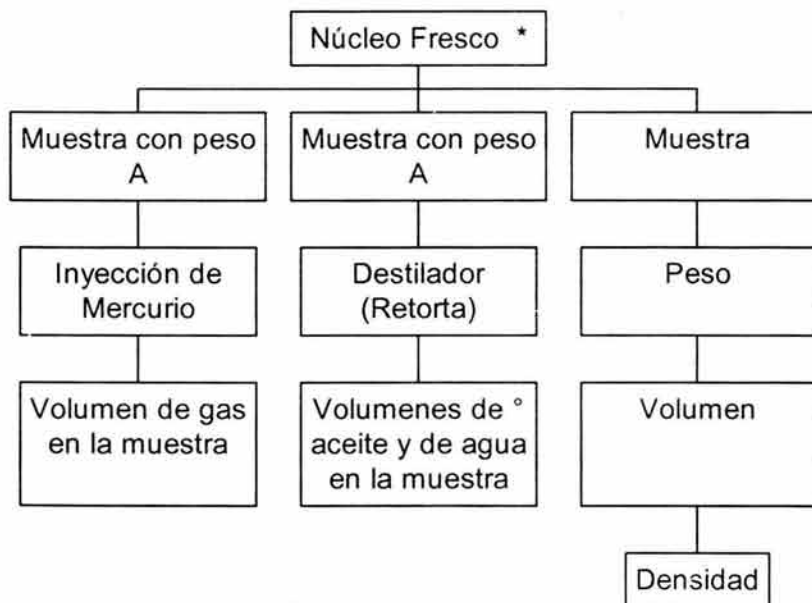


Figura IV.56. Retorta

A continuación se muestra un diagrama de flujo para la obtención de la saturación.



$$V_g + V_o + V_w = V_p \quad \Rightarrow \quad \left\{ \begin{array}{l} S_g \\ S_o \\ S_w \end{array} \right.$$

V_A = Volumen de la muestra con un peso A

$$V_A = \frac{\text{Peso A}}{\text{Densidad}}$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_A}$$

- * Núcleo recién sacado del pozo
- ° Requieren corrección

VENTAJAS

- a. El contenido de líquidos se determina en grandes cantidades de la muestra de núcleo.
- b. El volumen de cada líquido recuperado se obtiene por medición directa.
- c. Se elimina el posible error de peso de sal depositada por el agua contenida en la muestra.
- d. Se elimina el posible error por pérdida de granos de arena en el manejo.
- e. El contenido de aceite se mide directamente, mientras que en los métodos de extracción, el contenido de aceite se calcula por diferencias entre números relativamente grandes.

LIMITACIONES.

- a. Para obtener resultados exactos es necesaria información de calibración de agua para cada formación (Figura IV.57).
- b. La exactitud de la información de la saturación de agua para muestras conteniendo materiales arcillosos es menor, debido a la dificultad de establecer una temperatura correcta de retorta, o el tiempo para remover solo el agua combinada.
- c. Se requiere la curva de corrección para la recuperación de aceite (Figura IV.58).
- d. Para obtener la información completa se usan dos piezas separadas de núcleo.

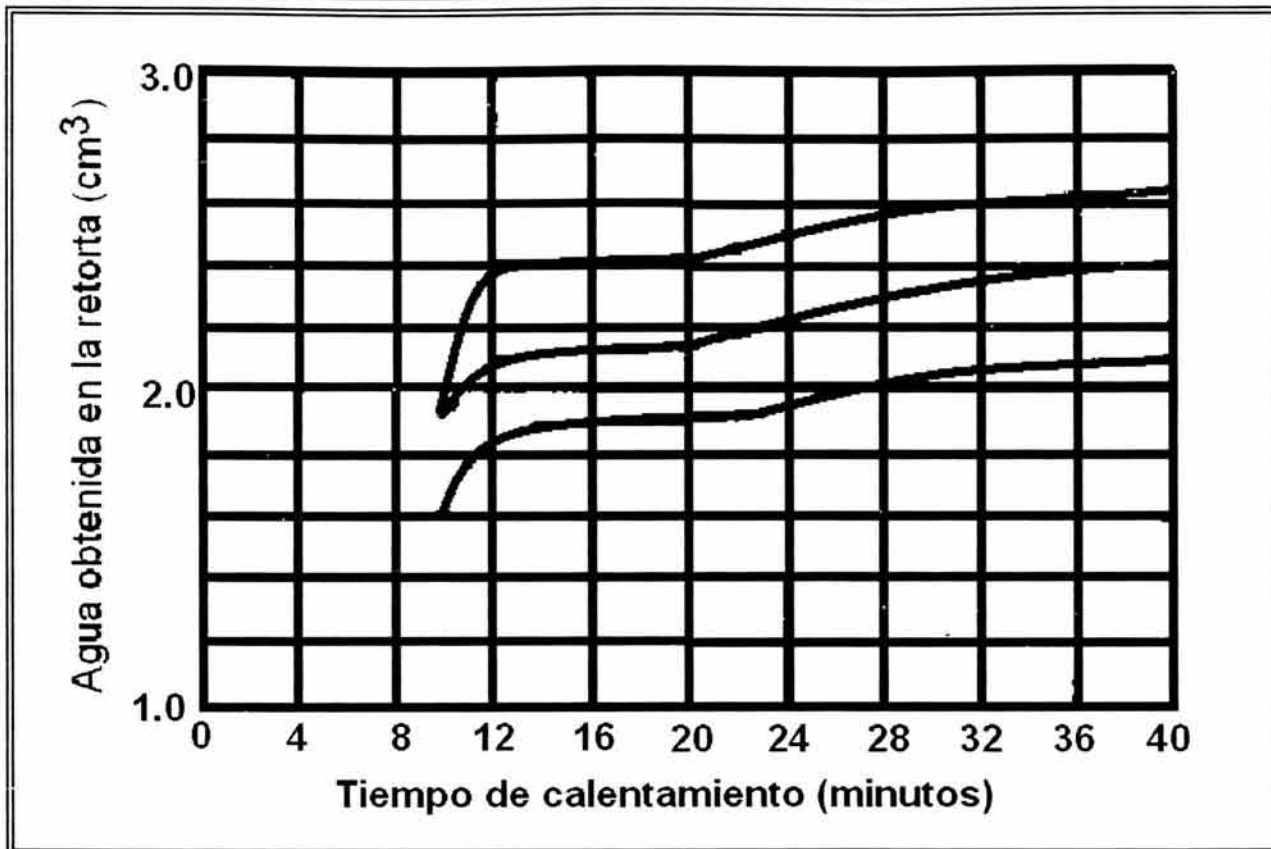


Figura IV.57 Curvas de calibración para el agua.

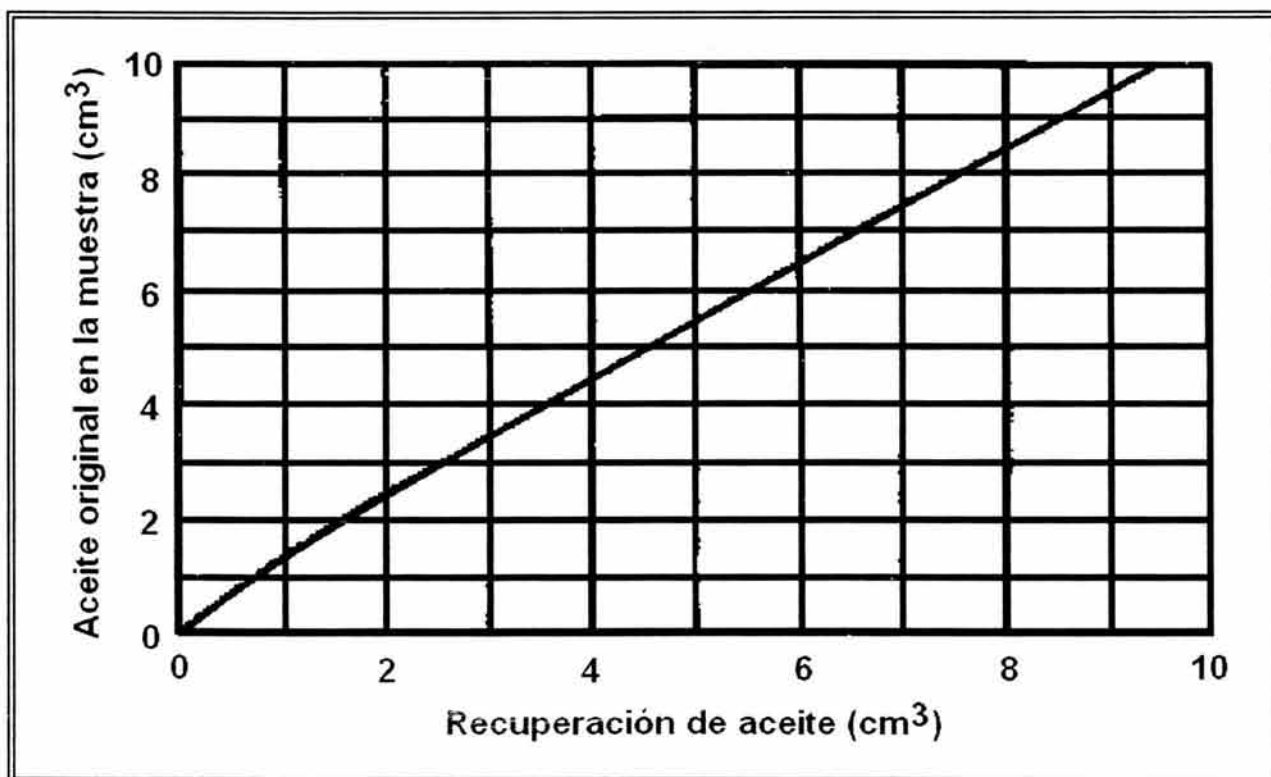


Figura IV.58 Curvas de calibración para el aceite.

Método de destilación al vacío

El método de destilación al vacío para determinar el contenido de agua y aceite de un núcleo, consiste en calentar el núcleo en una cámara al vacío, condensando los vapores liberados y registrando el volumen de los líquidos recuperados. Se aplica a núcleos de cualquier tamaño.

Si el aceite original en el núcleo contiene componentes que no fueron destilados, deberá aplicarse una corrección al volumen de aceite original en el núcleo. El factor de corrección se determina experimentalmente por la destilación de un volumen conocido de aceite.

VENTAJAS

- a. El contenido de agua y aceite se miden directamente e inmediatamente uno del otro.
- b. El contenido de agua puede determinarse exactamente con esta técnica, si los minerales del núcleo son estables a más de 446 °F. (239 °C)
- c. Si los minerales son estables hasta las temperaturas usadas, la muestra no se destruye.
- d. Las determinaciones del contenido de aceite son exactas, cuando los aceites crudos de alta densidad (API) son destilados.

LIMITACIONES.

- a. Los datos de corrección del contenido de aceite deben determinarse para cualquier otro aceite que no sea un crudo de alta densidad. (API).
- b. Un aceite crudo de baja densidad (API) es difícil de destilar con las temperaturas usadas.
- c. Se requiere poner mucha atención durante el proceso de destilación.

Método de destilación-extracción.

Este método para determinar saturaciones de fluidos de núcleo, se basa en la destilación del agua de la muestra, condensándola y acumulándola en un recipiente calibrado. El aceite es removido por el solvente de extracción y se determina como la diferencia entre el peso perdido durante la operación de destilación-extracción y el peso del agua acumulada. El solvente usado normalmente para la extracción de aceite tiene un punto de ebullición mayor que el del agua; de tal forma que el agua dentro del núcleo es destilada a la vez que se

calienta por el vapor del solvente. El vapor del solvente es condensado y continuamente goteado a la muestra, para extraer el aceite.

VENTAJAS

- a. Es un procedimiento simple y requiere poca atención durante la destilación.
- b. Se hacen determinaciones exactas del contenido de agua.
- c. Se usan temperaturas relativamente bajas y se minimiza la descomposición de los minerales.

LIMITACIONES.

- a. La obtención de agua afecta el contenido de aceite.
- b. Pérdida de granos de arena afecta el cálculo del contenido de aceite.
- c. La temperatura de secado es crítica, debido a que el alto calor causa pérdida en el agua de las arcillas, y bajas temperaturas dejan residuos de solvente en el núcleo. Ambos factores afectan el cálculo del contenido de aceite.

Aplicaciones principales de la determinación de la saturación de fluidos

- d. Conocer los volúmenes de los distintos fluidos existentes en una parte o en todo el yacimiento.
- e. Determinar las profundidades de los contactos entre fluidos (gas-aceite, hidrocarburos-agua) en el yacimiento.
- f. Conocer la distribución de fluidos en el yacimiento.
- g. Determinar espesores, áreas o volúmenes del yacimiento en los que no hay movimientos de algún fluido.
- h. Seleccionar intervalos para terminación o reparación de pozos.
- i. Obtener otros parámetros de caracterización.

IV.7. Resistividad Eléctrica (R).

Se define como la resistencia que opone un volumen unitario de medio poroso al paso de una corriente eléctrica. La resistividad eléctrica de un conductor se expresa de la siguiente manera:

$$R = \frac{rA}{L} [\Omega - m] \quad \text{IV.60}$$

Donde:

- R es la resistividad eléctrica del conductor [ohms-m]
- r es la resistencia eléctrica del conductor [ohms]
- A es la sección transversal del conductor [m²]
- L es la longitud del conductor [m]

También, la resistividad eléctrica es el recíproco de la conductividad eléctrica (C)

$$R = \frac{1}{C} \quad \text{IV.61}$$

Las rocas de un yacimiento petrolero están compuestas por sólidos y espacios (poros, huecos, cavernas). Los espacios están saturados por agua o por agua e hidrocarburos (aceite y/o gas). Los sólidos normalmente no son conductores de corriente eléctrica, tampoco los hidrocarburos; en cambio, el agua sí lo es, ya que tiene sales en solución que la convierten en un conductor tipo electrolítico. En ocasiones, la roca de un yacimiento tiene materiales que ayudan al paso de la corriente eléctrica, como son las arcillas cuando están en contacto con agua.

La magnitud del espacio poroso y su geometría influyen notablemente en la resistividad o conductividad eléctrica de la roca. Otros factores que influyen son: la cantidad de agua salada (salmuera) en los poros, la salinidad de la salmuera, la mojabilidad, así como las condiciones de temperatura y presión a las que se encuentra el sistema roca-fluidos.

El agua salada se presenta saturando la roca de un yacimiento desde valores mínimos, correspondientes a las saturaciones irreductibles, hasta valores máximos, cuando satura 100% a la roca, por lo que en un yacimiento se tiene un amplio rango de valores de resistividad o conductividad eléctrica.

El agua es un buen conductor de corriente eléctrica cuando contiene sales disueltas. A mayor cantidad de sales disueltas mayor facilidad para el paso de la corriente eléctrica o sea mayor conductividad y menor resistividad.

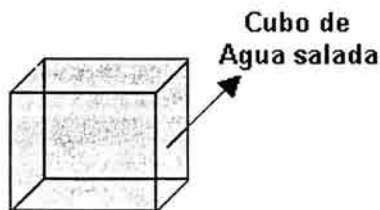
Para una cierta concentración de sales disueltas, a mayor temperatura mayor conductividad. En un medio poroso y permeable, a mayor cantidad de fluido conductor mayor conductividad o menor resistividad.

Tipos de Resistividad

- En análisis de núcleos
 - R_w resistividad del agua
 - R_o resistividad de la roca cuando $S_w = 100\%$
 - R_t resistividad de la roca cuando $S_w < 100\%$

Factores que afectan a la resistividad eléctrica del conductor (salmuera) y de la roca

- Resistividad del agua salada (R_w)



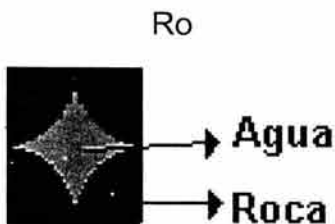
Si la salinidad aumenta, la resistividad del agua disminuye (Sal $\uparrow \rightarrow R_w \downarrow$)

$$T \uparrow \rightarrow R_w \downarrow$$

$$P \uparrow \rightarrow R_w \uparrow$$

- Resistividad de la roca

Con $S_w = 100\%$



R_o

$$\text{Sal } \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$\phi \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$T \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

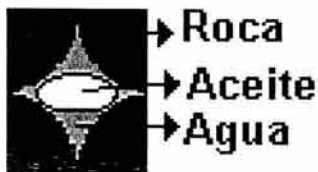
$$K_a \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$P \uparrow \rightarrow R_o \uparrow$$

$$\tau \uparrow \rightarrow R_o \uparrow$$

R_t

Con $S_w < 100\%$



$$\text{Sal } \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$K_a \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$T \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$\tau \uparrow \rightarrow R_t \uparrow$$

$$P \uparrow \rightarrow R_t \uparrow$$

$$S_w \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$\phi \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

Mojabilidad para una $Sw < 100\%$

Para una cierta saturación de agua



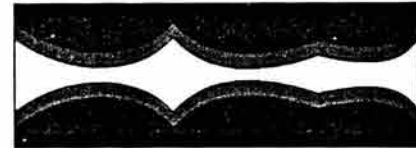
Fluido mojante
(aceite)
 Sw_1

$(R_t)_{Swr}$



Fluido mojante
(agua)
 Sw_2

$(R_t)_{Swi}$



$$(R_t)_{Swi} \ll (R_t)_{Swr}$$

Medición en laboratorio de la resistividad eléctrica a muestras de roca

La medición de la resistividad de las rocas porosas saturadas es de mucha importancia en la explotación petrolera en varios aspectos, entre los que se pueden citar: la interpretación de registros geofísicos, la evaluación de parámetros fundamentales de las rocas. Así mismo se ha tratado de correlacionar la resistividad de las rocas con su permeabilidad. Debido a esta importancia, se han desarrollado varios métodos para medir la resistividad de las rocas, los cuales difieren entre sí tanto en la forma de preparar las muestras como en la instrumentación empleada. Cada uno de los métodos tiene sus ventajas y desventajas, y la selección de uno u otro depende básicamente de la precisión que se desee en los resultados¹⁸.

Para medir la resistividad se utiliza un aparato (resistivímetro, Figura IV.59) que mide la resistencia eléctrica (r) de una muestra de roca con geometría regular (cilindro, paralelepípedo) saturado con un fluido conductor (salmuera). El aparato se basa en la ley de Ohm, expresada según la siguiente ecuación:

$$r = \frac{E}{I} \quad \text{IV.62}$$

Donde:

- r es la resistencia del conductor [Ohms]
- E es la caída de potencial entre dos puntos del conductor [Volts]
- I es la intensidad de corriente que pasa por el conductor [Amperes].

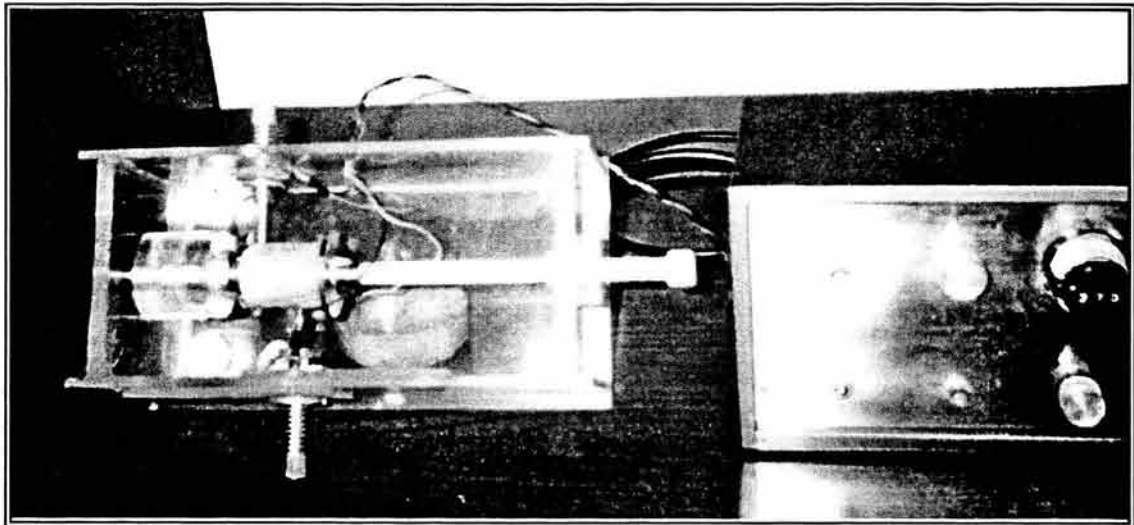


Figura IV.59 Equipo de laboratorio para medir resistividad a muestras de roca (resistivímetro)

Se pasa corriente eléctrica (I) a través de la muestra y se mide o determina su resistencia. Con este dato y las dimensiones de la muestra se obtiene la resistividad.

$$r_{1-2} = \frac{E_{1-2}}{I} \quad \text{IV.63}$$

$$R = \frac{r_{1-2} A}{L_{1-2}} \quad \text{IV.64}$$

Donde:

E es la caída de potencial entre dos puntos del conductor
 A es el área transversal de la muestra

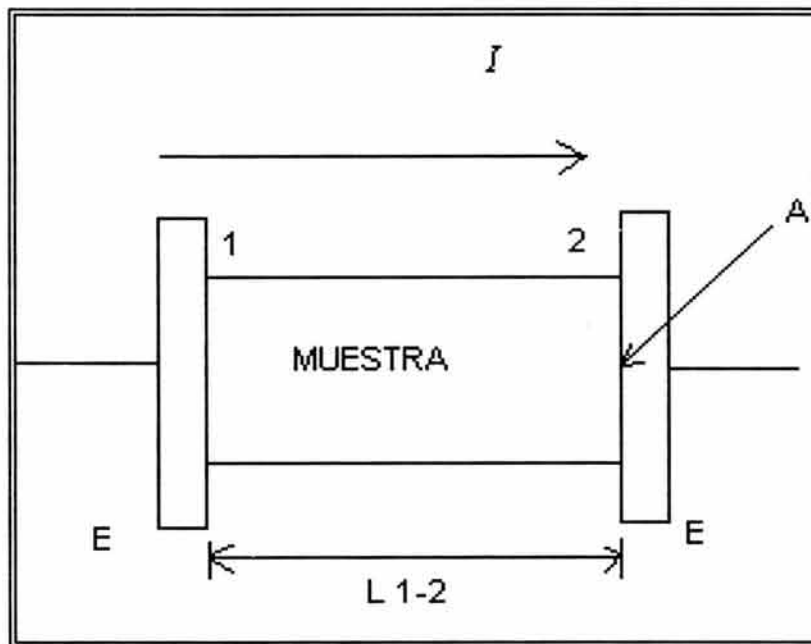


Figura IV.59a . Representacion del flujo de corriente eléctrica a través de la muestra.

Los métodos comúnmente empleados para medir resistividad han sido clasificados en dos categorías básicas: el método de dos electrodos y el método de cuatro electrodos.

- El método más simple es el de dos electrodos y consiste en colocar dos placas conductoras, o electrodos, en contacto con las caras opuestas de la

muestra. En este arreglo, la resistencia de la muestra es la que existe entre las dos placas. Para medir esta resistencia existen dos alternativas.

Una de ellas consiste en utilizar un óhmetro y medir la resistencia directamente. La desventaja de este procedimiento es que el óhmetro trabaja con corriente directa, lo cual da origen a potenciales de contacto entre las placas y la solución salina, en consecuencia, las mediciones que se obtienen son erróneas.

La otra consiste en hacer pasar una corriente alterna a través de la muestra y determinar su resistencia indirectamente, mediante la ley de Ohm. Si la frecuencia de la corriente es alta, los efectos de polarización electrolytica se hacen despreciables. En la práctica se ha encontrado que una frecuencia del orden de 1,000 Hz, es satisfactoria.

Independientemente de los fenómenos de polarización, se presenta otro problema asociado a este método de medición, el cual consiste en obtener un buen contacto eléctrico entre las placas conductoras y los poros saturados de la muestra. Se ha solucionado este problema colocando entre la muestra y las placas un medio poroso deformable impregnado con la misma solución de la muestra, Figura IV. 60

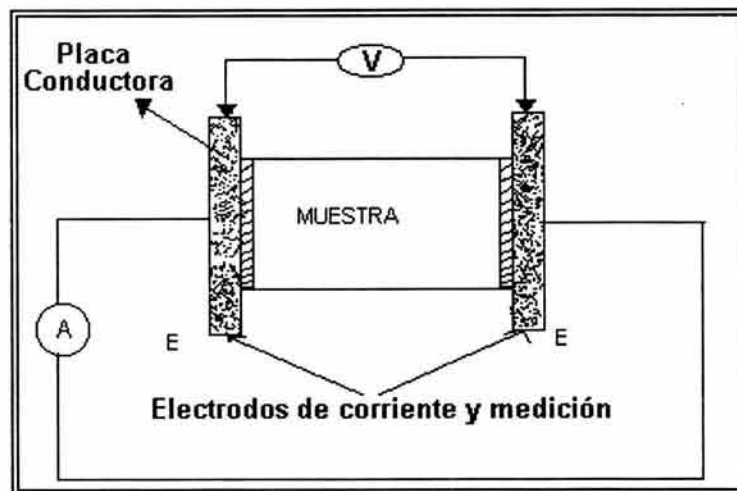


Figura IV.60. Método de dos electrodos para determinar resistividad de una muestra porosa.

Normalmente estas resistencias de contacto son difíciles de determinar, ya que no tienen un valor fijo, sino que dependen de la presión ejercida por las placas de la muestra, así como del área de las caras de la muestra y de su porosidad.

Con el fin de eliminar el efecto de las resistencias de contacto en la medición de la resistividad de las muestras, se ha utilizado el llamado método de cuatro electrodos. Un arreglo simplificado que hace uso de este método se muestra en la Figura IV.61

El amperímetro A permite medir la corriente I, que circula a través de la muestra, el voltímetro V indica la diferencia de potencial, E_{a-b} , entre los puntos a y b. Para este arreglo, la resistencia de la parte de la muestra comprendida entre los puntos a y b esta dada por:

$$r_{ab} = \frac{E_{ab}}{I} \quad \text{IV.65}$$

donde:

- r_{ab} es la resistencia ente los puntos de a y b.
- E_{ab} es la caída de potencial eléctrico entre los puntos de a y b.
- I es la intensidad de corriente eléctrica

Entonces la resistividad del medio es:

$$R = \frac{E_{ab} A}{IL} \quad \text{IV.66}$$

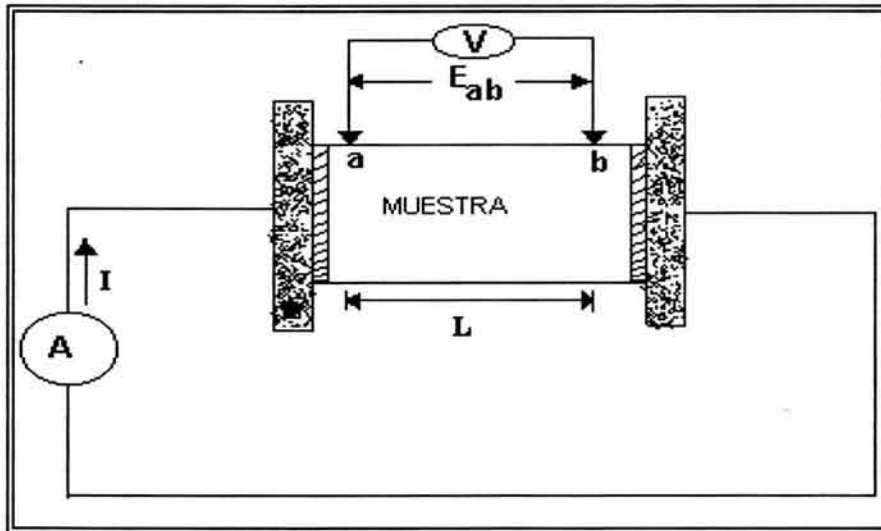
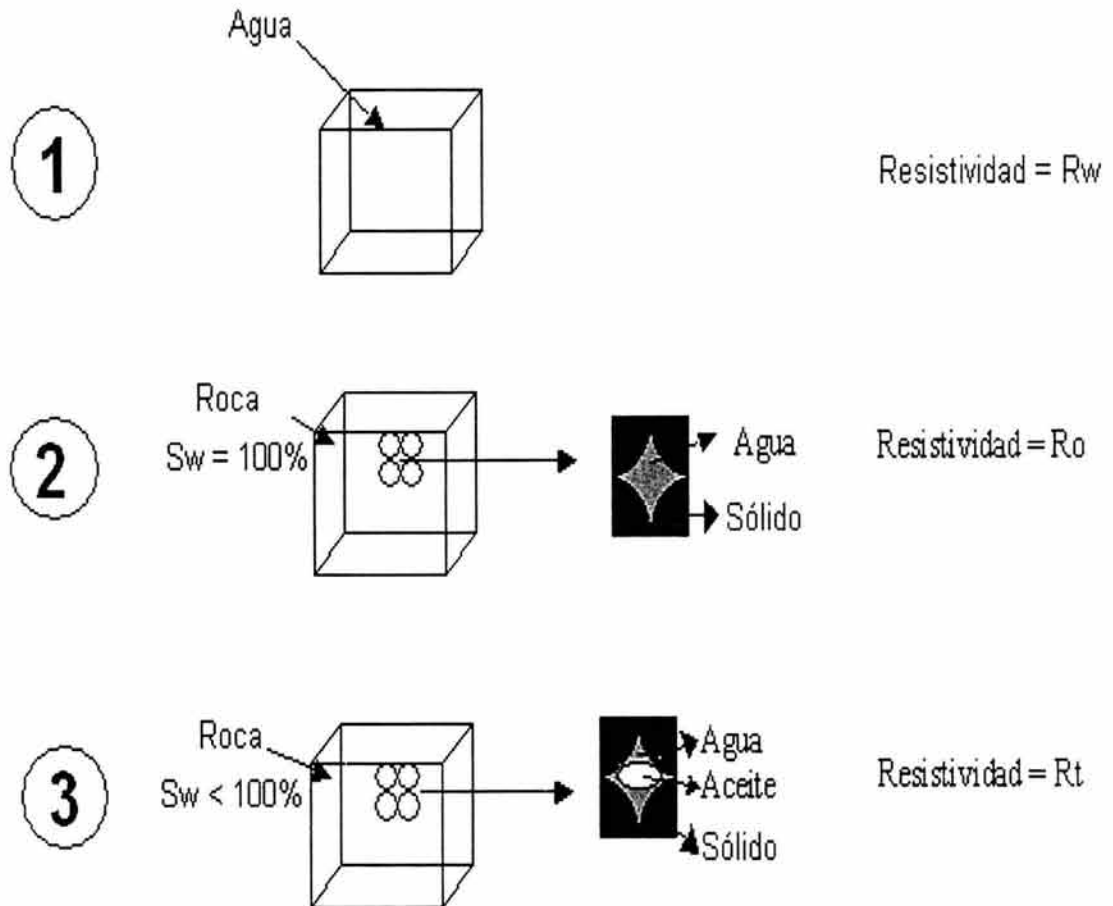


Figura IV.61 Método de cuatro electrodos para determinar la resistividad de una muestra porosa.

En vista de que en la determinación de la resistividad se considera solamente aquella parte de la muestra comprendida entre los puntos a y b, es evidente que con este método se evita el problema de las resistencias de contacto.

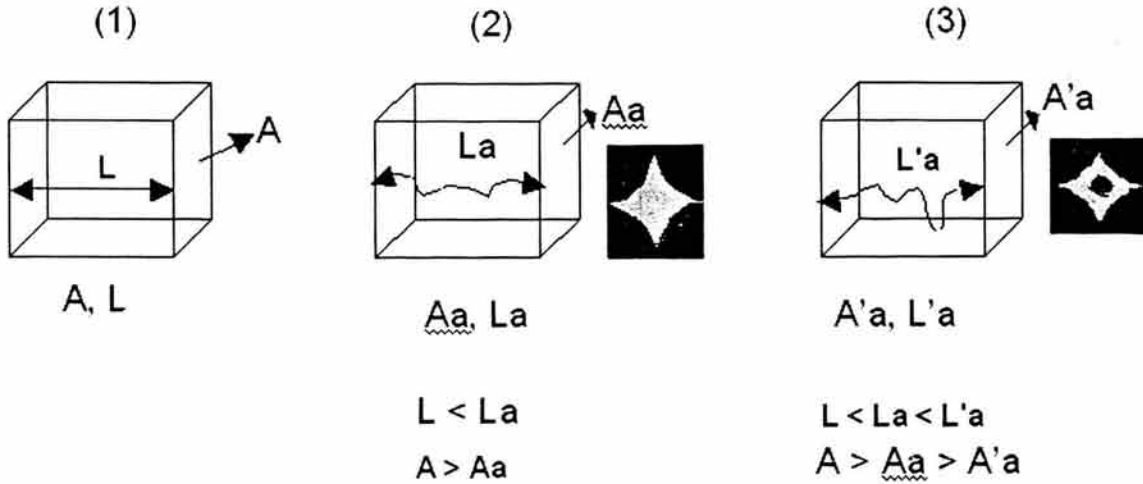
Relación entre las propiedades eléctricas de una roca con otras de sus propiedades físicas.

Considérese un cubo de agua (agua con resistividad R_w) de 1m de lado y dos cubos de roca porosa, exactamente iguales en la geometría de los poros, también de 1m de lado, saturado uno de ellos 100% con agua de resistividad R_w y el otro $S_w < 100\%$, también con resistividad R_w .



Se tiene la misma resistividad de agua en los tres casos.

Geometría del fluido conductor:



Si se pasa corriente eléctrica en los tres cubos:

(1) Para el cubo de agua, la resistencia será:

$$r = \frac{RwL}{A} \quad \text{IV.67}$$

(2) Para el cubo de roca con $Sw = 100 \%$, si los sólidos no son conductores de corriente eléctrica, esta pasará solo por el agua o sea por un área Aa y recorrerá un longitud La , la resistencia de este espacio porosos saturado 100% de agua será:

$$r_1 = \frac{RwLa}{Aa} \quad \text{IV.68}$$

Por definición, R_o es la resistividad de una roca cuando $Sw = 100 \%$, por lo tanto:

$$R_o = \frac{r_1 A}{L} \quad \text{IV.69}$$

sustituyendo r_1 en (IV.69):

$$R_o = \frac{RwLaA}{LAa} \quad \text{IV.70}$$

También por definición, el factor de formación, F , es la relación entre la resistividad de la roca 100% saturada con agua salada y la resistividad del agua saturante.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{IV.71}$$

Sustituyendo en (IV.70)

$$F = \frac{R_w L a A}{R_w L A a} = \frac{L a / L}{A a / A} \quad \text{IV.72}$$

o bien

$$F = \frac{\tau}{A a / A} \quad \text{IV.73}$$

Donde τ es la turtuosidad.

Además, para algunos casos $\frac{A a}{A} = \phi$, por lo que quedaría finalmente

$$F = \frac{\tau}{\phi} \quad \text{IV.74}$$

(1) Para el cubo de roca con $S_w < 100\%$, la resistencia del conductor será:

$$r_2 = \frac{R_w L' a}{A' a} \quad \text{IV.75}$$

La resistividad de una roca parcialmente saturada con agua se define como:

$$R_t = \frac{r_2 A}{L} \quad \text{IV.76}$$

sustituyendo r_2 se tiene:

$$R_t = \frac{R_w L' a A}{L A' a} \quad \text{IV.77}$$

El índice de resistividad, otro concepto fundamental, se define como:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad \text{IV.78}$$

por lo tanto:

$$I = \frac{Aa / A'a}{La / L'a} \quad \text{IV.79}$$

lo cual se puede expresar como:

$$I = \frac{L'a}{La} \frac{Aa}{A'a} = \frac{L'a}{La} \frac{1}{\frac{A'a}{Aa}} \quad \text{IV.80}$$

pero como $\frac{A'a}{Aa} = S_w$

entonces se tiene que:

$$I = \frac{L'a}{La S_w} \quad \text{IV.81}$$

finalmente:

$$I = \frac{C'}{S_w} \quad \text{IV.82}$$

Empíricamente, Archie estableció las siguientes ecuaciones:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{IV.83}$$

$$I = \frac{1}{S_w^2} \quad \text{IV.84}$$

Con base en mayor investigación se han establecido las siguientes ecuaciones generales:

$$F = a\phi^{-m} \quad \text{IV.85}$$

$$I = S_w^{-n} \quad \text{IV.86}$$

Obtención de los parámetros F, a, m, A, M, I y n a partir de mediciones de resistividad de núcleos en laboratorio.

- a. Cortar y limpiar los núcleos (muestras de roca).
- b. Medir la porosidad y permeabilidad con gas a las muestras.
- c. Saturar las muestras 100% con la salmuera adecuada.
 - Pesar las muestras secas en una balanza analítica.
 - Saturar las muestras 100% con la salmuera apropiada en un equipo de saturación.
 - Pesar las muestras saturadas en una balanza analítica.
 - Determinar el grado de saturación de los núcleos comparando el volumen de agua inyectada en cada núcleo con el correspondiente volumen de poros medido con el porosímetro tipo Boyle.
- d. Medir la resistividad de las muestras en un resistímetro. Como los núcleos están saturados 100% con salmuera, la resistividad medida será la R_o .
- e. Desaturar un poco los núcleos por medio de inyección de gas o con algún otro procedimiento. Pesar las muestras para determinar el grado de saturación de salmuera con el que quedan, la cual deberá ser menor que 100%.
- f. Medir la resistividad de las muestras. Como tienen saturación de salmuera menor que 100%, la resistividad será la R_t .
- g. Repetir los pasos e a f varias veces para tener valores de R_t a distintas saturaciones de agua.
- h. Calcular el valor de F para cada muestra ($F=R_o/R_w$). En caso necesario medir R_w en el resistímetro.
- i. Para cada núcleo calcular los valores de I correspondientes a las distintas saturaciones ($I=R_t/R_o$).

- j. Con los datos de las muestras preparar la grafica de F vs ϕ en papel doble logarítmico. Determinar las constantes m y a (pendiente de la recta y ordenada al origen).

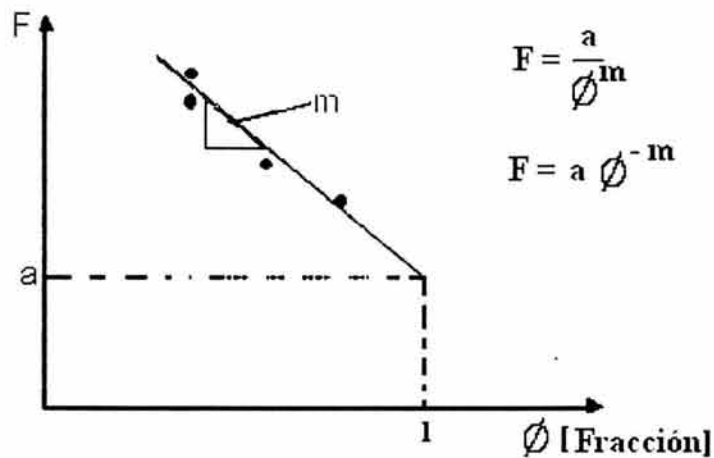


Figura IV. 62 Grafica de F vs ϕ en papel doble logarítmico

- k. Con los datos de las muestras preparar la grafica de F vs K en papel doble logarítmico. Determinar las constantes M y A .

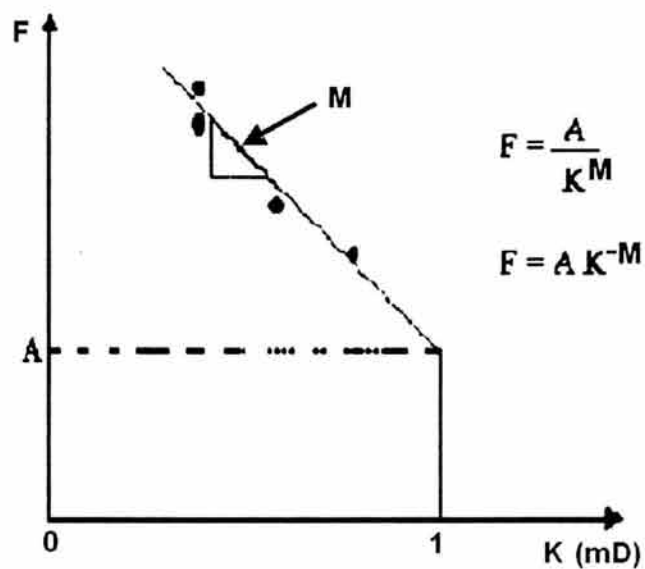


Figura IV.63 Gráfica de F vs K en papel doble logarítmico

- I. Preparar la grafica de I vs Sw en papel doble logarítmico. Determinar el valor de n.

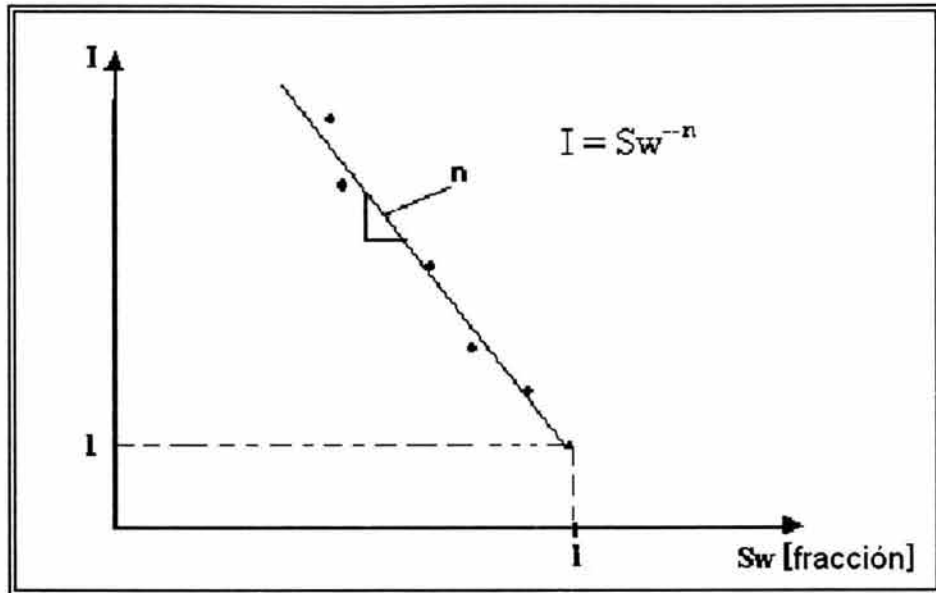
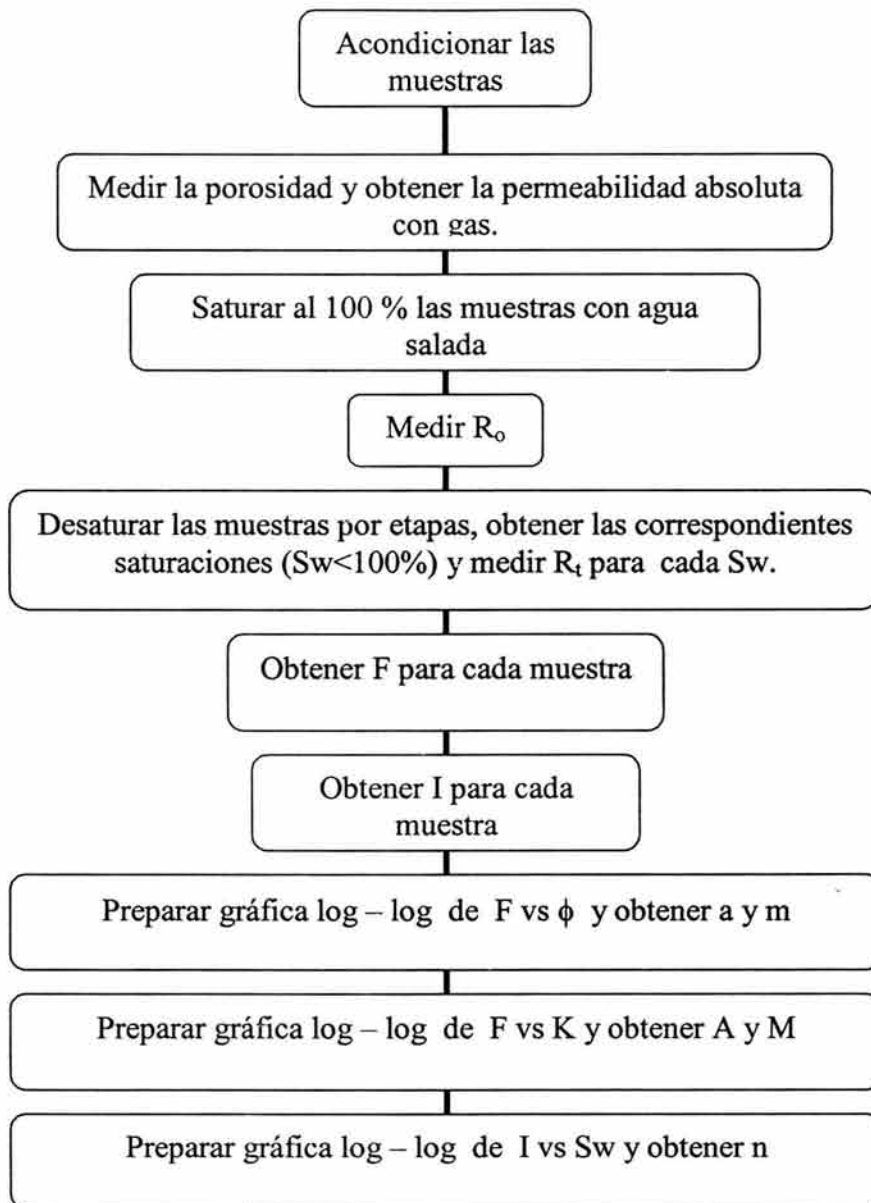


Figura IV.64 Gráfica de I vs Sw en papel doble logarítmico

Cuando R_t alcanza el valor de R_o , es decir, cuando se tiene una saturación de 100% en la muestra el valor de $I = 1$.

SECUENCIA DE ANÁLISIS DE LABORATORIO PARA OBTENER LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UNA ROCA



En las siguientes graficas se muestran algunos ejemplos reales de algunos parámetros eléctricos obtenidos de muestras de roca en el laboratorio.

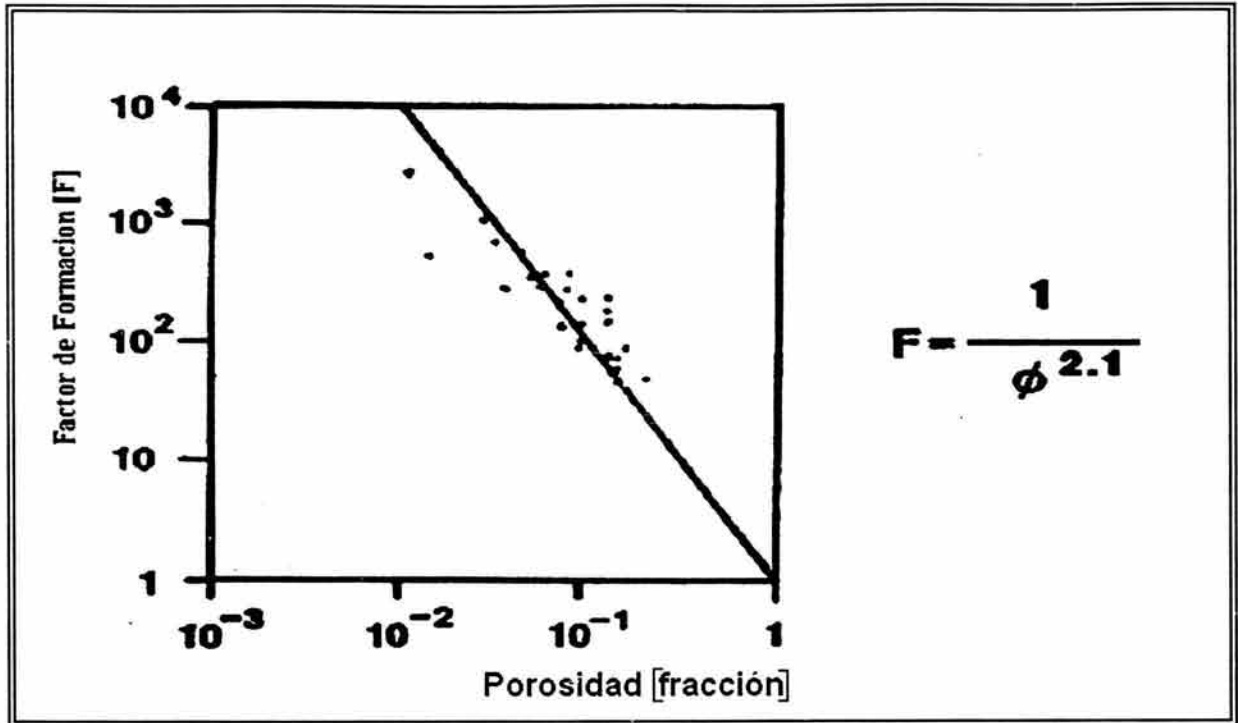


Figura IV.65 Relación entre el factor de formación (F) y la porosidad (φ).

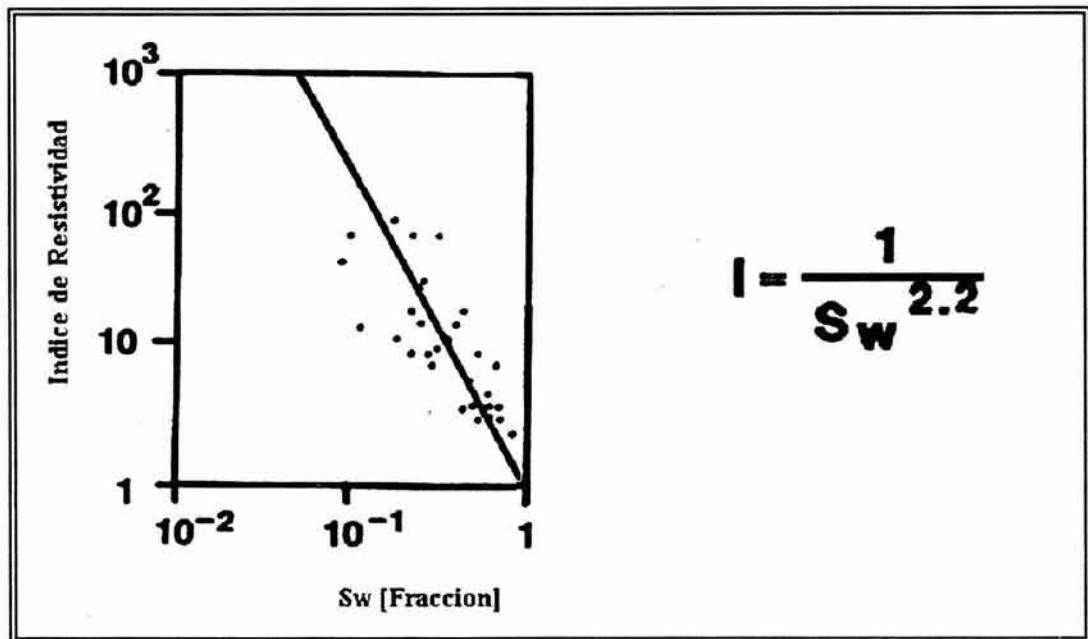


Figura IV.66 Relación entre el Índice de resistividad (I) y la saturación de agua (Sw).

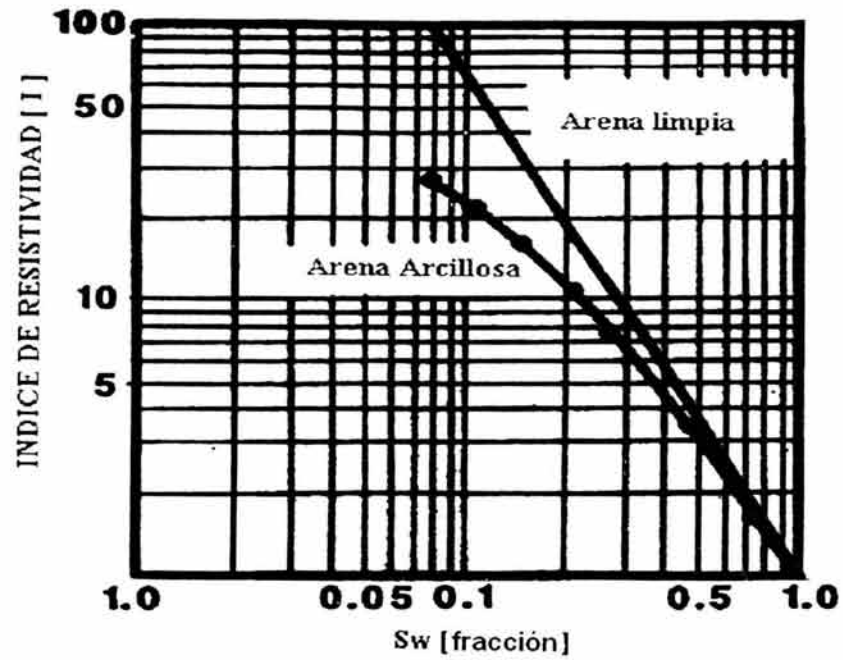


Figura IV.67.- Efecto de la conductividad de la arcilla en el índice de resistividad (cortesía de CoreLab.)

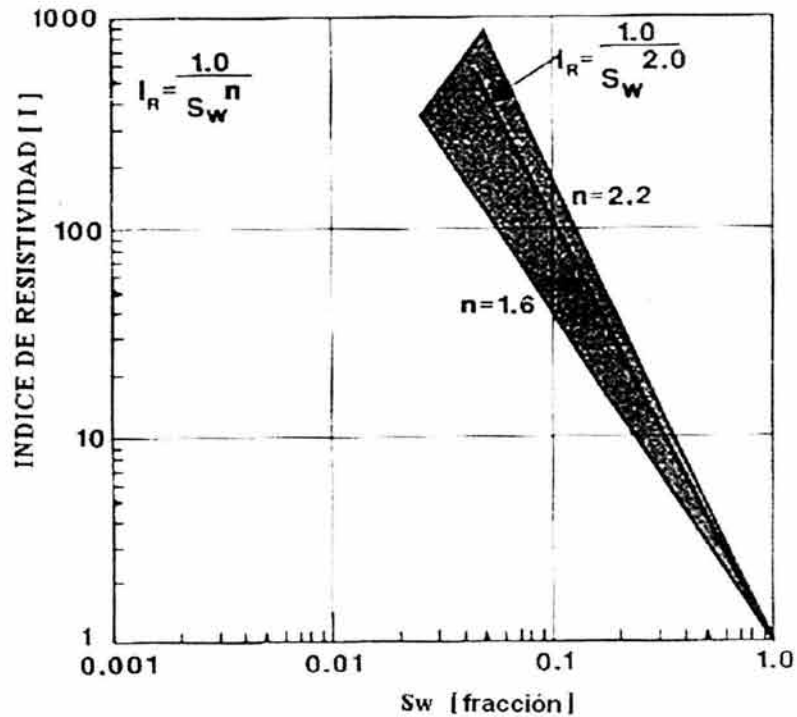


Figura IV.68.- Índice de resistividad vs. Saturación de agua para un rango de exponentes de saturación. (Cortesía de CoreLab)

Aplicaciones Principales

- Determinar el grado de saturación de agua y, por lo tanto, de hidrocarburos de un intervalo, de un estrato o de un yacimiento.
- Determinar la profundidad del contacto agua-hidrocarburos de un yacimiento.
- Apoyar en la interpretación de registros geofísicos de pozos para obtener la saturación de agua y de hidrocarburos.
- Determinar otros parámetros de caracterización, como los siguientes:

▪ Factor de formación	$F = \frac{R_o}{R_w}$
▪ Exponente de cementación	m, M
▪ Factor geométrico	a, A
▪ Índice de resistividad	$I = \frac{R_t}{R_o}$
▪ Exponente de saturación	n

IV.8 TORTUOSIDAD (τ)

Relación de la longitud media de las líneas de flujo existentes dentro de la estructura porosa, definidas por los poros o espacios interconectados, entre la longitud del medio poroso (Figura IV.69).

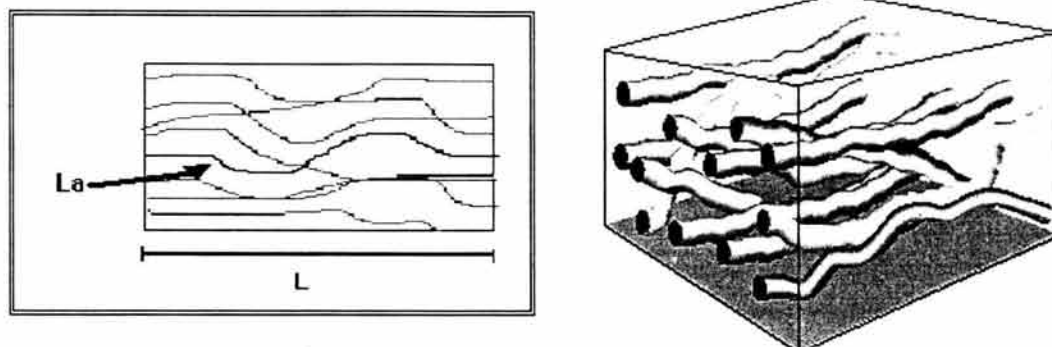


Figura IV.69 Representación esquemática de "La" y "L" en una sección de roca porosa (medio con poros interconectados)

τ está definida como:

$$\tau = \frac{La}{L}$$

IV.87

El coeficiente de tortuosidad τ es un número conceptual adimensional que representa la desviación del sistema poroso, con respecto a un sistema compuesto de un grupo de capilares rectos. En si, también es una medida de la longitud del trayecto tortuoso por el que una partícula de fluido debe pasar, expresada en términos de la distancia más corta entre dos puntos de dicho trayecto.

Obtención de la tortuosidad

Existen tres métodos para determinar la tortuosidad de ductos capilares de las rocas.

- 1) El método más simple consiste en obtener los valores del factor de formación y de la porosidad.

En rocas consolidadas, donde la porosidad se puede representar por medio de un número n de capilares tortuosos de longitud τL y con una sección transversal A , se puede derivar una expresión teórica para el factor de formación F en la siguiente forma:

$$Ro \frac{L}{A} = R_w \frac{\tau L}{n(\pi r^2)} \quad \text{IV.88}$$

y la porosidad esta definida mediante la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{n\pi r^2 L \tau}{AL}$$

$$\phi = \frac{n\pi r^2 \tau}{A} \quad \text{IV.89}$$

Donde:

- n es el número de tubos capilares
- r es el radio de los tubos capilares
- A es el área transversal de la muestra de roca
- L es la longitud de la muestra
- τ es la tortuosidad del medio poroso

Sustituyendo la porosidad en la ecuación IV.88 se tiene que:

$$R_w \frac{\tau L}{n(\pi r^2)} = R_w \frac{\tau^2 L}{A\phi} \quad \text{IV.90}$$

Por consiguiente se tiene:

$$Ro = R_w \frac{\tau^2}{\phi} = FR_w \quad \text{IV.91}$$

despejando a la tortuosidad:

$$\tau^2 = F\phi \quad \text{IV.92}$$

La ecuación IV.92 permite determinar en el laboratorio el valor de τ^2 debido a que las medidas de porosidad y del factor de formación pueden hacerse fácilmente y con exactitud en el laboratorio.

2) El segundo método para obtener la tortuosidad es el siguiente:

Se satura el núcleo con una solución de nitrato de sodio y luego uno de sus extremos se pone en contacto con una solución de cloruro de sodio. El ion cloro es forzado a migrar de un extremo a otro del núcleo con la aplicación de una diferencia de potencial constante. La presencia del ion cloro en el extremo opuesto del núcleo se detecta fácilmente por medio de un electrodo sensible al cloro.

A partir del tiempo(t) que tarda un ion en recorrer la distancia entre dos detectores colocados en los extremos de una muestra de roca y la velocidad(v_f) de flujo del fluido que transporta el ion se calcula L_a con la siguiente ecuación:

$$v_f = \frac{L_a}{t} \quad \text{IV.93}$$

sabiendo que la tortuosidad se calcula con la ecuación IV.87:

$$\tau = \frac{L_a}{L}$$

donde:

- L_a Es la longitud tortuosa que debe recorrer el ion.
- L Es la longitud de la muestra, la cual se mide directamente de la roca.

3) Un tercer método para determinar la tortuosidad se basa en el uso del potencial de electrofiltración. La derivación de la teoría de este método se basa en la ecuación de Perrín (1904) para un potencial de electrofiltración cuando se aplica a una roca porosa por medio de un modelo de capilares tortuosos. La ecuación de Perrín es la siguiente:

$$E_s = \frac{D\zeta R_w \Delta P}{4\pi\mu} \times 10^{-7} \quad \text{IV.94}$$

donde:

- E_s Potencial de electrofiltración, voltios.
- D Constante dieléctrico del liquido en flujo.
- R_w Resistividad del liquido, ohm-cm.
- ΔP Presión diferencial, dinas por cm cuadrado.
- μ Viscosidad del fluido, poise.
- ζ Potencial "zeta" de la sustancia del núcleo con respecto al liquido en movimiento.

La ecuación de Perrín indica que el potencial de electrofiltración, E_s , resultante de la aplicación de una presión diferencial ΔP es independiente de la

distancia entre los puntos en que se aplica ΔP como también de la porosidad y permeabilidad del medio. Sin embargo, el potencial depende de las siguientes propiedades de fluidos: el constante dieléctrico, la resistividad y la viscosidad. El potencial "zeta" es una función de las propiedades superficiales del medio.

Si se combina la ecuación de Perrín con una expresión modificada del gasto de flujo, q , derivada de condiciones electroquímicas se tiene:

$$q = \frac{A\phi\zeta E_s D}{4\pi\mu\tau^2 L} \quad \text{IV.95}$$

Eliminando el potencial "zeta" ya que los valores que toma son pequeños (se considera despreciable) y resolviendo por el coeficiente de tortuosidad, se obtiene:

Despejando D de (IV.95):

$$D = \frac{4q\pi\mu\tau^2 L}{A\phi E_s}$$

Sustituyendo en (IV.94) se tiene:

$$E_s = \frac{\left(\frac{4q\pi\mu\tau^2 L}{A\phi E_s} \right) R_w \Delta P}{4\pi\mu}$$

despejando τ se tiene:

$$\tau^2 = \frac{\phi A}{L} \frac{E_s^2}{q R_w \Delta P} \times 10^{-7} \quad \text{IV.96}$$

La ecuación IV.96 permite la evaluación de la tortuosidad ya que todas las cantidades del segundo término de la ecuación se pueden medir en la muestra.

Tortuosidad efectiva (τ_e)

En una roca completamente saturada con salmuera, no se espera que el paso de una corriente eléctrica ocurra efectivamente a través del volumen total de salmuera. Este caso es análogo al movimiento de un fluidos en un medio poroso saturado al 100 % en donde no se mueve el fluido total. La salmuera inmóvil corresponde a la saturación de agua irreductible (S_{wi}). El paso de un fluido o de una corriente eléctrica a través del espacio poroso siguen simplemente trayectorias idénticas y la saturación irreductible de agua, que ocupa el cruce de los capilares y a través de los cuales no existe ni presión diferencial ni caída de presión, desempeña un papel similar al esqueleto mineral de la roca no conductivo. Por lo tanto la tortuosidad a una saturación irreductible se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$\tau^2 = F\phi(1 - S_{wi})$$

IV.97

El concepto de la tortuosidad efectiva τ_e , cuando existe una saturación parcial de salmuera S_{wf} en una roca hidrófila, es diferente, ya que la fase no mojante no conduce la electricidad. Por lo tanto, un factor efectivo de formación F_e puede considerarse en la siguiente ecuación:

$$\tau^2 = F_e\phi(S_w - S_{wir})$$

IV.98

Aplicaciones Principales:

- Determinación de características del medio poroso, en especial de la estructura porosa, como lo es su geometría.
- Determinación de parámetros eléctricos de la roca.

IV.9. TENSIÓN INTERFACIAL (σ)

Cuando dos fluidos inmiscibles (gas-liquido o liquido-liquido) están en contacto, los fluidos están separados por una interfase bien definida que consta de una ligera membrana¹⁹.

La tensión interfacial es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos líquidos. La tensión interfacial posee dimensiones de fuerza por unidad de longitud $\left[\frac{N}{m} \right]$.

Si σ es nula, se dice que los líquidos son miscibles entre sí, como el agua y el alcohol. En el caso de que se tenga una interfase líquido-gas, el fenómeno se le llama tensión superficial.

La σ también se puede definir como el trabajo por unidad área que hay que desarrollar para desplazar las moléculas de la interfase. $\frac{W}{A} \left[\frac{FL}{L^2} \right] = \left[\frac{F}{L} \right]$

Ángulo de Contacto (θ)

Cuando la interfase está en íntimo contacto con las paredes de un recipiente, por ejemplo un tubo capilar, la intersección de la interfase con la pared del sólido forma un ángulo, θ , el cual está en función de la tensión de adhesión relativa del liquido al sólido (Figura IV.70). El ángulo está expresado por la ecuación de Young²⁰:

$$\cos \theta = \frac{(\sigma_{SO} - \sigma_{SW})}{\sigma_{WO}} \quad \text{IV.99}$$

donde:

- σ_{SO} es la tensión interfacial entre el sólido y la fase (fluido) menos densa.
- σ_{SW} es la tensión interfacial entre el sólido y la fase (fluido) más densa.
- σ_{WO} es la tensión interfacial entre los fluidos.

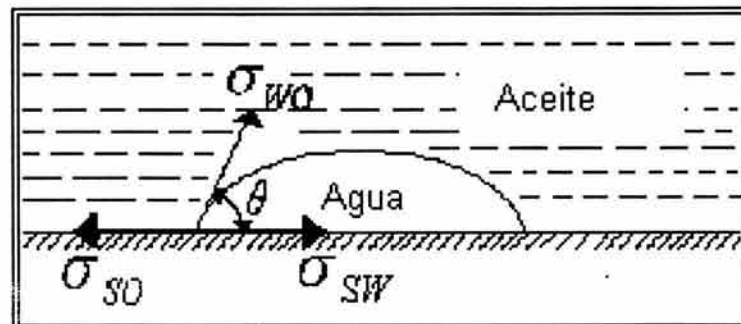


Figura IV.70 Equilibrio de fuerzas en una interfase agua-aceite-sólido

Tensión de adhesión (A_T)

La tensión de adhesión de dos fluidos a una superficie puede ser expresada como la diferencia entre las dos tensiones interfaciales sólido-fluidos²¹.

$$A_T = \sigma_{SO} - \sigma_{SW} \quad \text{IV.100}$$

o

$$A_T = \sigma_{WO} \cos \theta \quad \text{IV.101}$$

IV. 10. MOJABILIDAD

Es una propiedad de superficie en un sistema sólidos-fluidos que indica la afinidad relativa entre el sólido y los fluidos que están en contacto con él. En otras palabras, la mojabilidad indica la facilidad de un fluido para extenderse sobre la superficie de un sólido.

La mojabilidad de un sistema roca-fluidos se puede expresar en términos del ángulo que la interfase fluido-fluido hace con el sólido o sea el ángulo de contacto (θ), el cual es medido a partir del sólido dentro de la fase más densa, en un rango de 0° a 180°.

Generalmente la tensión de adhesión, la cual es una función de la tensión interfacial, determina cual de los fluidos moja preferentemente al sólido²².

Cuando la tensión de adhesión es positiva la fase más densa (agua) preferentemente moja al sólido. Si la tensión de adhesión es igual a cero entonces el sólido es igualmente mojado por los dos fluidos. Si el valor de la tensión de adhesión es grande o el ángulo de contacto (θ) es pequeño, entonces la fase más densa (agua) se extenderá más y cubrirá más superficie del sólido. Si la tensión de adhesión es negativa o $\theta > 90^\circ$, entonces, el sólido es preferente mojado por la fase menos densa (ver Figura IV.71).

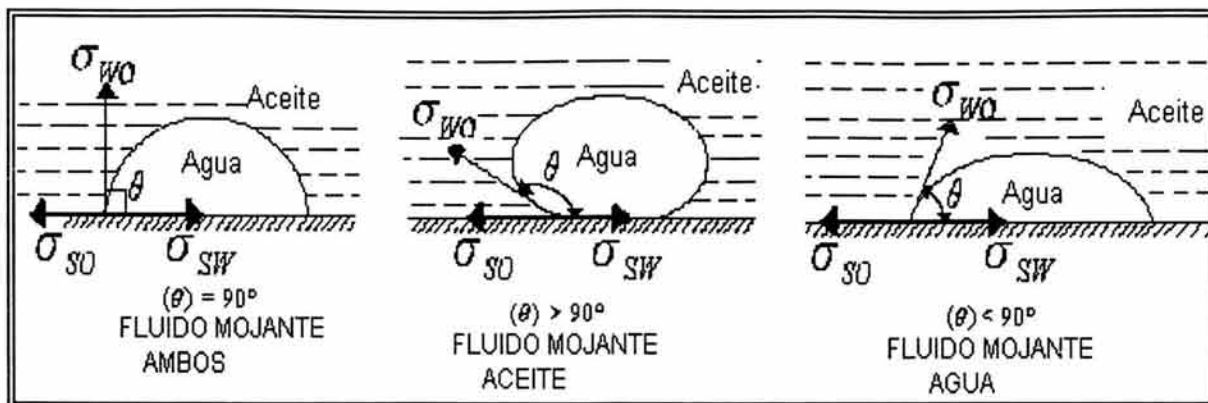


Figura IV.71 . Diagramas de mojabilidad para diferentes sistemas

El ángulo de contacto varia, ya sea que un fluido avance o retroceda sobre una superficie de roca dada. El gas natural es no mojanter, el aceite es mojanter cuando se compara con el gas y no mojanter cuando se compara con el agua. Dependiendo del tipo de roca en el yacimiento la capacidad de mojabilidad varia.

El fluido mojanter cubrirá por completo la superficie sólida de la roca y estará ubicado en los espacios porosos más pequeños, debido a la acción de la capilaridad. La fase no mojanter (aceite en la mayoría de los casos) tiende a ser repelida por la superficie de la roca. Así que en pequeños niveles de saturación la fase no mojanter tenderá a congregarse en grandes espacios porosos, o en el centro de éstos.

En el sistema roca-fluidos de un yacimiento, el sólido puede ser denominado, de acuerdo a su afinidad con alguno de los fluidos, como:

- *Hidrófilo u oleofóbico*, si es preferentemente mojado por el agua y por lo tanto rechaza al aceite (cuarzo, mica, carbonatos, sulfatos y varios minerales tales como las arenas).
- *Oleofílico u hidrofóbico*, si es preferentemente mojado por el aceite y por lo tanto rechaza al agua (Azufre, grafito y sulfuros).

Tipos de mojabilidad en un yacimiento.

La mojabilidad en un yacimiento puede clasificarse de la siguiente forma:

- **Neutral:** La roca no tiene preferencia por alguno de los fluidos saturantes.
- **Homogénea:** La roca tiene afinidad o preferencia uniformemente en todo el yacimiento por alguno de los fluidos saturantes.
- **Fraccional o Heterogénea:** No existe mojabilidad homogénea en el yacimiento o sea existen áreas mojadas por agua y áreas mojadas por aceite.
- **Mezclada:** Tipo especial de mojabilidad fraccional y se tiene cuando las superficies mojadas por aceite corresponden a los poros más grandes y las superficies mojadas por agua corresponden a los poros más pequeños.

Aspectos en los que afecta la mojabilidad:

- En la distribución de los fluidos dentro de los poros.
- En la determinación de saturaciones de agua irreductible y de aceite residual.
- En la determinación de la presión capilar.
- En la determinación de parámetros eléctricos.
- En la determinación de permeabilidades relativas.

Cambios importantes en las propiedades físicas de las muestras de núcleos deben ser tomados en cuenta, pues muchas veces se alteran las propiedades de la roca en la extracción de fluidos con solventes y eso origina que la afinidad de la roca a mojarse con un fluido cambie.

Algunos de los datos irregulares obtenidos de presión capilar y algunos otros datos de núcleos, pueden ser posiblemente atribuidos a la incertidumbre en las propiedades de la mojabilidad de las muestras de roca.

Aplicaciones Principales

- Determinar la distribución de fluidos dentro del espacio poroso.
- Determinar características de flujo de fluidos y de corriente eléctrica dentro del espacio poroso.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

IV.11 PRESIÓN CAPILAR (P_c)

Capilaridad

Fenómeno que se presenta en materiales conteniendo espacios muy pequeños (tubos capilares, poros) debido a las fuerza de superficie (tensiones superficiales, fuerzas de adhesión, mojabilidad) que se generan cuando se ponen en contacto con fluidos²³.

Un yacimiento petrolero es un sistema sólido-fluidos (roca-fluidos) con espacios porosos capilares. Los contactos entre los sólidos y los fluidos, generan propiedades de superficie: como la tensión de adhesión, la tensión interfacial y la mojabilidad. Si los fluidos están contenidos es espacios capilares se presenta, además, el fenómeno de capilaridad.

Si dos fluidos no miscibles entre sí saturan un medio poroso capilar, por ejemplo, una roca sedimentaria saturada con agua y aceite, se genera entre ellos una interfase curva. Normalmente, solo uno de los fluidos moja la superficie de los granos y el otro, o sea el no mojante, está contenido dentro del mojante, ya sea como fase continua, mas o menos continúa o como fase discontinua (gotas).

La presión que existe en la fase no mojante, inmediata a la interfase, es mayor que la presión en la fase mojante, también inmediata a la interfase. A esta diferencia de presión se le conoce como presión capilar (P_c):

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m} \quad \text{IV.102}$$

donde:

P_c es la presión capilar

$P_{f_{nm}}$ es la presión en la fase no mojante

P_{f_m} es la presión en la fase mojante

En los yacimientos petrolíferos, generalmente el fluido mojante es el agua, por lo que la P_c para un yacimiento de aceite bajosaturado es:

$$(P_c)_{o/w} = P_o - P_w \quad \text{IV.103}$$

y para uno de gas:

$$(P_c)_{g/w} = P_g - P_w \quad \text{IV.104}$$

donde los subíndices g, o y w significan gas, aceite y agua, respectivamente.

Ecuaciones relacionadas a la presión capilar.

a) Considérese que se introduce el extremo de un tubo capilar de vidrio en un recipiente con agua, como se indica en la Figura IV. 72. Debido a que el agua es el fluido mojante, se eleva el nivel de este dentro del tubo hasta una altura h y se forma una interfase, por lo que la presión capilar para este sistema (vidrio-aire-agua) es:

$$P_c = P_a - P_w$$

IV.105

Donde :

P_c es la presión capilar

P_a es la presión atmosférica

P_w es la presión en el punto inmediatamente anterior a la interfase

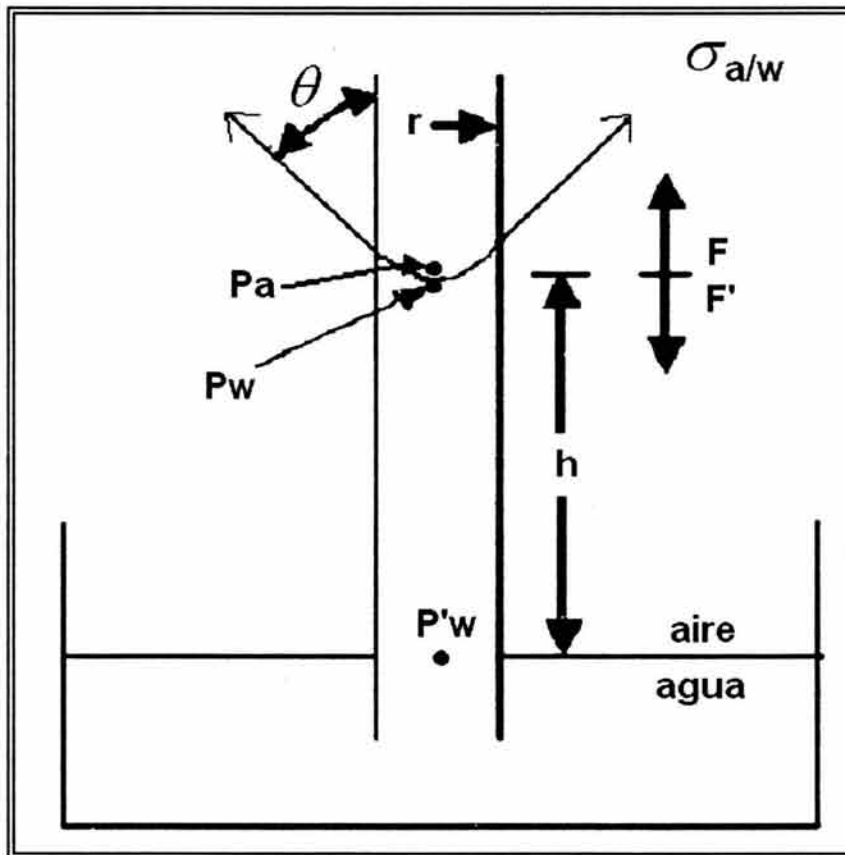


Figura IV.72 Relación de presiones en tubos capilares

Despreciando el peso de la columna h de aire y considerando el peso de la columna h de agua, se tiene:

$$P_w = P'_w - \rho_w g h$$

IV.106

Pero $P_w = P_a$, por lo que sustituyendo P_w en la ecuación anterior queda:

$$P_w = P_a - \rho_w gh \quad \text{IV.107}$$

Sustituyendo P_w en la ecuación (IV.105) y simplificando se tiene la siguiente ecuación:

$$(Pc)_{a/w} = \rho_w gh \quad \text{IV.108}$$

donde:

- Pc es la presión capilar (dinas/cm²)
- ρ_w es la densidad del agua (gr. /cm³)
- g es la aceleración de la gravedad (cm. /seg²)
- h es la altura a la que llega el agua en el tubo (cm.)

Si el sistema es sólido-aceite-agua, la ecuación queda de la siguiente forma:

$$(Pc)_{o/w} = (\rho_w - \rho_o)gh \quad \text{IV.109}$$

donde ρ_o es la densidad del aceite [gr. /cm³]
Generalizando se tiene que

$$(Pc)_{1/2} = \Delta\rho gh \quad \text{IV.110}$$

donde

- f1: fluido 1
- f2: fluido 2
- $\Delta\rho$: es la diferencia de densidades entre el fluido 1 y el fluido 2.

b) Considérese nuevamente el sistema sólido-agua-aire del caso a, representándose en la Figura IV.72 El agua (fluido mojante) se elevará dentro del tubo capilar debido a las fuerzas de atracción (tensión de adhesión) que se generan entre el sólido y el agua. El nivel de agua se elevará hasta que la tensión de adhesión (fuerza ascendente) sea equilibrada por el peso del agua dentro del tubo (fuerza descendente). Las ecuaciones de ambas fuerzas son las siguientes:

Fuerza ascendente: $F = 2\pi r A_T$ IV.111

Fuerza descendente: $F = \pi r^2 h \rho_w g$ IV.112

Igualando estas fuerzas y despejando h se tiene la siguiente ecuación:

$$h = \frac{2A_T}{rg\rho_w} \quad \text{IV.113}$$

donde:

A_T es la tensión de adhesión (dinas/cm.)
 r es el radio del tubo capilar (cm.)

Sustituyendo la ecuación (IV.113) en la ecuación (IV. 108) y simplificando se tiene:

$$(Pc)_{a/w} = \frac{2A_T}{r} \quad \text{IV.114}$$

Por otro lado, A_T se define con la siguiente expresión:

$$A_T = \sigma_{a/w} \cos\theta_{a/w} \quad \text{IV.115}$$

Donde:

$\sigma_{a/w}$ es la tensión superficial aire-agua (dinas/cm.)
 $\cos\theta_{a/w}$ es el coseno del ángulo de contacto

Por lo tanto, sustituyendo la ecuación (IV.115) en (IV.114) y generalizando se tiene:

$$Pc = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad \text{IV.116}$$

Formas de medir la presión capilar en el laboratorio

En el laboratorio se utilizan tres sistemas sólido-fluidos para determinar el comportamiento capilar de un medio poroso.

Sistema	Fluido Mojante	Fluido No Mojante
Roca-agua-aire	agua	aire
Roca-agua-aceite	agua	aceite
Roca-Hg-aire	aire	Hg.

Son tres los procedimientos que más se utilizan en el laboratorio para obtener la presión capilar en muestras pequeñas.

- a) Desplazamiento del fluido mojante en un equipo con membrana semipermeable.
- b) Desaturación del núcleo por medio de centrifuga.
- c) Saturación de la muestra con mercurio.

En forma breve se explican a continuación estos procedimientos.

a) Desplazamiento del fluido mojante en un equipo de baja presión con membrana semipermeable. Sistema agua-aire.

➤ Descripción del equipo

El equipo consta de una pipeta graduada unida por medio de una manguera flexible a un dispositivo cilíndrico de vidrio dentro del cual se encuentra montada una membrana permeable. En la Figura IV.73 se muestra esquemáticamente el equipo.

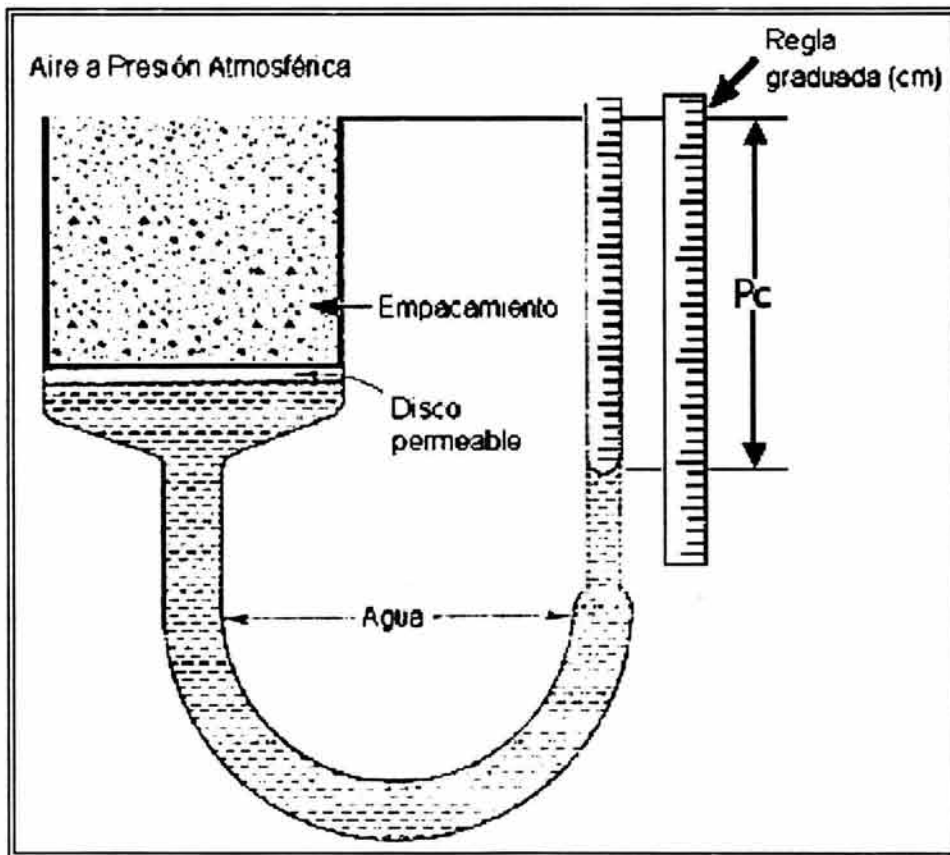


Figura IV.73 Equipo con membrana semipermeable, para obtener la presión capilar. Sistema agua-aire a baja presión

En las siguientes figuras se muestran algunos equipos que se utilizan para obtener la presión capilar a núcleos, para los sistemas agua-aceite y agua-gas.

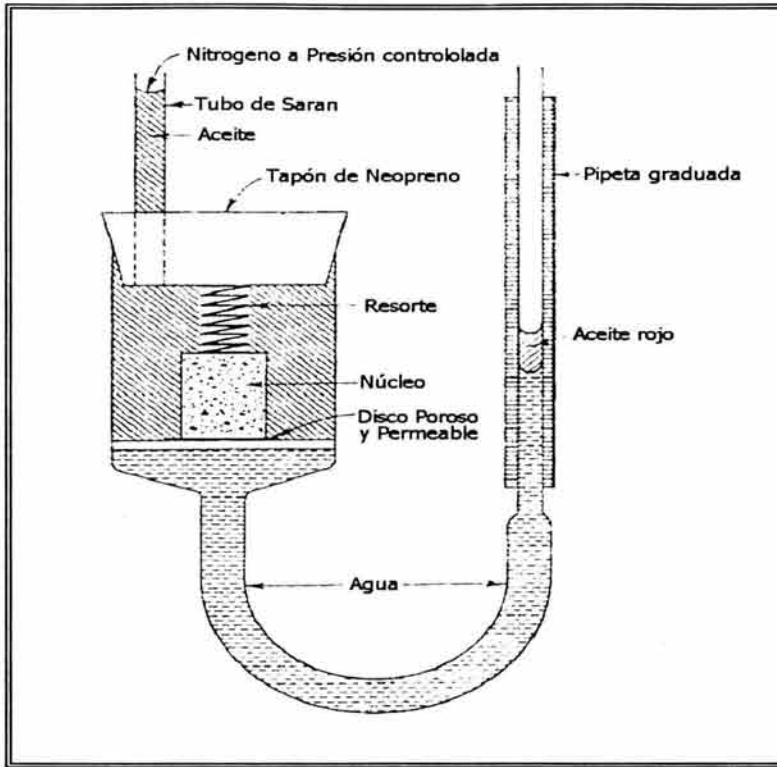
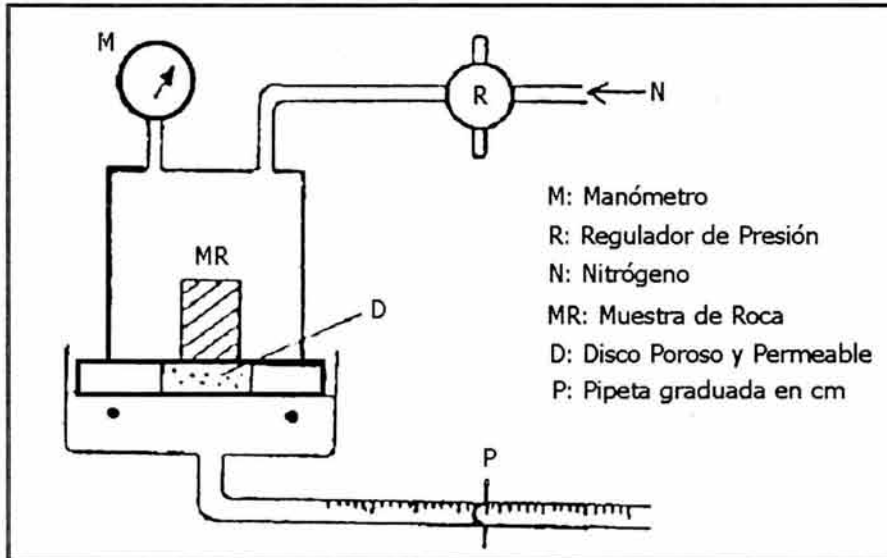


Figura IV.74 Equipo con membrana semipermeable para obtener la presión capilar. Sistema agua-aceite a baja o media presión.



FiguraIV.75 Equipo con membrana semipermeable para obtener la presión capilar. Sistema agua-gas a presión media

- **Procedimiento de análisis (sistema agua-aire a baja presión , Fig IV.73)**
- 1- Con el equipo montado debidamente, llenar con agua el sistema pipeta-manguera hasta cierta altura dentro de la pipeta. El nivel de agua debe llegar exactamente hasta la cara superior de la membrana, la cual se encuentra previamente saturada 100% con agua.
 - 2- Tomar la lectura del nivel de agua en la pipeta (lectura inicial)
 - 3- Vaciar lentamente arena dentro del dispositivo de vidrio, permitiendo que el agua por imbibición sature el empacamiento de arena que se va formando.
 - 4- Continuar vaciando la arena hasta que el empacamiento alcance una altura apropiada. Esperar el tiempo suficiente hasta que el nivel del agua alcance la parte superior de dicho empacamiento, con lo cual se consigue saturarlo al 100% con agua.
 - 5- Tomar la lectura del nivel agua dentro de la pipeta (lectura final). La diferencia de lecturas registradas en los pasos 2 y 5 de el volumen de poros del empacamiento.
 - 6- Medir con una regla graduada la longitud y el diámetro del empacamiento.
 - 7- Definir el nivel de referencia (puede ser la cubierta de la mesa donde se encuentra montado el equipo), y medir con una regla graduada la posición del nivel de agua de la pipeta y la posición del empacamiento, con respecto al nivel de referencia (N.R.)
 - 8- La determinación de la P_c por drene se hace bajando la pipeta con respecto al NR, esperando que el nivel de agua en la pipeta se estabilice.
 - 9- Tomar lectura del nuevo nivel de agua dentro de la pipeta y su posición con respecto al NR. La diferencia de posiciones entre la parte superior del empacamiento y del nivel de agua en la pipeta es la presión capilar en cm. La diferencia de lecturas del nivel de agua en la pipeta registradas en los pasos 5 y 9 es el volumen de agua desalojada del empacamiento, con lo cual se puede determinar la nueva saturación.
 - 10- Repetir los pasos 8 y 9 hasta que se observe que al bajar la pipeta la lectura del nivel de agua en la pipeta no cambia.
 - 11- La determinación de la P_c por el método de la imbibición se hace a continuación del método de drene, subiendo la pipeta y registrando las mismas lecturas, hasta que la posición del nivel de agua de la pipeta alcance la misma que la del empacamiento.
 - 12- Graficar en papel normal los valores de P_c (cm.) contra los valores de saturación de agua correspondientes de cada etapa, obtenidos por ambos métodos. Figura IV. 76

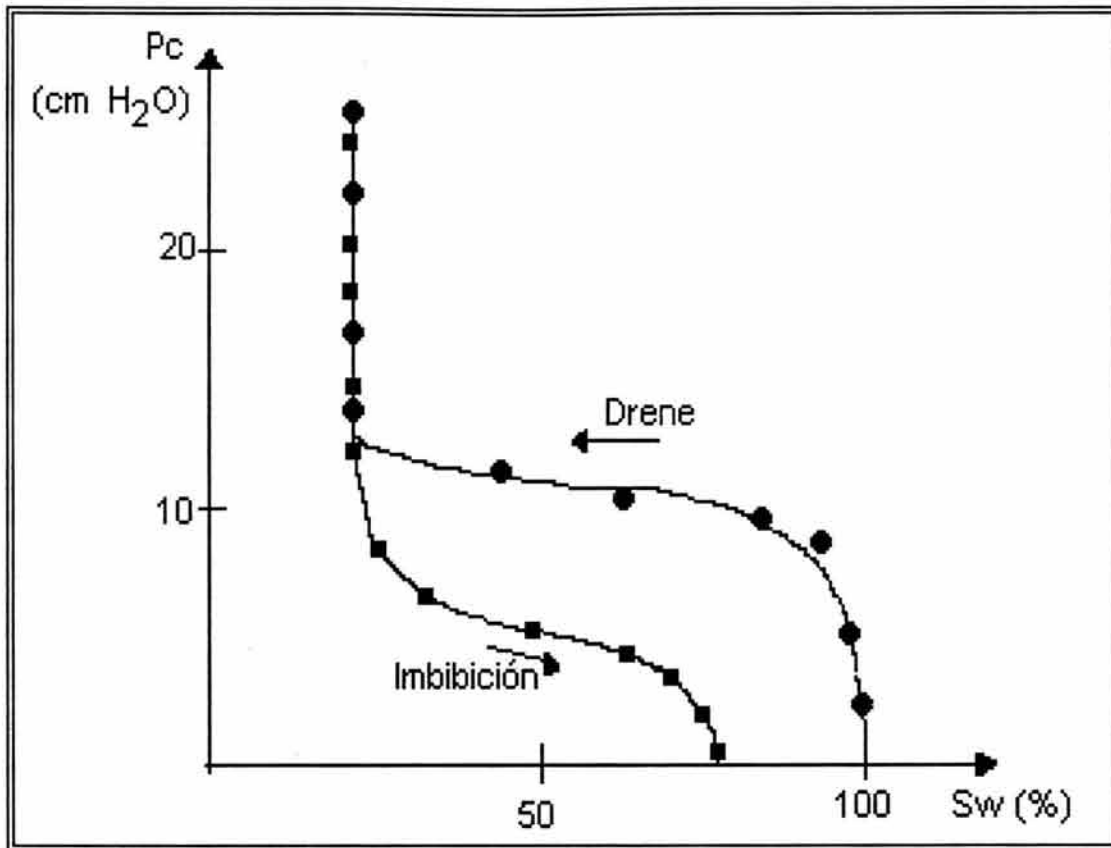


Figura IV. 76 Curvas de presión capilar para un sistema arena suelta (malla 20-40)-agua-aceite @ c.a.

b) Desaturación del núcleo por medio de centrifuga.

A una muestra limpia y seca se le mide la porosidad, la permeabilidad absoluta y se satura 100% con agua (fluido mojante). La muestra saturada se mete en una probeta graduada de diseño especial y se coloca en la centrifuga (Figura IV.77). Se somete a varios niveles de velocidad angular, o sea a varios valores de revoluciones por minuto, que van incrementándose a tiempos constantes para desaturar la muestra. Para cada etapa de desaturación se determina la saturación de agua que tiene la muestra, con base en el volumen de tal fluido recuperado en la probeta y el volumen inicial de agua en la muestra.

La presión capilar se obtiene con la siguiente ecuación:

$$Pc = Cw^2 \Delta\rho(r_1^2 - r_2^2) \tag{IV.117}$$

donde:

- Pc es la presión capilar
- C es la constante de la centrifuga
- w es la velocidad rotacional de la centrifuga
- $\Delta\rho$ es la diferencia de densidades.
- r_1 es el radio exterior de rotación
- r_2 es el radio interno de rotación

Con los datos de presión capilar y de saturación correspondientes se prepara una curva de presión capilar en papel normal.

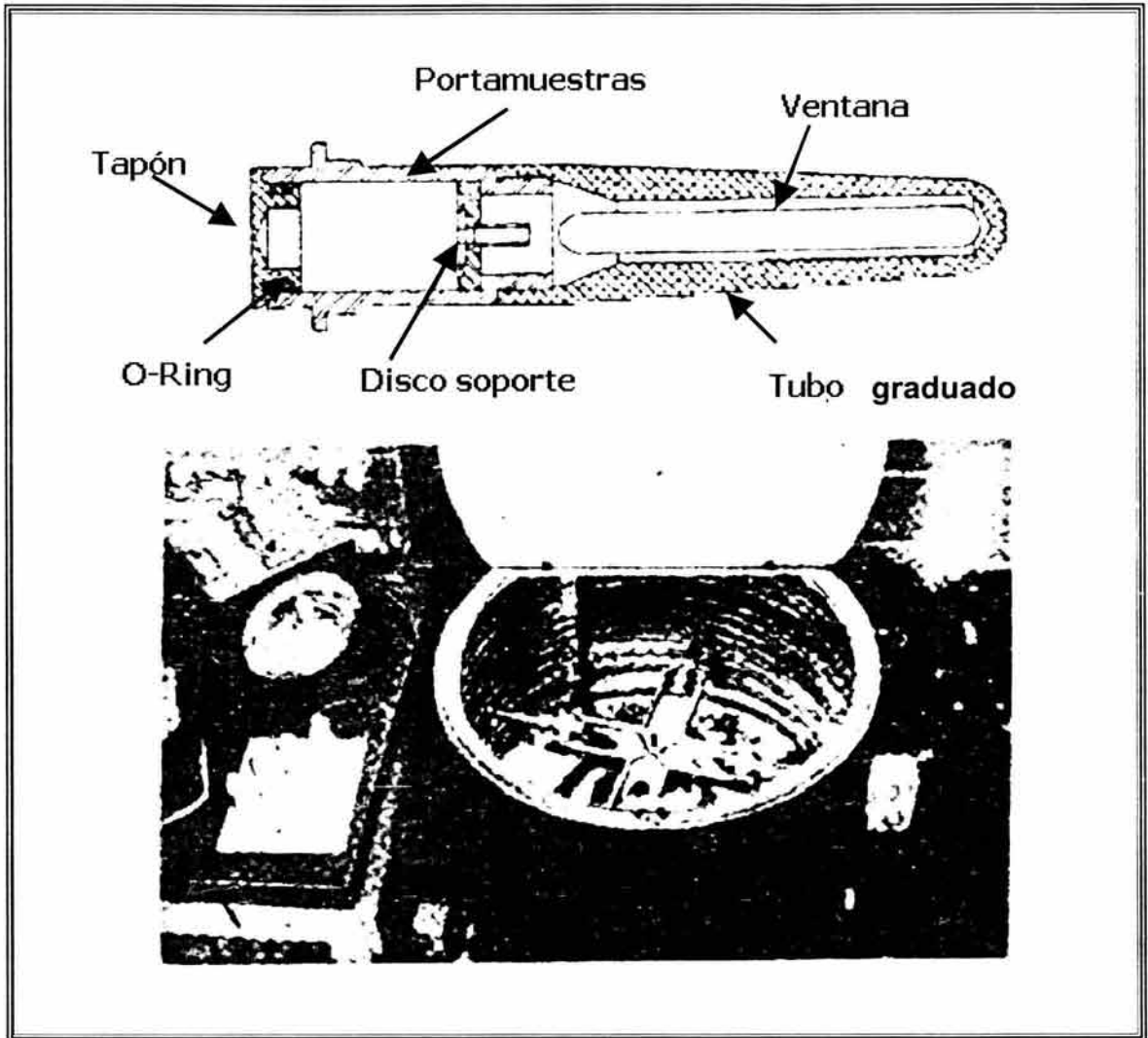


Figura IV.77 Centrifuga para pruebas de presión capilar sistema agua-aceite, presión baja a alta.

c) Saturación de la muestra con mercurio.

A una muestra limpia y seca se le mide la porosidad y la permeabilidad absoluta, posteriormente se coloca la muestra en un equipo de alta presión para inyección de mercurio, previamente calibrado (Figura IV.78). Después de hacer vacío a los poros de la muestra se inyecta mercurio (fluido no mojante) en ellos, incrementando los niveles de presión por etapas. Para cada nivel de presión se determina la saturación del fluido mojante (vacío o aire a muy baja presión) en la muestra, a partir de los volúmenes de mercurio inyectados en cada etapa, corrigiendo por deformación del equipo, y tomando en cuenta el volumen de poros de la muestra.

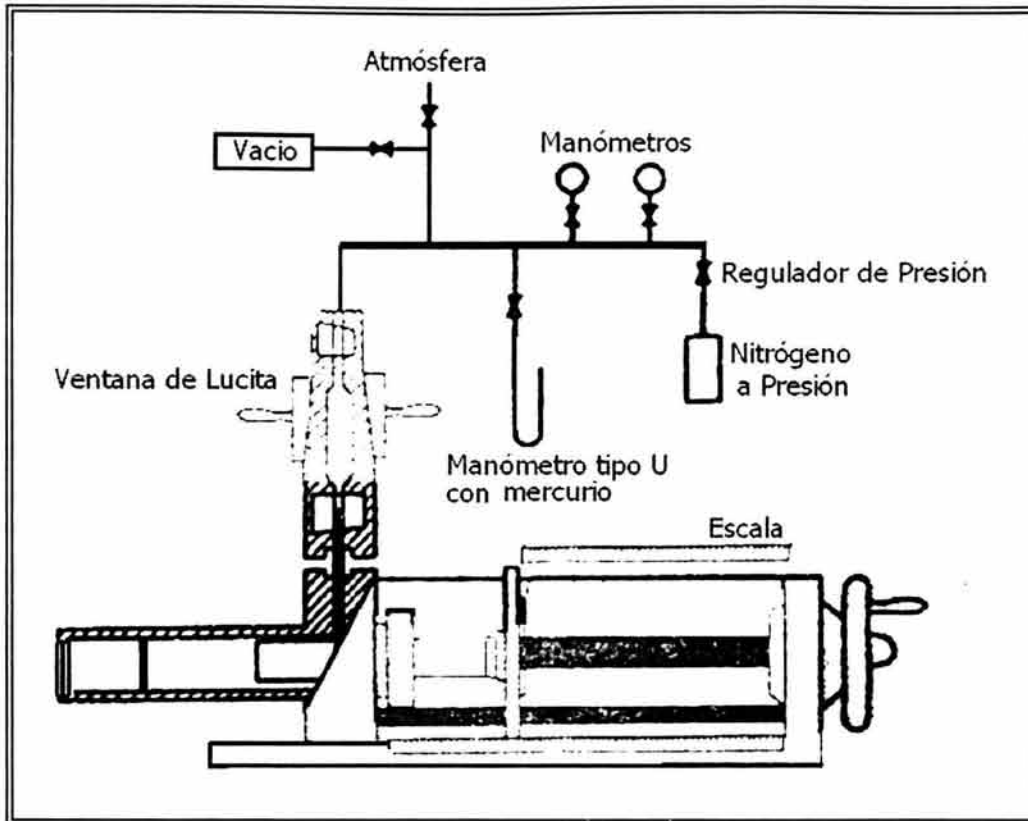


Figura IV.78 Equipo de alta presión para pruebas de presión capilar. Sistema mercurio-aire

Con los valores de presión que, de acuerdo con el método, son las presiones capilares y las saturaciones del fluido mojannte calculadas, se prepara la curva de presión capilar en papel de escala normal.

Aplicaciones principales

- Definir la distribución vertical de los fluidos en el yacimiento
- Determinar la profundidad del contacto agua-hidrocarburos en un yacimiento
- Estimar saturaciones irreductibles de la fase mojannte
- Estimar presiones de desplazamiento
- Obtener la variedad de granos y de poros (gargantas) de una roca
- Estimar permeabilidades relativas
- Determinar otros parámetros de caracterización

Conversión de datos de presión capilar: de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento.

Como se ha indicado, en el laboratorio se efectúan pruebas de presión capilar en muestras de roca utilizando las siguientes combinaciones de fluidos: gas-agua o mercurio-gas. Estos sistemas roca-fluidos, por lo regular, no representan los sistemas que existen en los yacimientos; además, normalmente las pruebas de presión capilar se realizan a condiciones de presión y temperatura muy diferentes a las del subsuelo, por lo que es necesario efectuar las conversiones necesarias.

Considérese que en el laboratorio se llevaron a cabo pruebas de presión capilar en muestras de roca de un yacimiento utilizando un sistema de fluidos gas-agua. Considérese que el yacimiento es bajosaturado, por lo que el sistema de fluidos es aceite-agua. Tanto en el yacimiento como en el laboratorio el fluido mojante es el agua.

Partiendo de la ecuación IV.116 para el sistema gas-agua del laboratorio(L)

$$(P_{c_{gw}})_L = \frac{2(\sigma_{gw})_L (\cos \theta_{gw})_L}{r_L} \quad \text{IV.118}$$

para el sistema aceite-agua del yacimiento (Y)

$$(P_{c_{ow}})_Y = \frac{2(\sigma_{ow})_Y (\cos \theta_{ow})_Y}{r_Y} \quad \text{IV.119}$$

Si se considera que tanto en el laboratorio como en el yacimiento se tiene:

- a) El mismo capilar, es decir: $r_L = r_Y$
- b) Completa mojabilidad del agua, o sea $\theta_L = \theta_Y = 0^\circ$ y por lo tanto $\cos \theta = 1$

entonces, sustituyendo esto en las ecuaciones (IV.118) y (IV.119) y simplificando se tiene:

$$(P_{c_{ow}})_Y = \frac{(\sigma_{ow})_Y}{(\sigma_{gw})_L} (P_{c_{gw}})_L \quad \text{IV.120}$$

Por medio de estas ecuaciones se convierten los datos de presión capilar, de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento.

Es muy común utilizar el sistema mercurio-gas en el laboratorio por ser rápido el proceso de análisis. En este caso es necesario establecer, para la formación en estudio, un factor de proporcionalidad (f), con el que se pasa del sistema mercurio-gas al sistema gas-agua, también a condiciones de laboratorio. Esto se logra realizando en la misma muestra de roca pruebas de presión capilar para los dos sistemas de fluidos mencionados, llevando a cabo primero las pruebas para el sistema gas-agua y posteriormente para el mercurio-gas.

Se relacionan los datos obtenidos y se obtiene el factor de proporcionalidad, f , que queda de la siguiente forma:

$$f = \frac{(Pc_{Hgg})_L}{(Pc_{gw})_L}, \text{ por lo tanto} \quad \text{IV.121}$$

$$(Pc_{gw})_L = \frac{(Pc_{Hgg})_L}{f} \quad \text{IV.122}$$

Sustituyendo en la ecuación IV.120 se tiene:

$$(Pc_{ow})_Y = \frac{(\sigma_{ow})_Y (Pc_{Hgg})_L}{(\sigma_{gw})_L \cdot f} \quad \text{IV.123}$$

Con esta ecuación se convierten los datos de presión capilar, del sistema mercurio-gas a condiciones de laboratorio al sistema aceite-agua a condiciones de yacimiento.

Obtención de las curvas de altura sobre el contacto agua-aceite (h) contra saturación de agua en el yacimiento.

Partiendo de la ecuación (IV.109) y considerando condiciones de yacimiento de aceite bajosaturado:

$$(P_{COW})_Y = (\rho_W - \rho_O)_Y g(h)_Y \quad \text{IV.124}$$

despejando a $(h)_Y$ y sustituyendo $(P_{COW})_Y$ por la ecuación IV.123, se obtiene:

$$(h)_Y = \frac{(\sigma_{OW})_Y (P_{C_{Hgg}})_L}{(\sigma_{gw})_L f (\rho_W - \rho_O)_Y g} \quad \text{IV.125}$$

De esta ecuación, las variables tienen las siguientes unidades:

h	(cm.)
Pc	(dinas/cm ²)
σ	(dinas/cm.)
ρ_w, ρ_o	(gr./cm ³)
g	(cm./seg ²)
f	(Adimensional)

La ecuación IV.125, expresada en unidades practicas, queda de la siguiente forma:

$$(h)_Y = \frac{10(P_{C_{Hgg}})_L (\sigma_{OW})_Y}{(\sigma_{gw})_L f (\rho_W - \rho_O)_Y} \quad \text{IV.126}$$

donde:

h	(m)
Pc	(Kg./cm ²)
σ	(dinas/cm.)
ρ_w, ρ_o	(gr./cm ³)
f	(adimensional)

Con esta ecuación se obtiene la distribución vertical de fluidos en un yacimiento bajosaturado, a partir de pruebas de presión capilar realizadas en el laboratorio para el sistema roca-Hg-gas. Para cada porosidad o permeabilidad se obtiene una curva de h vs. Sw (Figuras IV.79, IV.80 y IV.81).

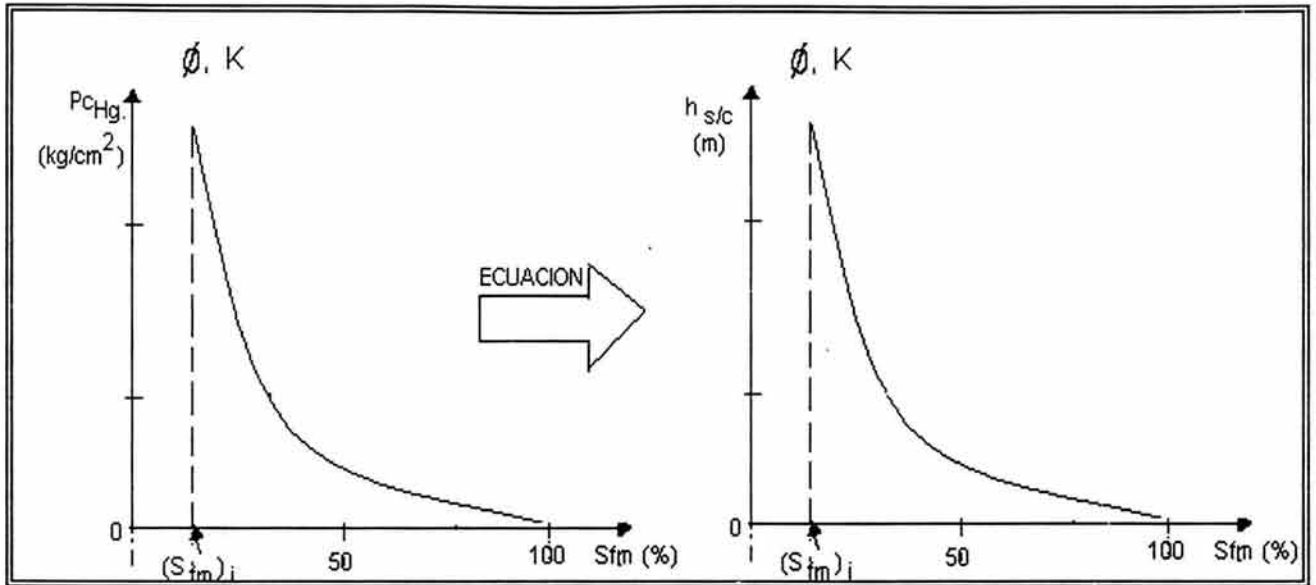


Figura IV.79 Distribución de vertical de fluidos en un yacimiento bajosaturado para una ϕ y una K.

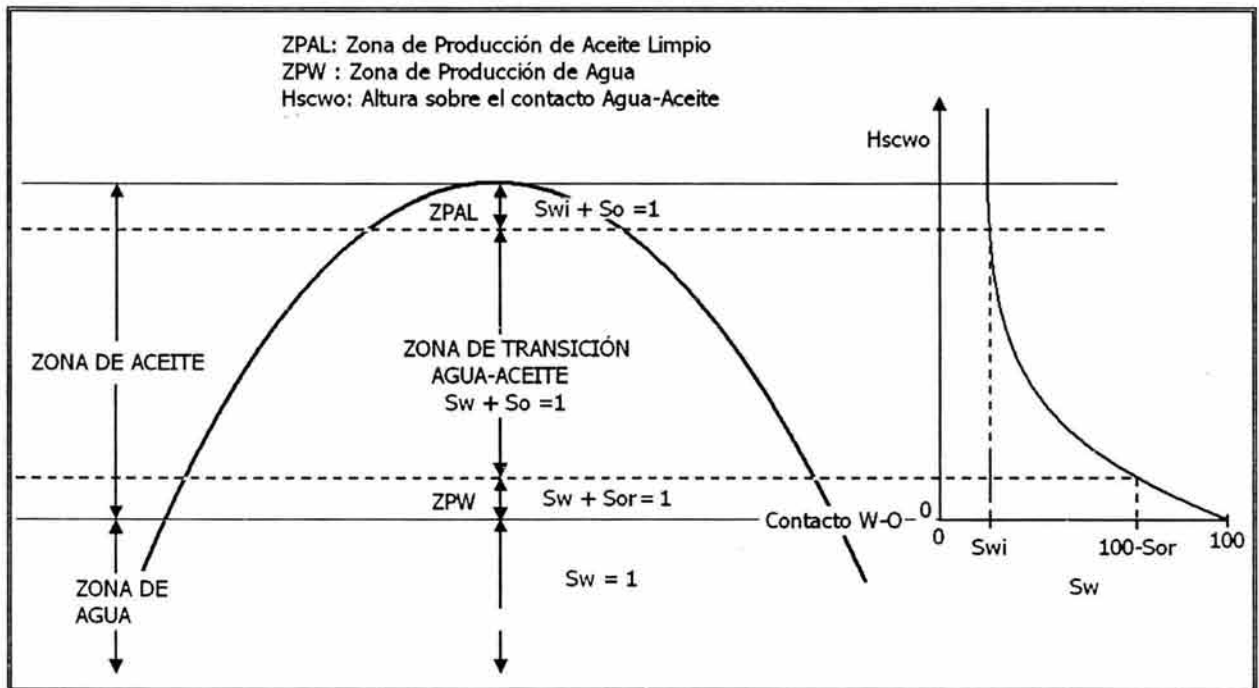


Figura IV.80 Distribución original de fluidos en un yacimiento homogéneo de aceite bajosaturado

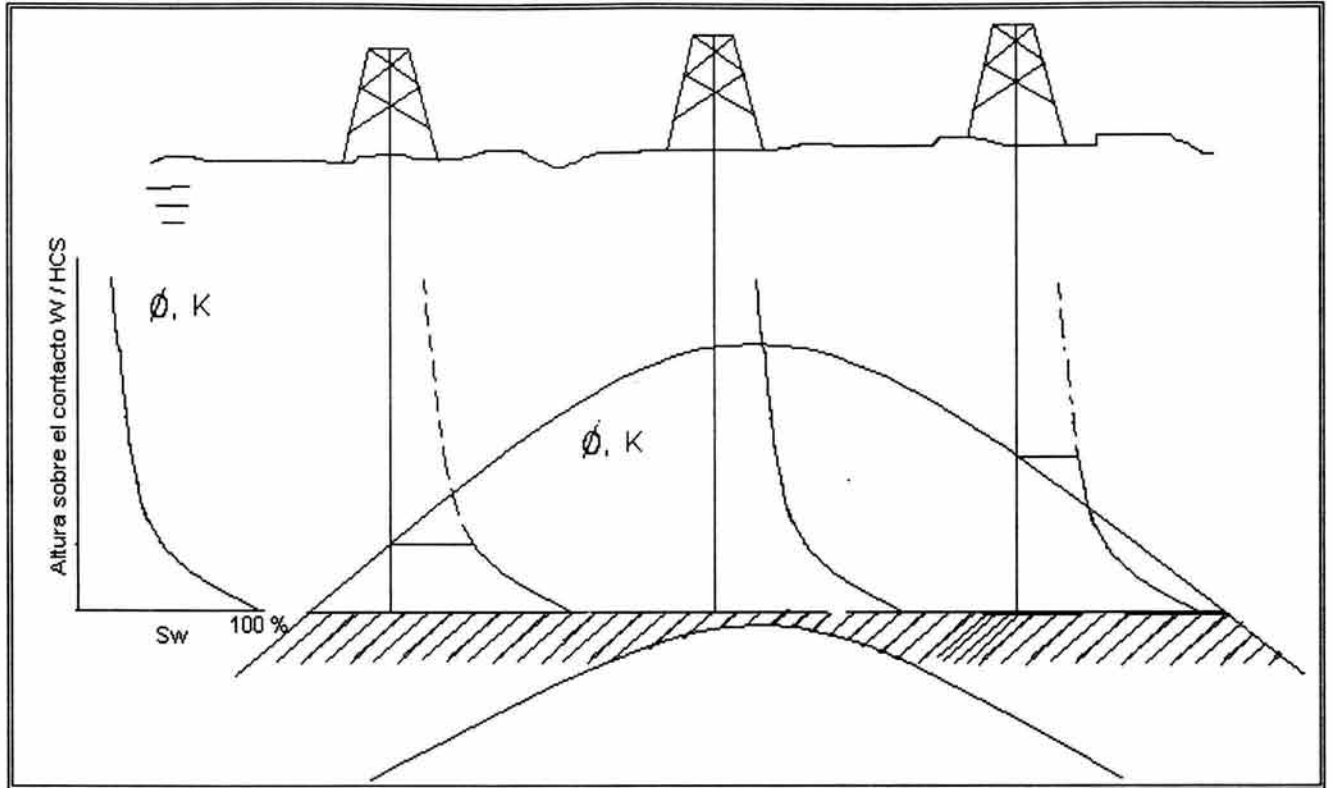


Figura IV.81 En esta Figura idealizada se puede apreciar la distribución vertical de fluidos en un yacimiento homogéneo (ϕ y K constantes) bajosaturado. Presenta el mismo comportamiento de la curva de altura vs. saturación de agua en los tres pozos.

Como la roca de un yacimiento no es homogénea, se obtienen curvas para varios valores de porosidad y de permeabilidad. En la Figura IV.82 se presenta la distribución de fluidos en un yacimiento heterogéneo que con apoyo de las curvas de altura contra saturación de agua se puede conocer la altura del contacto agua-aceite para diferentes saturaciones en los diferentes estratos.

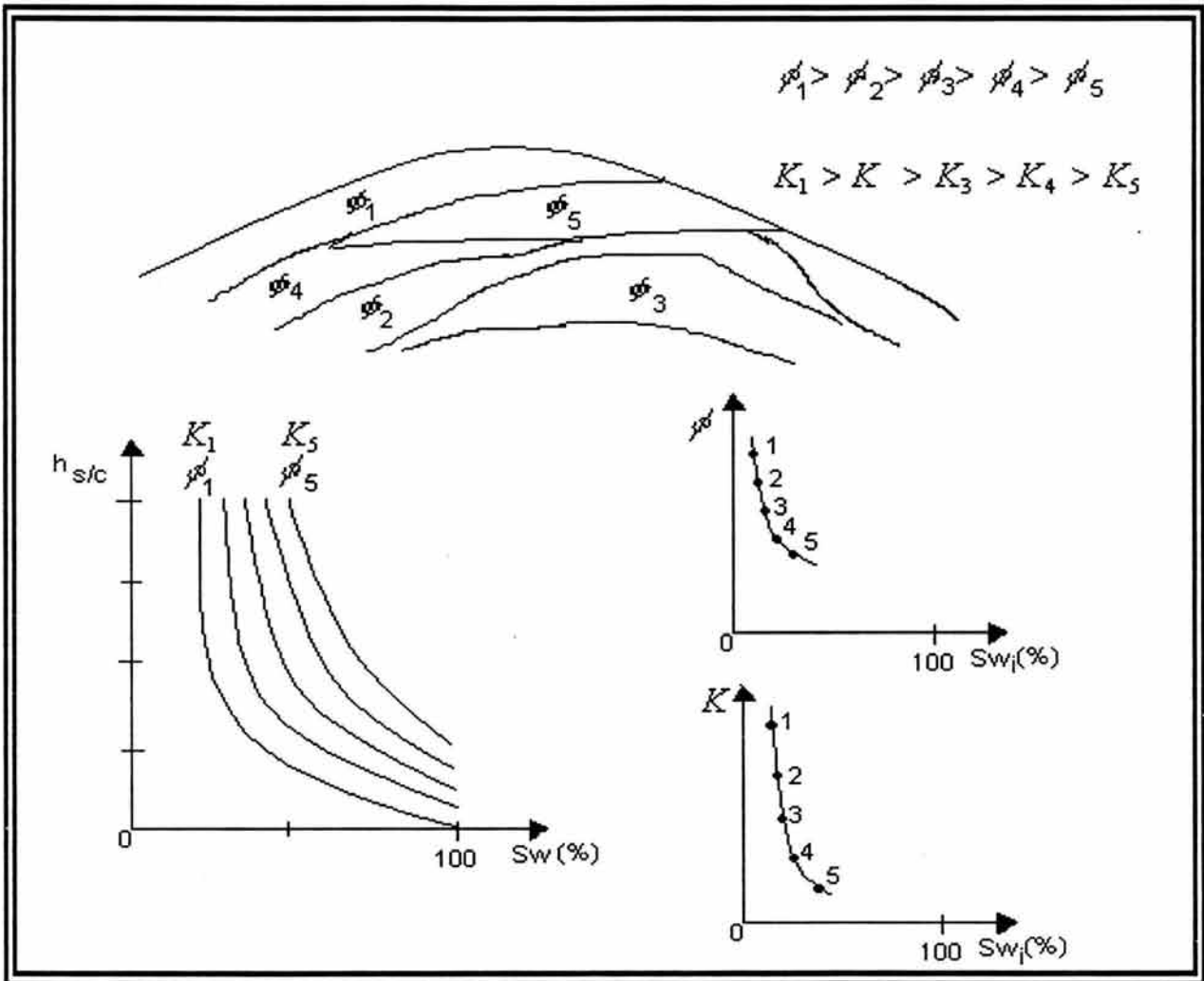


Figura IV.82 Distribución de fluidos en un yacimiento heterogéneo

En la Figura IV.83 se presenta la distribución de fluidos en un yacimiento con dos capas de diferentes porosidades y permeabilidades; se presentan dos curvas, una por cada estrato, representando el comportamiento de la altura vs. Saturación de agua, también se aprecia que para una saturación de agua al 100% el nivel del contacto agua-aceite se localiza a diferente altura, esto se debe a que esta última está en función de las propiedades que se involucran en la definición de presión capilar como lo es ϕ y K .

En la Figura IV.84 se presenta la Distribución de fluidos en un yacimiento con capas de diferentes porosidades y permeabilidades. En esta figura se aprecian los cambios de ϕ y K en la progresión de la altura ya que se describen saltos de diferentes secciones de las curvas de profundidad vs. S_w representativas de cada estrato, dando lugar a diversas formas de distribución en los contactos de los fluidos (en este caso el contacto agua-aceite)

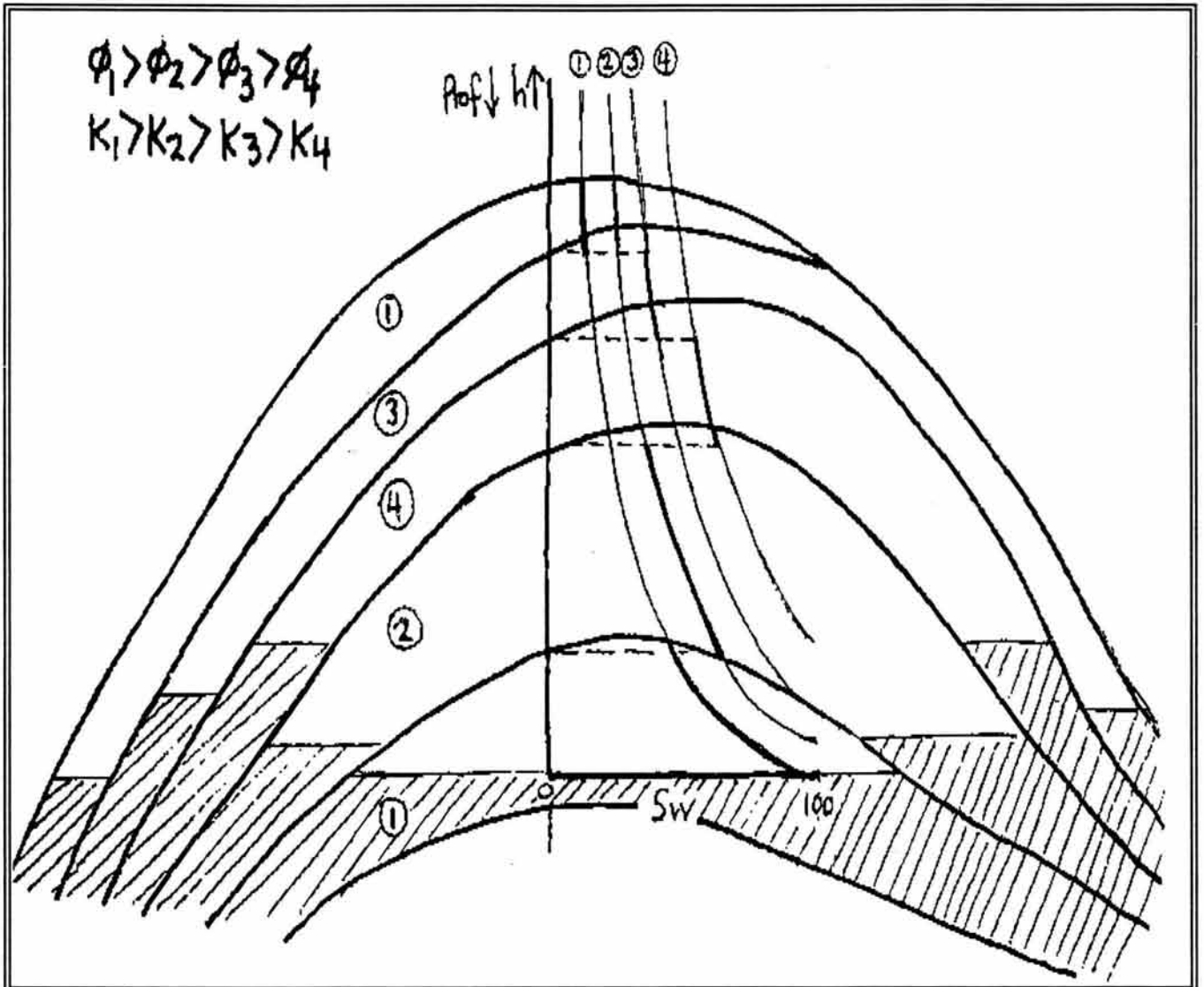


Figura IV.84 Distribución de fluidos en un yacimiento con capas de diferentes porosidades y permeabilidades.

En la Figura IV.85 se muestra la relación de permeabilidades relativas-distribución de fluidos para un yacimiento homogéneo con aceite bajosaturado.

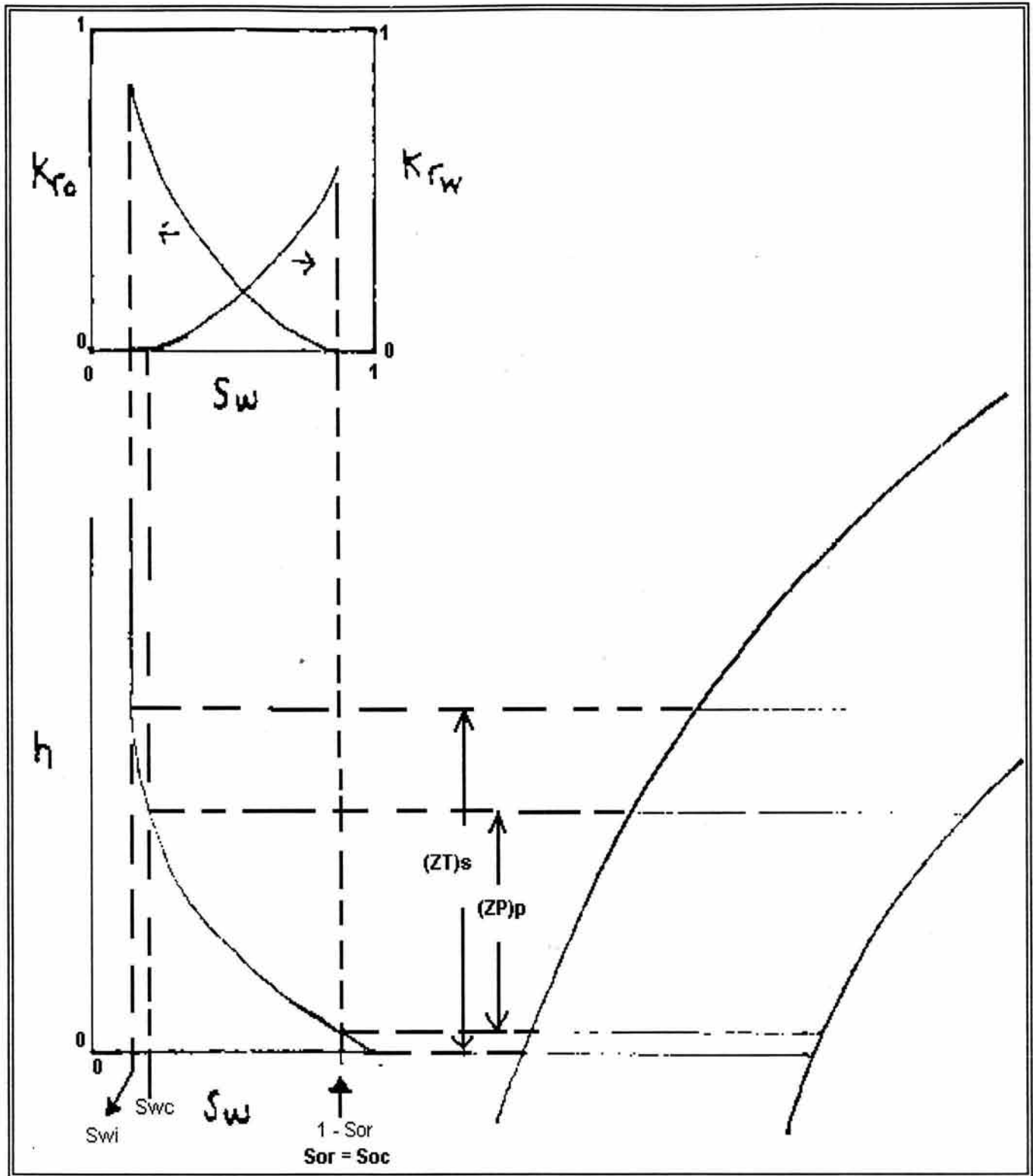


Figura IV.85 Relación de permeabilidades relativas-distribución de fluidos para un yacimiento homogéneo con aceite bajosaturado.

V . CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La Caracterización Estática de Yacimientos es fundamental para conocer y entender la anatomía del yacimiento y con ello poder aplicar el ó los métodos más apropiados, con el fin de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos.
- La toma de muestras de roca permite la inspección directa de la formación y permite realizar mediciones de las propiedades geológicas y petrofísicas, las cuales son el común denominador para describir el yacimiento.
- Los resultados obtenidos del análisis de muestras de roca dependen enormemente del tipo de muestra (afloramiento, recortes o núcleos) con que se cuente.
- La variedad de los ambientes de depósito que generan los sedimentos, da como resultado extensas variaciones en las propiedades físicas y químicas de las rocas. Las propiedades físicas de cada metro de muestra de roca, así como la apariencia total de ésta y los cambios en esas propiedades con respecto a la profundidad y al área, son de suma importancia en la caracterización del yacimiento.
- Los datos obtenidos del análisis de muestras de roca, a condiciones de laboratorio, difieren de los valores reales que se tienen en el yacimiento, esto debido a que las condiciones que prevalecen en el yacimiento no son frecuentemente las mismas que en el laboratorio. Esto deberá de tomarse en cuenta en la interpretación de tales datos.

- El análisis de muestras de rocas no solo proporciona información para la caracterización del yacimiento, sino que esta información también puede ser utilizada en la alimentación de simuladores numéricos, calibración e interpretación de registros geofísicos de pozos, análisis del comportamiento del yacimiento, análisis en la implantación de métodos de recuperación primaria, secundaria o terciaria, apoyo en el análisis de pruebas de producción, etc.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda establecer objetivos para el programa de análisis de muestras de roca, así como la selección del punto de muestreo de ésta. Para núcleos de fondo de pozo, es necesario establecer un programa de análisis de muestras antes de la perforación, qué tipo de núcleo se requerirá, además el manejo y preservación de los núcleos deberá estar dentro de tal programa.
- El costo de extracción de muestras de roca depende del tipo y cantidad que se requiera; es por ello que se recomienda que el manejo, el cuidado y la preservación deben realizarse adecuadamente.
- Debe realizarse un apropiado manejo, cuidado, empaquetado y preservación de las muestras de roca ya que estas condiciones son esenciales para obtener datos representativos y confiables.
- Debe llevarse a cabo una combinación adecuada de datos obtenidos mediante otras fuentes (registros geofísicos de pozos, sísmica, pruebas de presión, etc) con datos obtenidos del análisis de muestras de roca para lograr una mayor y mejor confiabilidad de éstos.
- Aunque la confiabilidad de los datos obtenidos de los registros geofísicos y de otra fuentes en la mayoría de las ocasiones es buena, siempre será recomendable poder tener una muestra de roca para conocer la confiabilidad de tales datos.

NOMENCLATURA

A	área transversal de la muestra
<i>a</i>	factor geométrico
A_T	tensión de adhesión
Boi	factor de volumen inicial del aceite
C	compresibilidad
Cf	compresibilidad de la formación
$\text{Cos } \theta_{a/w}$	coseno del ángulo de contacto
Cp	compresibilidad de los poros
Cr	compresibilidad de la roca
Cs	compresibilidad de los sólidos
d	diámetro de la partícula(granos)
E	caída de potencial entre dos puntos de un conductor
E_{ab}	caída de potencial eléctrico entre los puntos de a y b.
E_s	potencial de electrofiltración
F	factor de formación
f	factor de proporcionalidad
F_e	factor efectivo de formación
g	aceleración de la gravedad
h	altura
I	intensidad de corriente que pasa por el conductor
<i>I</i>	índice de resistividad
K	permeabilidad
K_a	permeabilidad absoluta
K_{ef}	permeabilidad efectiva a un fluido
K_{eg}	permeabilidad efectiva al gas
K_{eo}	permeabilidad efectiva al aceite
K_{ew}	permeabilidad efectiva al agua
K_f	permeabilidad a un fluido
K_g	permeabilidad al gas
K_g, K_o y K_w	permeabilidades al gas, aceite y al agua

K_L	permeabilidad al líquido
K_m	permeabilidad de la matriz
K_{MAX}	permeabilidad horizontal máxima
K_{rf}	permeabilidad relativa a un fluido
K_{rg}	permeabilidad relativa al gas
K_{ro}	permeabilidad relativa al aceite
K_{rw}	permeabilidad relativa al agua
K_s	permeabilidad secundaria
K_v	permeabilidad vertical
L	longitud
L_a	longitud del medio tortuoso
M	masa
m	factor de cementación
n	factor de saturación
N	volumen original de aceite
N_p	número de nodos que caen en el espacio poroso
N_t	número total de nodos
P	presión
P_a	presión atmosférica
P_c	presión capilar
P_e	presión a la entrada de la muestra
P_{ef}	presión efectiva
P_{fm}	presión en la fase mojante
P_{fmm}	presión en la fase no mojante
P_i	presión interna
P_m	presión media de flujo
P_{ob}	presión de sobrecarga
P_s	presión a la salida de la muestra
\bar{q}_g, \bar{q}_o y \bar{q}_w	gastos de gas, aceite y agua a condiciones medias de flujo
\bar{q}_f	gasto de fluido que circula, medido a presión media de flujo
r	resistencia eléctrica del conductor
R	resistividad eléctrica

r_{ab}	resistencia ente los puntos de a y b.
R_o	resistividad de la roca cuando $S_w = 100\%$
R_t	resistividad de la roca cuando $S_w < 100\%$
R_w	resistividad del agua
S_f	saturación del fluido
S_g	saturación de gas
S_o	saturación de aceite
S_w	saturación de agua
S_{wi}	saturación de agua inicial
t	tiempo
V	volumen
V_p	volumen de poros
V_{pc}	volumen de poros comunicados
V_{ps}	volumen poros secundarios
V_r	volumen de roca
V_s	Volumen de sólidos
V_t	Volumen total de roca
w	velocidad rotacional de la centrifuga
W_1	peso 1
Z	coordenada vertical

Símbolos griegos

ϕ	unidad phi, porosidad
ϕ_1	porosidad primaria
ϕ_2	porosidad secundaria
ϕ_a	porosidad absoluta
ϕ_e	porosidad efectiva
ϕ_t	porosidad total
μ_f	viscosidad del fluido
μ_g, μ_o y μ_w	viscosidades del gas, aceite y agua

ρ	densidad
ρ_a	densidad aparente
ρ_b	densidad total
ρ_f	densidad del fluido
ρ_{ma}	densidad de la matriz
ρ_r	densidad de la roca
ρ_{r-f}	densidad del sistema roca-fluido
σ	tensión interfacial
$\sigma_{a/w}$	tensión superficial aire-agua (dinas/cm.)
σ_{SO}	tensión interfacial entre el sólido y la fase (fluido) menos densa.
σ_{SW}	tensión interfacial entre el sólido y la fase (fluido) más densa.
σ_{wo}	tensión interfacial entre los fluidos.
θ	ángulo de contacto
ζ	potencial "zeta" de la sustancia del núcleo con respecto al liquido en movimiento.
τ	tortuosidad
τ_e	tortuosidad efectiva
ρ	diferencia de densidades entre el fluido 1 y el fluido 2.
Δt	tiempo de tránsito
Δt_f	tiempo de tránsito del fluido
Δt_m	tiempo de tránsito de la matriz

REFERENCIAS

1. Villamar V. Manuel. "Apuntes de Caracterización de Formaciones"
2. Leroy. W. "Subsurface Geology: Petroleum Mining Construction", 5 edición, Colorado, 1958.
3. Compton R. "Geología de Campo". Pax-México, 1970.
4. Dare K.: "Coring Part 1 – "Why it is done?"", World Oil, March 1985.
5. Park Art.: "Coring Part 2 – "Core barrel types and uses"", World oil, April 1985.
6. Whittarker A. "Coring Operations, Procedures for Sampling and Analysis of Bottomhole", Boston, International Human Resources Development, 1985.
7. Vera T. "Estratigrafía Principios y Métodos", Editorial Rueda, 1994.
8. EWM. Heinrich. "Petrografía Microscópica", Editorial Omega, 1960.
9. Emmons, William H.,...et al, Traducción Álvarez. "Geología, Principios y Procesos", New York, McGraw-Hill, 1963.
10. <http://plata.uda.cl/minas/apuntes/Geologia/geologiageneral/geogenap.html>
11. Robinson. "Geología Física Básica", Limusa, 1990.
12. Monicard. "Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis", Houston Texas, 1980.
13. Hurlbut. "Manual de Mineralogía de Dana", Raverte S.A, 1974.
14. Sheidegger. "The Physics of Flow Through Porous Media", Toronto, 1963
15. Pirson S. "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", Barcelona, Omega, 1965.
16. Garaicochea F., Bashbush B. "Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos". División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, 1987.
17. Hernández G." Compresibilidad de Yacimientos". Tesis, México 2004.
18. Martínez de la Rosa JJ. "Aplicación del Método Potenciómetro a la Medición de Resistividades de Rocas Porosas Saturadas". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 1972.

19. Tiab & Donaldson. "Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", GULF Professional Publishing, Houston TX, 1999.
20. Citado por Tiab & Donaldson: Collins, R. E. And Cook, C.E., Jr. "Fundamental Basic for the Contact Angle and Capillary Pressure". Trans. Faraday Soc., Vol. 55,1959.
21. Citado por Tiab & Donaldson: Benner, F.C. and Bartell. "The Efect of Polar Impurities upon Capillary and Surface Phenomena in Petroleum Production". Drilling and Production Practices, Am. Pet Inst., New York, 1941.
22. Amyx, J. "Petroleum Reservoir Engiennering". Mac Graw-Hill, USA, 1989
23. Villamar V. Manuel. "Apuntes de Caracterización de Yacimientos".

BIBLIOGRAFÍA

1. Amyx, J. "Petroleum Reservoir Engiennering". Mac Graw-Hill, USA, 1989
2. An Operator's Manual. "Water Problems in Oil Pruduction", Second edition, Tulsa, Oklahoma, USA, 1970.
3. Anderson G. "Coring and Core Analysis, Handbook". Petroleum Publishing Company. 1975.
4. Citado por Tiab & Donaldson: Benner, F.C. and Bartell. "The Efect of Polar Impurities upon Capillary and Surface Phenomena in Petroleum Production". Drilling and Production Practices, Am. Pet Inst., New York, 1941.
5. Citado por Tiab & Donaldson: Collins, R. E. And Cook, C.E., Jr. "Fundamental Basic for the Contact Angle and Capillary Pressure".Trans. Faraday Soc., Vol. 55,1959.
6. Compton R. "Geología de Campo". Pax-Mexico, 1970.
7. Dare K. "Coring Part 1 - "Why it is done?"" , World Oil, March 1985.
8. Emmons, Wiliam H.,...et al, Traducción Álvarez. "Geología, Principios y Procesos", New York, McGraw-Hill, 1963, pp. 61-65.
9. Erling Fijaer. "Petroleum Related Rock Mechanics"
10. F. Jerry Lucia. "Carbonate Reservoir Characterization"
11. Garaicochea P., Bashbush B. "Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos". División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo. 1987
12. Guillemot. "Geología del Petróleo", Madrid,1971.
13. Heinrich. "Petrografía Microscópica", Edit. Omega, 1960.
14. Hernández G. " Compresibilidad de Yacimientos". Tesis, México 2004.
15. <http://plata.uda.cl/minas/apuntes/Geologia/geologiageneral /geogenap.html>
16. Hurlbut. "Manual de Mineralogía de Dana", Raverte S.A, 1974.
17. Leroy W. "Subsurfase Geology: Petroleum Mning Cnstruction", 5 edición, Colorado, 1958.

18. Martínez de la Rosa JJ. "Aplicación del Método Potenciómetro a la Medición de Resistividades de Rocas Porosas Saturadas". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Julio de 1972.
19. Monicard. "Properties of Reservoir Rocks: Core analysis", Houston Texas, 1980.
20. Park Art. "Coring Part 2 - "Core Barrel Types and Uses"", World Oil, April 1985.
21. Park Art. "Coring Part 3 - "Planing the Job"", World Oil, May 1985
22. Pirson S. "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", Barcelona, Omega, 1965.
23. Pláticas. "Laboratorio de Análisis de Núcleos Fracturados"
24. Robinson. "Geología Física Básica", Limusa, 1990.
25. Schlumberger. "Interpretación de Perfiles". Volumen I-Fundamentos.
26. Sheidegger. "The Physics of Flow Through Porous Media", Toronto, 1963.
27. Tiab & Donaldson. "Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", GULF Professional Publishing, Houston TX, 1999
28. Vera T. "Estratigrafía Principios y Métodos" , Edit: Rueda,1994.
29. Villamar V. "Apuntes de Caracterización de Formaciones"
30. Villamar V. "Apuntes de Caracterización de Yacimientos"
31. Whittarker A. "Coring Operations, Procedures for Sampling and Analysis of Bottomhole", Boston, International Human Resources Development, 1985. Whittarker A. "Coring Operations, Procedures for Sampling and Analysis of Bottomhole", Boston, International Human Resources Development, 1985.