



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCALAS DE CARACTERIZACION DE
YACIMIENTOS PETROLEROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

SANDRA GOMEZ HERNANDEZ

26 8013

MEXICO, D.F.

1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-024

SRITA. SANDRA GOMEZ HERNANDEZ
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 :

ESCALAS DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS

	RESUMEN
	INTRODUCCION
I	DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS
II	CARACTERIZACION MICROSCOPICA
III	CARACTERIZACION MESOSCOPICA
IV	CARACTERIZACION MACROSCOPICA
V	CARACTERIZACION MEGASCOPICA
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, 3 de agosto de 1998
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Tesis:

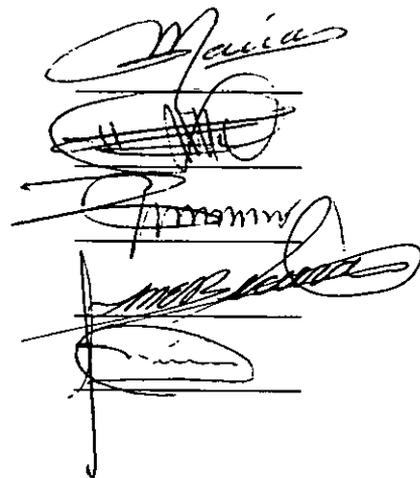
Escalas de Caracterización de Yacimientos
Petroleros

Por: Sandra Gómez Hernández

Director de Tesis: Ing. Manuel Villamar Viguera

J u r a d o :

Presidente:	Ing. Salvador Macías Herrera
Secretario:	Ing. Maximino Meza Meza
Vocal:	Ing. Manuel Villamar Viguera
Primer Suplente:	M. en I. Mario Becerra Zepeda
Segundo Suplente:	M. en I. Néstor Martínez Romero



México, D. F., Ciudad Universitaria, octubre de 1998.

*Hay hombres que luchan un día
y son buenos.
hay hombres que luchan una semana
y son más buenos.
hay hombres que luchan un año
y son mejores.
hay hombres que luchan toda la vida.
ellos son los imprescindibles.*

B. Brech.





Agradecimientos:

A la Universidad Nacional Autónoma de México y especialmente a la Facultad de Ingeniería, por darme la oportunidad de ser parte de ella y así poder realizar este sueño.

A mis profesores de la Facultad de Ingeniería, quienes no solamente contribuyeron a mi formación profesional, sino también, reafirmaron mis valores sobre la vida.

Al Ing. Manuel Villamar Viguera, por darme la oportunidad de realizar este trabajo, así como por sus valiosos consejos y su infinita paciencia.

A todas aquellas personas que de una u otra forma hicieron posible la culminación de este trabajo.



Dedicatorias:

A mi madre Guadalupe Hernández Rodríguez, por la oportunidad que me diste de vivir. De ti aprendí que no importa que tan difícil se presente la vida, todo es posible cuando uno se esfuerza. Gracias por todo tu amor.

A mis hermanos, al recuerdo de nuestra niñez juntos, en especial a mi hermana Adriana, porque se que siempre puedo contar contigo, gracias.

A la Sra. Amparo y a Valentina, por la ayuda que me brindaron durante estos años, pero sobre todo por el cariño y apoyo que siempre me han dado, sin su ayuda jamás lo hubiera logrado. Gracias.

A mis hijos Israel y Sandra:

*Porque la oportunidad que me dio la vida de conocerlos,
es una de las cosas más maravillosas que me ha pasado,
su vida cambió la mía.*

*Porque a pesar de todo lo que implica esto para ustedes
siempre me ayudaron a lograrlo.*

*Espero que esto ayude a mostrarles que todo es posible,
cuando uno se esfuerza.*

Los amo.

*Y muy en especial al Ing. Eustaquio Sánchez Medina, sin ti esto no
hubiera sido posible:*

*Gracias, porque nunca me dejaste desistir,
porque no importa que tan oscuro,
difícil y solitario parece algunas veces el futuro,
siempre encuentro tu mano para sostenerme.*

*Pero sobre todo por el gran amor que me has dado,
contigo supe que la vida se había reconciliado conmigo.*

Te amo.

Sandra.

CONTENIDO

	página
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	3
I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	6
I.1 Caracterización de yacimientos petroleros.	6
I.2 Clases de caracterización.	6
I.2.1 Caracterización de la roca.	7
I.2.2 Caracterización de fluidos.	9
I.2.3 Caracterización del sistema roca-fluidos.	10
I.3 Tipos de caracterización.	10
I.3.1 Caracterización cualitativa.	11
I.3.2 Caracterización cuantitativa.	11
I.4 Fuentes de información para realizar la caracterización de un yacimiento petrolero.	11
I.4.1 Datos de perforación de pozos.	11
I.4.2 Muestras de roca (recortes y núcleos).	12
I.4.3 Registros geofísicos.	13
I.4.4 Pruebas de formación.	14
I.4.5 Pruebas de variación de presión.	15
I.4.6 Levantamientos sísmicos.	15
I.4.7 Historias de presión-producción.	16
I.4.8 Muestras de hidrocarburos.	16
I.4.9 Muestras de agua.	17
I.5 Escalas de caracterización.	17

II	CARACTERIZACIÓN MICROSCÓPICA	21
II.1	Muestras de roca.	22
II.1.1	Recortes.	23
II.1.2	Núcleos.	24
II.2	Caracterización de la roca.	26
II.2.1	Caracterización geológica.	26
II.2.2	Caracterización petrofísica.	36
II.3	Caracterización del sistema roca-fluidos.	50
III	CARACTERIZACIÓN MESOSCÓPICA	58
III.1	Registros geofísicos de pozos.	60
III.1.1	Registros litológicos.	60
III.1.2	Registros de resistividad.	64
III.1.3	Registros de porosidad.	67
III.2	Caracterización de la roca.	73
III.2.1	Caracterización geológica.	74
III.2.2	Caracterización petrofísica.	81
III.3	Caracterización del sistema roca-fluidos.	87
IV	CARACTERIZACIÓN MACROSCÓPICA	95
IV.1	Pruebas de variación de presión en pozos.	97
IV.1.1	Pruebas en pozos productores.	97
IV.1.2	Pruebas en pozos inyectoros.	99
IV.1.3	Pruebas en pozos múltiples.	102
IV.2	Levantamientos sísmicos.	104
IV.3	Historias de producción y de presión.	104
IV.4	Caracterización de la roca.	105
IV.4.1	Caracterización geológica.	105
IV.4.2	Caracterización petrofísica.	114
IV.5	Caracterización del sistema roca-fluidos.	115

V	CARACTERIZACIÓN MEGASCÓPICA	119
V.1	Levantamientos sísmicos.	122
V.2	Caracterización de la roca.	123
V.2.1	Caracterización geológica.	123
V.2.2	Caracterización petrofísica.	137
V.3	Caracterización del sistema roca-fluidos.	140
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	147
	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	154

RESUMEN

El presente trabajo tiene dos propósitos: el primero es presentar las escalas de caracterización de yacimientos petroleros; el segundo, presentar los parámetros y aspectos que se consideran en cada una de las escalas de caracterización, así como métodos utilizados en su determinación.

En el Capítulo I, se presenta un panorama general de las clases y tipos de caracterización de yacimientos petroleros y las fuentes de información que se consideran en la realización de tales estudios.

En el Capítulo II, se indican los análisis más comunes que se realizan a muestras de roca, para obtener parámetros geológicos, petrofísicos y del sistema roca-fluidos, a escala microscópica, así como algunos métodos que se utilizan.

En el Capítulo III, se describen brevemente los registros geofísicos de pozos más utilizados en la caracterización de yacimientos, así también los parámetros y aspectos geológicos, petrofísicos y del sistema roca-fluidos que se determinan a escala mesoscópica y métodos que se usan para obtener dichos parámetros.

En el Capítulo IV, se abordan los aspectos generales de las pruebas de variación de presión en pozos, como importante fuente de información en la caracterización de yacimientos petroleros a escala macroscópica. Se señalan los principales parámetros y aspectos que se consideran a esta escala de caracterización y algunos métodos utilizados en su determinación.

En el Capítulo V, se exponen, en forma general, los aspectos básicos sobre el uso de información sísmica en la determinación de aspectos y parámetros geológicos que se utilizan en la caracterización megascópica. También se describen algunos métodos utilizados en la determinación de parámetros y aspectos petrofísicos y del sistema roca-fluidos relacionados a tal escala de caracterización.

Finalmente, se presentan conclusiones y recomendaciones resultantes del desarrollo del presente trabajo.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo y la evolución del hombre forman apenas un pequeño capítulo de la historia de la Tierra. La Tierra misma y sus transformaciones, enormes para nosotros, son al mismo tiempo una pequeña parte infinita, quizá un punto en la infinidad de la materia.

Como todo objeto material tiene su forma de existir en el espacio y en el tiempo, la humanidad ha vivido y vive en un espacio determinado del Globo Terráqueo, éste existe dentro del Sistema Solar, el cual forma parte de la Vía Láctea y ésta a su vez del Universo infinito. La humanidad, desde los inicios de su existencia, ha observado los múltiples fenómenos que la rodean y su existencia a través del tiempo, ha sido una curva de evolución constante. Pero no ha sido observador estático de dicha evolución, sino que ha estudiado, buscando la forma de interpretar los fenómenos, con el fin de conocerlos mejor para valerse de ellos y de esas enormes riquezas que la naturaleza le brinda, y así, construir su vida más feliz y en mejores condiciones.

El desarrollo de la humanidad, entre otras cosas, se ha fincado en su saber y destreza en torno al uso de los energéticos. Hace más de un siglo que el petróleo se erigió como la fuente energética por excelencia, habiendo cimentado y nutrido a la civilización de nuestros tiempos, tan pródiga en avances positivos como en grandes inconvenientes y amenazas.

Es indudable la importancia que tiene el petróleo en el desarrollo mundial y en la vida cotidiana. Hoy en día, es la principal fuente generadora de energía; de él, también se obtiene una gran diversidad de productos, que son usados en la industria textil, la agricultura, la petroquímica, etc.

Sin embargo, contar con el petróleo no es tarea fácil, sobre todo si se toma en cuenta que se localiza a grandes profundidades. En México la producción de hidrocarburos proviene de yacimientos que se encuentran a profundidades de hasta 6000 metros, tomando como referencia el nivel del mar.

Localizar los sitios donde la naturaleza almacena el petróleo y extraerlo requiere de estudios altamente especializados, que se llevan a cabo a través de modernas tecnologías, con la participación de profesionales, principalmente en las áreas de geología, geofísica e ingeniería petrolera.

Uno de los estudios más importantes a desarrollar, es conocido en ingeniería petrolera como caracterización de yacimientos petroleros. La caracterización de yacimientos petroleros tiene por objetivo conocer a detalle los yacimientos, a través de la determinación de sus propiedades, con lo que es posible establecer bases sólidas para su explotación racional. Ante un problema tan complejo, como lo es interpretar lo sucedido antes, durante y posterior a la conformación de un yacimiento petrolífero, el ingeniero de yacimientos recurre al método inductivo, que va de lo particular a lo general, es decir, divide el estudio de caracterización de yacimientos en escalas que consideran diferentes volúmenes de roca. Las escalas de caracterización van desde el análisis de muestras de roca pequeñas hasta el análisis del yacimiento completo, pasando por el volumen de roca comprendido entre dos pozos y el comprendido por el radio de investigación de los registros geofísicos, determinando las características de las rocas y del sistema roca-fluidos.

Los estudios de caracterización son de gran apoyo, por ejemplo, en actividades de desarrollo de campos, terminación de los pozos, conocimiento de reservas e implementación de programas óptimos de recuperación primaria, secundaria y mejorada de hidrocarburos.

Así, la habilidad para caracterizar los yacimientos petroleros con razonable grado de exactitud es de gran importancia, ya que es parte fundamental en la optimización de la explotación del yacimiento.

Aspectos referentes a las escalas de caracterización de yacimientos petroleros, se tratan en el presente trabajo.

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

I.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS.

La caracterización de yacimientos petroleros consiste en realizar diversos estudios para conocer a detalle, cualitativa y cuantitativamente, las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en ellas, como son: la geometría del yacimiento y el volumen de hidrocarburos almacenado, las propiedades físicas de la roca y las fisicoquímicas de los fluidos.

Con esta información se puede elaborar, por ejemplo, el modelo que permite simular el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción, elegir aquél que conlleve a la óptima explotación técnico-económica, lo que implica minimizar, tiempo, recursos humanos y financieros.

I.2 CLASES DE CARACTERIZACIÓN.

Un yacimiento petrolero es un lugar privilegiado del subsuelo donde se han presentado eventos geológicos favorables, distribuidos en el tiempo y el espacio, que han originado la acumulación de hidrocarburos^{1*}.

* Referencias al final.

Un yacimiento petrolero está formado por una *roca*, que hace las veces de trampa y recipiente, y los *fluidos* (hidrocarburos y agua) que la saturan. El contacto entre las rocas y los fluidos forman un *sistema roca-fluidos*, característico para cada yacimiento. De acuerdo con lo anterior, deben realizarse caracterizaciones a la roca, a los fluidos y al sistema roca-fluidos que se genera.

I.2.1 Caracterización de la roca.

La roca almacenadora de hidrocarburos debe ser caracterizada de acuerdo a los siguientes aspectos.

Caracterización geológica.

Para realizar esta caracterización es necesario recopilar y procesar todo tipo de información geológica del subsuelo. Esta información se puede obtener de registros geofísicos de pozos, muestras de roca, pruebas de variación de presión, datos sísmicos, etc. Con esta información se pueden obtener características del yacimiento, como son: litología y zonificación, tipo de trampa, tipos de límites, geometría, profundidad, relieve, cierre estructural, distribución de fluidos, etc².

Para tener una buena caracterización geológica, tal información deberá ser correctamente correlacionada. En la figura 1.1 se muestra un diagrama que comprende los aspectos generales de la caracterización geológica.

Caracterización sísmica.

La geofísica es uno de los medios más poderosos con que se cuenta actualmente para la exploración y la explotación petrolera. La caracterización sísmica se realiza haciendo uso de los datos provenientes de los diferentes trabajos sísmicos que se llevan a cabo en las áreas petroleras. Tales datos permiten hacer interpretaciones estructurales y estratigráficas, a detalle, de la corteza terrestre, con el fin de localizar condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos.

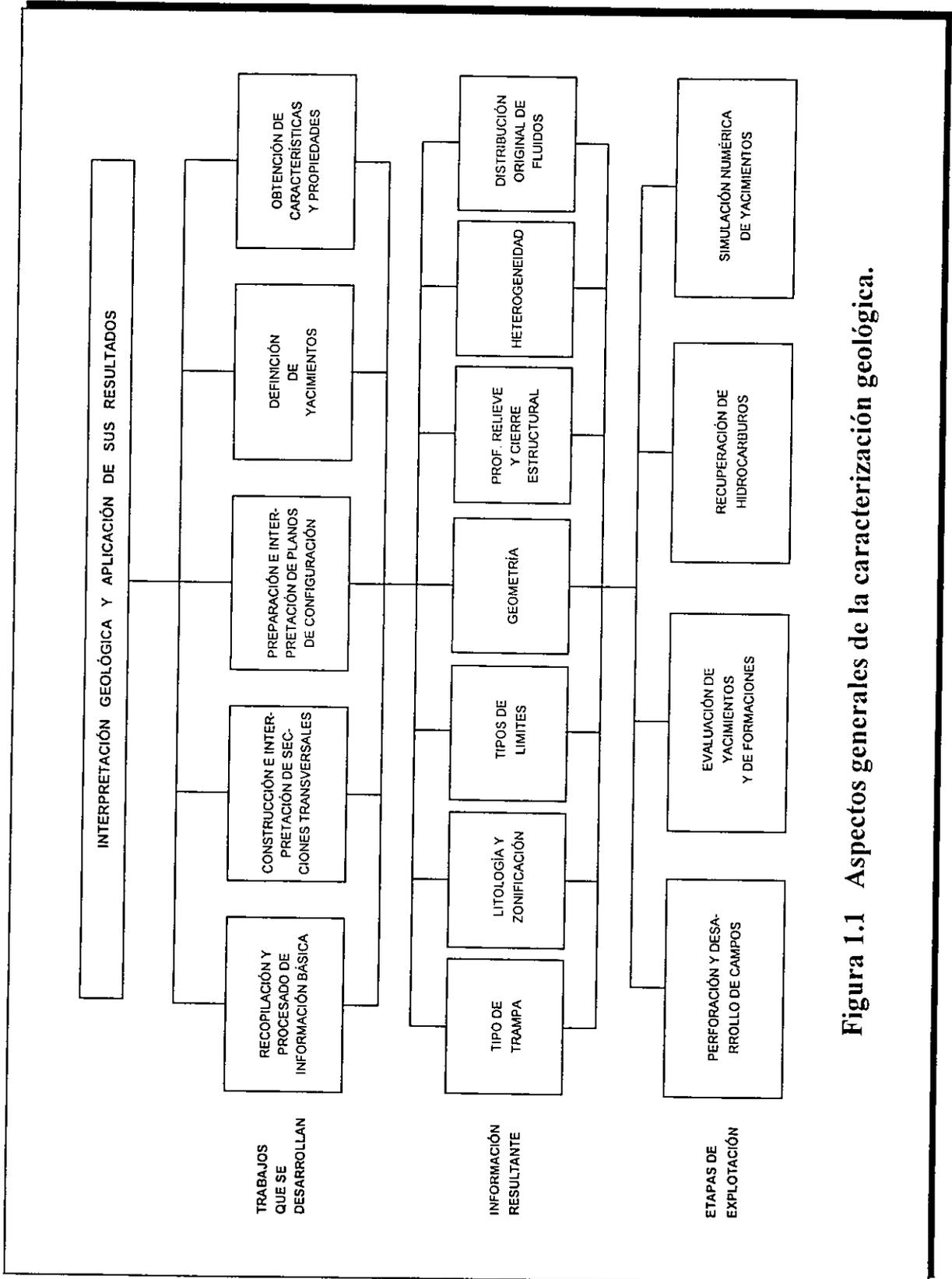


Figura 1.1 Aspectos generales de la caracterización geológica.

Caracterización petrofísica.

El conocimiento de las características físicas de las rocas de un yacimiento es indispensable para comprender su naturaleza y su comportamiento.

La caracterización petrofísica se realiza mediante la integración de datos que se obtienen de núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión, principalmente. Una correcta correlación de esta información aporta datos para determinar propiedades físicas del medio poroso, como son: la porosidad, la permeabilidad absoluta, la compresibilidad, así como también aspectos relacionados con la textura de la roca, como: la forma, el tamaño, la clasificación y el empacamiento de los granos.

I.2.2 Caracterización de fluidos.

Los espacios porosos de todas las rocas almacenadoras están ocupados por agua, aceite y/o gas. Para entender y predecir en forma correcta el comportamiento de los yacimientos, es fundamental conocer las propiedades y características físicas y químicas de los fluidos contenidos en ellos.

Caracterización del agua.

El agua se encuentra en todas las rocas porosas del subsuelo y puede estar sola o acompañada de hidrocarburos. En algunas ocasiones es el fluido más abundante en los yacimientos petroleros. Es importante conocer las características y propiedades del agua porque se produce muchas veces simultáneamente con el aceite y/o el gas; además, porque con frecuencia contribuye con su energía a la producción de hidrocarburos.

El agua se caracteriza principalmente por medio de análisis de muestras de agua en el laboratorio y por interpretación de registros geofísicos de pozos. Los parámetros que comúnmente se obtienen, son: salinidad, composición, factor de volumen, viscosidad, densidad, relación de solubilidad del gas en el agua y resistividad eléctrica.

Caracterización de hidrocarburos.

Los hidrocarburos (aceite y gas) son mezclas naturales, de composición química compleja, que se encuentran a presiones y temperaturas elevadas en los yacimientos.

Su caracterización se lleva a cabo mediante análisis de muestras de hidrocarburos a nivel laboratorio o de campo, así como a partir de correlaciones en las que se consideran propiedades de los hidrocarburos. Entre los parámetros que se pueden obtener están: los factores de volumen, las viscosidades, la relación gas-aceite de producción, la densidad, los puntos de burbuja y de rocío, la relación de solubilidad², etc.

I.2.3 Caracterización del sistema roca-fluidos.

Como ya se mencionó, los yacimientos están integrados por la roca y los fluidos contenidos en ella, formando un sistema roca-fluidos.

Para realizar la caracterización del sistema roca-fluidos, es necesario recopilar, procesar y analizar, en forma combinada, información que proviene de muestras de rocas con sus fluidos saturantes y de los componentes en forma independiente, de registros geofísicos de pozos, de pruebas de formación y de pruebas de variación de presión, para determinar, entre otros parámetros: saturación de los fluidos, resistividad eléctrica, mojabilidad, presión capilar, tensión interfacial, permeabilidades relativas y efectivas.

I.3 TIPOS DE CARACTERIZACIÓN.

En la caracterización de yacimientos petroleros, el objetivo principal es conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, tanto cualitativa como cuantitativamente, por lo que se consideran dos tipos de caracterización: *cualitativa* y *cuantitativa*.

I.3.1 Caracterización cualitativa.

La caracterización cualitativa consiste en determinar parámetros o aspectos que permiten calificar diferentes propiedades geológicas, petrofísicas y del sistema roca-fluidos, a las diferentes escalas de caracterización. Entre los parámetros y aspectos propios de la caracterización cualitativa de un yacimiento, se tienen: la litología, la presencia de hidrocarburos y la identificación de cuerpos permeables.

I.3.2 Caracterización cuantitativa.

En la caracterización cuantitativa de los yacimientos petroleros se determina información que permite cuantificar propiedades geológicas, petrofísicas y del sistema roca-fluidos, a las diferentes escalas de caracterización. Entre los parámetros fundamentales para la caracterización cuantitativa del yacimiento, se tienen: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos y la compresibilidad de la formación.

I.4 FUENTES DE INFORMACIÓN PARA REALIZAR LA CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO PETROLERO.

Los estudios de los yacimientos petroleros involucran diversas fuentes de información. Desde que se inicia la exploración, posteriormente con la perforación de los pozos y a lo largo de la vida productiva del yacimiento se realizan diversas actividades que proporcionan información valiosa para la caracterización del yacimiento. Entre las fuentes de información utilizadas en la caracterización de los yacimientos, se tienen: datos de perforación de pozos, muestras de roca, registros geofísicos de pozos, datos sísmicos y pruebas de formación y de variación de presión.

I.4.1 Datos de perforación de pozos.

Durante la perforación del pozo se recuperan muestras de roca del subsuelo y se toman algunos registros especiales del pozo, los cuales son analizados para determinar el potencial de la formación y localizar los intervalos que pueden almacenar hidrocarburos³.

Registro de lodo. El término *registro de lodo* es actualmente inapropiado, ya que bajo ese nombre se considera el continuo monitoreo de la operación de perforación, el análisis de los recortes, así como una gran variedad de datos. Estos datos se presentan usualmente en forma analógica contra la profundidad.

Registro de tiempo de perforación. Este es uno de los registros más rápidos de tomar, y se refiere simplemente al tiempo requerido para perforar un espesor unitario de formación. Este registro proporciona, además, el primer dato disponible sobre las formaciones perforadas. El tiempo de perforación es principalmente función del tipo de roca y de las condiciones en que se realiza la perforación.

Los cambios en los tiempos de perforación reflejan los tipos de roca; por ejemplo, las arenas porosas tienden a ser perforadas más rápidamente que las lutitas. En secuencias de arenas y lutitas, el registro de tiempo de perforación tiende a coincidir con el registro SP o con la curva de Rayos Gamma.

Análisis de lodo. El lodo es analizado para detectar la presencia de aceite y/o gas. La presencia de aceite se determina mediante la fluorescencia en una muestra de lodo, el color de la fluorescencia es generalmente característico de la densidad del aceite. La presencia del gas en el lodo se determina midiendo continuamente las propiedades del lodo.

I.4.2 Muestras de roca (recortes y núcleos).

Las muestras de roca de los yacimientos petroleros se obtienen en la superficie, de los cedazos por donde pasa el lodo de perforación al salir del pozo, o en el subsuelo, por medio de operaciones de corte de núcleos. En la superficie se recuperan sólo pedazos pequeños, llamados recortes, en tanto que del subsuelo se recuperan volúmenes de roca relativamente grandes con el núcleo de fondo o muestras pequeñas con el núcleo de pared.

Recortes.

Con los recortes se pueden obtener datos geológicos y petrofísicos, así como información de los hidrocarburos. El estudio de recortes incluye un análisis geológico del tipo de roca, un análisis de las propiedades de la roca y un análisis de muestras de gas y de aceite que contienen los recortes^{3, 4}.

Núcleos.

Un núcleo debe ser considerado como una fuente de información muy valiosa, que deberá ser analizado de acuerdo a un plan general cuidadosamente elaborado. Es cierto que algunas propiedades de la roca pueden obtenerse de mediciones menos directas (registros geofísicos y registros sísmicos); también es cierto que estas técnicas de evaluación de la formación proporcionan propiedades promedio que comprenden varios metros de sección vertical, así como una mayor distancia de las paredes del pozo, que la que abarcan los núcleos, pero ninguna de estas técnicas proporciona información tan detallada de las propiedades y heterogeneidades de una sección de la formación, como la que se obtiene del análisis de núcleos, en el laboratorio⁵.

I.4.3 Registros geofísicos.

Un registro geofísico de un pozo se define como la representación digital o analógica de una propiedad de la roca o del sistema roca-fluidos en función de la profundidad⁶.

El objetivo de los registros geofísicos es medir parámetros bien definidos de las formaciones atravesadas por un pozo, ya sea en agujero descubierto o entubado. Los registros geofísicos representan propiedades como: resistividad o conductividad eléctrica, radioactividad natural, transmisión de ondas acústicas, temperatura, etc.

Con base en interpretaciones cualitativas y cuantitativas de los registros geofísicos, se determinan propiedades de la formación, como lo son: la porosidad, el espesor y la saturación de agua. La información obtenida de los registros geofísicos ayuda en la preparación de mapas estructurales, de

isopacas y de isovolumen, así como en la identificación de espesores y de la profundidad de posibles zonas productoras (permeables).

I.4.4 Pruebas de formación.

Una prueba DST (Drill Stem Test) se corre normalmente en zonas de potencial indeterminado, principalmente en pozos que están siendo perforados; aunque estas pruebas se corren algunas veces en zonas productoras conocidas, en pozos de desarrollo.

Una prueba DST, incluye: un período corto de producción (el período inicial de flujo), un período corto de cierre (el incremento inicial de presión), un período largo de flujo (el segundo período de flujo) y el período largo de cierre (el incremento final de presión). La secuencia total de los eventos que ocurren en una prueba de formación, son registrados en gráficas de presión contra tiempo. En la figura 1.2 se muestra un caso típico de estas gráficas, en donde se aprecian los siguientes eventos: (1) introducción del registrador, (2) período inicial de flujo, (3) período inicial de cierre, (4) período final de flujo, (5) período final de cierre y (6) salida del registrador.

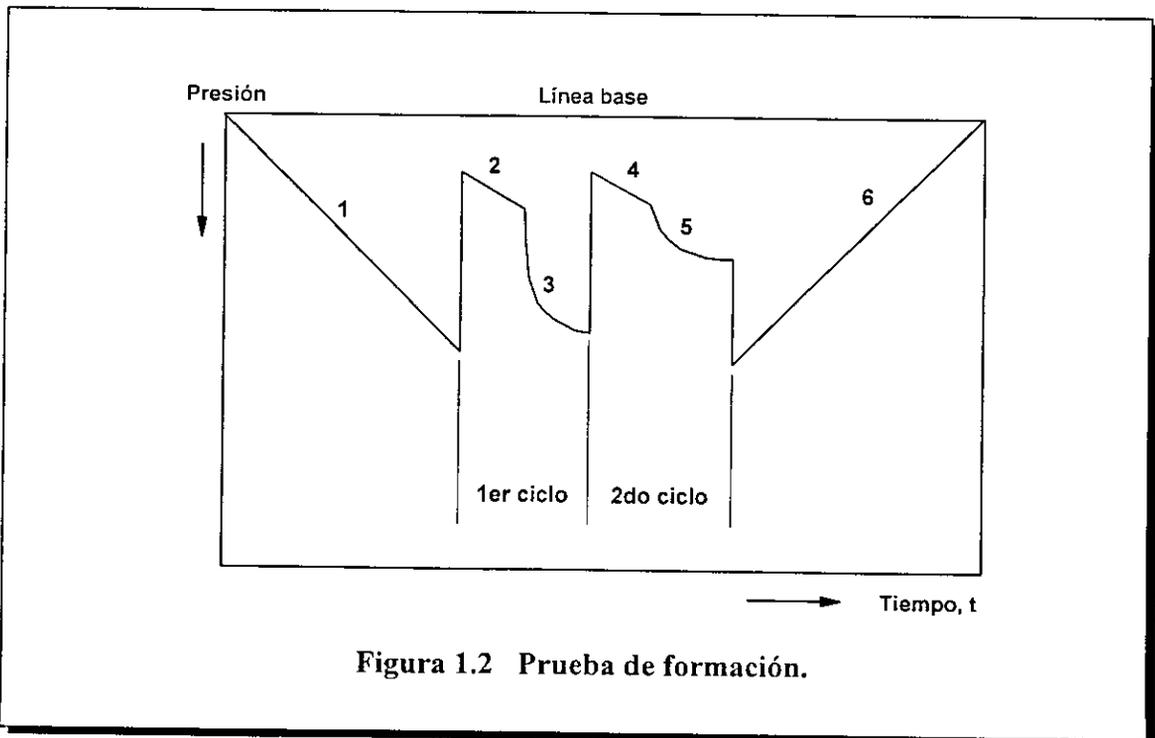


Figura 1.2 Prueba de formación.

Una prueba de formación bien realizada, proporcionará: una muestra del fluido presente en el yacimiento, una indicación de los gastos, una medida de la presión estática y de la presión de fondo fluyendo, la capacidad o potencial de la formación, la permeabilidad, los efectos de daño, el radio de daño, el índice de productividad y el radio de drene; bajo condiciones ideales, se pueden detectar fallas geológicas.

I.4.5 Pruebas de variación de presión.

La información acerca de las condiciones del yacimiento, evaluadas in-situ, son de gran importancia en los estudios de caracterización de yacimientos. El ingeniero de yacimientos, para estimar y predecir adecuadamente el comportamiento de un yacimiento, así como estimar producciones futuras, se basa en los datos de presión y gastos medidos a condiciones de fondo o superficie del pozo.

Las pruebas de presión consisten esencialmente en generar y registrar variaciones de presión en el fondo de uno o varios pozos durante un período de tiempo determinado. Estas variaciones de presión en el fondo se generan modificando las condiciones de producción o inyección de un pozo.

El objetivo de realizar una prueba de presión, es obtener información característica del sistema roca-fluidos que rodea a los pozos y de los pozos mismos a partir de variaciones de presión registradas en el fondo, las cuales representan la respuesta del yacimiento. Con esta información, y de acuerdo a un modelo de interpretación, es posible determinar parámetros del yacimiento y del pozo, tales como: la capacidad de flujo, el daño a la formación, la presión promedio del yacimiento, el volumen poroso, etc.

Existen distintos tipos de pruebas de variación de presión en pozos. Las más comunes son las pruebas de decremento e incremento de presión.

I.4.6 Levantamientos sísmicos.

Los levantamientos sísmicos proporcionan información que refleja la posición y características de las unidades rocosas con posibilidad de almacenar hidrocarburos.

El método de reflexión sísmica, es usado para hacer levantamientos sísmicos, haciendo uso de los tiempos requeridos por una onda sísmica (o pulso) engendrada en el subsuelo por una explosión de dinamita próxima a la superficie, para volver a ésta después de ser reflejada en las formaciones. Las reflexiones son registradas por instrumentos detectores colocados sobre el suelo, cerca del punto de explosión, que responden a los movimientos del subsuelo. Las variaciones en los tiempos de reflexión de un lugar a otro de la superficie, indican, por lo general, características estructurales de las rocas del subsuelo.

I.4.7 Historias presión-producción.

Las historias de producción son representaciones gráficas de los datos de producción reales del pozo o del yacimiento a lo largo de la vida productiva.

A través de la vida productiva de un pozo o de un yacimiento, los parámetros de producción (q_o , q_g , q_w , RGA, P_{wf} , P_{ws}) varían como consecuencia de los cambios de presión del yacimiento debido a la producción de hidrocarburos del yacimiento. Con los datos de producción registrados, es posible elaborar gráficas que describen el comportamiento de los parámetros de producción a través del tiempo, a estas gráficas se les conoce como gráficas de historia de producción.

I.4.8 Muestras de hidrocarburos.

El objetivo de muestrear hidrocarburos en los pozos, es obtener volúmenes de estos fluidos del yacimiento a condiciones originales.

Las muestras de hidrocarburos de los yacimientos pueden obtenerse básicamente en dos formas:

- a) *Muestreo de fondo.* Mediante esta técnica, por medio de una botella muestreadora o muestrero, que se coloca frente al intervalo productor o cerca de él, se obtienen muestras de hidrocarburos del fondo, a condiciones del yacimiento. La muestra recuperada se lleva al laboratorio en botellas de acero inoxidable que soportan altas presiones y temperaturas.

b) *Muestreo por recombinação*. Mediante esta técnica se obtienen muestras de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento, recombinando en el laboratorio volúmenes de aceite y de gas recuperados en un separador conectado al pozo en la superficie.

Por medio de análisis PVT se obtienen datos de las muestras de hidrocarburos, los cuales se utilizan en el cálculo de reservas de aceite y gas, en la predicción del comportamiento del yacimiento, para determinar las condiciones óptimas de separación, etc.

I.4.9 Muestras de agua.

Las muestras de agua de formación pueden obtenerse cuando se realiza una prueba de formación y se recuperan fluidos de la formación o en la superficie, en un separador conectado al pozo. Estas muestras son analizadas en el laboratorio para determinar, entre otros parámetros: la composición, el pH y la salinidad.

I.5 ESCALAS DE CARACTERIZACIÓN.

Los yacimientos petroleros pueden ser caracterizados considerando diferentes volúmenes de roca, es decir a distintas *escalas*. A continuación se presentan dos diferentes clasificaciones de escalas de caracterización.

Haldorsen⁷ propone cuatro escalas de caracterización: *Microscópica*, *Macroscópica*, *Megascópica* y *Gigascópica*. En la figura 1.3 se ilustran estas escalas.

Microscópica. Esta escala de caracterización se refiere a un volumen muy pequeño de la roca, esto es, a los poros y granos de arena.

Macroscópica. Esta escala de caracterización se refiere al tamaño convencional de muestras y núcleos que se analizan en laboratorio.

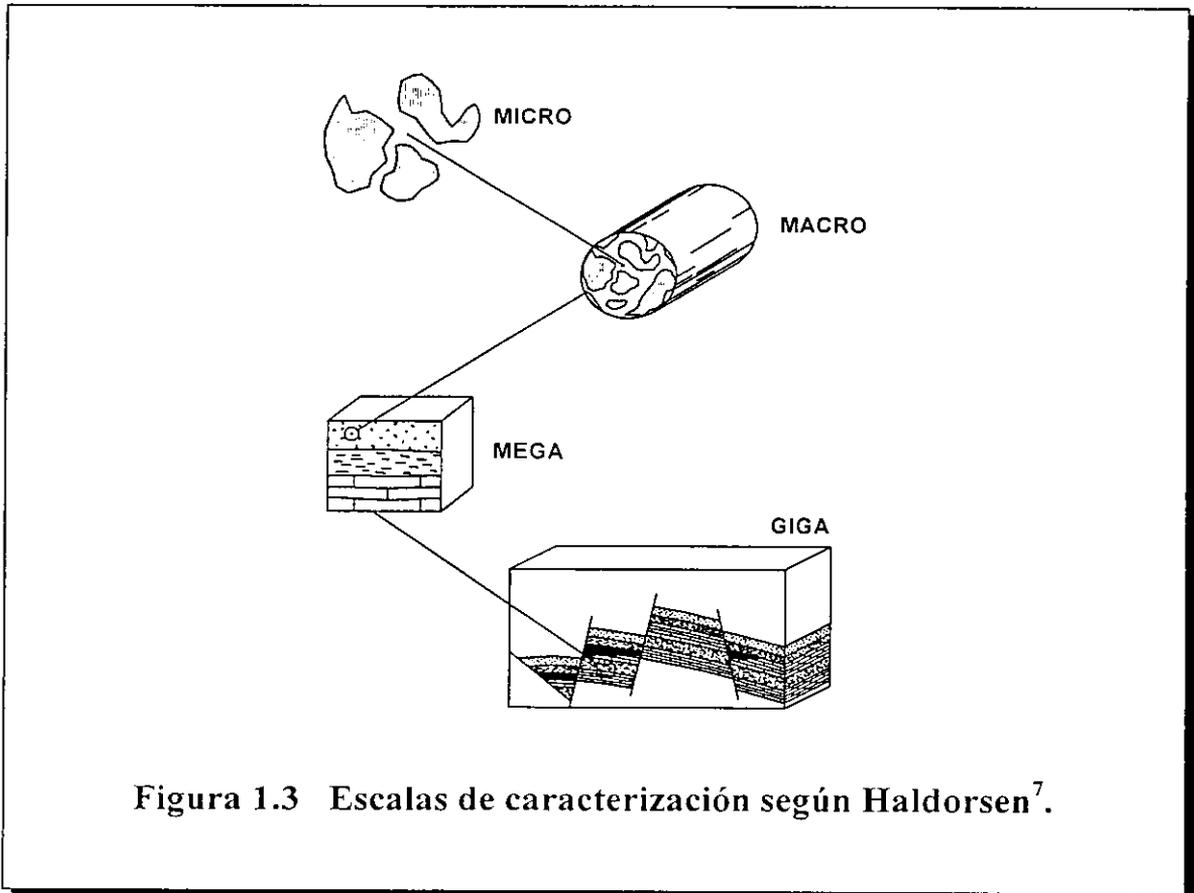


Figura 1.3 Escalas de caracterización según Haldorsen⁷.

Megascópica. Esta escala de caracterización está referida al tamaño de bloques en los modelos de simulación y se representa por el área de investigación de los registros geofísicos de pozos.

Gigascópica. Esta escala está referida a volúmenes muy grandes de roca y está representada por el área de investigación de las pruebas de variación de presión.

Lake⁸ propone también cuatro escalas de caracterización: *Microscópica*, *Mesoscópica*, *Macroscópica* y *Megascópica*. En la figura 1.4 se ilustran estas escalas.

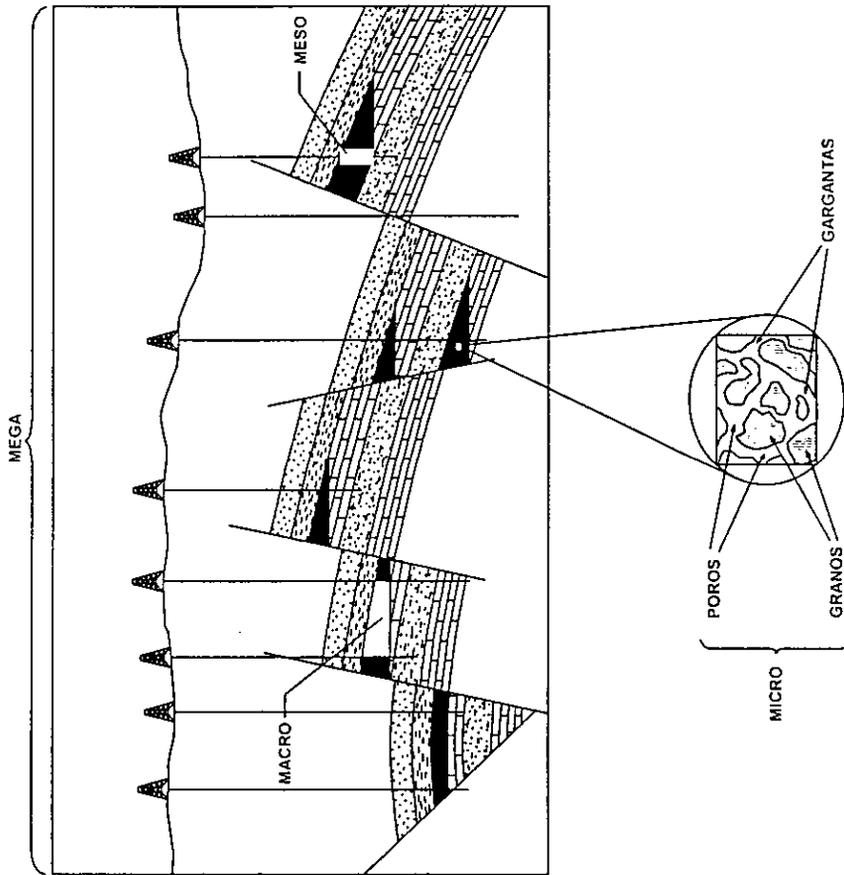


Figura 1.4 Escalas de caracterización según Lake⁸.

Microscópica. Es la escala de caracterización que se refiere a un volumen muy pequeño de roca, que contiene varios cientos de granos, y que generalmente se analiza en el laboratorio.

Mesoscópica. Es la escala referida a los límites verticales de capa, tipos de estratificación o cualquier otro aspecto geológico de escala pequeña, generalmente inferidos de registros geofísicos de pozos.

Macroscópica. Es la escala que está referida al espaciamiento entre pozos, generalmente inferida de pruebas de variación de presión en pozos o bien de correlaciones geológico-petrofísicas de pozos.

Megascópica. En esta escala se considera el volumen total del yacimiento, generalmente inferida de información sísmica y de algunos tipos de pruebas de variación en pozos, así como de correlaciones geológico-petrofísicas.

En este trabajo se consideran las escalas de caracterización de yacimientos petroleros propuestas por Lake.

CAPÍTULO II

CARACTERIZACIÓN MICROSCÓPICA

La caracterización microscópica es el estudio que se realiza sobre un volumen de roca muy pequeño, que contiene varios cientos de granos y que, generalmente, se estudia o analiza en un laboratorio. En la figura 2.1 se ilustra el volumen de roca sobre el cual se realiza esta escala de caracterización, así como las fuentes de información que se utilizan.

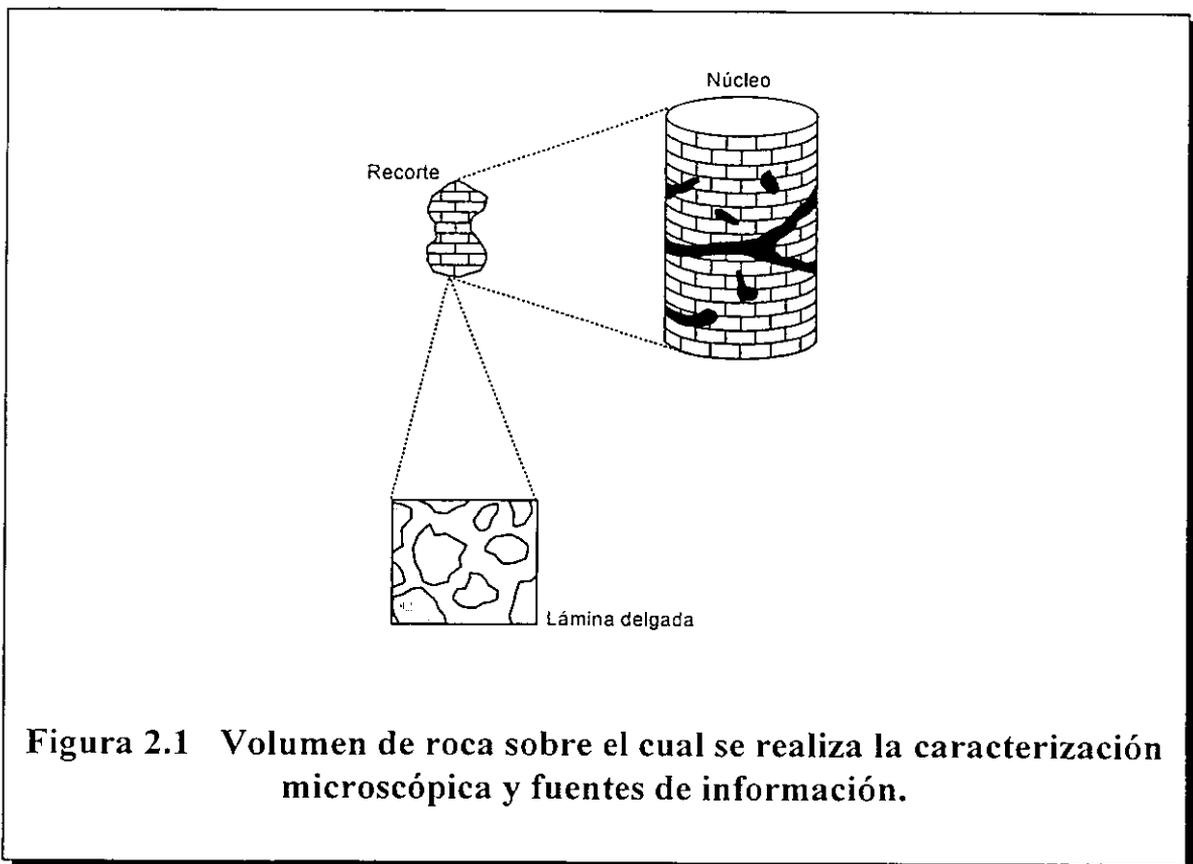


Figura 2.1 Volumen de roca sobre el cual se realiza la caracterización microscópica y fuentes de información.

En esta escala de caracterización, se incluyen los análisis de laboratorio efectuados a muestras pequeñas de roca, como son: *los recortes y los tapones*, así como a *láminas delgadas* obtenidas de dichas muestras. A esta escala es posible estimar: tamaño y geometría del grano y del poro, textura, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc. En la figura 2.2 se presenta un ejemplo de caracterización microscópica.

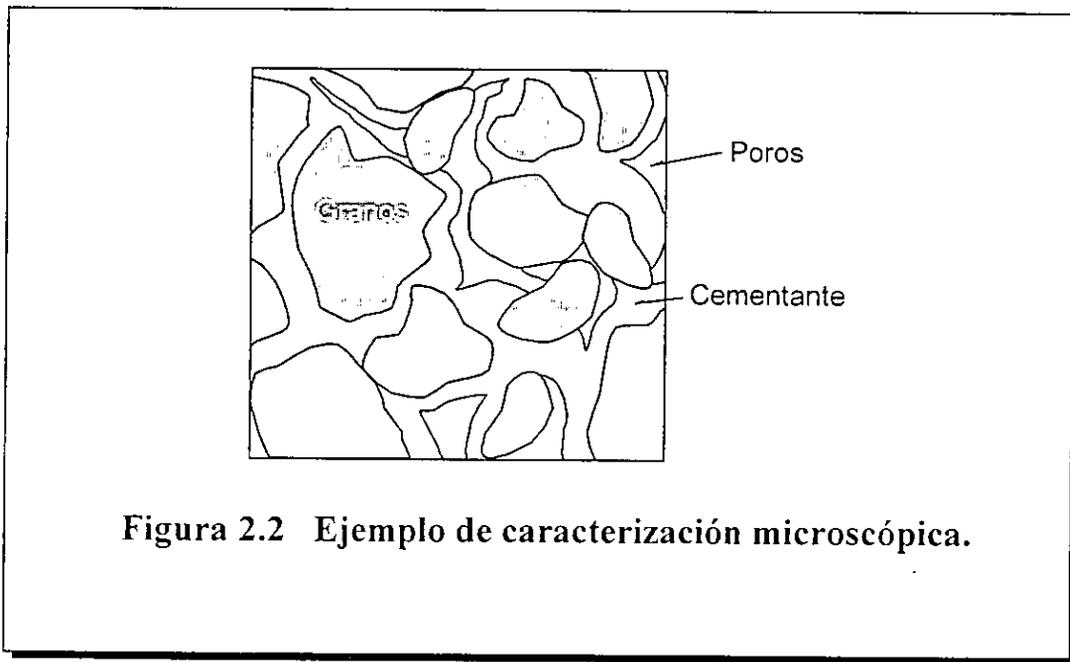


Figura 2.2 Ejemplo de caracterización microscópica.

II.1 MUESTRAS DE ROCA (RECORTES Y NÚCLEOS).

Las muestras de roca de los yacimientos pueden ser recuperadas básicamente de dos formas: durante la perforación del pozo se recuperan muestras pequeñas (recortes) y con operaciones de corte de núcleos se pueden recuperar muestras grandes o pequeñas (núcleos de fondo y núcleos de pared).

II.1.1 Recortes.

El objetivo del análisis de los recortes es obtener información geológica y petrofísica, así como de los hidrocarburos contenidos en ellas.

El análisis geológico consiste en observar las muestras microscópicamente, para obtener descripciones detalladas de los tipos de roca que se van atravesando con el pozo. Estas descripciones incluyen: color, textura, forma de grano, etc.

A partir del análisis de las propiedades de la roca se puede obtener, por ejemplo, la porosidad.

El análisis de recortes con respecto a los hidrocarburos que contienen, incluye³:

1. *Manchas de aceite.* En algunas muestras se pueden observar a simple vista manchas de color negro o verde entre los granos.
2. *Olor a hidrocarburos.* Una de las pruebas más simples para detectar la presencia de hidrocarburos, es el olor, el cual es percibido poco después de obtener las muestras. Otros olores, como sulfuros, pueden ser identificados.
3. *Fluorescencia.* Una muestra representativa se observa bajo luz ultravioleta, para determinar el porcentaje, la intensidad y el color de la fluorescencia.
4. *Análisis de cortes.* Se hacen cortes de la muestra y se analizan para determinar si existen trazas de aceite basándose en el color, mediante el uso de solventes.
5. *Análisis de gas en recortes.* Esta prueba se realiza extrayendo el gas de las muestras. La muestra se pulveriza y se sumerge en un líquido para determinar el volumen de gas.
6. *Prueba de ácido.* Para esta prueba se utiliza ácido clorhídrico diluido al 15%. Con esta prueba es posible determinar si existen ligeras manchas de aceite en rocas carbonatadas.

Estos análisis se realizan en recortes, pero también pueden ser realizados en núcleos.

II.1.2 Núcleos.

El objetivo de los análisis de núcleos es obtener características petrográficas y físicas de las rocas, así como del sistema roca-fluidos del yacimiento.

Análisis petrográfico del núcleo.

El análisis petrográfico se ocupa principalmente de determinar la textura, la composición mineralógica, así como el estudio de la composición química. Este análisis requiere de un examen macroscópico que se realiza a muestras de núcleos con la ayuda de una lupa, un análisis físico, un análisis químico y de una investigación microscópica. La mayoría de los datos de un análisis petrográfico se obtiene de la observación microscópica. Para estudios más delicados, como la identificación de minerales, es necesario el uso de técnicas con mayor poder de resolución, como son las que utilizan difractómetros de rayos-x y microscopios electrónicos (SEM o TEM).

Análisis petrofísico del núcleo.

La selección del tipo de análisis petrofísico depende, en gran parte, del tipo de roca, del tamaño del núcleo o de la muestra, y de la cantidad de información requerida. En la figura 2.3 se muestra un diagrama que comprende algunos de los procedimientos realizados en el análisis petrofísico de núcleos, en la determinación de algunas propiedades de la roca y del sistema roca-fluidos.

1. *Análisis convencional de núcleos.* Este es el tipo de análisis que con más frecuencia se realiza. En este análisis se determinan las propiedades petrofísicas básicas de una roca, como son la porosidad y la permeabilidad. De acuerdo al tamaño de la muestra, el análisis convencional toma los siguientes nombres:

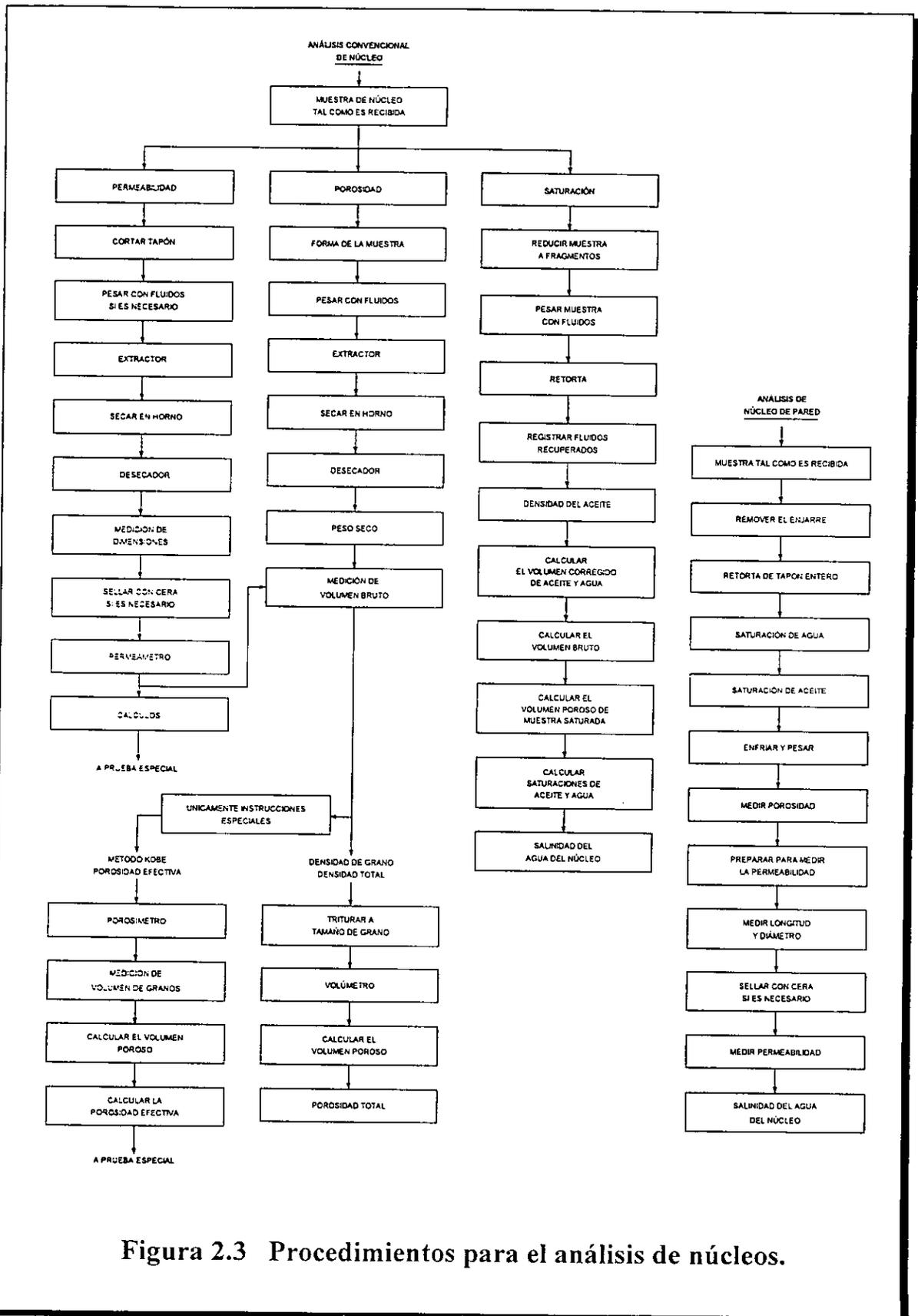


Figura 2.3 Procedimientos para el análisis de núcleos.

Análisis de muestras pequeñas. En este estudio de laboratorio se analizan muestras relativamente pequeñas (tapones), obtenidas de los núcleos. El corte continuo de estas muestras en los núcleos, permite que se obtengan propiedades y características detalladas del intervalo nucleado. En este tipo de análisis también queda comprendido el correspondiente a núcleos de pared, que son los núcleos recuperados mediante las técnicas de muestreo de pared. El tamaño pequeño y número limitado de las muestras, así como las condiciones bajo las cuales se recuperan, limitan la variedad y, en ocasiones, la precisión de la información que se obtiene.

Análisis de núcleos de diámetro completo. Este tipo de análisis se emplea cuando en la roca se tiene presencia de fracturas y/o cavidades. Los tapones no representan las características del intervalo muestreado y se requieren, por lo tanto, muestras de mayor tamaño.

- Análisis especial de núcleo.* En este tipo de análisis, las muestras son seleccionadas de acuerdo a sus propiedades básicas: porosidad y permeabilidad para realizar determinaciones de comportamiento capilar, mediciones de propiedades eléctricas, estudios de permeabilidades relativas en dos y tres fases, pruebas de mojabilidad y estudios de la susceptibilidad de la formación al agua de inyección, por ejemplo, tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento.

II.2 CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA.

Dentro de la caracterización de la roca a escala microscópica pueden obtenerse parámetros geológicos y petrofísicos.

II.2.1. Caracterización geológica.

En la caracterización geológica se determinan, entre otros aspectos: tamaño, forma, esfericidad, redondez y madurez del grano. Éstos son determinados, generalmente, mediante estudios petrográficos de muestras de roca, aunque también es posible estimar algunos de ellos por métodos

estadísticos. El estudio petrográfico requiere de varios análisis de laboratorio, aunque la mayor información se obtiene de análisis microscópico. Para realizar el examen microscópico de una roca, es preciso preparar la muestra que va a ser estudiada, con este fin se hacen láminas delgadas de roca⁹.

Para el estudio microscópico se usan diferentes técnicas de análisis. Con el uso del microscopio polarizante o petrográfico, se puede determinar la morfología del grano, la composición mineralógica y las propiedades ópticas de los minerales. Mediante la difracción de rayos-x, es posible determinar con precisión la estructura cristalina de los minerales. El microscopio electrónico es un instrumento usado para determinar las heterogeneidades en minerales¹⁰.

Tamaño de grano.

El tamaño de grano es un 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 entre los diámetros de las partículas. Las rocas sedimentarias detríticas pueden ser clasificadas de acuerdo al tamaño de grano usando la escala Udden Wentworth¹¹, la cual se muestra en la tabla 2.1. La determinación del tamaño de grano es de tipo cuantitativo.

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 corrosión. En la morfología del grano deben tomarse en cuenta tres aspectos del grano: forma, esfericidad y redondez¹¹:

1. *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 prismática o cilíndrica. En la figura 2.4 se muestran estas diferentes clases.

Límites de tamaños de granos en mm	Tipo de grano	Tipo de roca	
256 64 4 2	Canto rodado	Rudita Roca rudacea Conglomerado Brecha	
	Canto		
	Guijarro		
	Guija		
1 0.5 0.25 0.125 0.0625	Arena muy gruesa	Arenita Roca arenosa Arenisca	
	Arena gruesa		
	Arena media		
	Arena fina		
	Arena muy fina		
0.0312 0.0156 0.0078 0.0039	Limo grueso	Limolita	Argilita Lodoilita Lutita
	Limo medio		
	Limo fino		
	Limo muy fino		
	Arcilla	Arcilita	

Tabla 2.1 Clasificación de los sedimentos según su tamaño de grano.

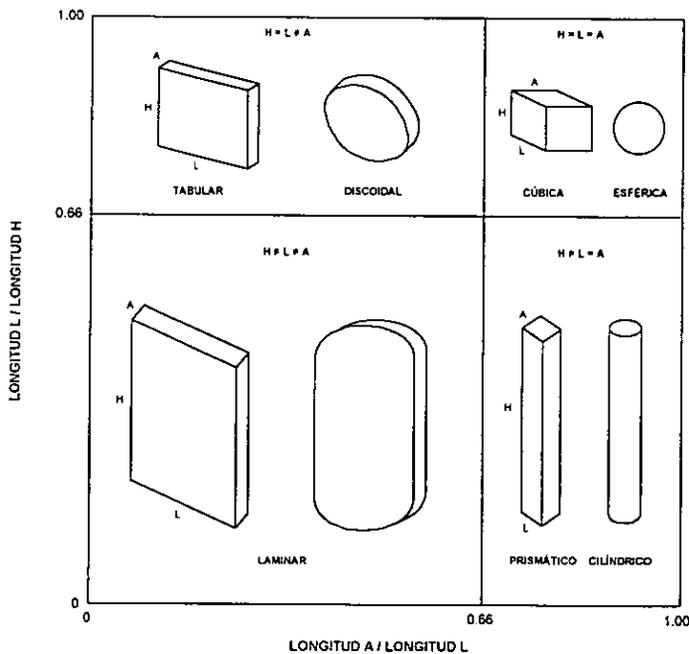
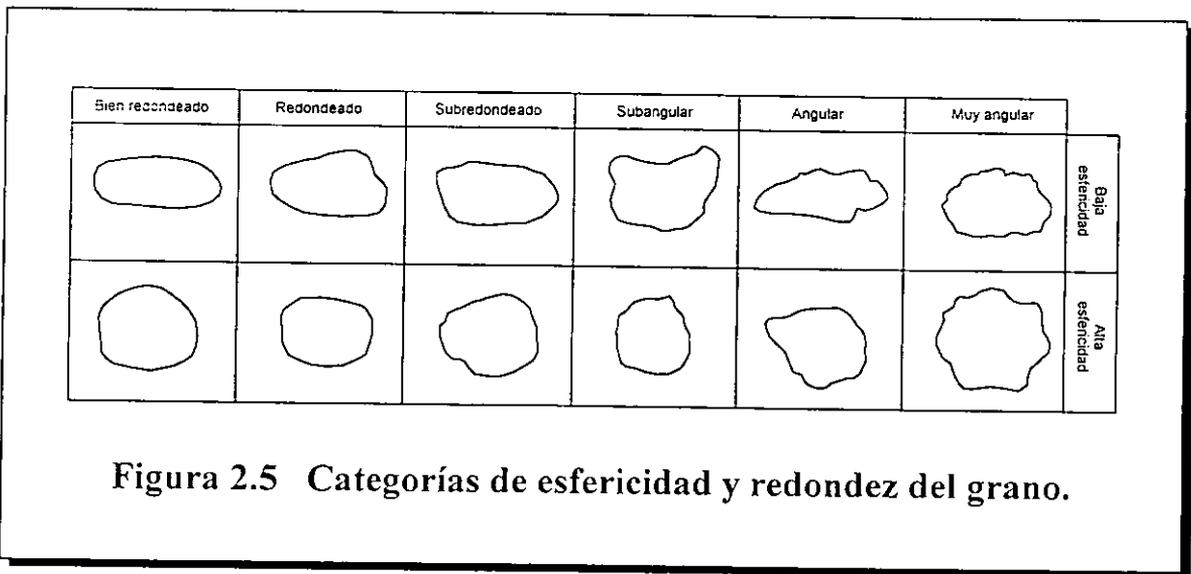


Figura 2.4 Clases de forma de grano.

2. *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 2.5 se muestran estas categorías de esfericidad de grano.
3. *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, subangulosos, subredondeados o bien redondeados, estas categorías se muestran en la figura 2.5.

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



Tamaño de poro (\bar{P}).

Debido a la complejidad en la distribución del tamaño del poro en el medio poroso y a su difícil cuantificación, es usual utilizar mejor el tamaño de grano y su distribución, como representativo del medio poroso¹²; por lo que es aceptable suponer que existe una relación entre el tamaño de grano y el tamaño de poro.

Este parámetro puede ser determinado cuantitativamente, mediante el siguiente método, el cual es un método estadístico para determinar algunas de las características geométricas básicas de medios porosos¹³.

Este procedimiento se basa en el análisis de la superficie de una muestra, para lo cual se requiere que sea impregnada con una sustancia coloreada, tal como un material plástico, con el fin de que los sólidos se puedan distinguir de los espacios porosos. Para facilitar el análisis de la muestra se microfotografía la superficie de una sección. La microfotografía se amplifica y se le sobrepone una malla igualmente espaciada, como se muestra en la figura 2.6. Los puntos donde se intersectan las líneas verticales con las horizontales, se les llama nodos. Este arreglo se usa para obtener los parámetros que son usados para determinar algunas características geométricas del medio poroso, como lo son: el tamaño medio de poro y la superficie específica.

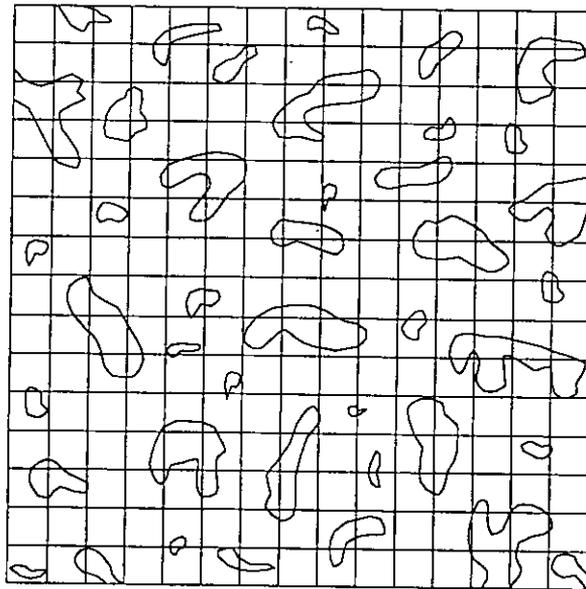


Figura 2.6 Microfotografía ampliada.

Para la determinación de tamaño medio de poro se utiliza la siguiente ecuación:

$$\bar{P} = \frac{2Ln}{Ncm} \quad (2.1)$$

Donde:

\bar{P} = tamaño medio de poro (cm)

L = longitud total de las líneas de la malla (cm)

n = número de los nodos dentro de los poroso

N = número total de nodos

c = número de intersecciones de las líneas de la malla y el perímetro de los poros

m = amplificación lineal de la microfotografía

La aplicación de este método está limitada a materiales homogéneos e isotropos. Sin embargo, usando procedimientos estadísticos apropiados se puede utilizar en medios heterogéneos.

Madurez Textural.

Es una medida del grado al cual han avanzado los procesos de descomposición química y desintegración mecánica. En 1951, R. L. Folk¹⁴ estudió las etapas de madurez textural. La figura 2.7 muestra estas etapas. Las etapas, son: la remoción de la arcilla, la obtención de una buena clasificación de los granos (la cual se refiere al grado de constancia del tamaño de grano en una roca clástica¹⁵) y el redondeamiento de los granos. El parámetro madurez textural se determina cualitativamente.

Matriz.

Son las partículas más pequeñas que se encuentran rodeando a las más grandes. Los detritos clasificados deficientemente contienen matriz, mientras que los bien clasificados sólo se componen de granos. En la figura 2.8 se muestra la matriz de los sedimentos. La determinación de la matriz es de tipo cualitativo.

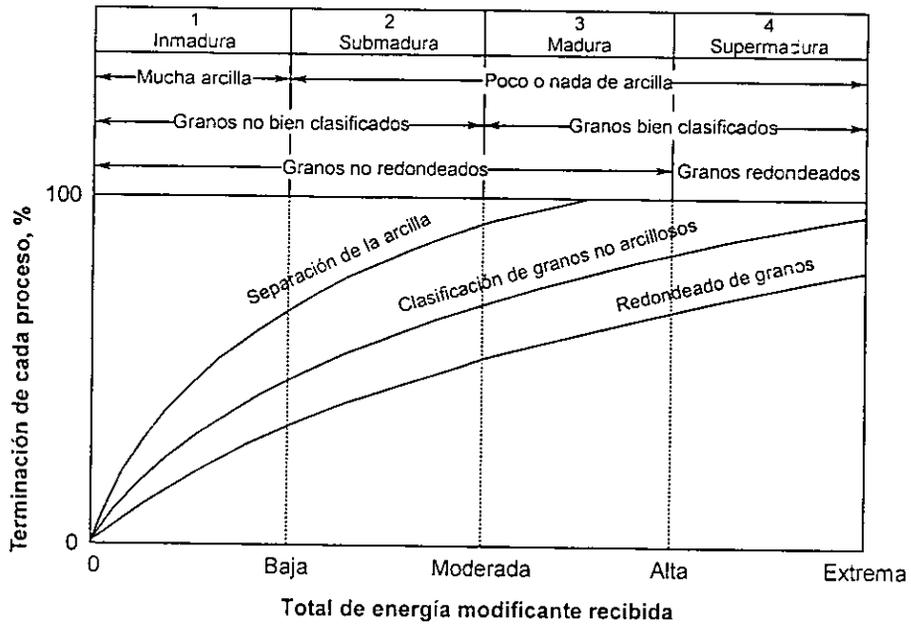


Figura 2.7 Etapas de la madurez textural, según R. L. Folk¹⁴.

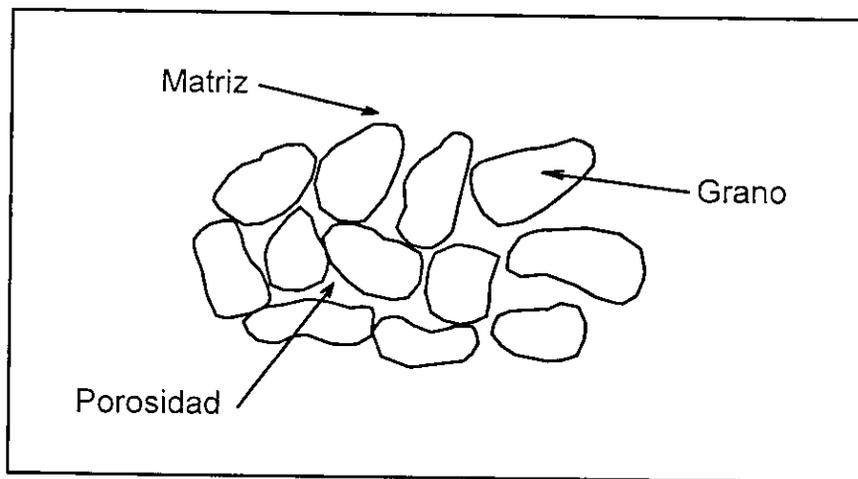


Figura 2.8 Matriz de los sedimentos.

Cementante.

El cementante está formado por los minerales que se han precipitado dentro del espacio poroso intergranular o intercrystalino. Su desarrollo es posterior a la depositación de los sedimentos, ya sea por interacción química entre granos inestables y el agua de formación o, bien, por la depositación de minerales que se encuentran en solución o en suspensión en el agua que circula en el espacio poroso. La presencia de cementante reduce la porosidad y la permeabilidad de la roca. La determinación de este parámetro es de tipo cualitativo.

Litología.

Mediante observación de las muestras de roca es posible determinar los tipos de roca que se van atravesando con el pozo, con lo que se tiene un registro litológico.

Antes de un análisis detallado, la mayor información se obtiene de un análisis macroscópico de las muestras de roca. Con ayuda de una lupa, es posible identificar las rocas basándose en características como: el color, la sensación al tacto, el sabor, el olor, la textura, etc. La tabla 2.2 presenta una forma sencilla para clasificar las rocas sedimentarias, basándose principalmente en la textura.

No siempre es posible identificar las rocas sin recurrir al análisis de láminas delgadas o pruebas especiales, debido a que cuando las muestras tienen grano fino el diagnóstico que se hace es dudoso, y sólo será verificado con un análisis minucioso de la composición mineralógica y química de la muestra.

La determinación de la litología es de tipo cualitativo.

	Textura común	Componentes: Partículas de roca y minerales	Roca - sedimentaria	Rasgos de diagnóstico	
Clásticas: Rocas determinadas por el tamaño y la forma de las partículas	Ruditas de 2 mm a > 256 mm	Uno a varios elementos mezclados, especialmete pedernal, cuarzo, granito, cuarcita, caliza, etc.	Conglomerado	Partículas en su mayoría subredondeadas a redondeadas	
			Brecha	Partículas angulosas principalmente	
			Fanglomerado	Fragmentos de pie de monte o abanicos aluviales petrificados	
	Arenitas de 1/16 mm a 2 mm	Cualesquiera partículas de roca mezcladas con harina mineral	Tillita	Partículas de roca estriadas, prácticamente sin clasificar	
			Principalmente cuarzo	Arenisca cuarzosa o arenita	Arenas bien clasificadas, maduras y limpias
			> 25% feldespato Feldespato de potasio o plagioclasa	Arcosa	Rojo a gris claro, deficientemente clasificadas, no maduras
			10-25% feldespato	Arenisca feldespática	Más madura que la arcosa
			Astillas de roca de basalto, pizarra (slate), riolita, pizarra (shale), etc.	Grauwacka	Fuertemente endurecida, tenaz, oscuro a gris verdoso, microbrecha
	Lutitas de 1/16 mm a < 1/256 mm	Principalmente minerales arcillosos: cuarzo afanítico, ópalo, calcedonia, carbonatos, pirita, clorita, minerales de hierro	Subgrauwacka	Intermedia entre la arenisca cuarzosa y la grauwacka	
			Limolita	Intermedia entre la arenisca y la pizarra	
Pizarra			Característicamente fisil		
Esquisto arcilloso			No plástico		
No clásticas: Rocas determinadas por la composición química o mineralógica	Densa, afanítica, grano grueso, cristalina, porosa, de mosaico, oolítica	Principalmente calcita	Caliza	Reacciona fácilmente con HCl frío. Las calizas pueden ser orgánicas, bioclásticas, pedernalosas, arcillosas, yesosas	
		Principalmente dolomita	Dolomita	No reacciona fácilmente con el HCl frío. Raramente presentan fósiles, tienden a ser de grano medio	
	De grano fino	Calcita finamente cristalina con restos de caparzones de microorganismos	Creta	Blanco a gris claro, muy desmenuzable, fosilífera	
		Materia calcárea y minerales arcillosos	Marga	Gris claro, desmenuzable	
	Densa, en fajas	Mezcla de sílice coloidal, ópalo, calcedonia, etc.	Sílex, pedernal (chert)	Abigarrada, dura, lustre, mate, a semivitreo, fractura concoldea	
	Cristalina o masiva	Principalmente yeso Principalmente anhidrita Principalmente halita	Roca yesífera Roca anhidrita Sal gema	Evaporitas asociadas frecuentemente en el campo, los agregados de cristales son comunes	
	Masiva o estratificada	Minerales fosfáticos y fragmentos de hueso	Fosforita	Es necesario el ensayo químico para P ₂ O ₅	
	Amorfa, en capas, fajeada	Humus Sapropel Carbono Humedad	Carbones: lignito	Color pardo o café	
			Bituminoso	Fractura prismática	
			Antracita	Fractura concoldea	

Tabla 2.2 Clasificación de las rocas sedimentarias.

Composición química.

La composición química de las rocas sedimentarias es muy variable, debido a que los sedimentos son producto de procesos de fraccionamiento químico y mecánico a gran escala.

Los análisis químicos son importantes ya que permiten entender los procesos geoquímicos y la evolución de diversos tipos de sedimentos, además, en algunos sedimentos el tamaño de grano es tan fino que sólo por medio de estudios químicos se puede obtener su composición.

Clarke¹⁴, mediante el análisis de mezclas de muchas muestras hace un cálculo relativo a la composición media de las rocas sedimentarias más comunes, éste se muestra en la tabla 2.3, en donde, además, se incluye el cálculo de Poldervaart para la composición media de sedimentos.

Componente	Ígneas	Pizarra blanda	Arenisca	Caliza	Sedimento ^a	Sedimento ^b
SiO ₂	59.14	58.10	78.33	5.19	57.95	44.50
TiO ₂	1.05	0.65	0.25	0.06	0.57	0.60
Al ₂ O ₃	15.34	15.40	4.77	0.81	13.39	10.90
Fe ₂ O ₃	3.08	4.02	1.04	0.54	3.47	4.00
FeO	3.80	2.45	0.30	--	2.08	0.90
MgO	3.49	2.44	1.16	7.89	2.65	2.60
CaO	5.08	3.11	5.50	42.57	5.87	19.70
Na ₂ O	3.84	1.30	0.45	0.05	1.13	1.10
K ₂ O	3.13	3.24	1.31	0.33	2.85	1.90
H ₂ O	1.15	5.00	1.63	0.77	3.23	--
P ₂ O ₅	0.30	0.17	0.08	0.04	0.13	0.10
CO ₂	0.10	2.63	5.03	41.54	5.38	13.40
SO ₃	--	0.64	0.07	0.05	0.54	--
BaO	0.06	0.05	0.05	--	--	--
C	--	0.80	--	--	0.66	--
MnO	--	--	--	--	--	0.30
Total	99.56	100.00	100.00	99.84	99.93	100.00

^a Pizarra (shale) 82, arenisca 12, caliza 6; según Leith y Mead.

^b Poldervaart. Geol. Soc. Amer. Spec. Paper 62, 132, 1955.

Tabla 2.3 Composición química media de las rocas, según Clarke¹⁴.

La determinación de la composición química se realiza mediante análisis químico de los componentes de la muestra de roca y se determinan los porcentajes de ellos en la muestra, con lo que es posible clasificar la roca. La determinación de la composición química de las rocas sedimentarias es de tipo cuantitativo.

Composición mineralógica.

Las rocas sedimentarias pueden tener una mineralogía compleja. Algunos de los minerales que las componen son de origen detrítico y otros de origen químico. Los minerales alogénicos o detríticos se generan fuera del lugar donde se forma el sedimento y son transportados por algún agente (agua, viento, hielo) hasta el área de depósito. Los minerales autigénicos se originan por precipitación química, dentro de la cuenca de depositación.

La mayoría de las rocas sedimentarias son mezclas de componentes alogénicos y autigénicos, aunque los sedimentos químicos tienen como principales componentes a los minerales autigénicos.

Los minerales más comunes en las rocas sedimentarias, son: cuarzo, feldspatos, micas, calcita, dolomita y materiales arcillosos.

Una de las técnicas más sencillas para la determinación cuantitativa de la composición mineralógica de una roca, es el método lineal de análisis micrométrico, conocido como método de Rosiwal o de Delesse-Rosiwal⁹, el cual consiste en analizar una lámina delgada de roca, para determinar los porcentajes en que se encuentran los minerales presentes en la muestra.

II.2.2 Caracterización petrofísica.

Las propiedades físicas de la roca pueden ser determinadas mediante el análisis petrofísico de núcleos, aunque algunas pueden ser obtenidas mediante análisis petrográfico o por métodos estadísticos. Algunos parámetros petrofísicos que pueden ser determinados a escala microscópica, son: textura, porosidad, permeabilidad absoluta y superficie específica. A continuación se definen estos parámetros y se presentan métodos para su determinación.

Textura.

La textura se refiere a los aspectos geométricos de los componentes de la roca, esto es a la constitución física de la roca, como son: el tamaño, la forma, el arreglo o disposición y la clasificación de los granos.

Su determinación es importante, ya que la porosidad y la permeabilidad, dependen esencialmente de ella.

La determinación cualitativa de la textura en algunas rocas sedimentarias, principalmente en rocas clásticas, puede ser realizada a simple vista. En la tabla 2.2 se muestra una clasificación de las rocas sedimentarias con base en la textura. Con el uso del microscopio electrónico pueden hacerse interpretaciones cuantitativas de textura¹⁰.

Porosidad (ϕ).

Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, una de las más importantes propiedades de las rocas es la porosidad, que es una medición del espacio disponible para el almacenamiento de hidrocarburos¹⁶. La porosidad es definida como la relación de los espacios vacíos en la roca y el volumen total de la roca. Esto puede ser expresado en porcentaje o fracción.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (2.2)$$

Donde:

- ϕ = porosidad (fracción)
- V_p = volumen de poros (cm^3)
- V_r = volumen de roca (cm^3)
- V_s = volumen de sólidos (cm^3)

La porosidad en rocas sedimentarias varía con el tamaño, forma y distribución de los granos. En la figura 2.9 se muestran estas variaciones.

La porosidad puede clasificarse desde varios puntos de vista. De acuerdo a la comunicación entre poros, se clasifica en: porosidad absoluta y porosidad efectiva.

Porosidad Absoluta (ϕ_a).

Se define como la relación del volumen total de poros con respecto al volumen total de roca, sin tener en cuenta si los poros están comunicados entre sí o no.

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (2.3)$$

Donde:

- ϕ_a = porosidad absoluta (fracción)
- V_{pc} = volumen de poros comunicados (cm³)
- V_{pnc} = volumen de poros no comunicados (cm³)
- V_r = volumen de roca (cm³)

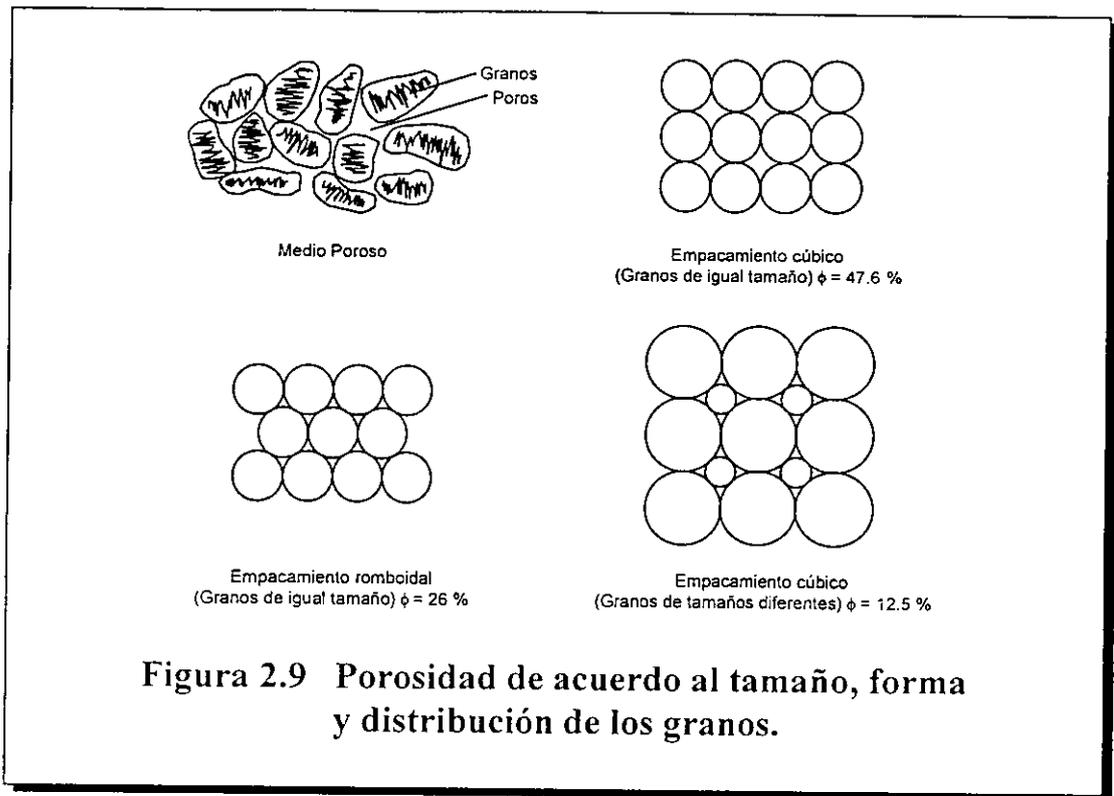
Porosidad Efectiva (ϕ_e).

Se define como la relación del volumen de poros interconectados con respecto al volumen total de roca. La porosidad efectiva es el tipo de porosidad que más interesa en la explotación de yacimientos petroleros, dado que depende del volumen poroso comunicado la cantidad de fluidos que pueden ser extraídos.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (2.4)$$

Donde:

- ϕ_e = porosidad efectiva (fracción)
- V_{pc} = volumen de poros comunicados (cm³)
- V_r = volumen de roca (cm³)



Desde otro punto de vista, la porosidad se puede clasificar en: porosidad primaria y secundaria.

Porosidad Primaria.

Se define como la porosidad que resulta de la acumulación de fragmentos o cristales para formar un sedimento, o sea la que se desarrolla originalmente al depositarse el material. Puede ser intergranular o intercrystalina y su valor depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los granos. Éste es el tipo de porosidad que se encuentra comúnmente en rocas clásticas.

Porosidad Secundaria.

Se define como la porosidad que se genera posterior al depósito de los sedimentos; generalmente, se presenta en forma de fisuras o fracturas, las cuales son causadas por fuerzas mecánicas o, bien, como cavernas, debidas a la disolución de la matriz. Es común encontrar porosidad secundaria en rocas de origen químico u orgánico (bioquímico), como son los carbonatos.

La determinación de la porosidad es de tipo cuantitativo. Se han desarrollado numerosos métodos para la cuantificación de la porosidad. Se tienen métodos directos, que son mediciones de la porosidad en el laboratorio.

Los métodos directos para la medición de la porosidad dependen del tipo de roca y de la naturaleza de la muestra (fresca, preservada o expuesta). La porosidad de intervalos grandes de roca es determinada estadísticamente de los resultados obtenidos de numerosas muestras pequeñas cortadas en él.

Para evaluar la porosidad en el laboratorio es necesario determinar dos de los tres parámetros básicos: volumen de roca, volumen de poros y volumen de sólidos.

Determinación del volumen de roca (V_r). En muestras de geometría regular, el volumen de roca se calcula a partir de sus dimensiones. En muestras de forma irregular, el volumen de roca se obtiene con base en el principio de Arquímedes, a partir de un método volumétrico o un gravimétrico^{16, 17}. En cualquiera de estos métodos es necesario impedir que el fluido utilizado en la prueba de laboratorio penetre en el espacio poroso de la roca. Esto puede evitarse cubriendo la roca con una película de parafina o un material similar, saturando la roca con el fluido en que se va a sumergir o, bien, usando mercurio. En caso de usar mercurio, si las muestras tienen superficies angulosas deberá cuidarse que no quede atrapado el aire en las irregularidades superficiales.

A continuación se explicará únicamente el método gravimétrico.

1. Se obtienen los pesos de la muestra de roca bajo las siguientes condiciones: seca (W_1), cubierta con parafina (W_2) y sumergida en agua a 40 °F (W_3).

2. El peso de la parafina es la diferencia de W_2 y W_1 .

$$W_{paraf} = W_2 - W_1 \quad (2.5)$$

3. El volumen de la parafina es la relación que existe entre su peso y su densidad.

$$V_{paraf} = \frac{W_{paraf}}{\rho_{paraf}} \quad (2.6)$$

4. El peso del agua desplazada se obtiene con la diferencia de W_2 y W_3 .

$$W_{wdesp} = W_2 - W_3 \quad (2.7)$$

5. El volumen del agua desplazada es la relación que existe entre el peso del agua desplazada y la densidad del agua.

$$V_{wdesp} = \frac{W_{wdesp}}{\rho_w} \quad (2.8)$$

6. El volumen de roca se obtiene con la siguiente ecuación.

$$V_r = V_{wdesp} - V_{paraf} \quad (2.9)$$

Donde:

V_r = volumen de roca (cm^3)

V_{wdesp} = volumen del agua desplazado (cm^3)

V_{paraf} = volumen de la parafina (cm^3)

Determinación del volumen de sólidos (V_s). El volumen de sólidos puede ser determinado por varios métodos, entre ellos se tiene el método que utiliza cámaras de presión para expansión de gas, el cual se basa en la ley de Boyle.

El equipo para expansión de gas a baja presión, conocido como porosímetro tipo Boyle de presión baja, es un aparato diseñado para

determinar el volumen de sólidos (V_s) de una muestra de roca, mediante el método de expansión isotérmica de un gas ideal (ley de Boyle)¹⁸.

El método consiste en atrapar una masa de gas a presión y temperatura atmosféricas y someterla a un abatimiento de presión a temperatura ambiente. Con base en los volúmenes y presiones iniciales y finales se obtiene el volumen de sólidos. En la figura 2.10 se muestra el equipo de laboratorio utilizado.

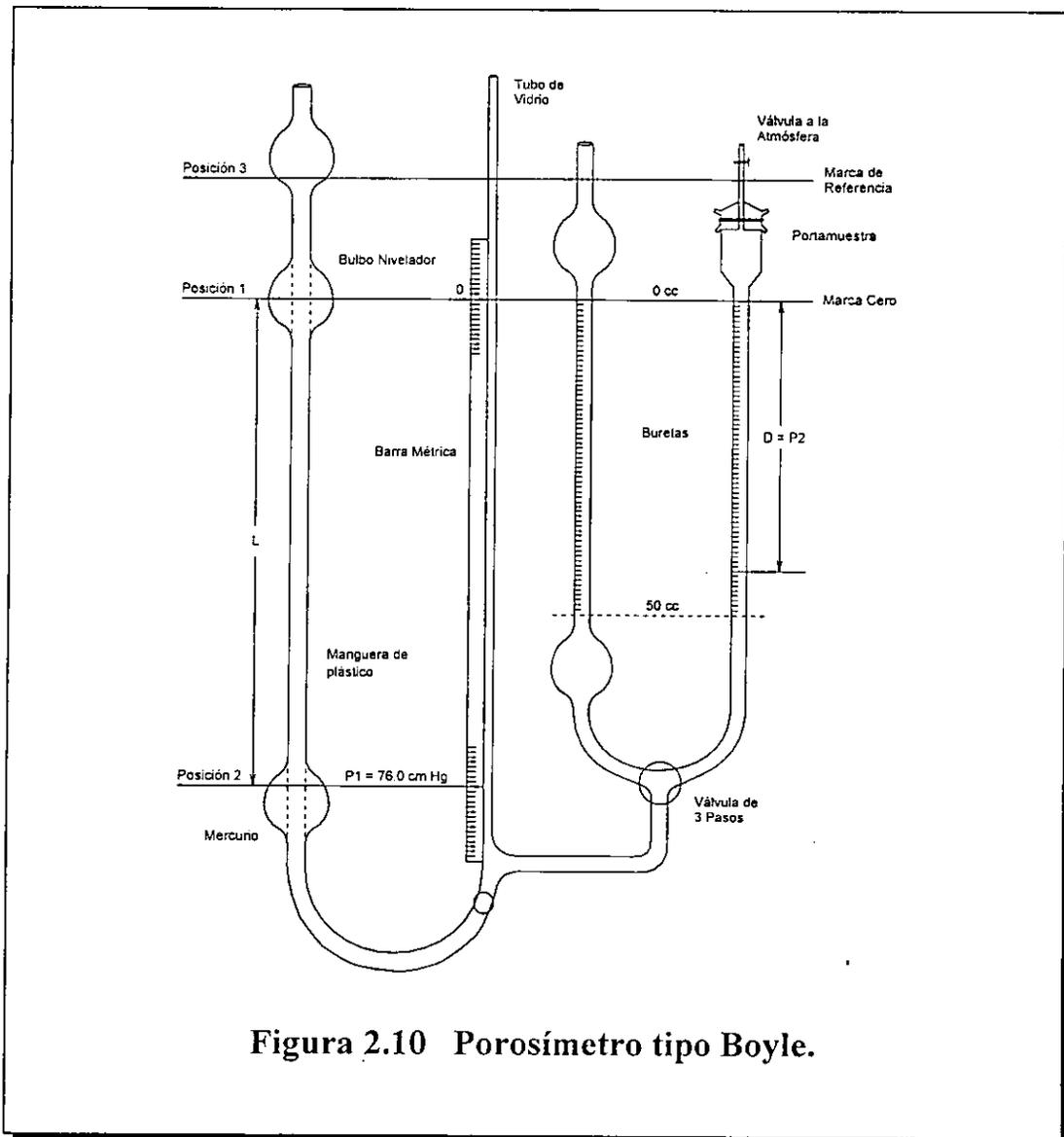


Figura 2.10 Porosímetro tipo Boyle.

De acuerdo al equipo de la figura 2.10, se hace lo siguiente: con la celda portamuestras vacía y abierta a la atmósfera, el bulbo nivelador se coloca en la posición número uno, quedando el nivel del mercurio en la marca cero sobre la bureta derecha. La válvula de la celda se cierra, con lo que se atrapa una masa de gas a presión atmosférica ($P_1 = P_a$). El bulbo nivelador se baja una distancia L igual a la presión atmosférica del lugar. El nuevo nivel del mercurio sobre la bureta derecha se obtiene directamente y tomando en cuenta el nivel inicial, se conoce el incremento en el volumen del gas (ΔV) a la presión más baja (P_2). El volumen de aire utilizado para determinar el volumen de sólidos, se conoce a la presión atmosférica (P_1) y a una presión más baja (P_2), para una temperatura constante del lugar y por lo tanto se puede aplicar directamente la ley de Boyle.

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad (2.10)$$

Donde:

P_1, V_1 = presión y volumen a condiciones iniciales

P_2, V_2 = presión y volumen a condiciones finales

De acuerdo al equipo y procedimiento descritos

$$V_2 = V_1 + \Delta V \quad (2.11)$$

Sustituyendo y despejando se tiene el valor de V_1

$$V_1 = \frac{\Delta V}{\frac{P_1}{m\Delta V} - 1} \quad (2.12)$$

Donde:

V_1 = volumen del recipiente portamuestras (cm^3)

ΔV = incremento en volumen causado por la caída de presión (cm^3)

m = constante de calibración del equipo ($\text{cm Hg} / \text{cm}^3$)

P_1 = presión atmosférica (cm Hg)

Efectuando la misma operación descrita, pero ahora con el núcleo dentro del portamuestras, se obtiene un volumen V_1' .

$$V_1' = \frac{\Delta V'}{\frac{P_1}{m\Delta V'} - 1} \quad (2.13)$$

Donde:

V_1' = volumen del recipiente portamuestras, con la muestra adentro (cm³)

$\Delta V'$ = incremento en el volumen causado por la caída de presión cuando se tiene la muestra adentro (cm³)

El volumen de sólidos se obtiene con la siguiente ecuación:

$$V_s = V_1 - V_1' \quad (2.14)$$

Determinación del volumen de poros comunicados (V_p). El volumen de poros comunicados puede conocerse directamente por medición del volumen de aire contenido en los poros¹⁷ o del volumen de líquido que llena los poros.

Cuando el volumen de poros comunicados se determina utilizando un líquido, la medición se realiza con el siguiente procedimiento:

1. Se pesa la muestra de roca limpia y seca (W_1).
2. Se satura la muestra completamente con un líquido, agua o aceite, que no altere el medio poroso y se obtiene su peso (W_2).
3. El volumen de poros se determina con la siguiente ecuación:

$$V_p = \frac{W_2 - W_1}{\rho_L} \quad (2.15)$$

Donde:

V_p = volumen de poros comunicados (cm^3)

W_1 = peso de la muestra seca (g)

W_2 = peso de la muestra saturada (g)

ρ_L = densidad del líquido que satura la muestra (g/cm^3)

Permeabilidad (k).

La permeabilidad es la propiedad que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse dentro de un medio poroso. Existe permeabilidad sólo si existe porosidad efectiva.

La figura 2.11 muestra la relación que existe entre: porosidad absoluta, porosidad efectiva, tortuosidad, compactación y permeabilidad absoluta.

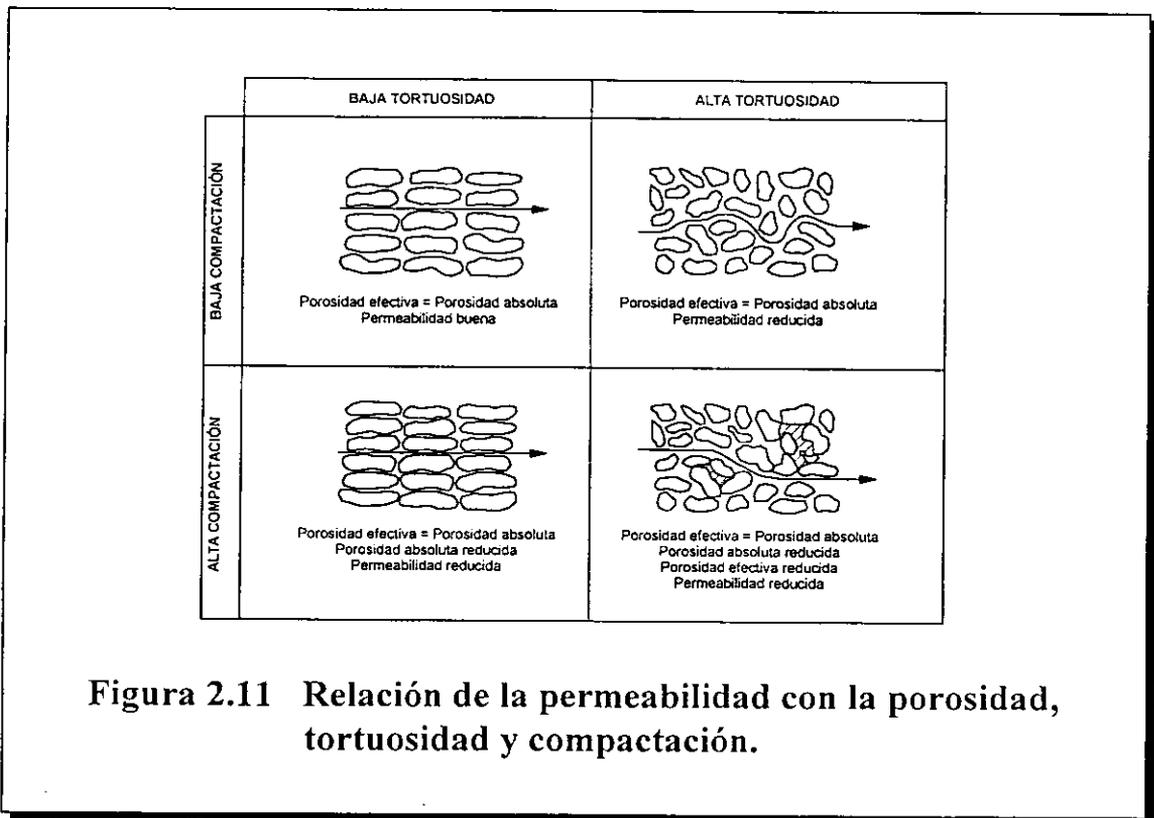


Figura 2.11 Relación de la permeabilidad con la porosidad, tortuosidad y compactación.

Permeabilidad Absoluta (k_{abs}).

La permeabilidad absoluta es una propiedad intrínseca de la roca que depende, en el caso de rocas sedimentarias, de las características del espacio poroso, el cual está definido por la forma, tamaño y arreglo de los granos, así como por el grado de cementación.

La determinación de la permeabilidad es de tipo cuantitativo. Para la cuantificación de la permeabilidad se aplican métodos directos e indirectos. Los métodos directos consisten en medir la permeabilidad en el laboratorio.

La técnica de medición de la permeabilidad en el laboratorio a muestras de roca, depende de varias condiciones: del tipo de porosidad que tiene la roca, del estado de consolidación de la muestra, de las dimensiones, así como del fluido usado y del rango de presiones aplicado en la medición. Con base en las dimensiones, hay métodos para muestras cilíndricas pequeñas y métodos para núcleos de diámetro completo. Los fluidos usados con cualquiera de los dos métodos indicados, pueden ser: gas o, bien, un líquido no reactivo (agua o aceite). Ambos métodos utilizan, generalmente, la ecuación de Darcy en su forma más simple, por la posición horizontal en la que se coloca la muestra¹⁸.

El permeámetro de gas para núcleos pequeños, es un aparato diseñado para medir la permeabilidad al gas (k_g) de una muestra de roca, forzando un gas de viscosidad conocida a fluir a través de su sección transversal y a toda su longitud, registrándose las presiones de entrada y de salida del gas, la temperatura de flujo, el volumen de gas circulado y el tiempo de circulación.

La muestra de roca se coloca en el portamuestras de tal manera que el gas que entra a ella fluya sólo a través de su área expuesta, y se reciba en el gasómetro, que lo descarga a la atmósfera. El termómetro indicará la temperatura de flujo del gas, en tanto que la presión de entrada, regulada con la válvula de control de presión, se leerá en un manómetro de mercurio o de tipo Bourdon. Una vez registrados el volumen y el tiempo de flujo, y leída la presión de salida del gas en el manómetro de agua, la permeabilidad se calcula considerando las dimensiones de la muestra y la viscosidad del fluido usando la adaptación de la ley de Darcy para flujo horizontal de un fluido compresible (gas) a una temperatura constante.

$$k_g = \frac{\bar{Q}_n \mu L}{A(P_e - P_s)} \quad (2.16)$$

Donde:

- k_g = permeabilidad al gas (Darcys)
- \bar{Q}_n = gasto a condiciones medias de presión en el núcleo (cm³/seg), o sea
- $\bar{P}_n = \frac{P_e + P_s}{2}$
- P_e = presión de entrada (atm abs)
- P_s = presión de salida (atm abs)
- μ = viscosidad del gas (cp)
- L = longitud del núcleo (cm)
- A = área de la sección transversal del núcleo (cm²)

Se obtiene la k_g para la muestra de roca a varias presiones medias de flujo y aplicando la teoría de deslizamiento molecular del gas propuesta por Klinkenberg, se determina la permeabilidad al líquido, equivalente a la permeabilidad absoluta de la muestra. Se grafican en papel normal los valores de k_g contra los correspondientes recíprocos de presión media de flujo utilizada. Con base en la tendencia de los puntos y por extrapolación a $1/\bar{P}_n = 0$, se obtiene la k_L . La ecuación propuesta por Klinkenberg, es la siguiente:

$$k_L = \frac{k_g}{1 + \frac{b}{\bar{P}_n}} \quad (2.17)$$

que puede escribirse como:

$$k_g = k_L + \frac{bk_L}{\bar{P}_n} \quad (2.18)$$

Donde:

- k_L = permeabilidad al líquido (Darcys)
- k_g = permeabilidad al gas (Darcys)
- \bar{P}_n = presión media de flujo (atm)
- b = constante de Klinkenberg para cierto medio poroso y un cierto gas (adimensional)

Tortuosidad (τ).

La tortuosidad considera la trayectoria por la cual una partícula de fluido debe pasar dentro del medio poroso para recorrer una determinada longitud de ese medio. En la figura 2.12 se ilustra este parámetro.

Existen varios métodos para determinar la tortuosidad de los capilares de las rocas. El método más simple es el que hace uso de valores del factor de formación y porosidad, ya que estos parámetros pueden ser determinados en el laboratorio con relativa facilidad y buena exactitud. Con tales parámetros y haciendo uso de la siguiente ecuación, se puede obtener el valor de la tortuosidad de un medio poroso¹⁹.

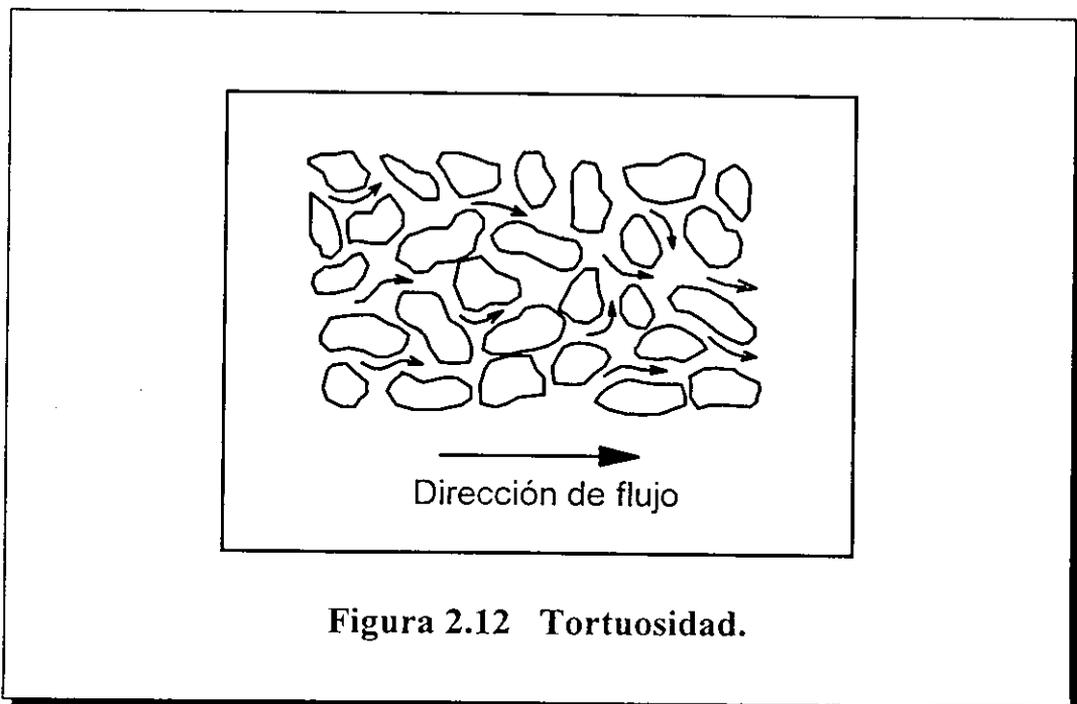


Figura 2.12 Tortuosidad.

$$\tau^2 = F\phi \quad (2.19)$$

Donde:

- τ = tortuosidad (adimensional)
- F = factor de formación (adimensional)
- ϕ = porosidad (fracción)

La determinación de la tortuosidad es de tipo cuantitativo.

Superficie específica (S_s).

La superficie específica de un material poroso se define como el área de los sólidos expuesta a los fluidos, por unidad de volumen del material poroso.

La determinación de este parámetro es de tipo cuantitativo. La superficie específica puede ser determinada mediante métodos estadísticos^{12, 13, 20}. El método descrito anteriormente en la determinación del tamaño medio de poro, puede ser utilizado en la determinación de la superficie específica. En la figura 2.6 se muestra el arreglo utilizado en la determinación de los parámetros usados para la obtención de la superficie específica, la cual se determina con la siguiente ecuación:

$$S_s = \frac{2c}{L} m \quad (2.20)$$

Donde:

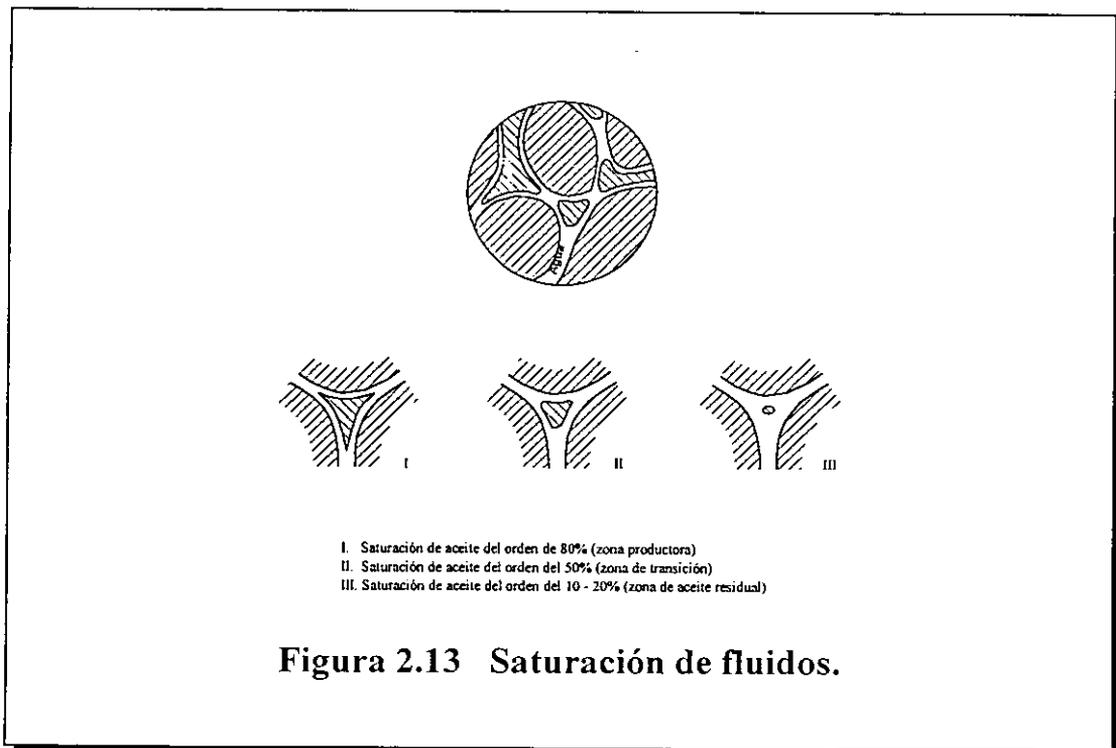
- S_s = superficie específica (cm^{-1})
- c = número de intersecciones de las líneas de la malla y el perímetro de los poros
- L = longitud total de las líneas de la malla (cm)
- m = amplificación lineal de la microfotografía

II.3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS.

A escala microscópica, pueden determinarse parámetros que caracterizan al sistema roca-fluidos, entre estos parámetros se pueden mencionar: la saturación de los fluidos y la mojabilidad. A continuación se definen estos parámetros y se describen métodos para su determinación.

Saturación de fluidos (S_f).

Para la ingeniería petrolera, principalmente para el área de yacimientos, es importante conocer los tipos y cantidades de fluidos que contienen las rocas del yacimiento. Las rocas acumuladoras normalmente contienen hidrocarburos (aceite y/o gas) y agua, ocupando los mismos poros o poros adyacentes. Para determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en las rocas del yacimiento, es necesario determinar la saturación de fluidos (aceite y/o gas y agua) existente en el medio poroso. Generalmente, el agua rodea los sólidos y llena los poros pequeños, en tanto que los hidrocarburos ocupan normalmente el centro de los poros grandes. En la figura 2.13 se muestra un diagrama de la distribución de saturaciones a través del yacimiento.



Se define como saturación de un fluido (S_f) en una formación, a la fracción de su volumen poroso que ocupa el fluido en consideración. Una roca de yacimiento puede contener agua, aceite y gas. Si éste es el caso, entonces la suma de las saturaciones será igual a la unidad o a 100%, según se manejen las saturaciones: en fracción o porcentaje.

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.21)$$

Donde:

S_o = saturación de aceite (fracción)

S_g = saturación de gas (fracción)

S_w = saturación de agua (fracción)

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

$$S_w = 1 - S_{hc} \quad (2.22)$$

Donde:

S_{hc} = saturación de hidrocarburos

Saturación de hidrocarburos (S_{hc}). Es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene hidrocarburos.

$$S_{hc} = 1 - S_w \quad (2.23)$$

La determinación de la saturación es de tipo cuantitativo. Existen dos tipos de métodos para determinar la saturación de fluidos de las rocas del yacimiento: los métodos directos, que son mediciones en el laboratorio de las saturaciones de fluidos en muestras de formación y los métodos indirectos, que determinan la saturación de fluidos mediante la medición de otra propiedad física de la roca, generalmente, resistividad o conductividad eléctrica y comportamiento capilar.

Las mediciones en el laboratorio consisten en analizar los núcleos del yacimiento para determinar su contenido de hidrocarburos (aceite y/o gas) y de agua. Se han propuestos diferentes métodos de laboratorio para medir la saturación de los fluidos: uno de los más usados es el método de la retorta.

Método de la retorta (Yuster y Levine, 1938)^{16, 17, 19}. En este método se requieren muestras pequeñas de roca con sus fluidos. Las muestras se meten a la retorta y se calientan hasta vaporizar el agua y el aceite. Los vapores pasan por sistemas de enfriamiento, se licúan y se recoge el agua y el aceite en probetas graduadas, para conocer los volúmenes recuperados. Este método tiene algunas desventajas, ya que para remover todo el aceite es necesario calentar las muestras a temperaturas de 1000 a 1100°F, con lo que se deshidratan las lutitas y el agua de cristalización también se evapora, lo cual causa que se tengan errores en las recuperaciones de aceite y de agua. Además, al calentar el aceite se tiene rompimiento molecular (cracking) y formación de parafinas, lo que reduce el volumen del aceite. Las características de mojabilidad de la roca también pueden cambiar durante el proceso.

Antes de usar la retorta se deben elaborar gráficas de corrección, como las que se muestran en la figura 2.14. Este método es rápido y utilizando las correcciones correspondientes, se pueden obtener resultados aceptables de saturación. Del método de la retorta se obtienen los volúmenes de agua y aceite que contenían las muestras, el volumen de gas se obtiene por separado con inyección de mercurio. La suma de los volúmenes es igual al volumen de poros.

$$V_p = V_w + V_o + V_g \quad (2.24)$$

Donde:

$$\begin{aligned} V_p &= \text{volumen de poros (cm}^3\text{)} \\ V_w &= \text{volumen de agua (cm}^3\text{)} \\ V_o &= \text{volumen de aceite (cm}^3\text{)} \\ V_g &= \text{volumen de gas (cm}^3\text{)} \end{aligned}$$

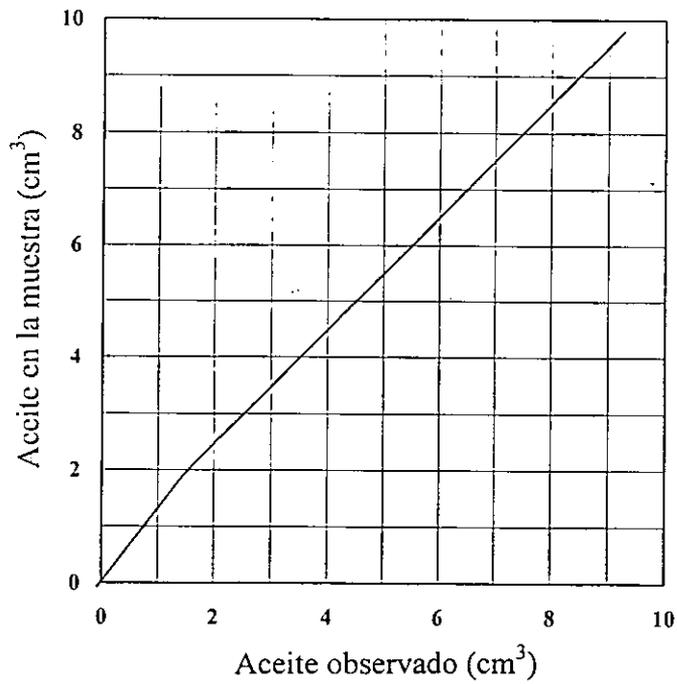
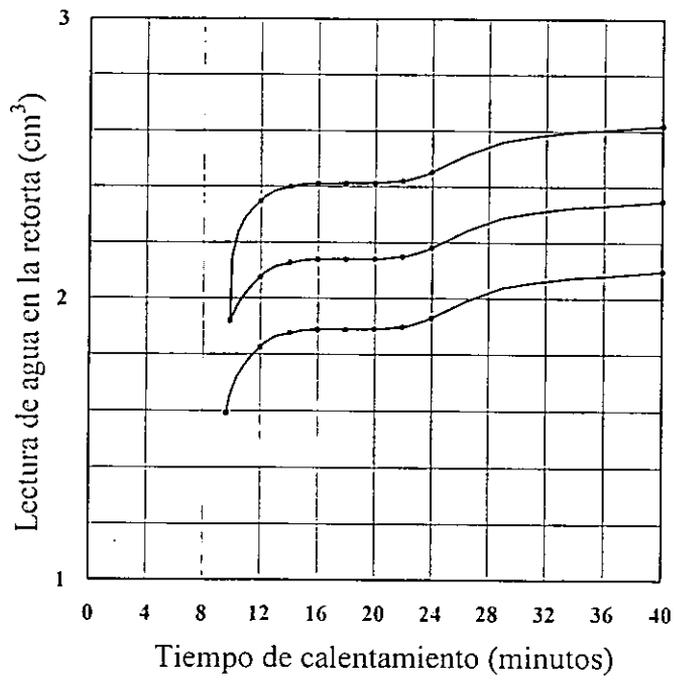


Figura 2.14 Gráficas de corrección.

Las saturaciones se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (2.25)$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (2.26)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (2.27)$$

O, bien,

$$S_g = 1 - S_w - S_o \quad (2.28)$$

Donde:

S_w = saturación de agua (fracción)

S_o = saturación de aceite (fracción)

S_g = saturación de gas (fracción)

Como se mencionó anteriormente, a partir de pruebas en laboratorio de resistividad eléctrica y de capilaridad, se puede estimar las saturaciones de agua y de hidrocarburos.

La resistividad de un material o de una sustancia es la medida de su oposición al paso de la corriente eléctrica. Después de que se ha determinado en el laboratorio la resistividad de la roca 100% saturada con agua salada (R_o) y la resistividad de roca parcialmente saturada con agua salada (R_t) se puede calcular el índice de resistividad con la siguiente ecuación¹⁸:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (2.29)$$

Donde:

- I = índice de resistividad (adimensional)
- R_i = resistividad de la roca parcialmente saturada con agua salada (ohm-m)
- R_o = resistividad de la roca 100% saturada con agua salada (ohm-m)

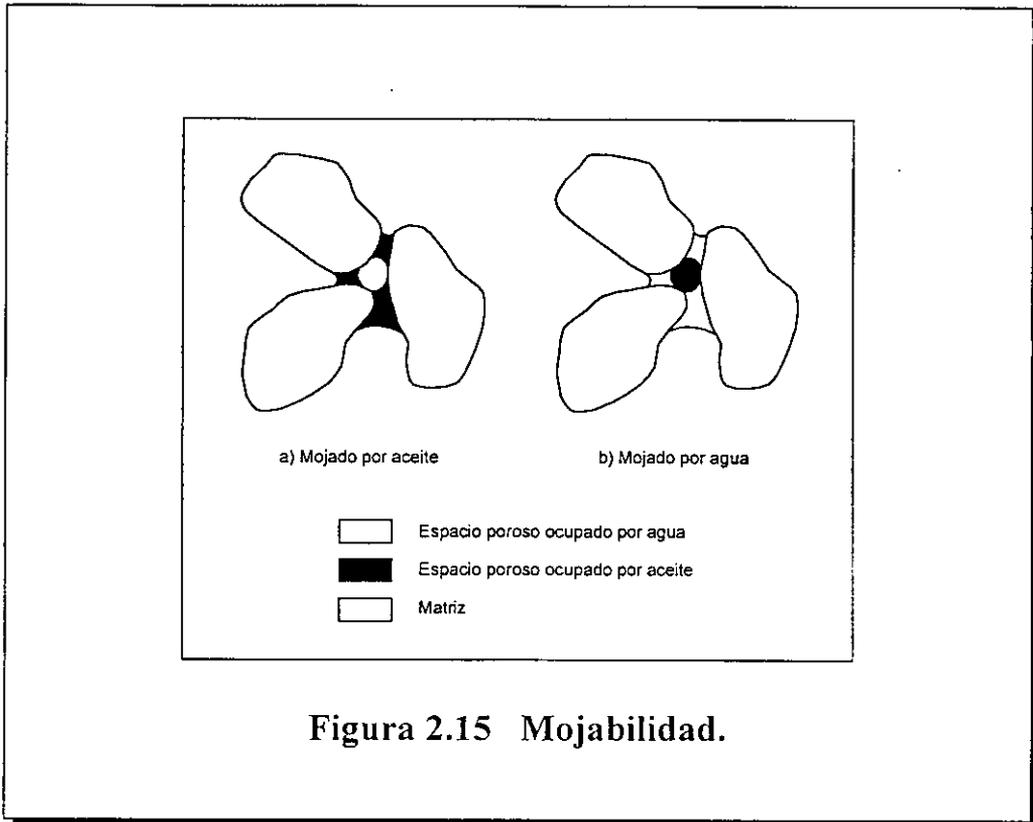
El índice de resistividad debe ser determinado para cada muestra de roca a diferentes saturaciones, con estos datos se preparan gráficas de índice de resistividad contra saturación de agua en papel doble logarítmico. Con estas gráficas puede determinarse la saturación de agua para muestras de roca, conociendo R_i y R_o .

Estos estudios son usados para apoyar los análisis realizados con registros geofísicos a escala mesoscópica.

La presión capilar puede definirse como la presión diferencial que existe en una interfase curva que se tiene entre dos fluidos no miscibles, presentes en el capilar. Con base en pruebas de presión capilar en el laboratorio pueden obtenerse datos para preparar gráficas en papel normal de presión capilar en función de la saturación del fluido mojante. Con estas gráficas se puede determinar la saturación de agua de las muestras de roca, conociendo su presión capilar.

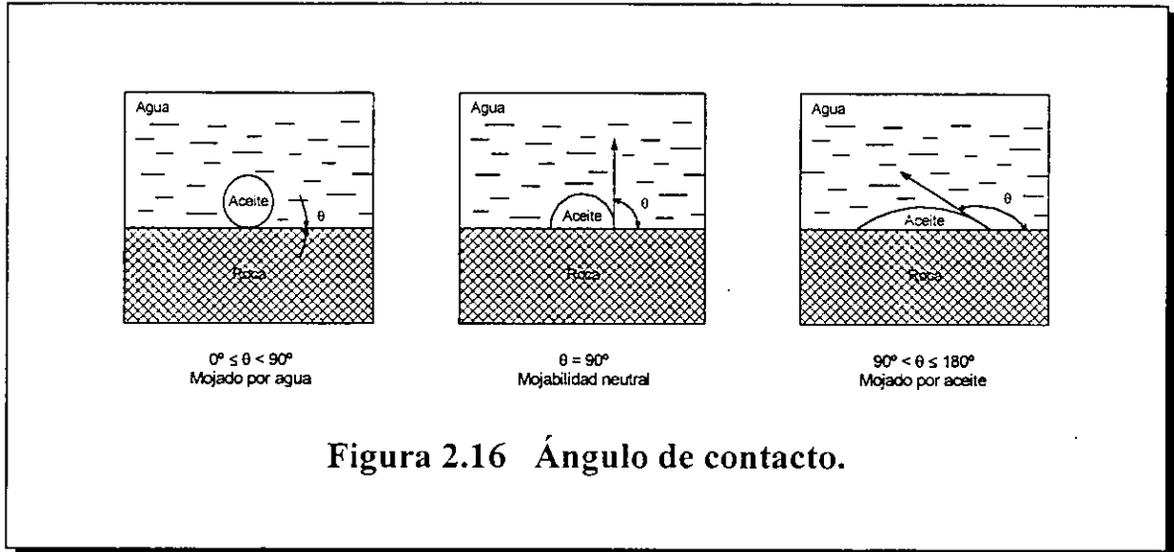
Mojabilidad.

La mojabilidad es una propiedad del sistema roca-fluidos. Se define como la capacidad de un líquido para extenderse en una superficie dada y adherirse a ella²¹. La mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en el medio poroso. Se ha demostrado que si la roca es mojable por agua, la permeabilidad al aceite es mayor que en el caso en que la roca fuera mojable por aceite. Esto se debe a que la fase mojante está adherida a la roca del yacimiento, disminuyendo su movilidad. Por lo tanto, es muy importante que el medio poroso esté o quede mojado por agua para que el aceite tenga mayor movilidad dentro del medio poroso. La mojabilidad puede ser modificada con la temperatura, el aire y con surfactantes. En la figura 2.15 se ilustra este parámetro.



Un método para determinar la mojabilidad es midiendo directamente el ángulo de contacto (θ) entre la superficie del núcleo y la interfase de los fluidos del yacimiento.

El ángulo (θ) puede considerarse como una medida de la mojabilidad de la roca. Este ángulo se mide dentro de la fase más densa. En la figura 2.16 se ilustra que un ángulo de contacto ($0^\circ \leq \theta < 90^\circ$) indica que la roca está mojada por la fase más densa, un ángulo de contacto ($\theta = 90^\circ$) sugiere una condición neutral, y un ángulo de contacto ($90^\circ < \theta \leq 180^\circ$) indica una mojabilidad de la fase menos densa.



Otro método para determinar la mojabilidad de un sistema roca-fluidos, es evaluando en el laboratorio los siguientes parámetros: presión capilar, tensión interfacial, permeabilidad absoluta y el factor de formación, y aplicando la siguiente ecuación¹⁹:

$$\cos \theta = \frac{P_c}{\sigma [2kF(1 - S_{wi})]^{0.5} \times 10^4} \quad (2.30)$$

Donde:

- θ = ángulo de contacto (grados)
- P_c = presión capilar (dinas/cm²)
- σ = tensión interfacial (dinas/cm)
- k = permeabilidad (Darcys)
- F = factor de formación (adimensional)
- S_{wi} = saturación de agua irreductible (fracción)

La determinación de la mojabilidad de un fluido en un medio poroso es de tipo cuantitativo.

CAPÍTULO III

CARACTERIZACIÓN MESOSCÓPICA

La caracterización mesoscópica considera intervalos verticales, desde unos cuantos centímetros hasta decenas de metros. Esta escala está referida a los límites verticales de capa, tipos de estratificación o cualquier otro aspecto geológico o petrofísico de pequeña escala⁸. En la figura 3.1 se ilustra el volumen de roca sobre el que se realiza esta escala de caracterización, así como las fuentes de información que se utilizan.

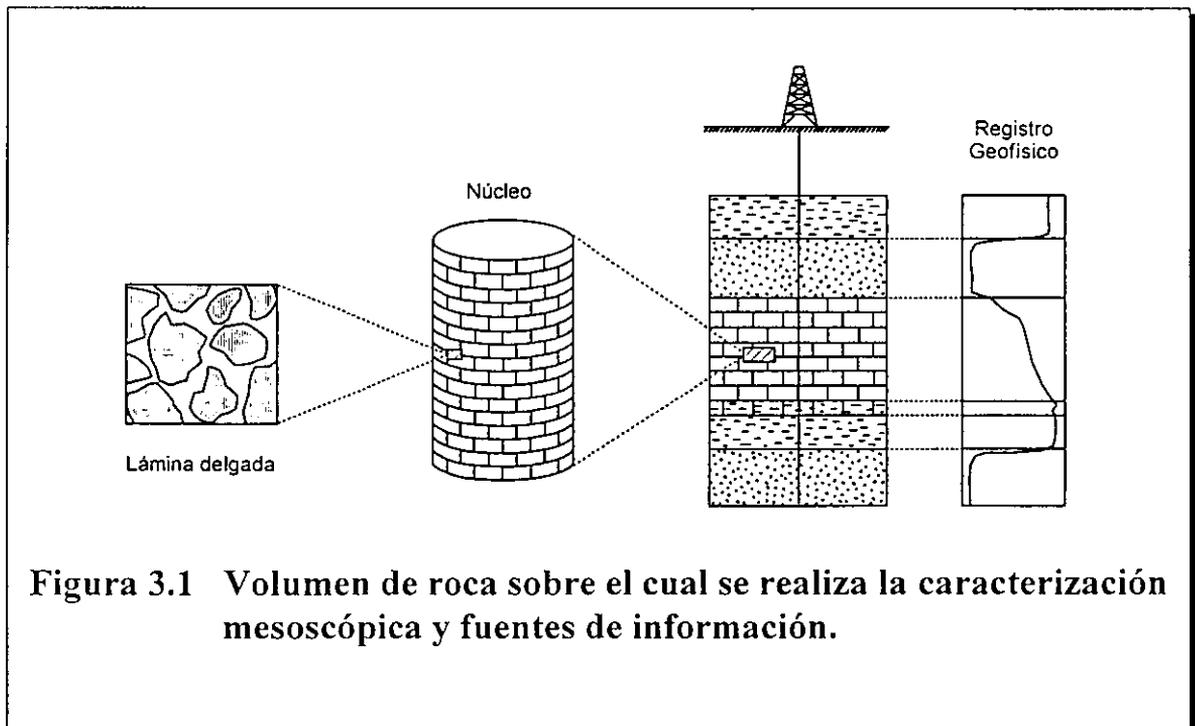


Figura 3.1 Volumen de roca sobre el cual se realiza la caracterización mesoscópica y fuentes de información.

III.1 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.

Los registros geofísicos de pozos se pueden clasificar de diversas maneras, la siguiente clasificación se basa en la propiedad de la formación que registran y el principio de medición que utilizan.

III.1.1 Registros litológicos.

Los registros Potencial Espontáneo, Rayos Gamma y Espectroscopía de Rayos Gamma, miden fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas. Estos registros son los que se usan con más frecuencia en análisis e interpretación geológica²².

a) *Registro de Potencial Espontáneo (SP).*

El objetivo principal de este registro es la diferenciación entre formaciones lutíticas y no lutíticas o permeables y no permeables.

La curva SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo (no puede ser corrido en pozos con lodo base aceite, agujero vacío o entubado) y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas). La curva SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, en función de la profundidad.

La curva SP define una línea más o menos recta enfrente de las lutitas, llamada línea base de lutitas. En formaciones permeables la curva muestra deflexión, que puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente del contraste entre las salinidades del lodo de perforación y del agua de formación. La curva SP generalmente se presenta en el primer carril del registro y se mide en milivoltios (mV). Por lo general, este registro se toma junto con algún otro registro como el de resistividad o porosidad. En la figura 3.3 se muestra una curva de SP.

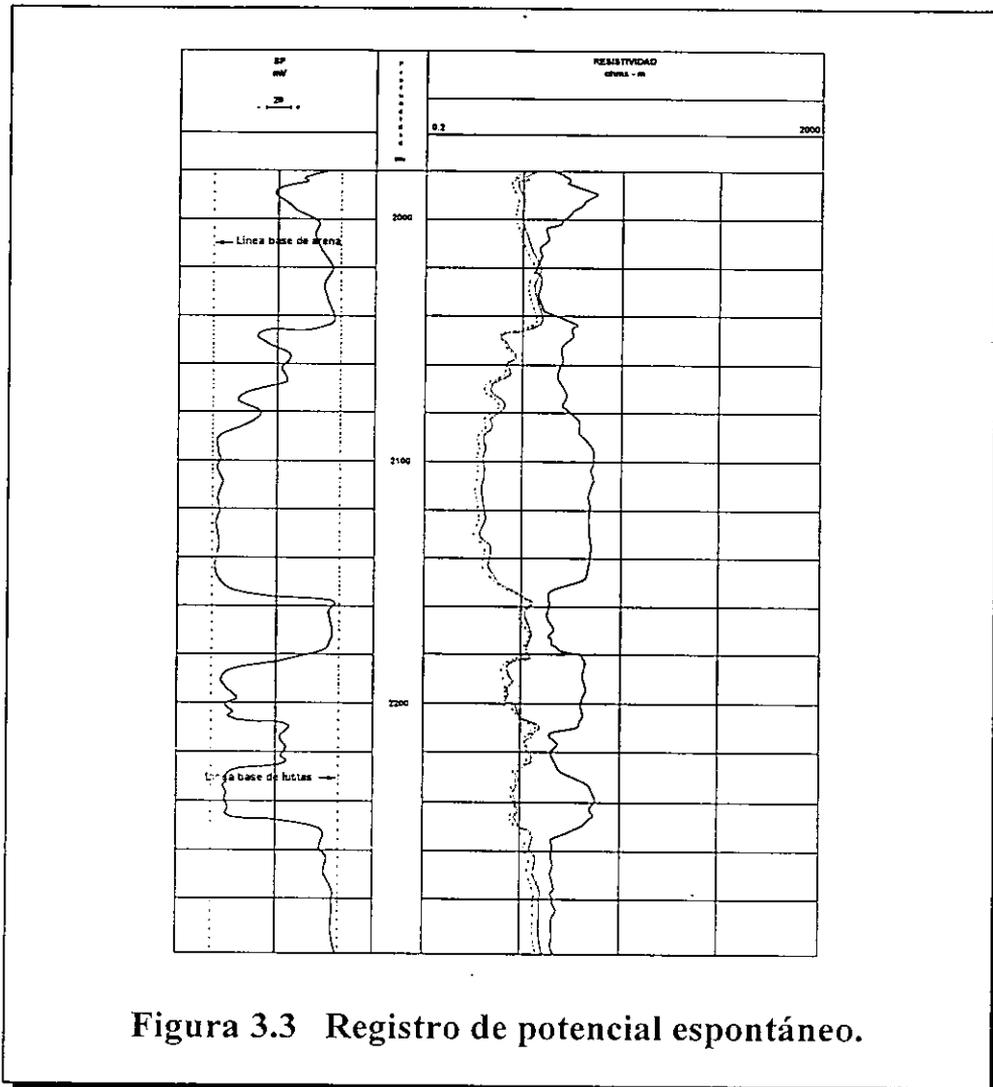


Figura 3.3 Registro de potencial espontáneo.

b) Registro de Rayos Gamma (GR).

Este registro indica la radioactividad natural de las formaciones. Casi todas las rocas presentan cierta radioactividad natural y la magnitud depende de la concentración de Potasio, Torio y Uranio que tengan. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla, porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que existan contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas, residuos de granito o, bien, que el agua de formación contenga sales radioactivas disueltas.

En la actualidad, casi todos los registros incluyen la curva SP o la de GR. El registro de Rayos Gamma puede ser corrido en pozos entubados, en pozos perforados con lodos base agua, base aceite o con aire. La curva se presenta en el primer carril del registro, junto con una curva de Calibración de agujero. La escala está en unidades API. El registro GR puede correrse junto con un registro de resistividad o uno de porosidad. En la figura 3.4 se muestra una curva de Rayos Gamma.

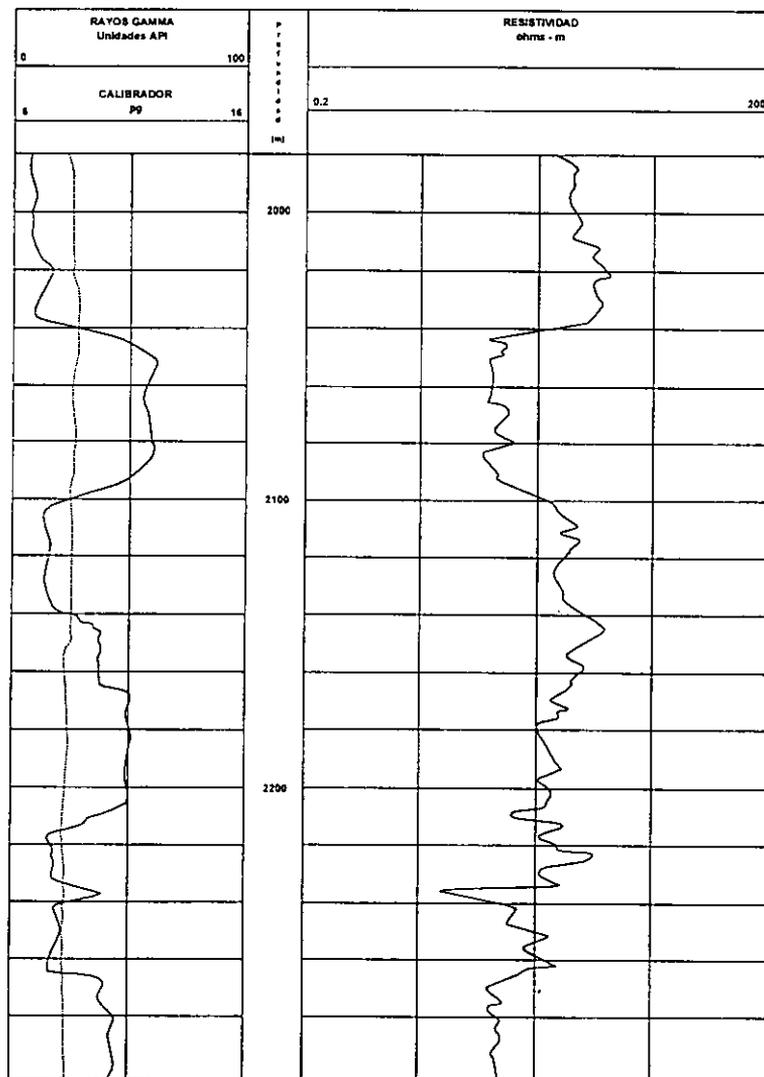


Figura 3.4 Registro de rayos gamma.

c) *Registro de Espectroscopía de Rayos Gamma (NGT).*

A diferencia del registro de Rayos Gamma, que sólo mide la radioactividad total, este registro mide la radioactividad total y las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio, que producen la radioactividad. El número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno, permiten determinar las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio radioactivos en la formación. El registro NGT se presenta en el primer carril y se lee un registro de conteo total de rayos gamma y uno de conteo total menos el Uranio, en unidades API. En los otros dos carriles se presentan los registros de las concentraciones de Uranio y Torio, en partes por millón (ppm), y del Potasio, en porcentaje de peso. En la figura 3.5 se muestra este registro.

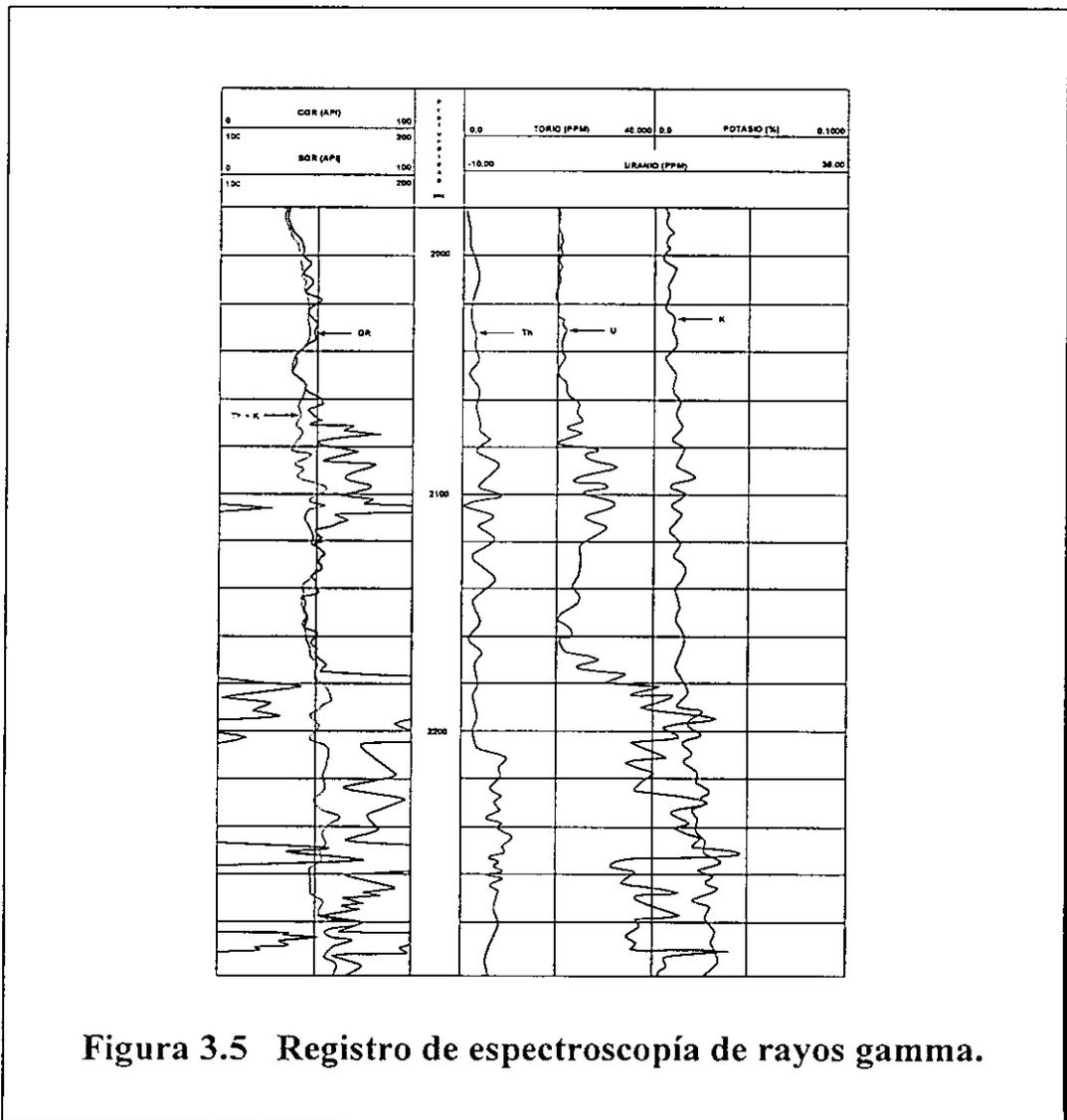


Figura 3.5 Registro de espectroscopía de rayos gamma.

III.1.2 Registros de resistividad.

La resistividad eléctrica de la formación es un parámetro importante para la determinación de la saturación de hidrocarburos. En las formaciones este parámetro se mide ya sea induciendo una corriente eléctrica y midiendo la facilidad de flujo o, bien, induciendo una corriente eléctrica y midiendo su magnitud.

La resistividad generalmente varía de 0.2 a 1000 ohm-m. Resistividades superiores son poco comunes en formaciones permeables, pero en formaciones impermeables, de muy baja porosidad, la resistividad es mayor o mucho mayor. El primer registro diseñado para medir resistividades fue el registro Eléctrico Convencional, posteriormente se han desarrollado métodos más sofisticados, siendo estos últimos los de mayor aplicación actual, por lo que sólo éstos serán considerados en este trabajo.

a) *Registro Doble Laterolog- R_{xo}*

Las respuestas de los Registros Eléctricos Convencionales son afectadas por el pozo y las formaciones adyacentes. Estos efectos se minimizan mediante herramientas de resistividad que utilizan corrientes de enfoque. Entre las herramientas con electrodos de enfoque, se tiene el registro Doble Laterolog (DLL). El objetivo de este registro es medir la resistividad verdadera de la formación (R_t). Este registro proporciona tres lecturas de resistividad a diferentes radios de investigación. Para lograr esto, la herramienta cuenta con nueve electrodos, por medio de los cuales se obtienen las lecturas de resistividad profunda (LLD) y somera (LLS); además, tiene un registro Microesférico Enfocado para proporcionar la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).

Las curvas de resistividad se presentan en escala logarítmica, su formato estándar se divide en cuatro ciclos, que van de 0.2 a 2000 ohm-m. Algunas veces este rango no es suficiente para las mediciones del registro y se requiere de una curva de respaldo para cubrir el rango de 2000 a 40,000 ohm-m. En la figura 3.6 se muestra el registro Doble Laterolog- R_{xo} , en los carriles segundo y tercero. En el primer carril se presenta un registro de Rayos Gamma y uno de Calibración de agujero.

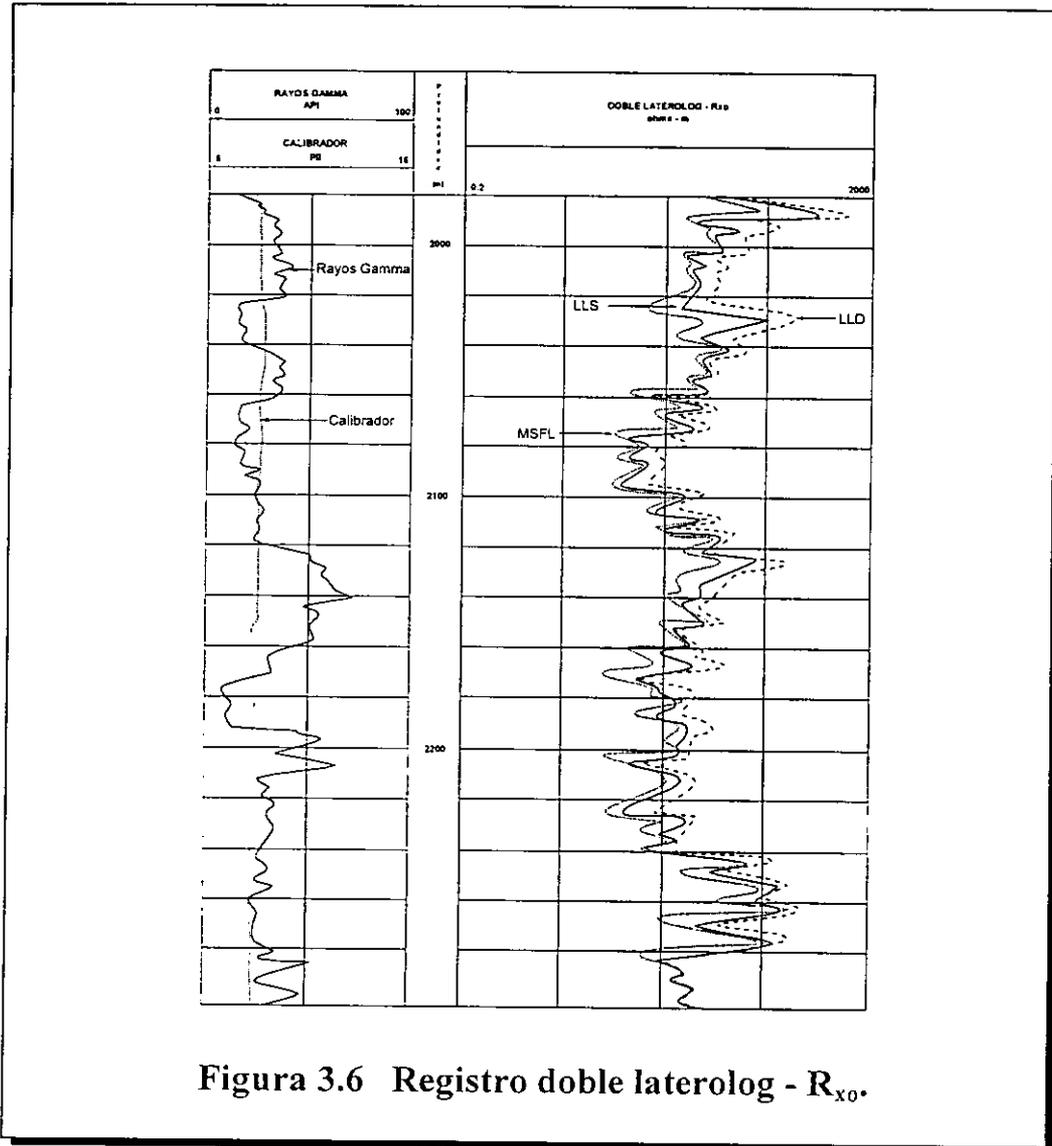


Figura 3.6 Registro doble laterolog - R_{x0} .

b) Registro Doble Inducción-Laterolog 8.

En principio, el registro de Inducción se desarrolló para medir la resistividad de la formación en pozos perforados con lodos base aceite o pozos perforados con aire. El registro Doble Inducción-Laterolog 8 proporciona tres lecturas de resistividad, que corresponden a tres radios de investigación: profunda (ILD), media (ILM) y somera (LL8). Con estas mediciones se puede obtener R_t y R_{x0} . Este registro puede ser corrido en pozos perforados con lodos base aceite, aire o gas. Cuando se corre en pozos perforados con lodos conductivos, su eficiencia se reduce.

El registro presenta tres curvas ILM, ILD y LL8, en los carriles segundo y tercero, en una escala logarítmica con un rango de 0.2 a 2000 ohm-m. En el primer carril se presenta un registro SP. En la figura 3.7 se muestra un registro Doble Inducción-Laterolog 8.

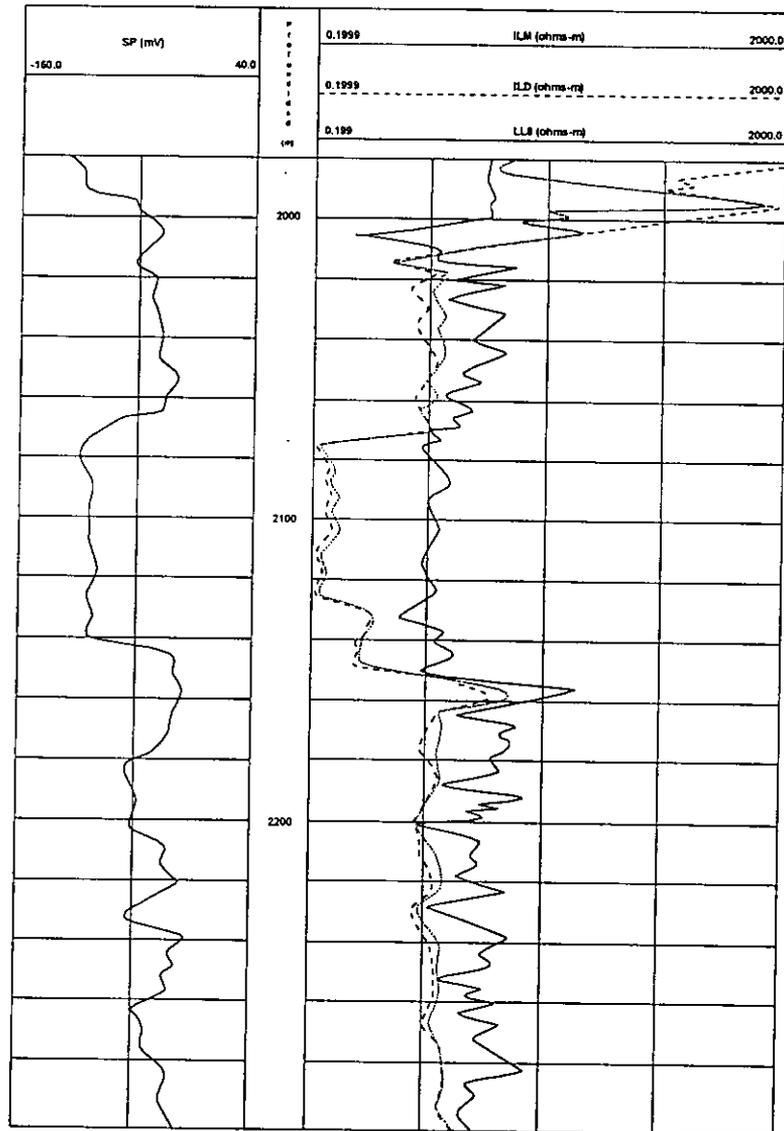


Figura 3.7 Registro doble inducción - laterolog 8.

III.1.3 Registros de porosidad.

Los primeros registros que se usaron para medir la porosidad, fueron: el registro Densidad, el registro Neutrón y el registro Sónico. Durante mucho tiempo el registro Sónico fue el más usado, ya que era el menos sensible a efectos de agujero y enjarre.

Una nueva generación de herramientas son las llamadas compensadas: Densidad Compensado, Neutrón Compensado y Sónico Compensado. Estos registros son menos sensibles a los efectos de enjarre y agujero. Además, se tiene el registro de Lito-Densidad, que es otro registro que se usa principalmente para determinar la litología.

Por ser los registros compensados y el de Lito-Densidad los más usados actualmente, sólo éstos serán considerados en este trabajo.

a) *Sónico Compensado (BHC).*

Las primeras herramientas sónicas tenían un transmisor y un receptor. La herramienta del registro Sónico Compensado utiliza un transmisor superior y uno inferior y dos pares de receptores sónicos. Los transmisores emiten pulsos alternativamente y el tiempo de llegada se registra en pares alternados de receptores.

Mediante los registros sónicos se mide el tiempo de tránsito (Δt), que es el tiempo que tarda una onda sonora para atravesar un pie de formación. El tiempo de tránsito en una formación depende de su litología y su porosidad. El registro Sónico Compensado (BHC) se presenta en los carriles segundo y tercero, en microsegundos/pie ($\mu\text{s}/\text{pie}$), con un rango de 40 a 140. En el primer carril se presenta un registro SP. Otra presentación de este registro es la siguiente: un registro de Resistividad en el segundo carril, el registro BHC en el tercer carril y en el primer carril un registro de Rayos Gamma y uno de Calibración de agujero. En la figura 3.8 se presenta un registro BHC.

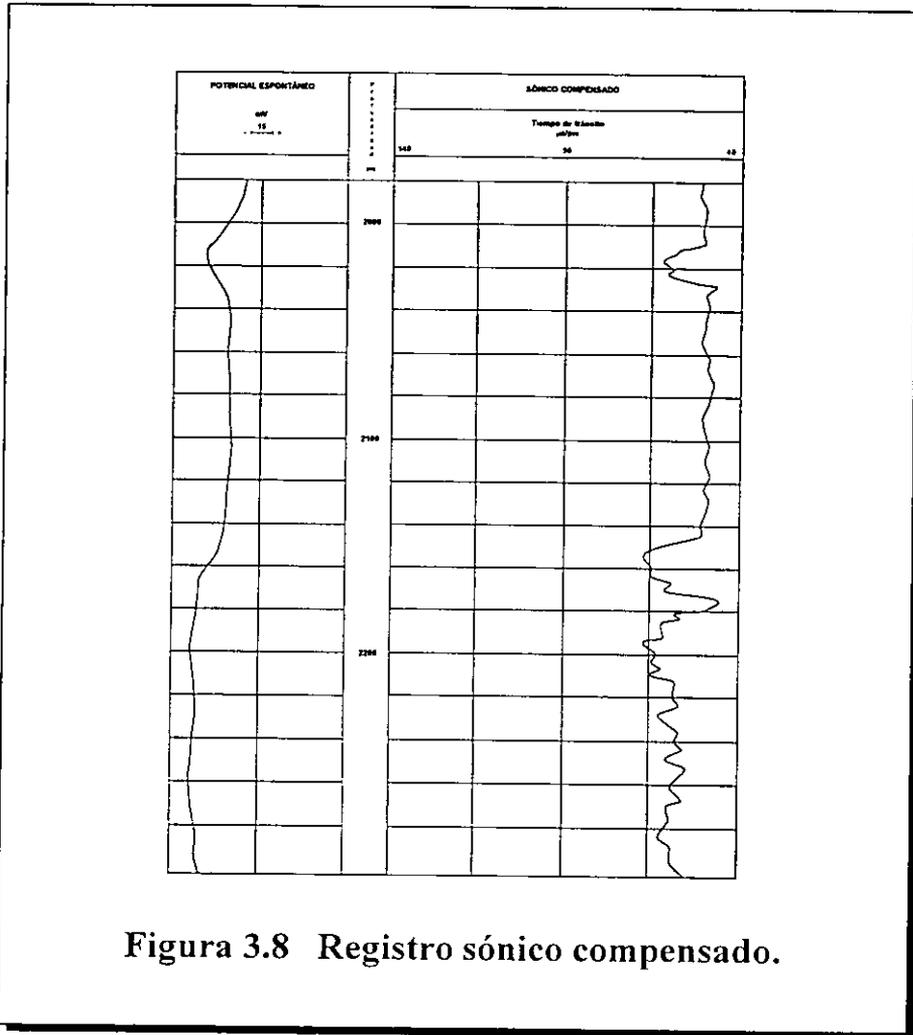


Figura 3.8 Registro sónico compensado.

b) Registro Neutrón Compensado (CNL).

Los registros neutrónicos son utilizados principalmente para determinar porosidad y delinear formaciones porosas. Los registros neutrónicos responden a la cantidad de hidrógeno de la formación.

La herramienta del registro Neutrón Compensado consta de una fuente radioactiva y dos detectores termale, un detector lejano y un detector cercano, a dos pies y un pie de la fuente, respectivamente. La fuente emite continuamente neutrones, los cuales chocan con núcleos de los materiales de la formación, con lo que pierden energía. Los detectores están diseñados para medir neutrones con un nivel de energía termal muy bajo, aproximadamente de 0.025 ev.

El registro Neutrón Compensado se corre generalmente con el registro Rayos Gamma y el registro Densidad Compensado. Los registros Rayos Gamma y Calibración de agujero se presentan en el primer carril. En los carriles segundo y tercero, en escala lineal de porosidad con un rango de 45 a -15 y para una matriz dada, la cual se escoge de acuerdo al área donde se esté tomando el registro, se presentan: con línea punteada el registro Neutrón Compensado y con línea continua el registro Densidad Compensado. En la figura 3.9 se presenta un registro CNL.

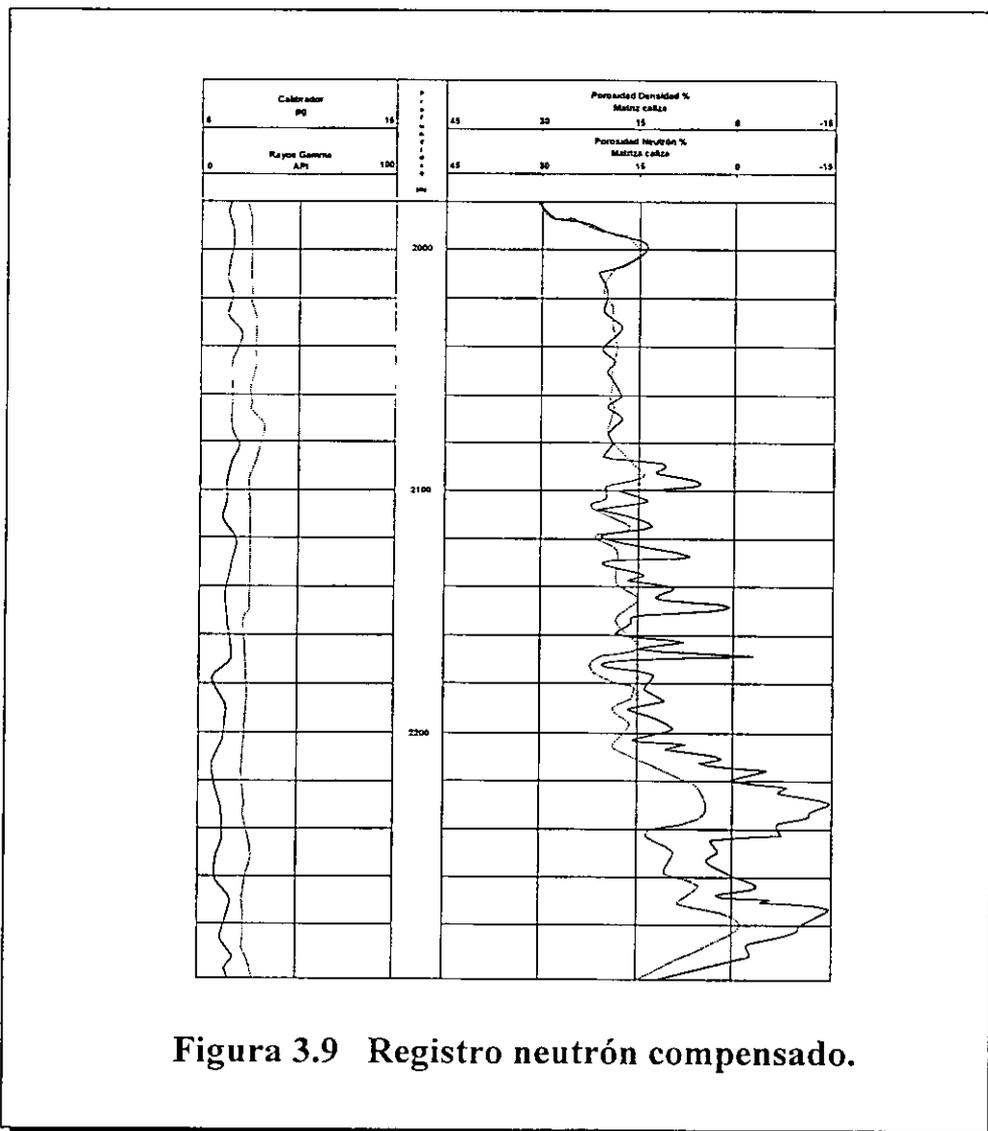


Figura 3.9 Registro neutrón compensado.

c) Registro Densidad Compensado (FDC).

Los registros de densidad son usados principalmente como registros de porosidad. La herramienta del registro Densidad Compensado tiene una fuente radioactiva que emite rayos gamma que chocan contra la formación, lo que provoca que pierdan energía y se dispersen. A este fenómeno se le conoce como Atenuación Compton. La herramienta también tiene dos detectores, uno cercano y otro lejano a la fuente. La función del detector cercano es compensar la medición por efectos de residuos de enjarre y rugosidad entre la herramienta y la formación llena de lodo.

El registro Densidad Compensado puede ser corrido con un registro Rayos Gamma. Las curvas de rayos gamma y de calibración de agujero se presentan en el primer carril. En los carriles segundo y tercero se presenta la curva de densidad total (ρ_b), en escala lineal con un rango de 2.0 a 3.0 g/cm³. También se presenta una curva de corrección de densidad ($\Delta\rho$) en el tercer carril, la cual tiene una escala con cero en el centro y 0.25 g/cm³, positivo y negativo. En la figura 3.10 se presenta un registro de Densidad Compensado.

d) Registro Lito-Densidad (LDT).

El registro Lito-Densidad es una nueva generación de los registros de Densidad Compensado. Esta herramienta mide la densidad total de la formación (ρ_b) y un parámetro llamado factor fotoeléctrico de la formación (P_e), que se usa para determinar litología.

La herramienta tiene una fuente y dos detectores. La fuente emite rayos gamma, los cuales se dispersan y pierden energía hasta que son absorbidos por medio del efecto fotoeléctrico. El registro Lito-Densidad se puede correr junto con un registro Rayos Gamma y un registro Neutrón Compensado. En el primer carril se presenta el registro Rayos Gamma y el registro de Calibración de agujero. En los carriles segundo y tercero se presenta, con línea continua, la curva de densidad total (ρ_b) que está convertida a porosidad usando una matriz determinada y, con línea punteada, la curva de porosidad Neutrón Compensado, en una escala lineal de porosidad con un rango de 45 a -15. También en los carriles segundo y tercero se presenta el factor fotoeléctrico (P_e), en unidades bars/electrón, en una escala de 0 a 10 bars/electrón. En la figura 3.11 se presenta un ejemplo de este registro.

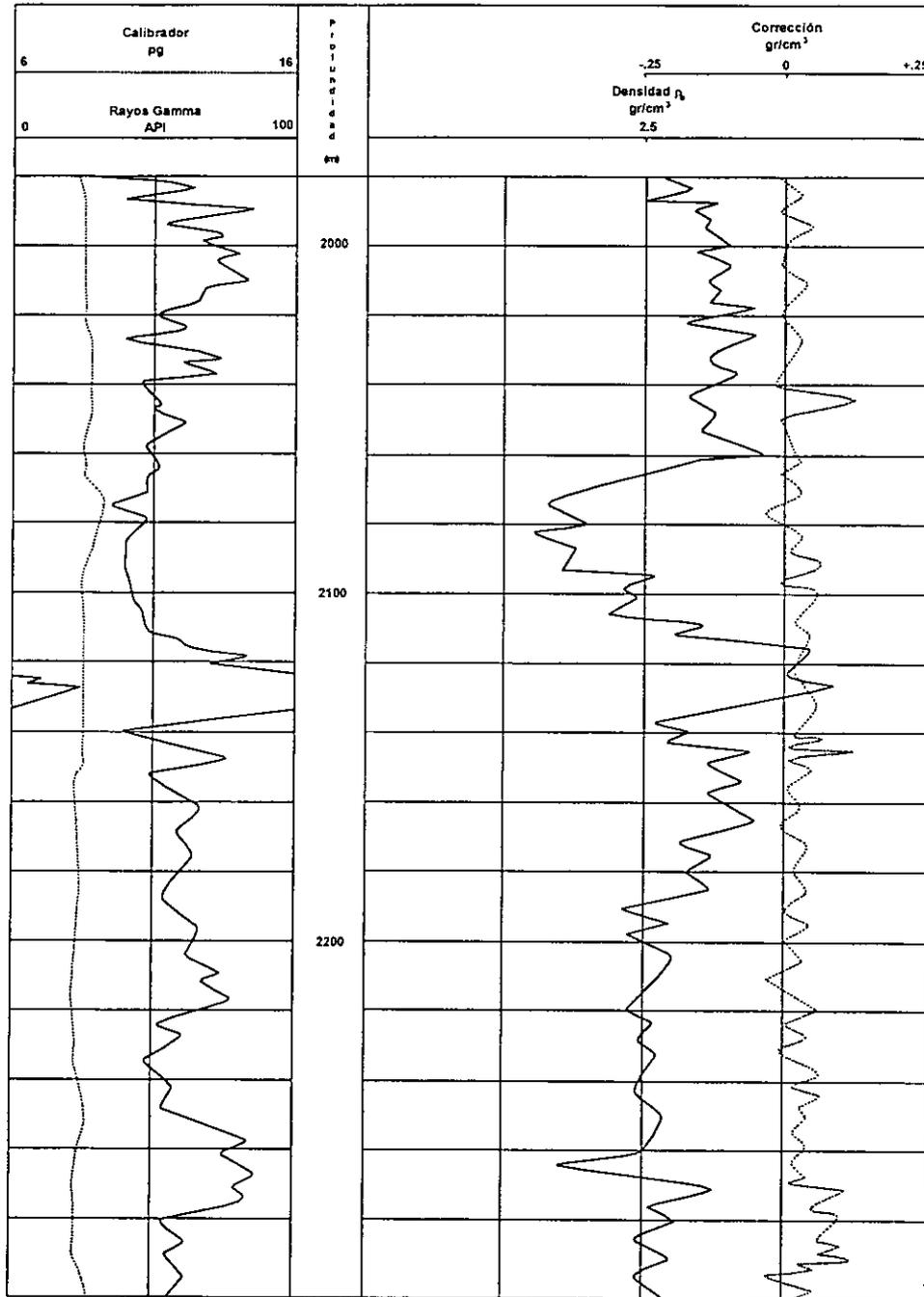


Figura 3.10 Registro densidad compensado.

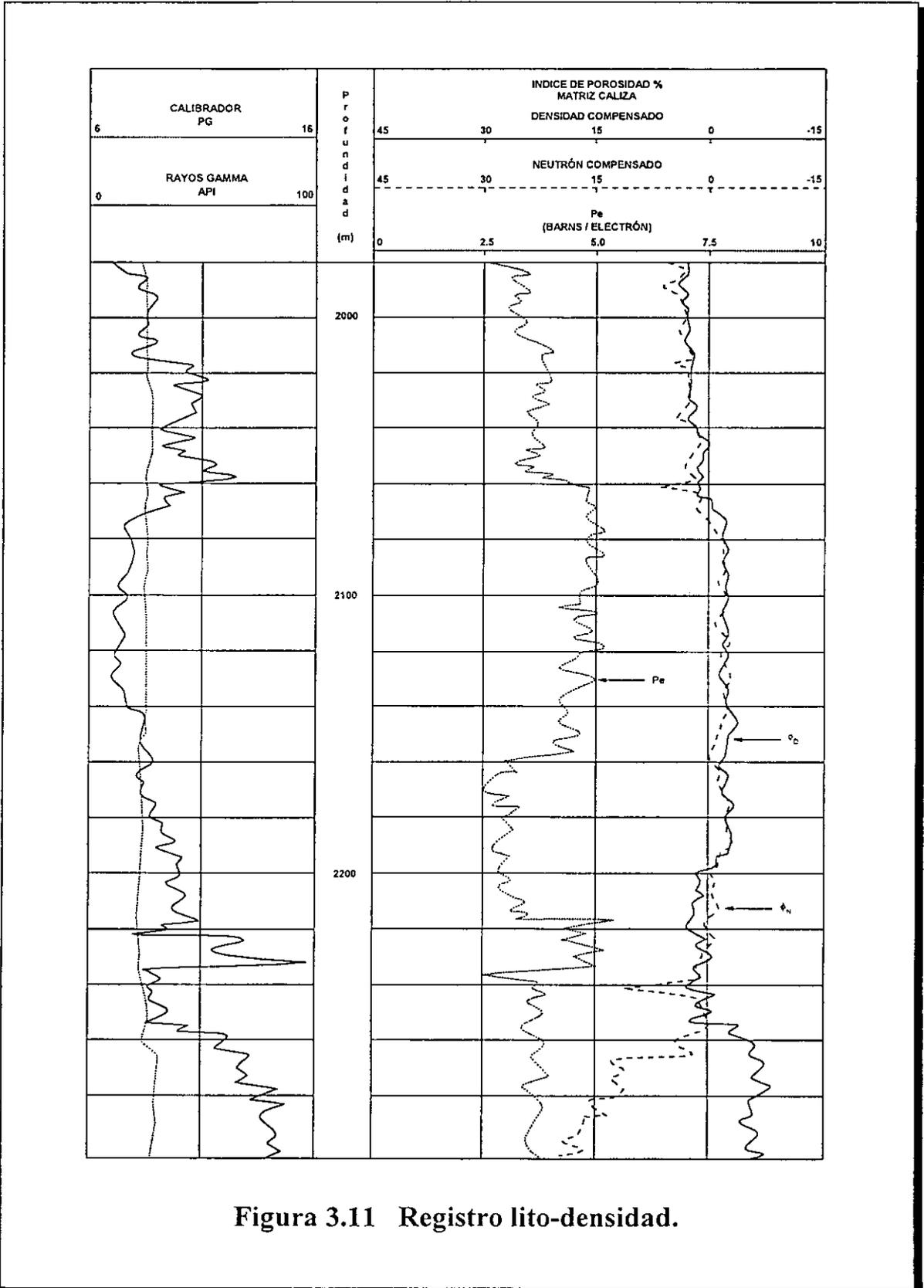


Figura 3.11 Registro lito-densidad.

III.2 CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA.

Mediante la caracterización de la roca a escala mesoscópica, pueden obtenerse parámetros geológicos y petrofísicos. El objetivo principal de las diferentes herramientas de registros geofísicos de pozos es proporcionar información a partir de la cual puedan conocerse las características geológicas y petrofísicas de los yacimientos. Desafortunadamente, sólo algunos de estos parámetros pueden medirse directamente, otros deben inferirse u obtenerse de la medición de otras propiedades físicas de las formaciones, tales como: densidad, tiempo de tránsito, factor fotoeléctrico, etc. Mediante la interpretación de los registros dichas propiedades pueden transformarse en parámetros petrofísicos y geológicos, como: porosidad, litología, etc. Esta transformación se complica debido a que con la perforación se invade la formación y se requiere que los parámetros que se obtengan sean de la zona virgen, esto es, de la formación no contaminada por el filtrado de lodo. En la figura 3.12 se muestra un diagrama de un perfil idealizado de invasión de filtrado de lodo.

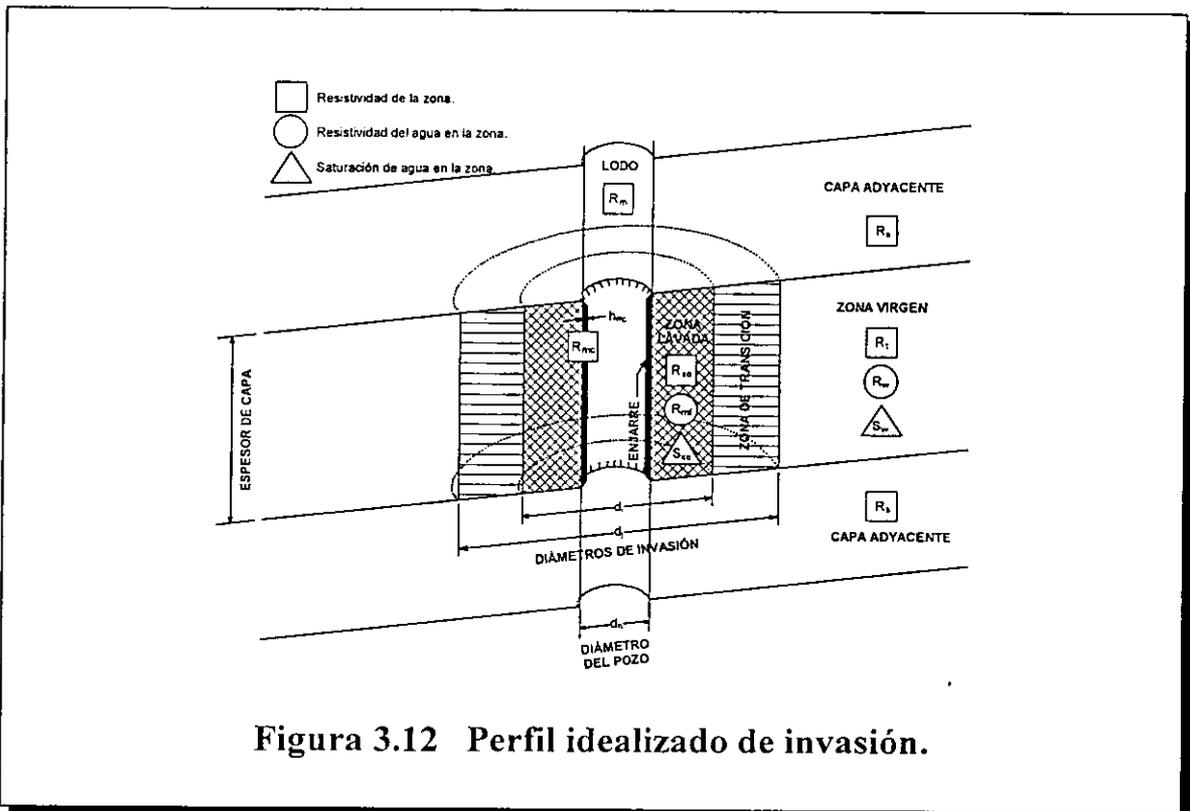


Figura 3.12 Perfil idealizado de invasión.

III.2.1 Caracterización geológica.

En la caracterización geológica pueden determinarse, entre otros aspectos: la litología, los límites entre formaciones porosas y permeables, la arcillosidad de una formación y el volumen de lutitas.

Litología.

A escala mesoscópica, se puede determinar la litología con base en datos de diferentes registros geofísicos y apoyándose en información de muestras de roca.

A partir de las deflexiones de la curva SP, respecto a la línea base de lutitas, se pueden identificar las formaciones porosas y permeables. Las deflexiones negativas indican formaciones porosas y permeables (arenas y carbonatos), siempre y cuando el agua de la formación sea más salada que el lodo de perforación. En la figura 3.13 se presenta la respuesta de la curva SP para una secuencia sedimentaria.

Mediante la curva de rayos gamma se pueden distinguir, principalmente, las lutitas de las formaciones almacenadoras. En las lutitas, las lecturas en el registro son altas, en arenas limpias y carbonatos las lecturas son bajas. En la figura 3.14 se presenta la respuesta de la curva de Rayos Gamma en litologías típicas.

La combinación del registro Espectroscopía de Rayos Gamma con otros registros sensibles a litología como: los registros Sónico Compensado, Densidad Compensado, Neutrón Compensado y Lito-Densidad, permite el análisis volumétrico de mezclas litológicas muy complejas, ya que la identificación de los minerales se realiza con mayor certeza y los volúmenes se calculan con mayor precisión.

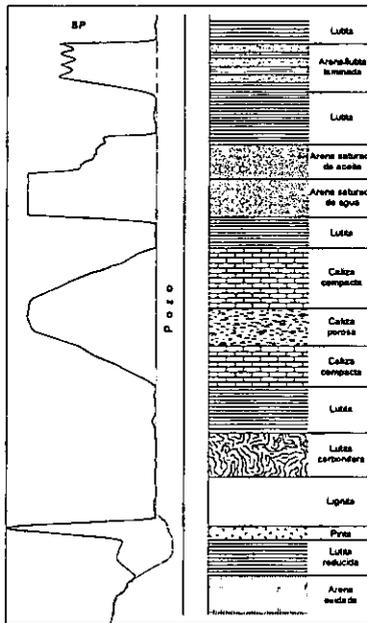


Figura 3.13 Respuesta del registro SP en litologías típicas.

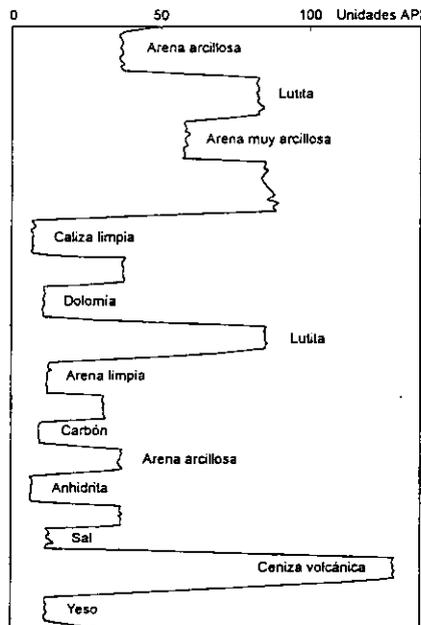


Figura 3.14 Respuesta del registro GR en litologías típicas.

El registro Sónico Compensado puede ser usado para identificar litología. Algunos tipos de litología pueden ser identificados por las lecturas de tiempo de tránsito, ya que se tienen valores característicos para cada tipo de roca. En la tabla 3.1 se presentan los valores más comúnmente usados de tiempo de tránsito de la matriz en rocas sedimentarias, así como los valores de la velocidad de transmisión del sonido en la matriz (V_{ma}). Los valores de tiempo de tránsito obtenidos en el registro son comparados con los valores tabulados, con lo que se puede identificar la litología.

	V_{ma} (pie/seg)	Δt_{ma} (μ seg/pie)	Δt_{ma} (μ seg/pie) (valores comúnmente usados)
Areniscas	18,000 - 19,500	55.5 - 51.0	55.5 o 51.0
Calizas	21,000 - 23,000	47.6 - 43.5	47.5
Dolomitas	23,000	43.5	43.5
Anhidritas	20,000	50.0	50.0
Sal	15,000	66.7	67.0

Tabla 3.1 Valores comunes de la velocidad sónica y tiempo de tránsito en la matriz.

El registro Lito-Densidad puede ser usado para determinar litología. La curva del factor fotoeléctrico (P_e) es un buen indicador de la matriz de la formación. En la tabla 3.2 se muestra el valor del factor fotoeléctrico para rocas sedimentarias, minerales y fluidos comunes en yacimientos petroleros. Los valores del factor fotoeléctrico obtenidos en el registro se comparan con los valores tabulados, con lo que es posible determinar la litología presente.

La determinación de la litología mediante registros geofísicos de pozos es de tipo cualitativo, ya que solamente indican el tipo de roca de que se trata.

Nombre	P _e
Minerales	
Anhidrita	5.055
Barita	266.800
Calcita	5.084
Cuarzo	1.806
Dolomita	3.142
Halita	4.650
Pirita	16.970
Líquidos	
Agua	0.358
Agua Salada (120,000 ppm)	0.807
Aceite	0.119
Rocas	
Arenisca Limpia	1.745
Arenisca sucia	2.700

Tabla 3.2 Valores de factor fotoeléctrico para rocas, minerales y fluidos.

Límites de las formaciones porosas y permeables.

Los puntos de inflexión de la curva SP marcan las fronteras o contactos entre las capas de lutitas y las formaciones porosas y permeables (arenas o carbonatos), con lo que se pueden definir los límites verticales de tales rocas y conocer la profundidad a la que se encuentran. La determinación de los límites entre formaciones porosas y permeables es de tipo cualitativo y cuantitativo, cuando se toma en cuenta la profundidad a la que se encuentran.

Arcillosidad de una formación.

Esta característica puede ser determinada mediante los registros SP, Rayos Gamma y Espectroscopía de Rayos Gamma.

Cuando la deflexión negativa de la curva SP, respecto a la línea base de lutitas, es muy grande, indica que se trata de una formación limpia, si se tiene poca deflexión negativa, indica arcillosidad en la formación. La

determinación de esta característica mediante la curva SP es de tipo cualitativo.

La determinación del índice de arcillosidad con el registro GR, es de tipo cuantitativo. Tal característica se puede obtener mediante la siguiente ecuación^{6, 23}:

$$I_{sh} = \frac{GR - GR_{limpia}}{GR_{lutita} - GR_{limpia}} \quad (3.1)$$

Donde:

I_{sh} = índice de arcillosidad; varía de cero (para arenas limpias) a uno (para lutitas) (fracción)

GR = Rayos Gamma de la formación de interés, leído del registro (unidades API)

GR_{limpia} = Rayos Gamma, leído del registro en una arena limpia (unidades API)

GR_{lutita} = Rayos Gamma, leído del registro en una lutita (unidades API)

El registro de Espectroscopía de Rayos Gamma es un indicador confiable de arcillosidad. El índice de arcillosidad puede ser calculado con las siguientes ecuaciones:

$$(I_{sh})_{Th} = \frac{C_{Th} - (C_{Th})_{limpia}}{(C_{Th})_{sh} - (C_{Th})_{limpia}} \quad (3.2)$$

$$(I_{sh})_K = \frac{C_K - (C_K)_{limpia}}{(C_K)_{sh} - (C_K)_{limpia}} \quad (3.3)$$

$$(I_{sh})_{Uf} = \frac{C_{Uf} - (C_{Uf})_{limpia}}{(C_{Uf})_{sh} - (C_{Uf})_{limpia}} \quad (3.4)$$

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

Donde:

- C_{Th} = lectura del registro en la formación de interés , en la curva de Torio (unidades API)
- C_K = lectura del registro en la formación de interés, en la curva de Potasio (unidades API)
- $C_{U\gamma}$ = lectura del registro en la formación de interés, en la curva de Rayos Gamma libre de Uranio (unidades API)
- $(C_{Th})_{sh}$ = lectura del registro en zonas de lutitas, en la curva de Torio (unidades API)
- $(C_K)_{sh}$ = lectura del registro en zonas de lutitas, en la curva de Potasio (unidades API)
- $(C_{U\gamma})_{sh}$ = lectura del registro en zonas de lutitas, en la curva de Rayos Gamma libre de Uranio (unidades API)
- $(C_{Th})_{limpia}$ = lectura del registro en zonas limpias, en la curva de Torio (unidades API)
- $(C_K)_{limpia}$ = lectura del registro en zonas limpias, en la curva de Potasio (unidades API)
- $(C_{U\gamma})_{limpia}$ = lectura del registro en zonas limpias, en la curva de Rayos Gamma libre de Uranio (unidades API)

La determinación del índice de arcillosidad con datos del registro de Espectroscopía de Rayos Gamma es más representativo que el calculado con el registro de Rayos Gamma, esto se debe a la exclusión del Uranio, el cual puede estar asociado con otros minerales radioactivos que no se encuentran en las lutitas. Esta determinación es de tipo cuantitativo.

Volumen de lutitas (V_{sh}).

El volumen de lutitas se puede determinar con los registros SP y GR, este último con apoyo del registro Densidad Compensado.

El registro SP puede proporcionar un indicador de la fracción del volumen de arcilla o lutitas en una formación arcillosa. El volumen de arcilla se obtiene con la siguiente ecuación⁶:

$$V_{sh} = \frac{SP - SP_{limpia}}{SP_{lutita} - SP_{limpia}} \quad (3.5)$$

Donde:

V_{sh} = volumen de lutitas (fracción)

SP = SP de la formación de interés, leído del registro (mV)

SP_{limpia} = SP de una capa limpia de espesor grande, saturada 100% con agua, leído del registro (mV)

SP_{lutita} = SP de una formación lutítica, leído del registro (mV)

El volumen de lutitas mediante la curva GR en combinación con la curva del registro de Densidad, se puede obtener de la siguiente forma⁶:

- a) Si la densidad de la formación no varía con el contenido de lutita, se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = I_{sh} \quad (3.6)$$

- b) Si la densidad de la formación varía con el contenido de lutita, se aplica la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = I_{sh} \left(\frac{\rho_b}{\rho_{sh}} \right)^3 \quad (3.7)$$

Donde:

V_{sh} = volumen de lutitas (fracción)

ρ_b = densidad de la formación de interés, leída del registro de Densidad (g/cm^3)

ρ_{sh} = densidad de una lutita cercana a la formación de interés, leída del registro de Densidad (g/cm^3)

La determinación del volumen de lutitas es de tipo cuantitativo.

Minerales arcillosos.

Mediante la curva de Espectroscopía de rayos gamma, los minerales arcillosos pueden ser identificados con base en las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio. Esta es una determinación de tipo cualitativo.

Fracturas.

El registro de Espectroscopía de Rayos Gamma se puede usar para detectar fracturas. Altas lecturas en la curva de Uranio, son características de zonas fracturadas, ya que las corrientes de agua subterránea transportan sales de Uranio disueltas, que al pasar a través de las fracturas se precipitan, dando origen a depósitos de sales de Uranio, lo que provoca las altas lecturas en la curva de Uranio. Esta es una determinación de tipo cualitativo, ya que solamente se detecta la presencia y no las características de las fracturas.

III.2.2 Caracterización petrofísica.

En la caracterización petrofísica a escala mesoscópica con registros geofísicos de pozos, es posible determinar, principalmente, la porosidad y la permeabilidad de las formaciones.

Porosidad (ϕ).

El registro Sónico Compensado puede ser usado para determinar porosidad aplicando la ecuación propuesta por M. R. J. Wyllie^{17, 22} después de numerosas investigaciones. La ecuación es una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito para formaciones limpias y consolidadas con porosidad homogénea.

$$\Delta t_{\log} = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_{ma} \quad (3.8)$$

o bien

$$\phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3.9)$$

Donde:

- ϕ = porosidad (fracción)
- Δt_{log} = tiempo de tránsito en la roca porosa, leído del registro Sónico (μseg/pie)
- Δt_{ma} = tiempo de tránsito en la matriz (μseg/pie)
- Δt_f = tiempo de tránsito en el fluido que satura el espacio poroso (μseg/pie)

Usando esta ecuación se puede determinar la porosidad, considerando que se conocen Δt_{ma} y Δt_f . El fluido en la zona de investigación del registro es filtrado de lodo. El tiempo de tránsito del fluido para lodos dulces es aproximadamente, 189 (μseg/pie), para lodos salados es de 185 (μseg/pie). Los valores de tiempo de tránsito en la matriz se obtienen de la tabla 3.1, en la que se presentan los valores más comunes de tiempo de tránsito en la matriz de rocas sedimentarias.

La ecuación de Wyllie proporciona valores de porosidad precisos en arenas y carbonatos con porosidad intergranular. En arenas no consolidadas, los valores de porosidad obtenidos son demasiado altos. Cuando se tienen laminaciones de lutitas, los valores de porosidad obtenidos se incrementarán en una cantidad proporcional al volumen de cada lámina. El tiempo de tránsito leído se incrementa porque el tiempo de tránsito de la lutita, generalmente, es más grande que el tiempo de tránsito en la matriz de la roca que contiene laminaciones de lutitas.

El registro Densidad Compensado se usa para determinar porosidad de la formación. La densidad total (ρ_b) de una formación limpia se obtiene de la siguiente ecuación^{6, 22}:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (3.10)$$

Donde:

ρ_b = densidad total (g/cm³)

ϕ = porosidad (fracción)

ρ_f = densidad del fluido que satura la roca (g/cm³)

ρ_{ma} = densidad de la matriz (g/cm³)

A partir de la ecuación anterior, se obtiene una ecuación para determinar la porosidad.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.11)$$

La densidad de la matriz se puede obtener de la tabla 3.3, que presenta la densidad de la matriz para litologías típicas. Cuando no se considera litología correcta se obtendrán valores negativos de porosidad. La densidad total se obtiene del registro Densidad Compensado. La densidad del fluido que satura el medio poroso puede tener diferentes valores:

Para lodo dulce: $\rho_f = 1.0$ (g/cm³)

Para lodo salado: $\rho_f = [1 + 0.73 N]$ (g/cm³)

Donde:

N = Concentraciones de NaCl en ppm x 10⁻⁶

Roca	ρ_{ma} (g/cm ³)
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Yeso	2.35
Sal	2.03

Tabla 3.3 Valores de densidad de la matriz.

El registro Neutrón Compensado mide la concentración de hidrógeno en la formación, que es un indicador directo de la porosidad de la formación. En formaciones limpias (sin material arcilloso), con los poros saturados de agua y/o aceite, el registro Neutrón Compensado mide la porosidad ocupada por el fluido.

Como ya se mencionó, este registro proporciona valores de porosidad para una matriz dada, que puede ser caliza, dolomía o arenisca. La matriz se escoge según el área donde se corra el registro. El tomar una matriz para todo el registro, afecta la cuantificación de la porosidad. La porosidad se lee directamente de la curva neutrón del registro.

El registro Lito-Densidad puede ser usado para determinar porosidad. El valor de este parámetro se lee directamente del registro, el cual es para una matriz dada.

La determinación de la porosidad es de tipo cuantitativo.

Permeabilidad (k).

La permeabilidad se puede determinar a partir de correlaciones de este parámetro con la porosidad, establecidas para los pozos con datos de análisis de núcleos. En el laboratorio se mide la permeabilidad y la porosidad a muestras de roca tomadas de núcleos cortados en pozos del yacimiento. Los datos obtenidos se grafican en escala normal, semilogarítmica y doble logarítmica y a la mejor tendencia se le ajusta una curva que describe la relación entre la permeabilidad y la porosidad. En la figura 3.15 se muestra un ejemplo de este tipo de correlaciones.

Con base en estas correlaciones y considerando la porosidad obtenida de registros geofísicos de pozos, se determina la permeabilidad.

Dado que las correlaciones permeabilidad-porosidad mencionadas son determinadas empíricamente y sólo son aplicables a una formación específica, se han desarrollado relaciones empíricas de aplicación general, como la propuesta por Wyllie y Rose²²:

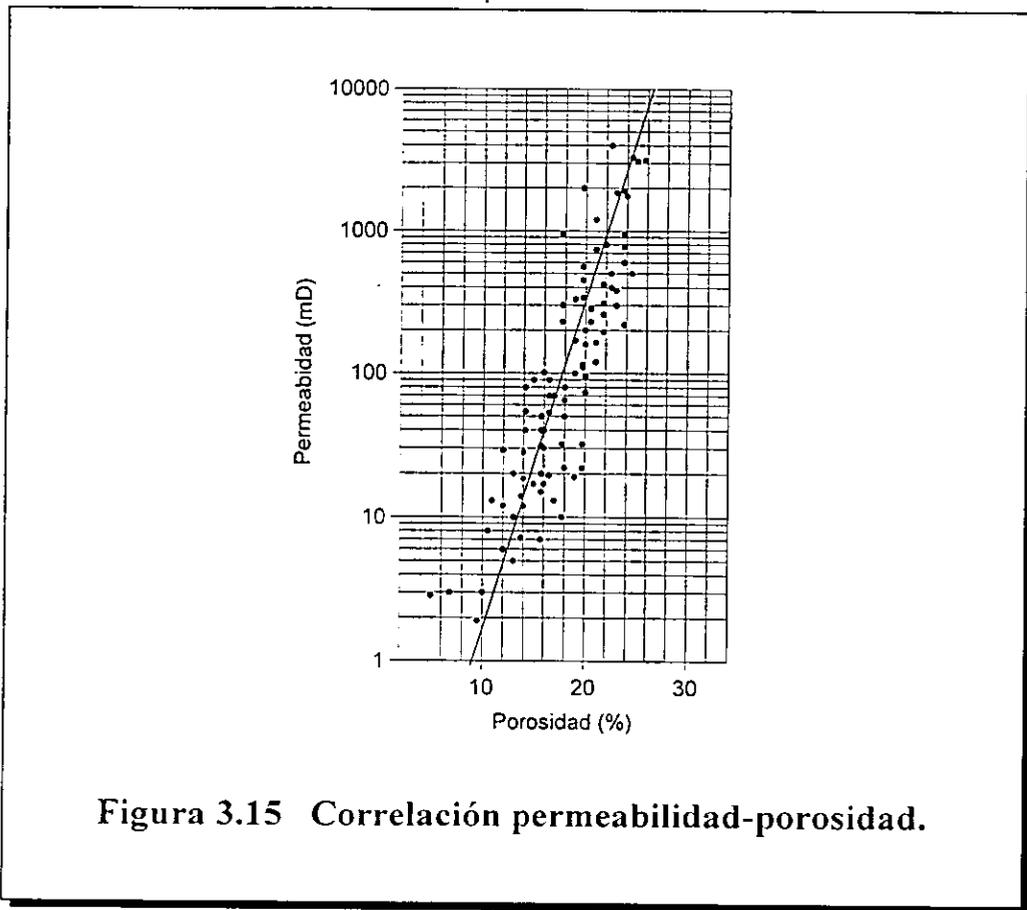


Figura 3.15 Correlación permeabilidad-porosidad.

$$k = \frac{C\phi^x}{(S_{wi})^y} \tag{3.12}$$

Donde:

- k = permeabilidad (mD)
- C = constante
- ϕ = porosidad (fracción)
- S_{wi} = saturación de agua irreductible (fracción)
- x = exponente
- y = exponente

Con base en esta expresión, varios investigadores han propuesto relaciones empíricas con las que se puede estimar la permeabilidad a partir de la porosidad y la saturación de agua irreductible, como las que a continuación se indican:

Tixier

$$k^{1/2} = 250 \frac{\phi^3}{S_{wi}} \quad (3.13)$$

Timur

$$k^{1/2} = 100 \frac{\phi^{2.25}}{S_{wi}} \quad (3.14)$$

Coates-Dumanoir

$$k^{1/2} = \frac{300 \phi^w}{w^4 S_{wi}^w} \quad (3.15)$$

Coates

$$k^{1/2} = 100 \frac{\phi^2 (1 - S_{wi})}{S_{wi}} \quad (3.16)$$

Donde:

- k = permeabilidad (mD)
- ϕ = porosidad (fracción)
- S_{wi} = saturación de agua irreductible (fracción)
- w = parámetro de textura relacionado con los exponentes de cementación y saturación, $w \approx m \approx n$.

Estas relaciones son aplicadas generalmente a areniscas, aunque pueden ser aplicadas a otras rocas.

La determinación de este parámetro es de tipo cuantitativo.

III.3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS.

En la caracterización a escala mesoscópica es posible obtener o inferir parámetros y aspectos del sistema roca-fluidos mediante la interpretación de los registros geofísicos de pozos. Algunos de tales parámetros y aspectos, son: saturación de agua, zonas con hidrocarburos y movilidad de ellos, permeabilidades efectivas y relativas.

Saturación de Agua (S_w).

La interpretación cuantitativa de todos los registros de resistividad en formaciones limpias, con porosidad intergranular homogénea, para determinar la saturación de agua (S_w), se basa en la ecuación de Archie^{6, 24}. Esta determinación es de tipo cuantitativo.

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad (3.17)$$

Donde:

S_w = saturación de agua (fracción)

F = factor de formación (adimensional)

R_w = resistividad del agua de formación (ohm-m)

R_t = resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

Si $n = 2$

$$S_w = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/2} \quad (3.18)$$

Se tiene una expresión similar para determinar la saturación de agua en la zona lavada por el filtrado de lodo (S_{xo}).

$$S_{xo} = \left(\frac{FR_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2} \quad (3.19)$$

Donde:

R_{mf} = resistividad del filtrado de lodo (ohm-m)

R_{xo} = resistividad de la zona lavada (ohm-m)

Si se divide la ecuación 3.18 entre la ecuación 3.19, se obtiene:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left(\frac{R_{xo} / R_t}{R_{mf} / R_w} \right)^{1/2} \quad (3.20)$$

S_{xo} se puede obtener mediante la siguiente relación empírica:

$$S_{xo} = S_w^{1/5} \quad (3.21)$$

sustituyendo la ecuación 3.21 en la ecuación 3.20, se obtiene:

$$S_w = \left(\frac{R_{xo} / R_t}{R_{mf} / R_w} \right)^{5/8} \quad (3.22)$$

Para determinar R_t y R_{xo} con el registro Doble Laterolog- R_{xo} , se usa la gráfica de la figura 3.16. En esta gráfica se entra con las lecturas del registro R_{LLD}/R_{LLS} y R_{LLD}/R_{xo} , las cuales se corrigen, si es necesario, por efectos de agujero o capas adyacentes. Mediante esta gráfica se obtienen los valores de R_t/R_{xo} y R_t/R_{LLd} y el diámetro de invasión, con los que se pueden calcular R_{xo} y R_t .

Con el registro Doble Inducción-Laterolog 8 se puede determinar R_t y R_{xo} usando un procedimiento similar al que se usa con el registro Doble Laterolog- R_{xo} , pero usando la gráfica adecuada.

Con datos de la curva SP y de acuerdo a la siguiente ecuación, se obtiene el valor de R_w .

$$SSP = -K \log \left(\frac{R_{mfeq}}{R_{weq}} \right) \quad (3.23)$$

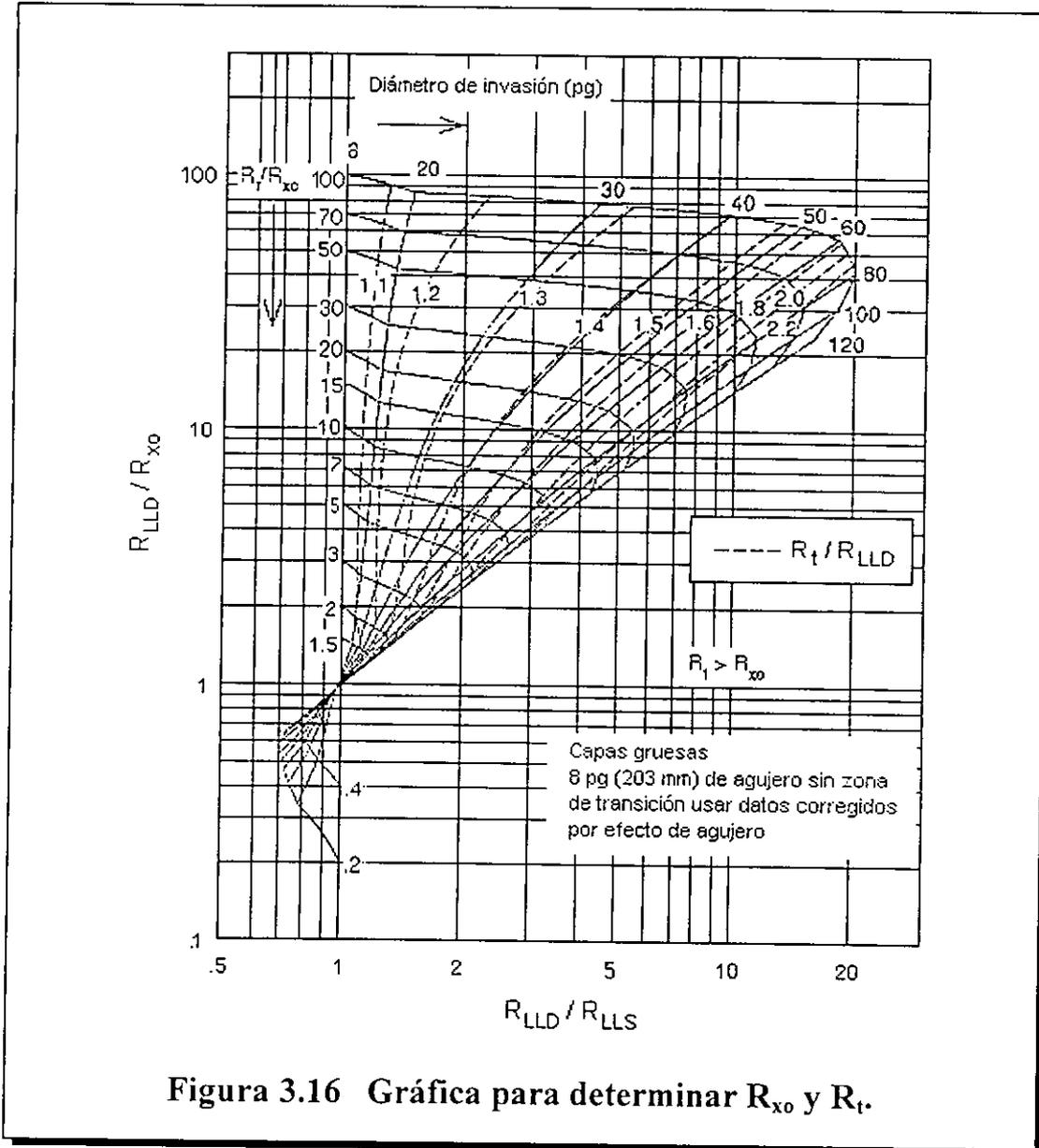


Figura 3.16 Gráfica para determinar R_{x0} y R_t .

Donde:

- SSP = potencial espontáneo estático, leído de una capa limpia de espesor grande, saturada 100% con agua (mV)
- R_{weq} = resistividad equivalente del agua de formación (ohm-m)
- R_{mfeq} = resistividad equivalente del filtrado de lodo (ohm-m)
- K = constante que depende de la temperatura y la concentración de sales

Esta constante puede determinarse con la siguiente ecuación:

$$K = 61 + (0.13)T_f \quad (3.24)$$

Donde:

T_f = temperatura de la formación (°F)

Se recomienda el siguiente procedimiento para obtener R_w a partir del registro Potencial Espontáneo:

1. Determinar el valor de *SSP*, el cual se puede leer directamente del registro SP en una capa de arena limpia, 100% saturada con agua, con un espesor grande, y que pertenezca a la formación que se está analizando.
2. Del encabezado del registro se obtiene el valor R_{mf} y la temperatura del fondo del pozo (*BHT*).
3. Se calcula la temperatura de la formación, con la siguiente ecuación:

$$T_f = T_s + (BHT - T_s) \frac{D_f}{TD} \quad (3.25)$$

Donde:

T_f = temperatura en la formación de interés (°F)

T_s = temperatura en la superficie (°F)

BHT = temperatura del fondo del pozo (°F)

TD = profundidad del pozo (pies)

D_f = profundidad de interés (pies)

4. Se ajusta el valor de R_{mf} a esta temperatura, con la siguiente ecuación:

$$R_{mfT_f} = R_{mf} \left(\frac{T_{temp} + 6.77}{T_f + 6.77} \right) \quad (3.26)$$

Donde:

R_{mfTf} = resistividad del filtrado de lodo a la temperatura de interés (ohm-m)

R_{mf} = resistividad del filtrado de lodo, leída del registro y medida a cierta temperatura (ohm-m)

T_{temp} = temperatura a la que se midió R_{mf} (°F)

T_f = Temperatura en la formación de interés (°F)

5. Comparar los valores de R_{mfTf} y corregir con la figura 3.17, si es necesario.

Si $R_{mfTf} > 0.10$, entonces $R_{mfTf} = R_{mfeq}$

Si $R_{mfTf} \leq 0.10$, entonces corregir R_{mfTf} para obtener R_{mfeq}

Donde:

R_{mfeq} = resistividad equivalente del filtrado de lodo (ohm-m)

6. Con la siguiente ecuación se calcula la resistividad equivalente del agua.

$$R_{weq} = \frac{R_{mfeq}}{10^{-SSP / K}} \quad (3.27)$$

7. Se compara el valor de R_{weq} y si es necesario se corrige con la figura 3.17.

Si $R_{weq} > 0.10$, entonces $R_{weq} = R_w$

Si $R_{weq} \leq 0.10$, entonces corregir R_{weq} para obtener R_w

Zonas con hidrocarburos y movilidad de ellos.

La relación S_w/S_{xo} es un índice de la movilidad de los hidrocarburos.

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left(\frac{R_{xo} / R_t}{R_{mf} / R_w} \right)^{1/2} \quad (3.28)$$

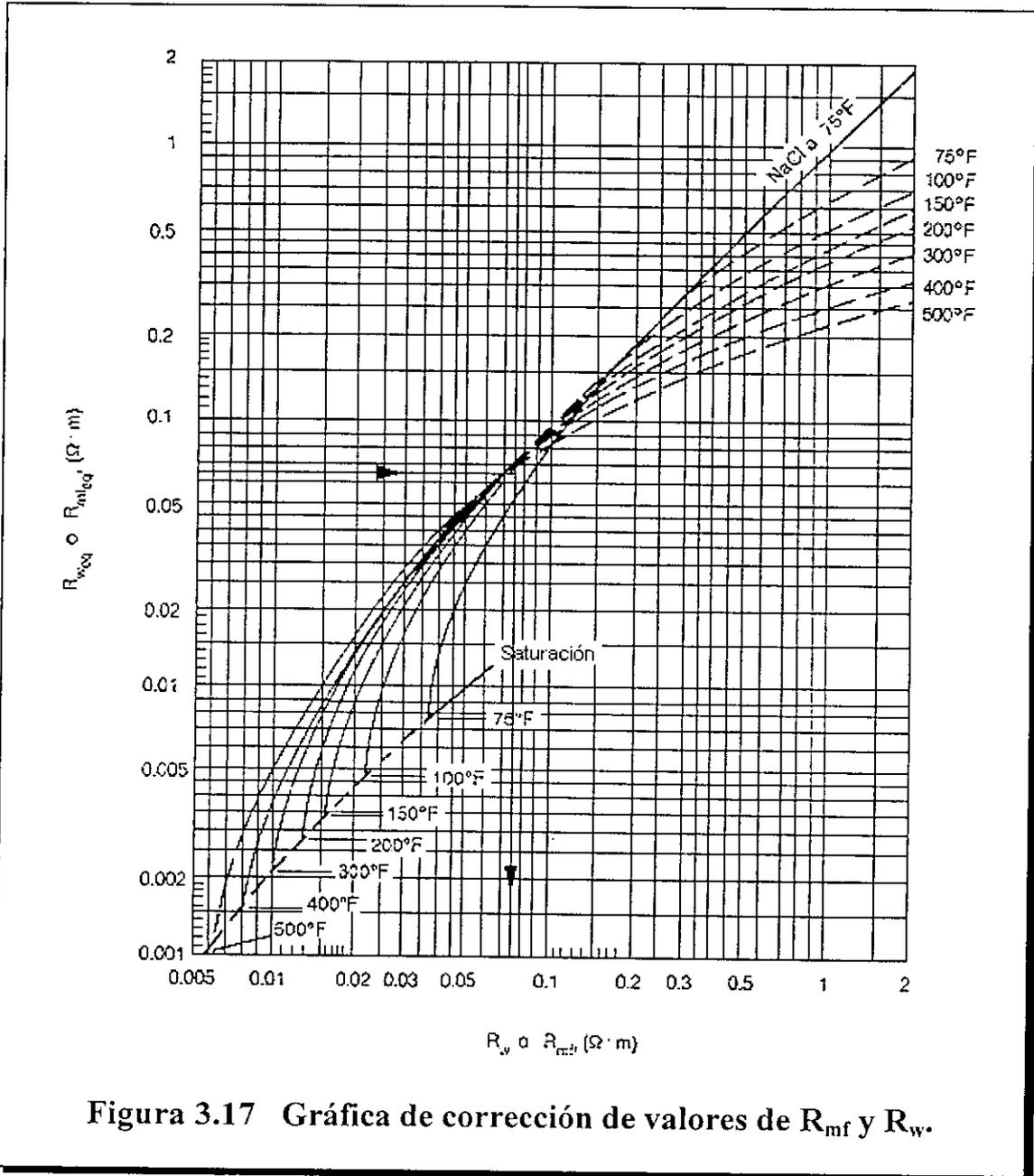


Figura 3.17 Gráfica de corrección de valores de R_{mf} y R_w .

Los parámetros R_w , R_t , R_{mf} y R_{x0} se obtienen como se mencionó anteriormente en la determinación de la saturación de agua.

Si $S_w/S_{x0} = 1$, indica que es zona permeable y que ésta producirá agua o será improductiva sin importar la saturación de agua. No se han movido hidrocarburos por la invasión.

Si $S_w/S_{x0} \ll 1$, indica que la zona es permeable y contiene hidrocarburos, y que éstos han sido lavados (movidos) por invasión, los cuales son susceptibles de ser explotados.

Con este método se pueden determinar rápidamente zonas de hidrocarburos. Este método se conoce como Quick-look²¹.

Permeabilidades Relativas.

Si se conoce la saturación de agua irreductible de una formación, podrán estimarse las permeabilidades relativas del sistema roca-fluidos. Las relaciones que Park Jones y otros propusieron²², son aplicables en arenas y arenas arcillosas, dando resultados aceptables. Con estas relaciones es posible estimar las permeabilidades relativas y efectivas al agua y al aceite.

$$k_{rw} = \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^3 \quad (3.29)$$

$$k_{ro} = \frac{(1 - S_w)^{2.1}}{(1 - S_{wi})^2} \quad (3.30)$$

Donde:

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua

k_{ro} = permeabilidad relativa al aceite

S_{wi} = saturación de agua irreductible (fracción)

S_w = saturación de agua (fracción)

La determinación de las permeabilidades relativas es de tipo cuantitativo.

Permeabilidades Efectivas.

La determinación de las permeabilidades efectivas (k_{ew} , k_{eo}) puede realizarse con las siguientes relaciones, ya que se conoce la permeabilidad relativa y la permeabilidad absoluta.

$$k_{ew} = k_{rw} k \quad (3.31)$$

$$k_{eo} = k_{ro} k \quad (3.32)$$

Donde:

k_{ew} = permeabilidad efectiva al agua (mD)

k_{eo} = permeabilidad efectiva al aceite (mD)

k = permeabilidad absoluta (mD)

En la escala mesoscópica, tanto para la caracterización de la roca como para la del sistema roca-fluidos, es necesario correlacionar los datos obtenidos de registros geofísicos con los datos obtenidos de núcleos en el laboratorio. A los núcleos se les realizarán los análisis adecuados, según sean los parámetros del intervalo de interés que se quieran correlacionar con los registros geofísicos de pozos.

Con los datos obtenidos de registros geofísicos y análisis de muestras de roca se obtienen relaciones de SP-R_t, R_t-φ, Δt-φ, entre otras. Estas relaciones eliminan la incertidumbre que pueda existir en algunos datos calculados, ya que es posible confirmar la información que se obtiene del registro por medio de la comparación con la información obtenida en el laboratorio.

La confiabilidad de las características y parámetros de la formación que se obtienen con estas relaciones dependerá de que la información se determine con gran precisión, además de que corresponda a la profundidad en estudio. Por otro lado, es importante que hasta donde sea posible, las condiciones a las que se realizan ambas pruebas, sean las mismas.

CAPÍTULO IV

CARACTERIZACIÓN MACROSCÓPICA

La caracterización macroscópica es el estudio que considera el espaciamiento entre dos pozos, esto es, el volumen de roca que hay entre dos pozos.

Esta escala de caracterización se realiza por medio de *correlaciones geológico-petrofísicas*, en las que se procesan e interpretan los parámetros determinados en las caracterizaciones mesoscópica y microscópica. También se utiliza la información que se obtiene de las *pruebas de variación de presión en pozos*, de los *levantamientos sísmicos* y de las *historias de producción*. En la figura 4.1 se ilustra el volumen de roca sobre el cual se realiza esta caracterización, así como algunas de las fuentes de información que se utilizan.

Algunos datos que se obtienen en esta escala de caracterización, son: rasgos estructurales (fallas) y estratigráficos (continuidad de la formación y del espesor de las capas), así como variaciones de permeabilidad y de porosidad. En la figura 4.2 se muestra un ejemplo de caracterización macroscópica.

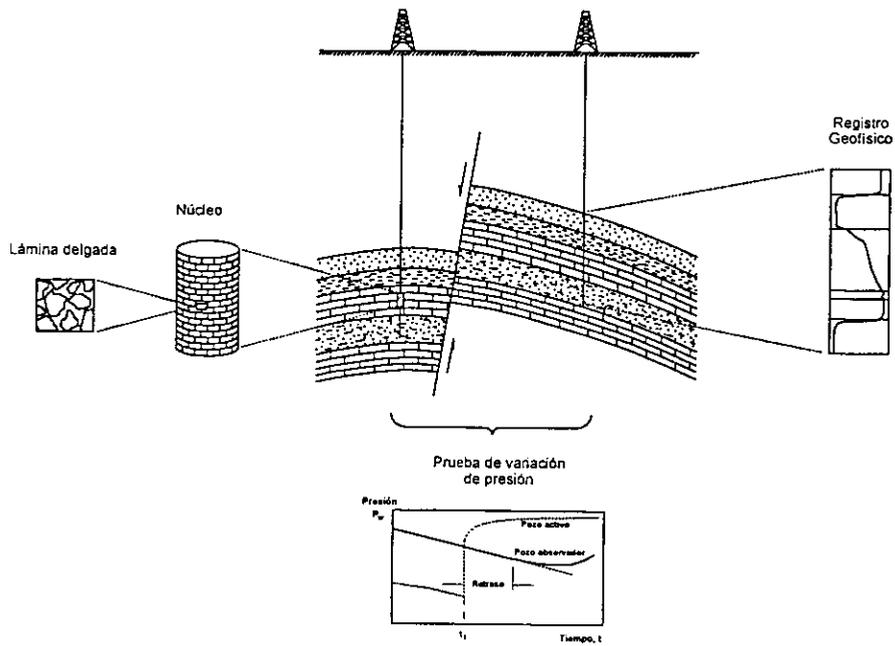


Figura 4.1 Volumen de roca en el cual se realiza la caracterización macroscópica y fuentes de información.

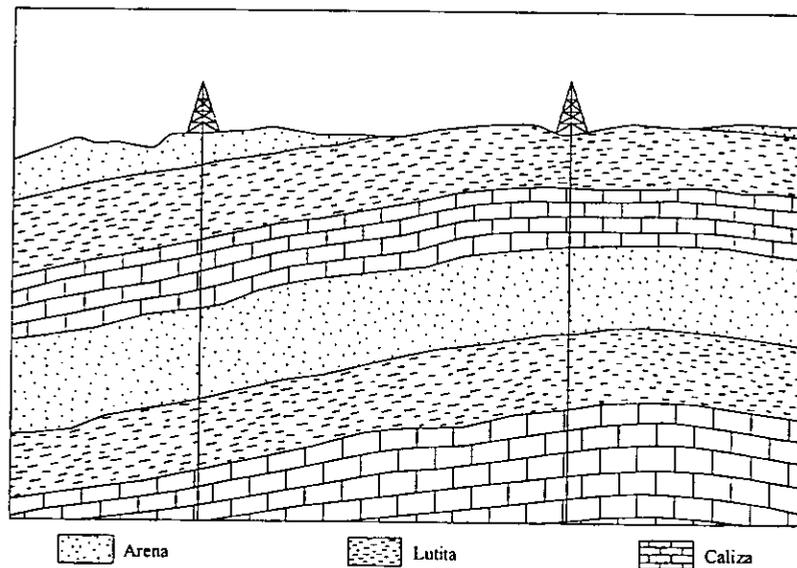


Figura 4.2 Ejemplo de caracterización macroscópica.

IV.1 PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN.

El objetivo principal de realizar una prueba de presión, es obtener información característica de los pozos y del sistema roca-fluidos, a partir de generar variaciones de presión y registrarlas en el fondo de los pozos en función del tiempo. Los datos registrados representan la respuesta del yacimiento, los que al procesarlos en un modelo de interpretación, permiten determinar parámetros del sistema pozo-yacimiento, los cuales serán de gran utilidad en la caracterización del yacimiento. Existen distintos tipos de pruebas de variación de presión.

IV.1.1 Pruebas en pozos productores.

a) Pruebas de Decremento de Presión.

Una prueba de Decremento de Presión es simplemente una serie de mediciones de la presión hechas durante un período de flujo, en el cual se considera gasto constante²⁵. El pozo se cierra antes de correr la prueba por un período de tiempo suficientemente grande para que la presión se estabilice. La figura 4.3 muestra un esquema de las historias de producción y de presión en una Prueba de Decremento.

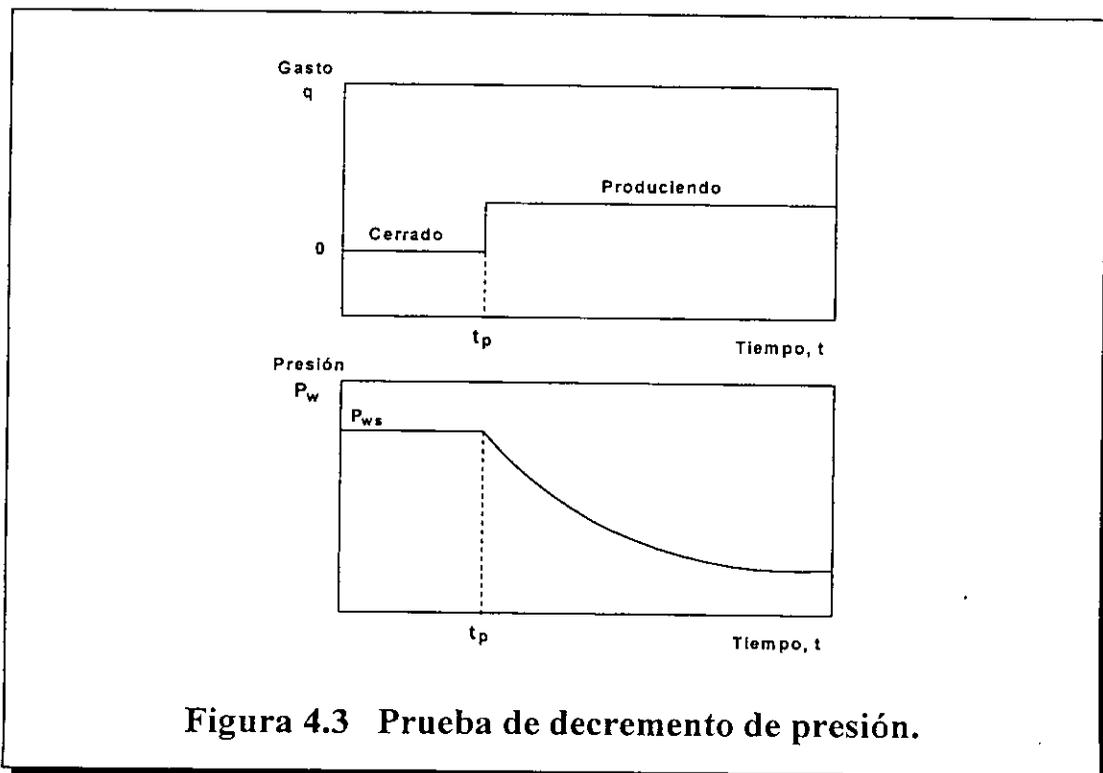


Figura 4.3 Prueba de decremento de presión.

Los parámetros que se obtienen con una prueba de decremento de presión, son: la permeabilidad de la formación, el daño a la formación, además puede ser determinado el volumen poroso del yacimiento.

b) Pruebas de Incremento de Presión.

Las pruebas de Incremento de Presión son las más usadas en la industria petrolera. En estas pruebas, el pozo se explota a un gasto constante durante un cierto período, se introduce un registrador dentro del pozo y posteriormente éste se cierra. La presión se registra inmediatamente después del cierre, como una función del tiempo, durante el período de cierre. La figura 4.4 muestra un esquema del comportamiento del gasto y de la presión durante una prueba de incremento.

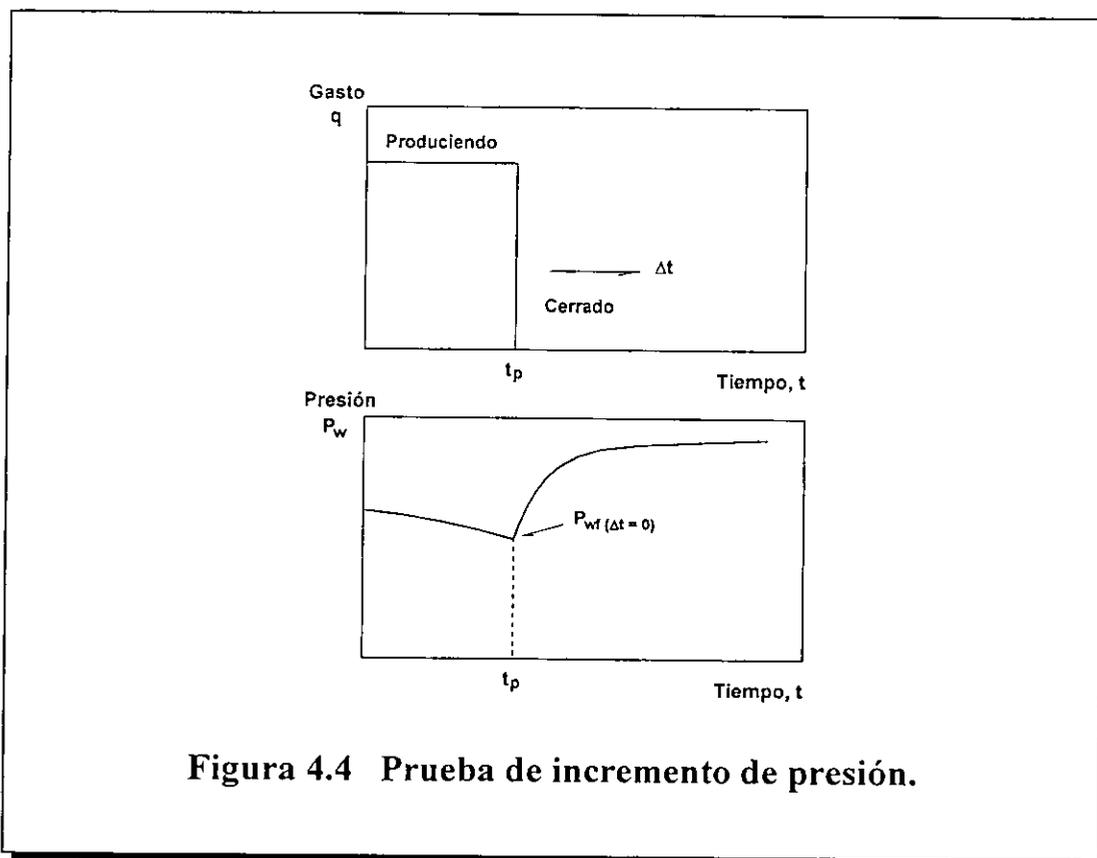


Figura 4.4 Prueba de incremento de presión.

Los parámetros que pueden obtenerse con un prueba de incremento de presión, son: la permeabilidad de la formación, el daño a la formación, la eficiencia del flujo de la formación, las heterogeneidades del yacimiento, las fronteras; además, si el pozo se cierra durante el régimen transitorio, la prueba de incremento posiblemente alcance la presión inicial del yacimiento. Por otra parte, si el pozo se cierra de tal forma que alcance el período de flujo pseudoestacionario, entonces, será posible determinar la presión promedio del yacimiento en el área de drene del pozo.

IV.1.2 Pruebas en pozos inyectoros.

Los pozos inyectoros tienen aplicación en operaciones de mantenimiento de presión y de recuperaciones secundaria y mejorada. El objetivo de una prueba en pozos inyectoros es el mismo que en pozos productores, es decir, la determinación de las propiedades del sistema pozo-yacimiento.

a) Pruebas de Inyectividad.

En una prueba de Inyectividad, el pozo se cierra hasta que la presión se estabiliza y, entonces, se inicia la inyección a gasto constante mientras se registra la presión de fondo fluyendo. Si el fluido inyectado tiene los mismos valores de: densidad y viscosidad, así como las mismas características mojantes que los fluidos del yacimiento, entonces, una prueba de inyectividad sería idéntica a una prueba de decremento de presión, excepto que el gasto constante sería negativo. Si la compresibilidad y las características mojantes del fluido inyectado son diferentes a las del fluido del yacimiento, una interfase o frente se formará entre ambos fluidos, y la permeabilidad del yacimiento para cada fluido dependerá de su saturación, lo cual significa que la permeabilidad relativa jugará un papel muy importante.

La figura 4.5 muestra la historia de gasto y respuesta de la presión para una prueba de Inyectividad.

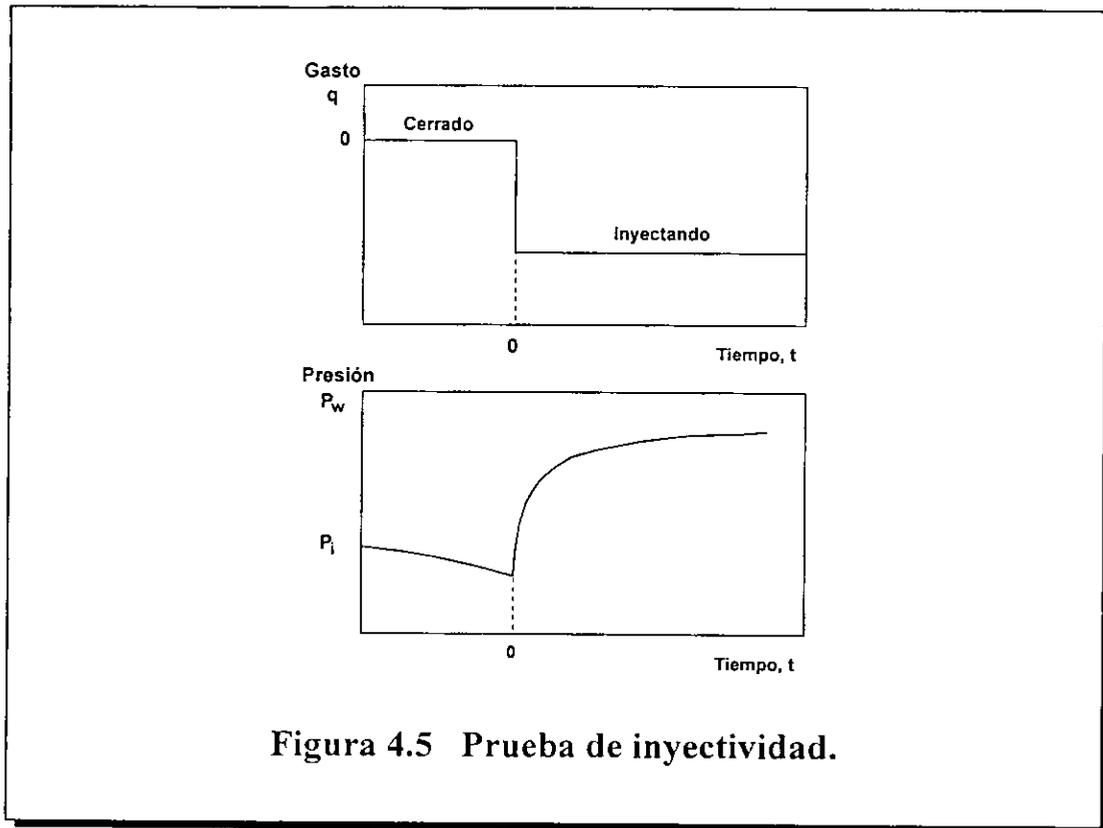


Figura 4.5 Prueba de inyectividad.

b) Pruebas Falloff.

Una prueba Falloff es una prueba que se realiza en un pozo inyector y es similar a una prueba de incremento de presión en un pozo productor. Se realiza la inyección a gasto constante durante un cierto período y después se cierra el pozo. Los datos de presión son tomados antes y durante el período de cierre y son analizados como datos de incremento de presión. La figura 4.6 muestra la historia del gasto y la respuesta de la presión para la prueba Falloff.

Los parámetros obtenidos con las pruebas Falloff, son: la permeabilidad de la formación, el factor de daño o la estimulación generados en la vecindad del agujero durante la perforación o terminación del pozo, el volumen poroso del yacimiento, las heterogeneidades de la formación, las fronteras, etc.

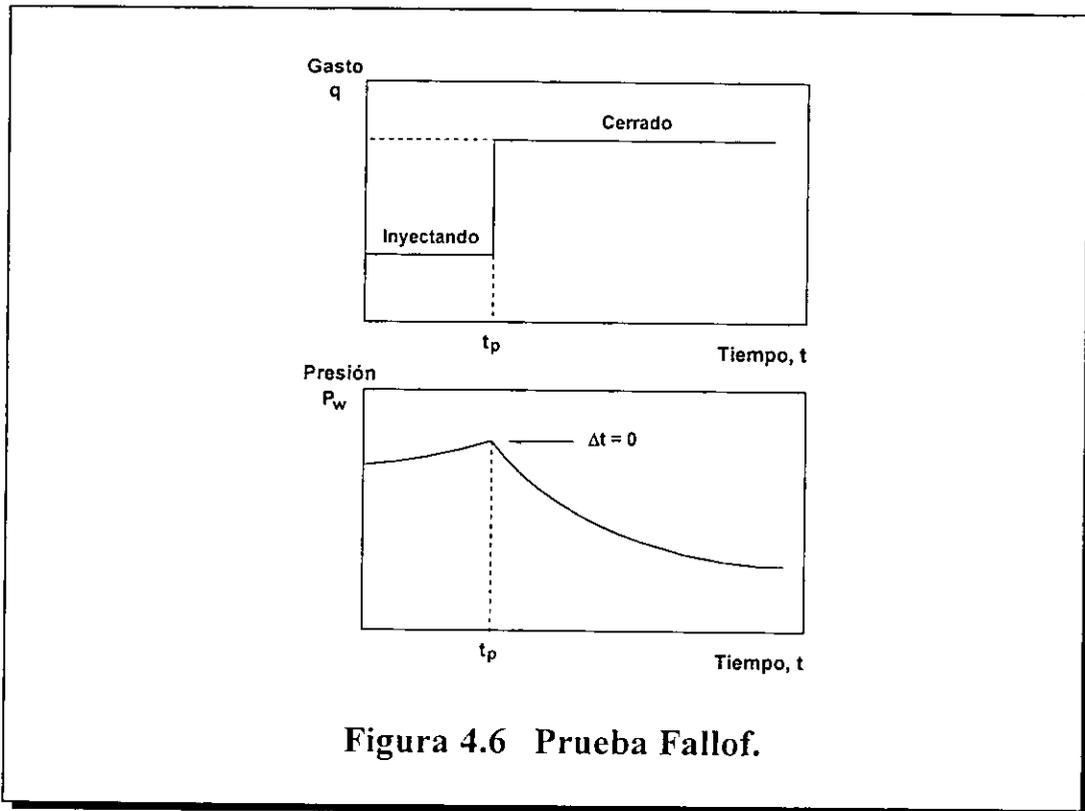


Figura 4.6 Prueba Fallof.

c) Pruebas de Inyectividad Step Rate.

En la prueba de Inyectividad Step Rate, se inyecta agua a un gasto constante durante un período de 30 minutos. Al término de este período, el gasto es incrementado y mantenido constante por períodos sucesivos, cada uno de los cuales tiene la misma duración. De seis a ocho períodos con gasto constante se utilizan normalmente.

Estas pruebas de inyectividad se realizan principalmente para determinar la presión a la cual se induce una fractura en la formación. La presión observada al final de cada gasto de inyección, es graficada contra el gasto correspondiente. Dicha gráfica muestra dos líneas rectas, la intersección de ambas indicará la presión de fractura de la formación.

IV.1.3 Pruebas en pozos múltiples.

Las pruebas en pozos múltiples, son aquellas que involucran más de un pozo. Estas pruebas requieren al menos de un pozo activo (productor o inyector) y al menos un pozo de observación (cerrado).

En este tipo de pruebas, el gasto se registra en el pozo activo, mientras que la presión de fondo se registra en los pozos de observación. Estas pruebas tienen la ventaja de que pueden investigar más de un yacimiento.

a) Pruebas de Interferencia.

Cuando un pozo se cierra y su presión se mide mientras otros pozos en el yacimiento están produciendo, la prueba es llamada de interferencia. El nombre viene del hecho de que la caída de presión causada por los pozos que están produciendo, interfiere con la presión en el pozo de observación. En la figura 4.7 se muestra un esquema de la historia del gasto en el pozo activo y la respuesta de la presión, tanto para el pozo activo como para el pozo de observación.

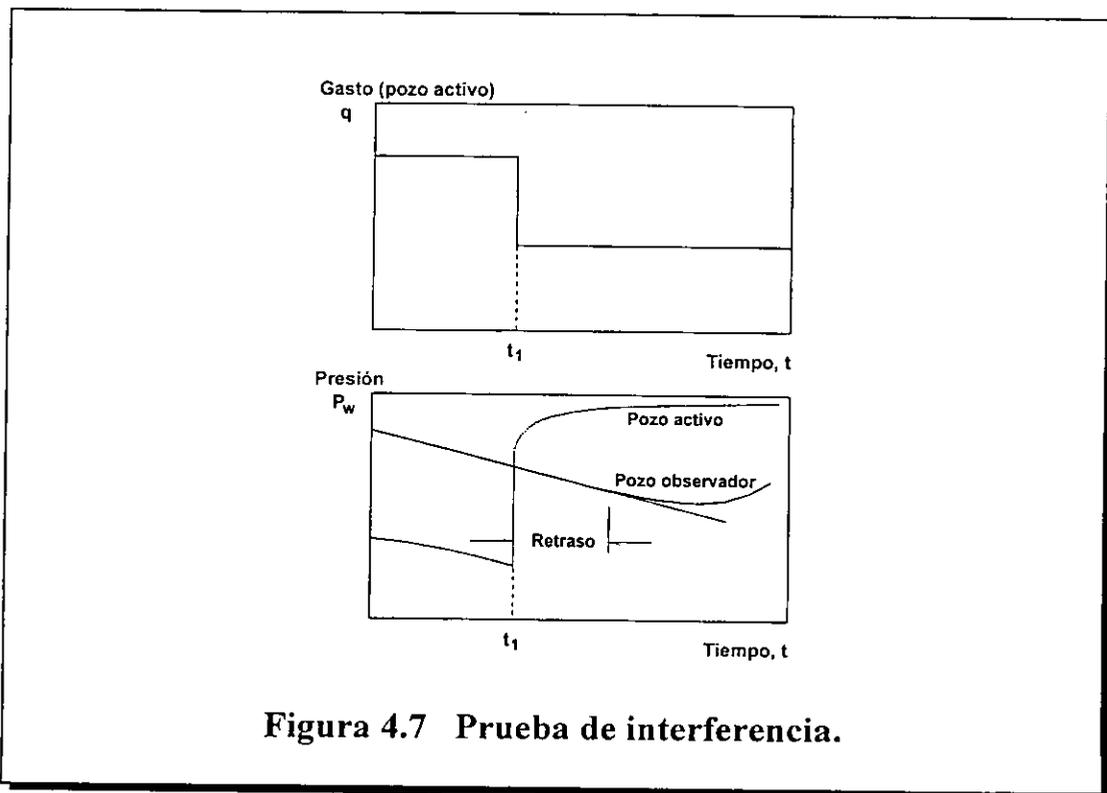


Figura 4.7 Prueba de interferencia.

Las pruebas de interferencia dan información relacionada con la conectividad del yacimiento y ayudan en la determinación de las direcciones de los patrones de flujo en el yacimiento.

b) Pruebas de Pulso.

Estas pruebas consisten en efectuar una serie de pulsos pequeños de gasto en el pozo activo. Los pulsos son generalmente períodos alternantes de producción (o de inyección) y de cierre, con el mismo gasto durante cada período de producción (o de inyección). La respuesta del pulso es medida en el pozo de observación. Debido a que los pulsos son de corta duración, las respuestas de presión son pequeñas, algunas veces menores que 0.01 psi (7.04×10^{-4} kg/cm²).

Con estas pruebas se pueden calcular parámetros de la formación, tales como: la permeabilidad, la porosidad, la compresibilidad, etc.

Análisis de pruebas de variación de presión. Para el análisis de pruebas en pozos, los métodos más conocidos y ampliamente usados son los presentados por Horner y por Miller, Dyes y Hutchinson (MDH), los cuales constituyen las técnicas convencionales o semilogarítmicas²⁶; estos métodos consisten básicamente en ajustar una línea recta a un grupo de datos de presión y tiempo en una gráfica semilogarítmica. A partir de los datos leídos de esta gráfica (m, P_i) y con las ecuaciones correspondientes es posible determinar cuantitativamente parámetros del sistema pozo-yacimiento. Una gráfica de este tipo se presenta en la figura 4.8.

Posteriormente surgió una técnica conocida como Curvas Tipo, que ajusta el grupo entero de datos y una técnica que combina los más poderosos aspectos de las dos técnicas anteriores, la cual es conocida como Derivada de presión.

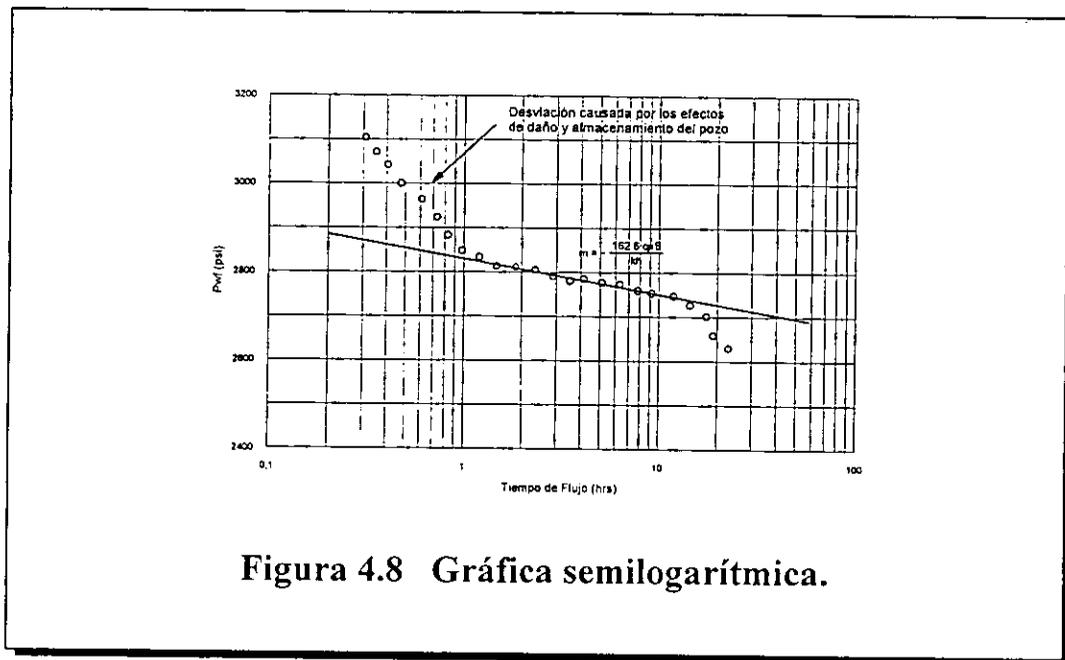


Figura 4.8 Gráfica semilogarítmica.

IV.2 LEVANTAMIENTOS SÍSMICOS.

Mediante el procesamiento de información sísmica, principalmente amplitud y velocidad de onda sísmica o acústica, es posible obtener información estructural y estratigráfica. La información sísmica se obtiene con levantamientos sísmicos y se representa en secciones sísmicas.

Las secciones sísmicas representan esquemáticamente los cambios de la impedancia acústica de las formaciones atravesadas por la onda sísmica. Cuando existe un cambio en la impedancia, se origina una reflexión de la energía de la onda, la cual se detecta en la superficie por los geófonos y se graba en cintas magnéticas. El conjunto de grabaciones es procesado digitalmente y presentado visualmente en secciones sísmicas.

IV.3 HISTORIAS DE PRODUCCIÓN.

Las historias de producción son representaciones gráficas de los datos de producción reales del pozo o del yacimiento a lo largo de la vida productiva.

A través de la vida productiva de un pozo o de un yacimiento, los parámetros de producción (q_o , q_g , q_w , RGA, P_{wf} , P_{ws}) varían como consecuencia de los cambios de presión del yacimiento causadas por la producción de hidrocarburos del yacimiento. Con los datos de producción registrados, es posible elaborar gráficas que describen el comportamiento de los parámetros de producción a través del tiempo, a estas gráficas se les conoce como gráficas de historia de producción. En la figura 4.9 se presenta un ejemplo típico de una gráfica de historia de producción.

IV.4 CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA.

Por lo general, mediante los datos obtenidos de registros geofísicos de pozos, y auxiliándose con descripciones litológicas de las muestras de roca, se realiza una zonificación, a nivel pozo, de algunos parámetros característicos de la formación, como: litología, tipo de porosidad, textura, etc. Posteriormente, estas zonificaciones se correlacionan entre pozos y se establece una probable continuidad de los parámetros considerados.

Dentro de la caracterización macroscópica de la roca, es posible determinar parámetros geológicos y petrofísicos, tales como continuidad de la formación, espesor de capas, volumen poroso, distribuciones de porosidad y de permeabilidad, entre otros.

IV.4.1 Caracterización geológica.

Los parámetros y aspectos geológicos se determinan mediante correlaciones. Uno de los principales usos de los registros geofísicos de pozos, es para establecer la correlación entre estratos equivalentes de un pozo a otro. Para realizar la correlación, los intervalos de registros de diferentes pozos se comparan y se observa su similitud, con base en las respuestas de los registros a los aspectos litológicos.

Los registros que se utilizan con más frecuencia para la correlación geológica, son los registros SP, GR y de resistividad²². La tabla 4.1 presenta los registros básicos que se utilizan en la mayoría de los estudios de correlación, con sus diferentes usos y ventajas. Un registro que constituye un complemento valioso en la correlación geológica es el registro de echados.

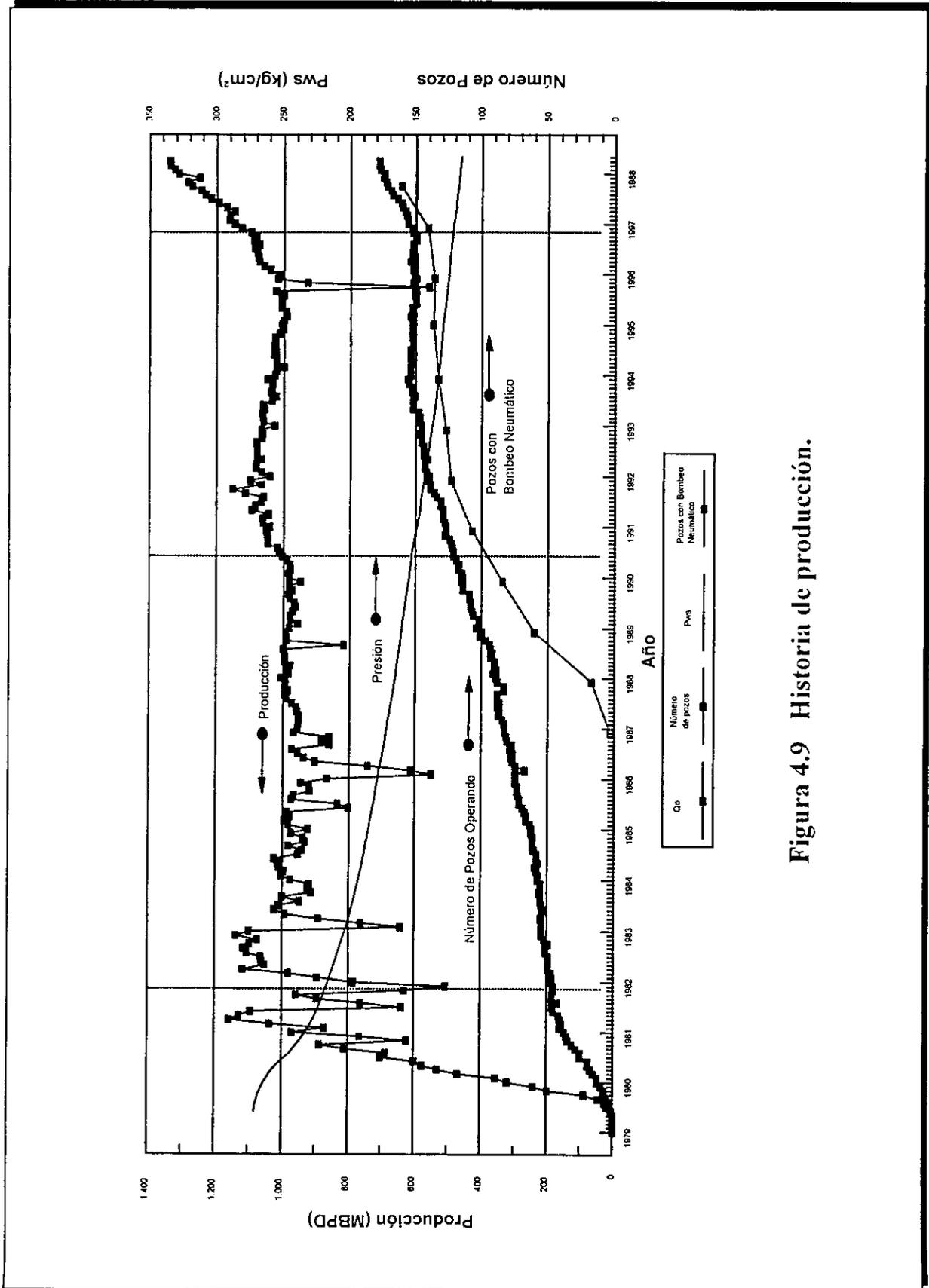


Figura 4.9 Historia de producción.

Registro	Correlación en	Condiciones para mejor uso	Usos o ventajas
SP	Capas permeables vs capas no permeables.	Agujero descubierto. Buen contraste entre R_{mf} y R_w . Formación con resistividad bajo a moderada. Lodo dulce (pero aún útil en lodo salado).	Muestra perfiles arena-lutitas fáciles de leer. Muy usado (usualmente con resistividades) para correlación.
Rayos Gamma	Radioactividad asociado con arcillosidad. Capas radioactivas.	Agujero de diámetro moderado con zona lavada no muy grande.	Insensible a fluido de perforación, por lo que pueden ser usados en lodos salados o base aceite y en pozos llenos se aire o gas.
Resistividad espaciamiento corto (SN, LL8, SFL)	Capas porosas invadidas. La deflexión depende del factor de formación, resistividad del agua, y arcillosidad. Estrato denso (bajo contenido de agua y matriz no conductiva).	Agujero descubierto. Lodo dulce. Formaciones invadidas, no muy resistivas.	Muy usado (usualmente con SP o GR) para correlación.
Resistividad espaciamiento corto amplificada	Igual que el anterior.	Igual que la anterior.	Útil para correlación en lutitas u otras secciones de baja resistividad.
Laterolog profundo	Igual que el anterior.	Agujero descubierto. Lodo dulce o salado. Alta R_t/R_w .	Útil en lodos salados y formaciones resistivas.
Inducción	Variaciones del contenido de agua (y salinidad) en capas con matriz no conductiva. (La respuesta de la zona porosa varía con la porosidad de la formación y la conductividad del fluido).	Agujero descubierto. Lodo dulce. Formación de resistividad abajo de 100 ohm-m.	La curva de inducción es útil para correlacionar lutitas u otras secciones de baja resistividad.
Sónico	Δt (depende de la litología y de la porosidad).	Agujero lleno de líquido libre de gas.	Bueno para correlación de porosidad, útil en resistividad baja. Proporciona mediciones del parámetro Δt para identificación del registro litológico.
Neutrón	Contenido de hidrógeno de la formación. Mayor respuesta en lutitas.	Depende del tipo de herramienta.	Bueno para correlación de porosidad. Bueno en combinación con otros registros para la detección de gas. Proporciona mediciones del parámetro ϕ_N para identificación del registro litológico. Útil en agujeros revestidos (con frecuencia corrido con GR).
Densidad	Densidad de la formación (depende de la litología y de la porosidad).	Agujero descubierto, con poco enjarre y pared sin rugosidad.	Principalmente útil para identificación del registro litológico.
Calibrador	Variaciones del diámetro del agujero (deslaves, agujeros no circulares, fracturamiento).	Agujero descubierto.	Rara vez correlacionable por si mismo, pero con frecuencia a resolver ambigüedades con otros registros.

Tabla 4.1 Principales registros usados en la correlación.

Como se ha mencionado, en la caracterización macroscópica también se procesa información sísmica y de pruebas en pozos.

Algunos de los principales rasgos geológicos que se determinan a escala macroscópica, son de tipo estratigráfico y otros de tipo estructural.

Rasgos estratigráficos.

En la caracterización geológica del yacimiento, a escala macroscópica, se definen las principales características estratigráficas de la formación, tales como: la presencia de secuencias sedimentarias, naturaleza de los contactos entre las diferentes litologías, continuidad de cuerpos de roca almacenadores, tipos de estructuras primarias.

Con la información obtenida de muestras de roca y de registros geofísicos de pozos, es posible pronosticar tipos litológicos probables que integran la columna geológica en el área comprendida entre dos pozos. Mediante la comparación litológica de uno a otro pozo, se puede determinar si existe secuencia sedimentaria o ausencia de alguno de los estratos. La variación de la columna estratigráfica revela la continuidad lateral o la lenticularidad de los cuerpos de roca almacenadores.

Continuidad de la formación.

La continuidad de la formación entre pozos, es una información básica para determinar la extensión lateral de los cuerpos de roca almacenadores, con lo que es posible inferir la existencia de fallas, discordancias o límites del yacimiento²⁷.

La continuidad de la formación puede ser determinada mediante la correlación entre pozos, de registros GR o SP y resistividad y de información de núcleos, así como de la interpretación de datos sísmicos, pruebas en pozos e historias de producción.

Para determinar si existe continuidad, deberá analizarse si la formación (intervalo) que aparece en los registros de los pozos tiene las mismas características de litología, tamaño de grano, porosidad, textura etc., apoyándose en la información obtenida con núcleos. En la figura 4.10 se muestra un ejemplo de continuidad de la formación de un pozo a otro.

Otra forma de determinar la continuidad de la formación es mediante la información de las historias de producción de dos pozos contiguos. Si se mide la presión al mismo nivel en dos pozos contiguos, en los cuales, tanto el gasto como las condiciones de producción han sido las mismas y la declinación de presión es muy diferente, esto significa que existe una discontinuidad lateral.

Por otro lado, las pruebas de interferencia también proporcionan información acerca de la continuidad de la formación, cuando en el pozo de observación se detectan los cambios de la variación de presión originados en el pozo activo.

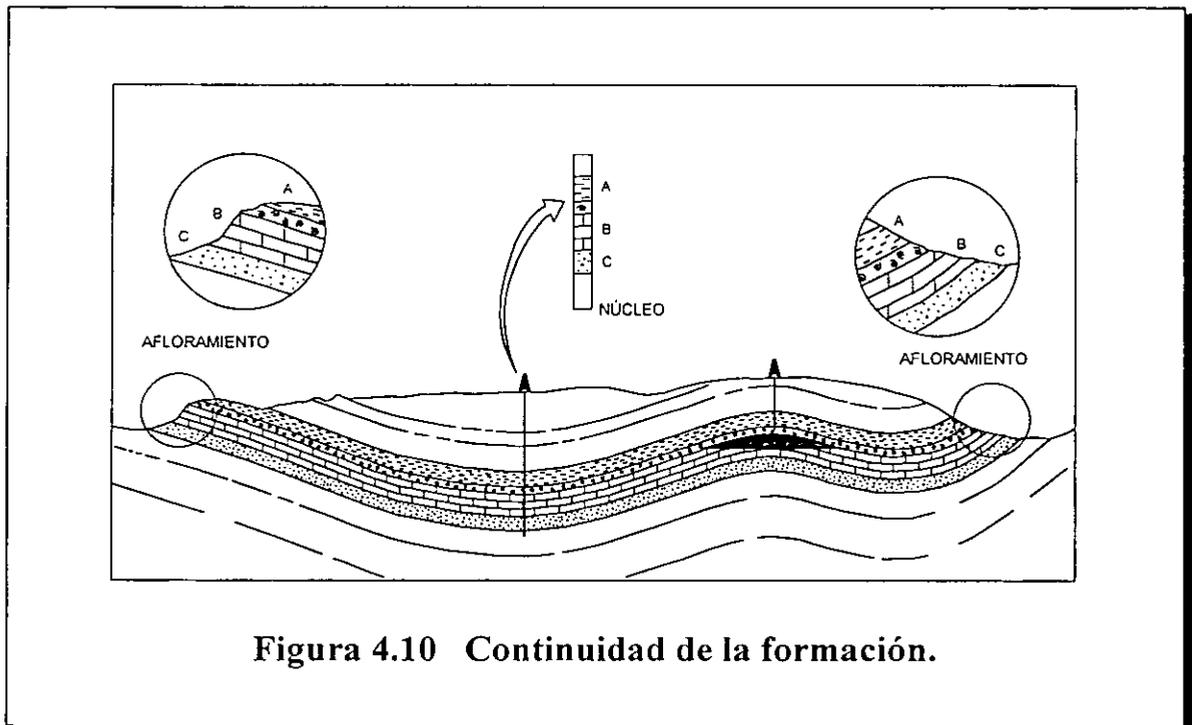


Figura 4.10 Continuidad de la formación.

La información sísmica también puede ser usada para determinar la continuidad de las capas, observando el comportamiento de las ondas sísmicas, ya que las ondas sísmicas tienden a ser similares en una misma litología de características particulares.

La determinación de la continuidad de la formación es de tipo cualitativo.

Espesor de capas.

La determinación de este parámetro, proporciona información acerca de la geometría de la capa, la cual depende de la relación entre la superficie sobre la que se depositó la capa y el plano de la superficie de la propia capa. Las capas pueden adquirir gran variedad de formas; las más comunes, son: tabular, lenticular, acuñaientos e irregular²⁷. Además, ayuda en la identificación de fallas, ya que la pérdida o incremento de espesores en la columna geológica, sugiere la existencia de fallas.

Este parámetro puede ser determinado mediante correlación de información de núcleos y registros GR o SP y resistividad. Para su determinación, es necesario observar los registros y ver si el espesor cambia de un pozo a otro, con lo que es posible delinear la forma de la capa.

Mediante datos sísmicos también es posible determinar el espesor de capa, observando la amplitud de las ondas sísmicas y viendo su similitud. En la figura 4.11 se muestra un ejemplo del uso de la amplitud de las ondas sísmicas en la determinación de espesores en arenas lenticulares.

La determinación de este parámetro es de tipo cuantitativo.

Rasgos estructurales.

Entre los rasgos estructurales que es posible inferir a esta escala, se tienen las fallas y fracturas, que son determinadas mediante la correlación geológica.

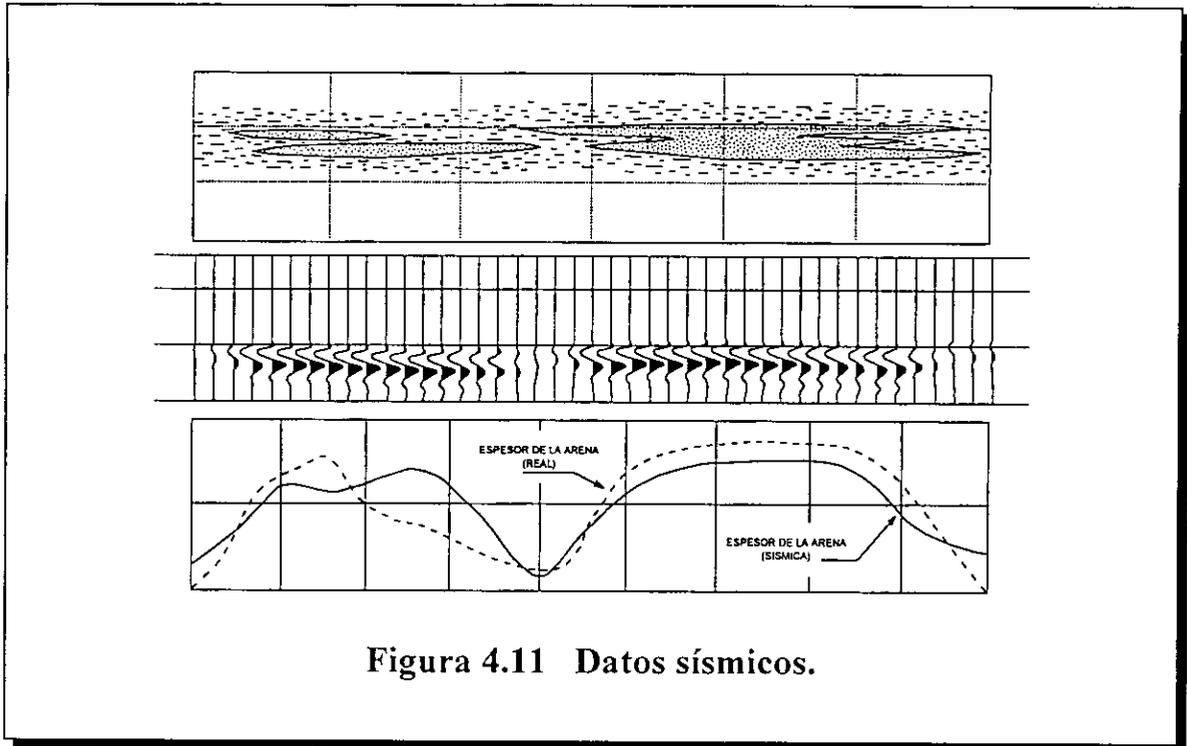


Figura 4.11 Datos sísmicos.

Fallas.

Las fallas son rupturas y dislocaciones que se presentan en las rocas. Con la información de registros geofísicos de pozos y apoyándose en datos de núcleos, se pueden identificar las fallas, cuando en el intervalo analizado de la formación se tiene ausencia de estratos de un pozo a otro o, bien, cuando se tienen cambios en los espesores de un pozo a otro. En la figura 4.12 se presenta un ejemplo de afallamiento. La determinación de fallas es de tipo cualitativo y cuantitativo cuando se determinan sus características, tales como: rumbo, echado, etc.

Fracturas

Las fracturas son rupturas que sufren las rocas, y pueden ser identificadas mediante correlaciones con registros geofísicos, principalmente con el registro de Espectroscopía de Rayos Gamma. La determinación de fracturas con este método, es de tipo cualitativo.

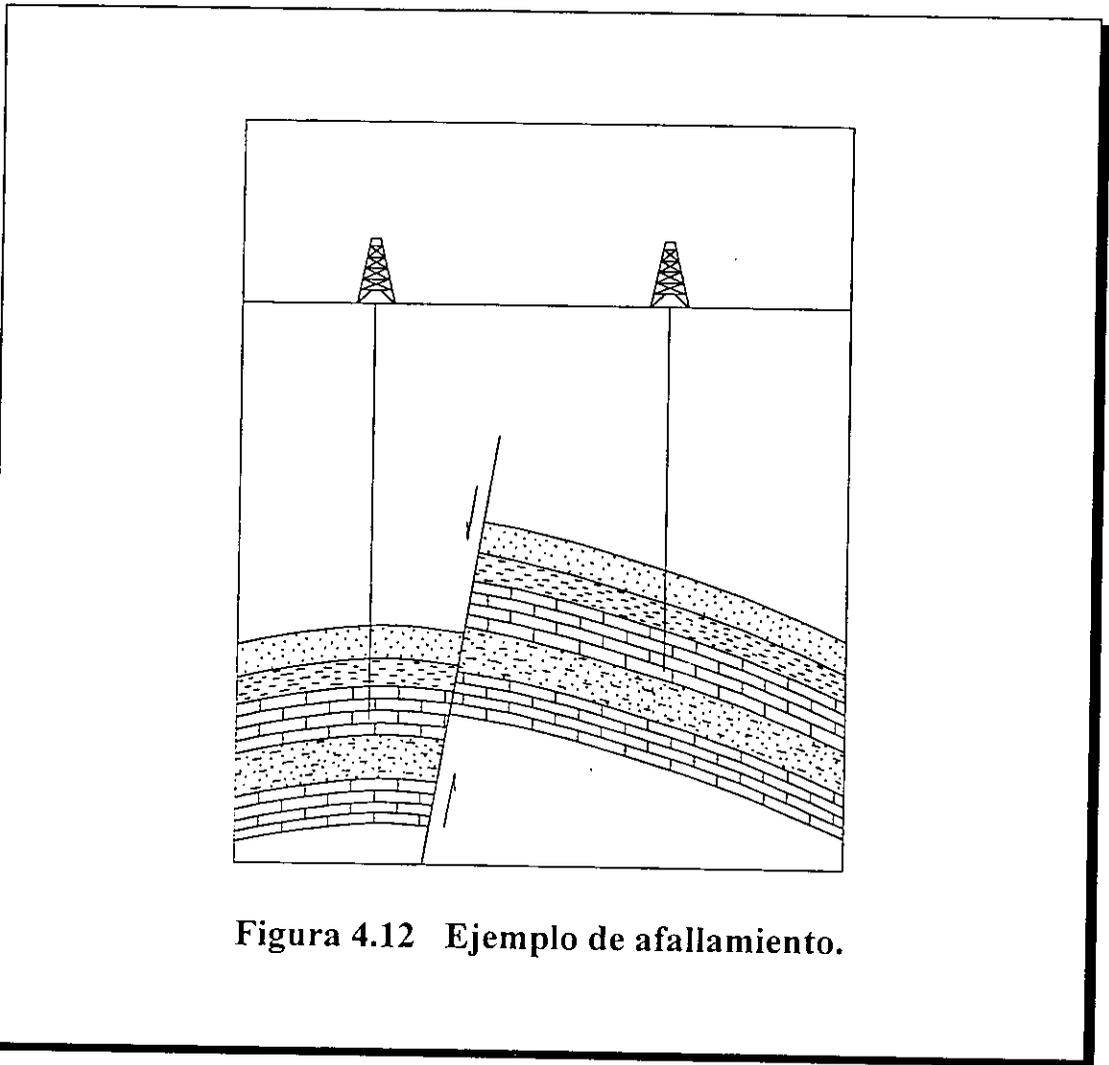


Figura 4.12 Ejemplo de afallamiento.

Otra forma de determinar la presencia de fracturas a escala macroscópica, es a través del análisis de las pruebas de variación de presión. Si se grafican valores de caída de presión (ΔP) y tiempo (t) en una gráfica logarítmica, es posible determinar el tipo de flujo que ocurre en la frontera pozo-yacimiento (figura 4.13), de este modo, si se identifica el flujo lineal ($m = 1/2$) o bilineal ($m = 1/4$), se infiere la presencia de fracturas. La determinación de fracturas con este método, es de tipo cuantitativo, dado que es posible caracterizar la fractura con parámetros tales como la longitud, amplitud, profundidad y conductividad.

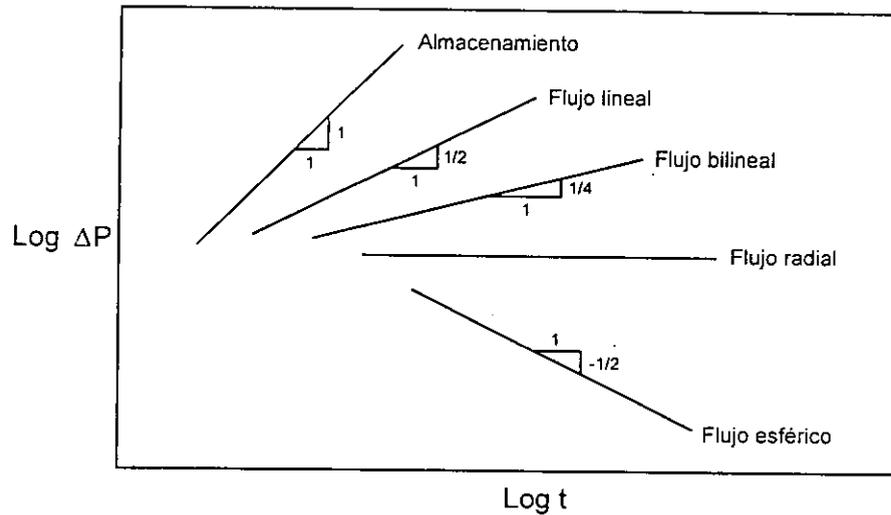


Figura 4.13 Gráfica log-log de Δp y t para diferentes tipos de flujo.

Distancia a una frontera.

Una frontera es un límite físico de un yacimiento, tal como una falla, una discordancia, etc. La distancia a una frontera puede ser determinada cuando se realiza una prueba de incremento de presión con un tiempo de cierre lo suficientemente grande. Se puede demostrar que la pendiente de la curva de incremento de presión se duplicará cuando el pozo se encuentre cerca de una frontera impermeable (sellante), por lo que la presión de fondo estática (P_{ws}) estará dada por²⁸:

$$P_{ws} = P_i + 2m \left[\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (4.1)$$

Donde:

$$m = - \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{k_{eo} h} \quad (4.2)$$

- P_{ws} = presión de fondo estática (psi)
 P_i = presión inicial del yacimiento (psi)
 q_o = gasto de aceite (bl/d)
 B_o = Factor de volumen del aceite (bl_{cy}/bl_{cs})
 μ_o = viscosidad del aceite (cp)
 k_{eo} = permeabilidad efectiva al aceite (md)
 h = espesor del intervalo productor (pies)
 t_p = tiempo de producción (hrs)
 Δt = tiempo de cierre (hrs)
 m = pendiente de la porción de la línea recta de una gráfica semilog, de datos de presión y tiempo (como la que se muestra en la figura 4.8) (psi/ciclo)

Para calcular la distancia L se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$L = \sqrt{\frac{0.000148 k_{eo} \Delta t_x}{\phi \mu_o c_t}} \quad (4.3)$$

Donde:

- Δt_x = tiempo de intersección de dos líneas rectas
 C_t = Compresibilidad total de la formación (psi⁻¹)
 ϕ = porosidad (fracción)

La determinación de la distancia de un pozo a una frontera con base en pruebas de presión es de tipo cuantitativo y es importante realizarla porque se puede confirmar la información obtenida mediante estudios geológicos.

IV.4.2 Caracterización petrofísica.

Los parámetros petrofísicos que pueden ser determinados a escala macroscópica son, entre otros: las variaciones de porosidad y de permeabilidad.

Variación de la porosidad.

La variación de la porosidad puede ser determinada mediante la correlación de la información obtenida de muestras de roca y de los diferentes registros de porosidad tomados en dos pozos contiguos. La variación horizontal de la porosidad es importante, ya que una disminución de la porosidad puede ser un límite de la capa o del yacimiento. La determinación de este parámetro es de tipo cuantitativo.

Variación de la permeabilidad.

Al igual que la variación de la porosidad, la variación de la permeabilidad se determina mediante la correlación de la información obtenida de muestras de roca y de registros geofísicos. La variación horizontal de la permeabilidad puede indicar, cuando se presenta una disminución de ella, que existe un límite de la capa o del yacimiento. La determinación de este parámetro es de tipo cuantitativo.

IV.5 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS.

Los parámetros del sistema roca-fluidos pueden ser determinados con información obtenida de registros geofísicos de pozos y muestras de roca, así como con información de pruebas de variación de presión. Los parámetros del sistema roca-fluidos que comúnmente se determinan a escala macroscópica son: las permeabilidades efectiva y relativa y la capacidad de la formación, así como la variación de la saturación de agua.

Permeabilidad Efectiva.

Se tiene permeabilidad efectiva cuando el fluido que circula no satura 100% al medio poroso, sin importar si el otro o los otros fluidos saturantes se mueven o no. Ya que la roca de un yacimiento puede estar saturada parcialmente de agua, aceite y/o gas, se tendrán permeabilidades efectivas a estos fluidos: permeabilidad efectiva al agua (k_{ew}), permeabilidad efectiva al aceite (k_{eo}) y permeabilidad efectiva al gas (k_{eg}).

Haciendo uso de los datos obtenidos con pruebas de variación de presión, puede ser obtenida cuantitativamente la permeabilidad efectiva, con la siguiente ecuación^{26,28}:

$$k_{eo} = -\frac{162.6q_o B_o \mu_o}{mh} \quad (4.4)$$

Donde:

k_{eo} = permeabilidad efectiva al aceite (mD)

q_o = gasto de aceite (bl/d)

B_o = factor de volumen del aceite (bl_{cy}/bl_{cs})

μ_o = viscosidad del aceite (cp)

m = pendiente de la línea recta de una gráfica semilog, de datos de presión y tiempo (como la que se muestra en la figura 4.8) (psi/ciclo)

h = espesor del intervalo productor (pies)

Capacidad de Flujo (kh).

Es el potencial que tiene la formación para aportar fluidos, este da una idea de la cantidad de fluido que se puede mover hacia el pozo y puede ser calculada con la siguiente ecuación^{26, 28}:

$$k_{eo}h = -\frac{162.6q_o B_o \mu_o}{m} \quad (4.5)$$

Donde:

$k_{eo}h$ = capacidad de flujo (mD-pies)

La determinación de la capacidad de flujo es de tipo cuantitativo.

Permeabilidad Relativa.

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta o al líquido. Puesto que en el yacimiento pueden existir agua, aceite y gas, se pueden tener permeabilidades relativas a esos fluidos.

Permeabilidad relativa al agua (k_{rw}).

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k} \quad (4.6)$$

Donde:

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua (fracción)

k_{ew} = permeabilidad efectiva al agua (mD)

k = permeabilidad absoluta (mD)

Permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}).

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{k} \quad (4.7)$$

Donde:

k_{eo} = permeabilidad efectiva al aceite (mD)

Permeabilidad relativa al gas (k_{rg}).

$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k} \quad (4.8)$$

Donde:

k_{eg} = permeabilidad efectiva al gas (mD)

La determinación de las permeabilidades relativas es posible cuando se han determinado la permeabilidades efectivas y la permeabilidad absoluta. Su determinación es de tipo cuantitativo.

Variación de la saturación de agua.

La variación de la saturación de agua de un pozo a otro puede ser determinada mediante la correlación de la información obtenida de la interpretación de registros geofísicos y del análisis de núcleos en una caracterización mesoscópica. Con la variación de la saturación de agua puede determinarse el contacto agua-hidrocarburos para el volumen de roca entre dos pozos. La determinación de este parámetro es de tipo cuantitativo.

CAPÍTULO V

CARACTERIZACIÓN MEGASCÓPICA

En la caracterización megascópica se analiza un volumen de roca mayor al que existe en el espaciamento entre pozos, por lo que, generalmente, se considera el volumen total del yacimiento o del campo. En la figura 5.1 se ilustra el volumen de roca sobre el cual se realiza esta caracterización, así como algunas de las fuentes de información que se utilizan.

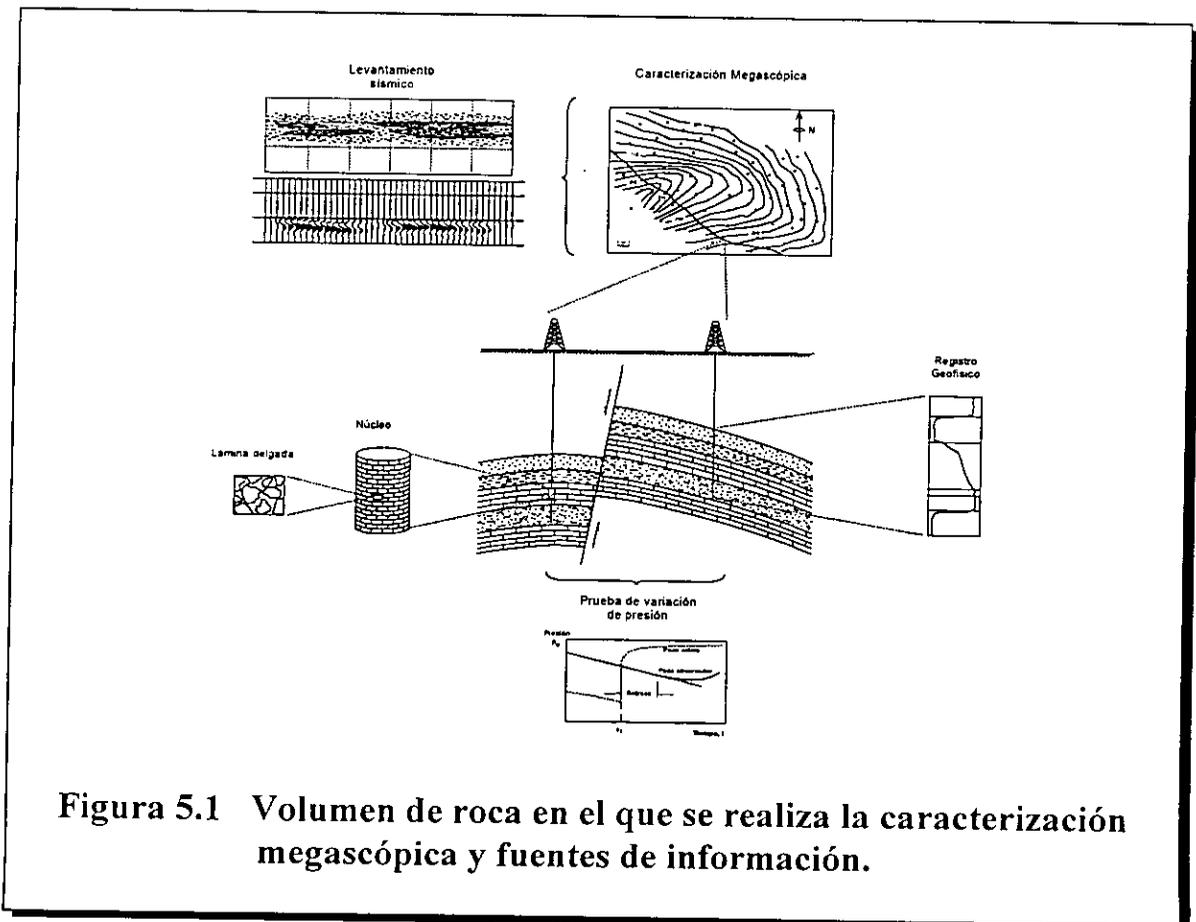


Figura 5.1 Volumen de roca en el que se realiza la caracterización megascópica y fuentes de información.

A esta escala de caracterización se pueden estimar, entre otros aspectos: tipos de trampas, distribución de facies sedimentarias, heterogeneidades, ambientes de depósito y discordancias, así como variaciones y valores medios de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos en el yacimiento. En la figura 5.2 se presenta un ejemplo de caracterización megascópica.

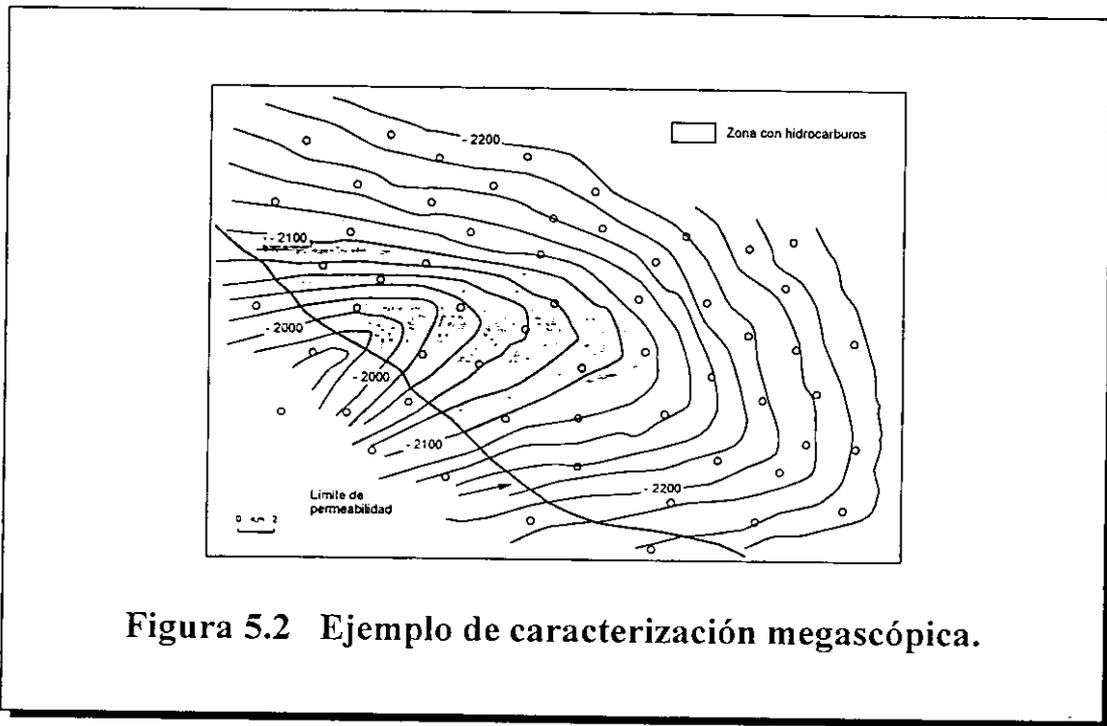


Figura 5.2 Ejemplo de caracterización megascópica.

Para realizar una caracterización megascópica se utiliza, principalmente, *información sísmica y correlaciones geológico-petrofísicas* entre pozos; sin embargo, en trabajos a esta escala de caracterización es necesario integrar toda la información obtenida al procesar e interpretar los datos de las distintas escalas de caracterización. En la figura 5.3 se muestra la diferencia que se obtiene en una caracterización megascópica cuando se consideran sólo datos de registros de pozos y cuando se combinan los resultados sísmicos con la información obtenida de registros geofísicos y núcleos.

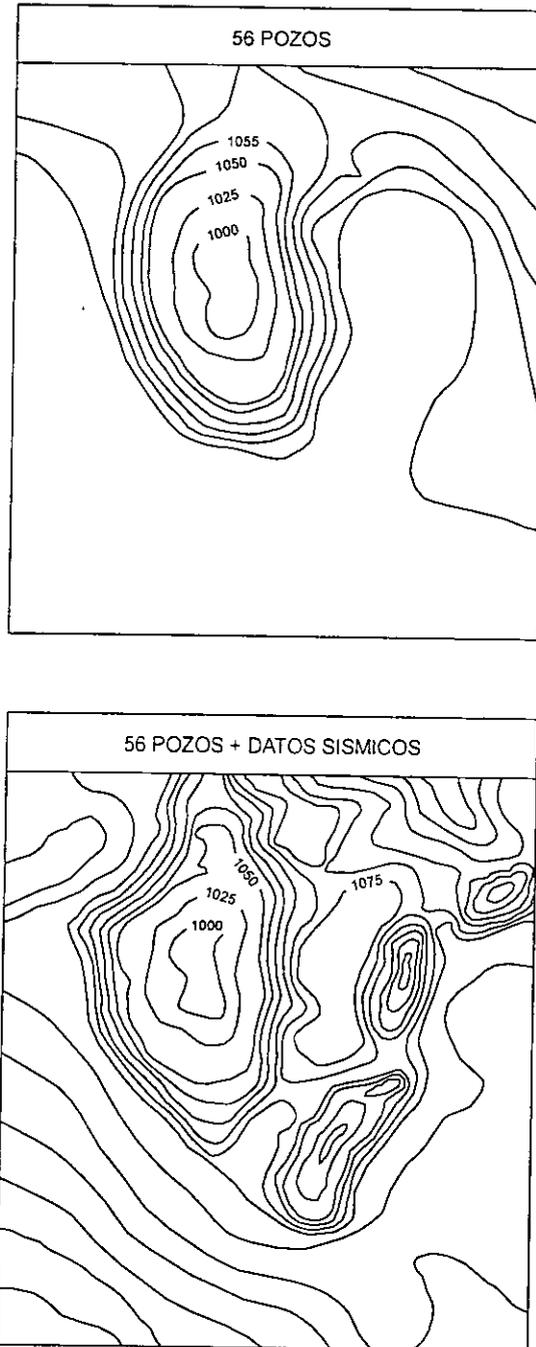


Figura 5.3 Caracterización megascópica apoyada con datos geofísicos y sísmicos.

V.1 LEVANTAMIENTOS SÍSMICOS.

El objetivo principal de la interpretación de datos sísmicos, es la construcción de mapas estructurales y la deducción de la historia geológica del área. Los parámetros sísmicos, principalmente velocidad y amplitud de la onda sísmica, son usados en la determinación de información estructural e información para identificar la litología y las zonas con posible presencia de hidrocarburos²⁹. La información sísmica se obtiene con los levantamientos sísmicos y se representa en secciones sísmicas, mediante las cuales se puede determinar si existe alguna estructura o trampa capaz de contener hidrocarburos. Con datos de los registros Sónico y Densidad y utilizando técnicas sísmicas, como la de deconvolución, se puede determinar el tipo de litología, así como otras características de las rocas almacenadoras.

La interpretación estratigráfica comprende la delineación de secuencias sísmicas que representan diferentes unidades de roca, el reconocimiento de características de facies sísmicas que sugieran el ambiente de depósito y el análisis de las variaciones del carácter de reflexión para localizar tanto cambios estratigráficos como acumulaciones de hidrocarburos. Estas últimas pueden ser sugeridas, algunas veces, por medio de cambios de amplitud, velocidad, frecuencia o forma de onda.

El modelado puede realizarse con simuladores o expresiones matemáticas, en las que se incluyen los elementos que se espera que influyan en las mediciones sísmicas³⁰. El modelado constituye una importante herramienta de interpretación, éste se divide comúnmente, en:

- a) *Modelado directo*, que consiste en hacer un sismograma sintético para mostrar lo que podría esperarse de un modelo geológico, ayuda a entender cuáles características sísmicas se deben buscar como evidencia de las anomalías geológicas buscadas.
- b) *Modelado inverso*, que consiste en hacer registros sintéticos sónicos o de impedancia acústica con base en datos sísmicos, ayuda a encontrar el significado geológico de las variaciones de la onda sísmica cerca del pozo de control, especialmente en la localización de cambios estratigráficos sugeridos por los datos del pozo.

En la caracterización megascópica, la información sísmica es esencial para lograr una correlación estructural-estratigráfica correcta, por lo que los perfiles sísmicos y las interpretaciones geológicas de tipo estructural, deben combinarse para realizar una buena interpretación estructural.

V.2 CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA.

A la escala megascópica se obtiene y procesa información, con la que se determinan aspectos geológicos y parámetros petrofísicos para todo un yacimiento o todo un campo petrolero.

V.2.1 Caracterización geológica.

A esta escala de caracterización, los aspectos geológicos no son determinados directamente, se obtienen de la interpretación combinada de los resultados obtenidos en los trabajos realizados a las escalas microscópica, mesoscópica y macroscópica y de la información sísmica.

Los aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales, definidos para la roca almacenadora de hidrocarburos, se utilizan para determinar, con la mayor exactitud posible, las características geológicas del yacimiento. Algunas de las características geológicas de escala megascópica, son: configuraciones de cimas, bases y espesores de la formación productora, variaciones de litología y de facies, tipo de trampa y ambientes de depósito.

Configuración de cimas.

Para determinar la configuración de la cima de la formación productora se elabora un plano de cimas, por lo que es necesario contar con un plano que contenga la localización de todos los pozos perforados en el yacimiento o en el campo.

Con datos de registros geofísicos, se determina la cima de la formación productora en cada uno de los pozos. En el plano de localización de los pozos se anota la profundidad de la cima de la formación para cada pozo y por medio de interpolación y extrapolación de datos, se hace la configuración. Un ejemplo de un mapa de cimas se muestra en la figura 5.4. La determinación de la variación de cimas, es de tipo cuantitativo.

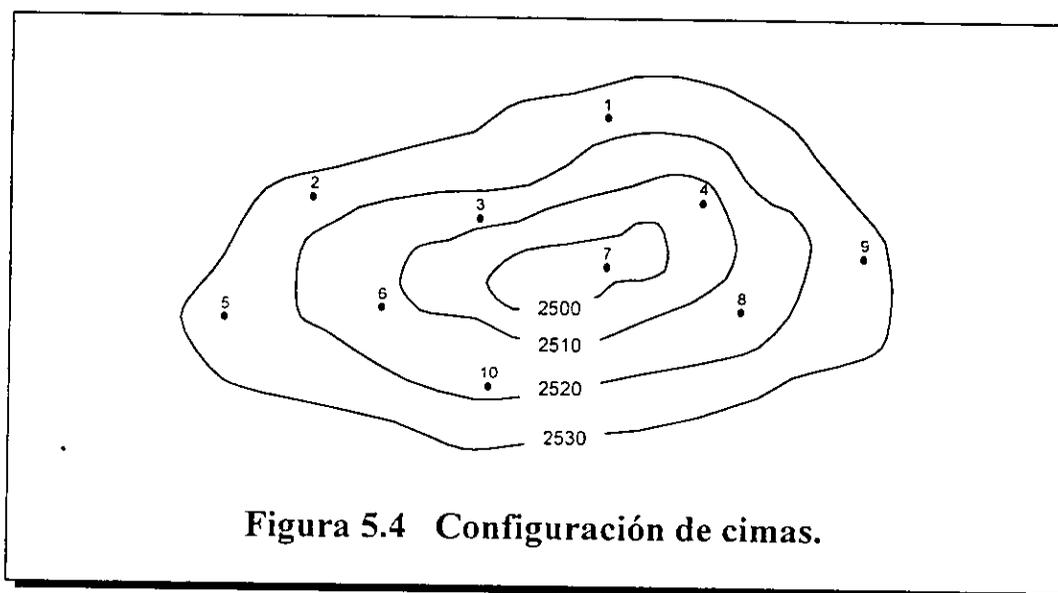


Figura 5.4 Configuración de cimas.

Configuración de bases.

Para conocer la configuración de la base de la formación productora, se elabora un plano de bases, siguiendo el mismo procedimiento indicado para preparar el plano de cimas. Un ejemplo de un mapa de bases se muestra en la figura 5.5. La determinación de la variación de bases es de tipo cuantitativo.

Estos planos, junto con los planos de cimas, se usan en la determinación del volumen de roca del yacimiento o campo petrolero.

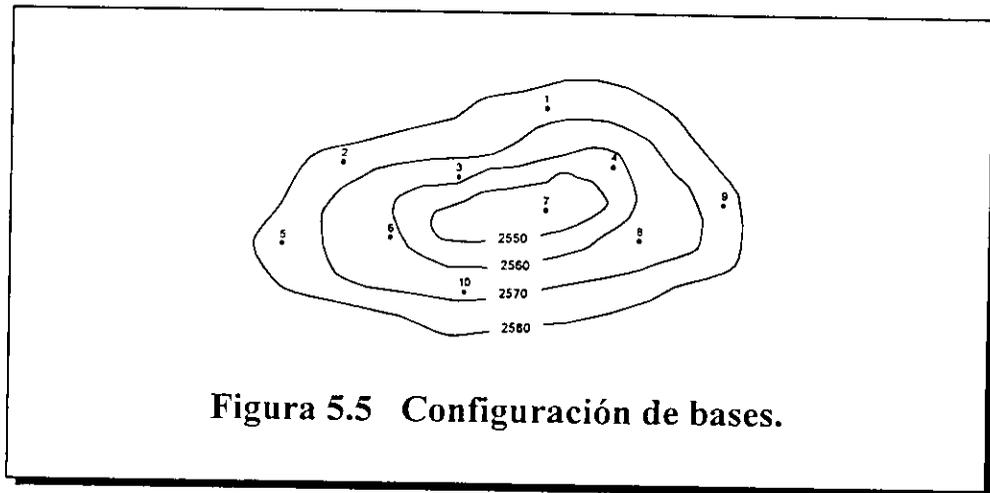


Figura 5.5 Configuración de bases.

Configuración de espesores.

La variación de espesores se puede representar en un plano de isopacas. Estos planos se elaboran con el mismo procedimiento indicado para preparar los mapas de cimas y de bases, sólo que en la localización de los pozos, se anotan los espesores de la formación.

Los mapas de isopacas son utilizados para representar geográficamente las variaciones de espesor de un cuerpo de roca, de una zona porosa, o de un intervalo productor²⁷.

Los mapas de isopacas son frecuentemente usados en la búsqueda de hidrocarburos y en la determinación del volumen de roca. La determinación de la variación de espesores es de tipo cuantitativo. En la figura 5.6 se presenta un ejemplo de un mapa de isopacas.

Variación de litología.

Los mapas de variación de litología se realizan anotando en un mapa los espesores de las capas y el tipo de roca de que se trate, y uniendo las líneas que indican el límite o contacto entre diferentes rocas de un mismo intervalo. Los datos pueden ser obtenidos de muestras de roca y registros geofísicos. Un ejemplo de un mapa de variación de litología se muestra en la figura 5.7.

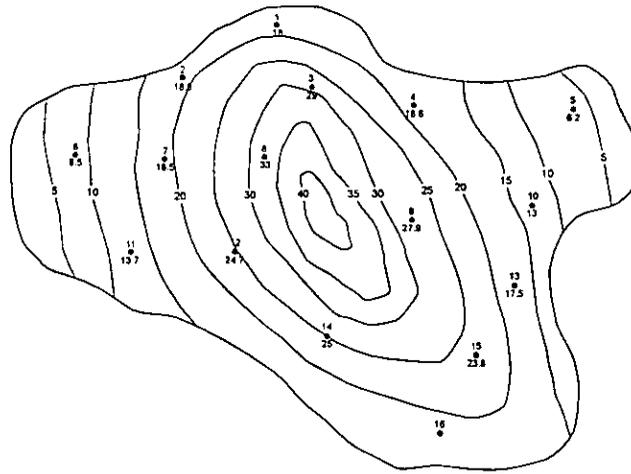


Figura 5.6 Mapa de isopacas.

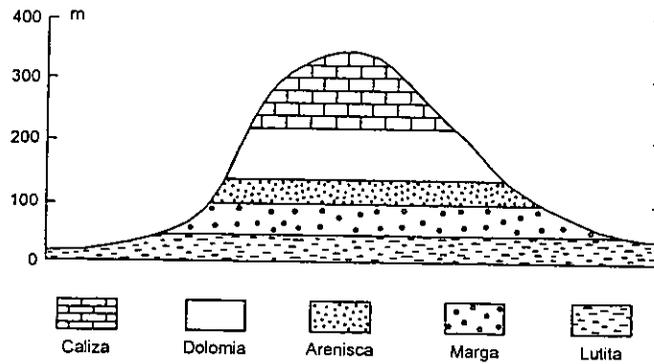
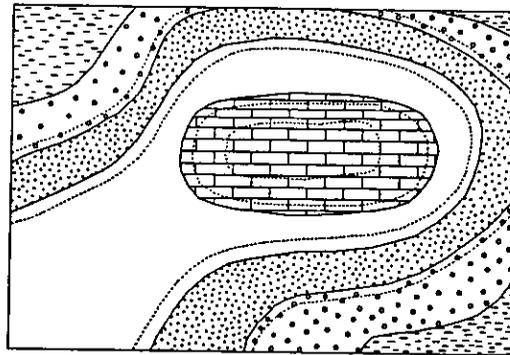


Figura 5.7 Mapa de variación de litología.

Estos mapas ayudan a definir los límites o contactos entre los diferentes tipos de roca. La determinación de la variación de litología es de tipo cuantitativo.

Variación de facies.

Una facies es el conjunto de rocas cuyas características distintivas como composición, textura, color, contenido de fósiles, etc., reflejan las condiciones ambientales y de sedimentación en las que se formaron²⁷.

Un conjunto de mediciones hechas con registros, para un determinado intervalo en un pozo, representa la evaluación de algunas propiedades en términos de valores de: resistividad, tiempo de tránsito, índice de hidrógeno, etc. Así pues, un conjunto de registros representa una electrofacies que, posteriormente, puede correlacionarse con facies geológicas.

Mediante análisis sísmico pueden determinarse facies sísmicas a partir de las características de reflexión sísmica. A la facies sísmica se deben las características distintivas que hacen a un grupo de reflexiones verse diferentes de las reflexiones adyacentes.

Las reflexiones paralelas sugieren depositación uniforme sobre una superficie estable, mientras que las reflexiones divergentes indican variación en el ritmo de depositación de una área a otra o bien una inclinación gradual. En la figura 5.8a se muestra cómo podrían trazarse las líneas de facies con datos de registros geofísicos, y en la figura 5.8b, la combinación de la información de registros geofísicos con información sísmica en el trazo de las líneas de facies.

Las variaciones de un punto a otro en las características de los sedimentos detríticos (litofacies) o de los sedimentos orgánicos (biofacies) se puede representar sobre un plano de facies. Un ejemplo de un plano de facies se muestra en la figura 5.9. El procedimiento usual es convertir los datos de las facies a porcentajes y unir los puntos de igual valor. Los datos se obtienen de muestras de roca, de registros geofísicos y de levantamientos sísmicos.

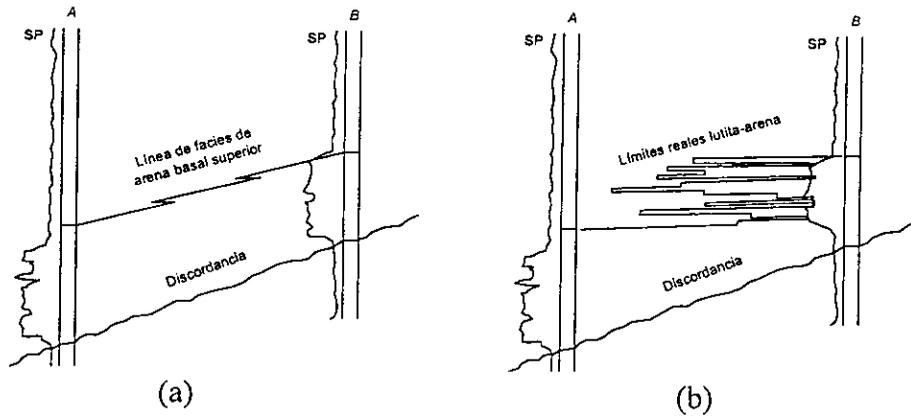


Figura 5.8 Trazo de las líneas de facies.

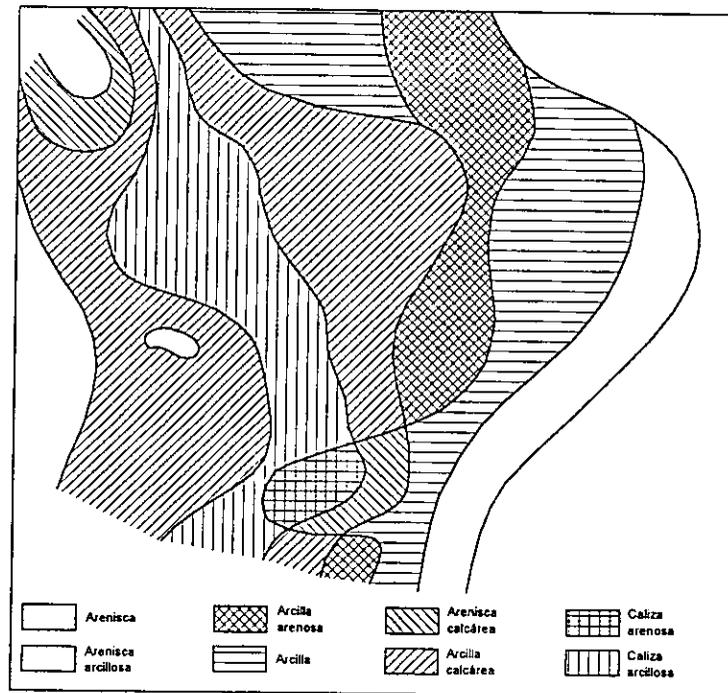


Figura 5.9 Plano de facies.

Existe gran número de características de las rocas sedimentarias que se pueden usar en la construcción de los planos de facies. Ejemplos de los planos de litofacies son los que muestran variación en el tamaño de grano, contenido de arcillas, esfericidad de los granos, grado de cementación, etc³¹.

Entre los tipos de planos de biofacies, están los que muestran variaciones en el porcentaje de un tipo particular de organismo o en el contenido total orgánico.

La determinación de la variación de facies es de tipo cuantitativo.

Tipo de trampa.

La acumulación de los hidrocarburos está controlada por trampas geológicas. Las trampas representan receptáculos cerrados, constituidos por una roca almacenadora de hidrocarburos con sellos laterales, superiores e inferiores. Los sellos pueden ser capas de rocas impermeables, fallas o contactos agua-hidrocarburos. Las trampas pueden ser de tipo estructural, estratigráfico (por variación de permeabilidad) o mixtas (formadas por la combinación de aspectos estructurales y estratigráficos).

Debido a que el descubrimiento de trampas estructurales es más fácil, la mayor parte de los hidrocarburos obtenidos hasta ahora han estado contenidos en este tipo de trampas, por lo que una gran parte de los hidrocarburos que quedan por encontrarse, probablemente estén contenidos en trampas estratigráficas³⁰.

Es importante conocer las características más importantes de las trampas; lo cual es posible mediante estudios geológicos que se basan en registros geofísicos de pozos y registros sísmicos. Con la información sísmica es posible determinar aspectos estructurales que generan trampas para hidrocarburos, tales como: anticlinales, fallas, discordancias y domos salinos. En la figura 5.10 se ilustran estructuras sedimentarias que producen trampas de hidrocarburos. a) anticlinal, b) mapa de cimas de un anticlinal, c) trampas por afallamiento, d) mapa de cimas de una trampa por afallamiento, e) trampa con afallamiento por empuje, f) trampas producida por cambios de litología y acuñamientos, g) trampa por discordancia, h) trampa en un arrecife y al plegarse sobre el arrecife; i) posibles trampas asociadas con un domo salino.

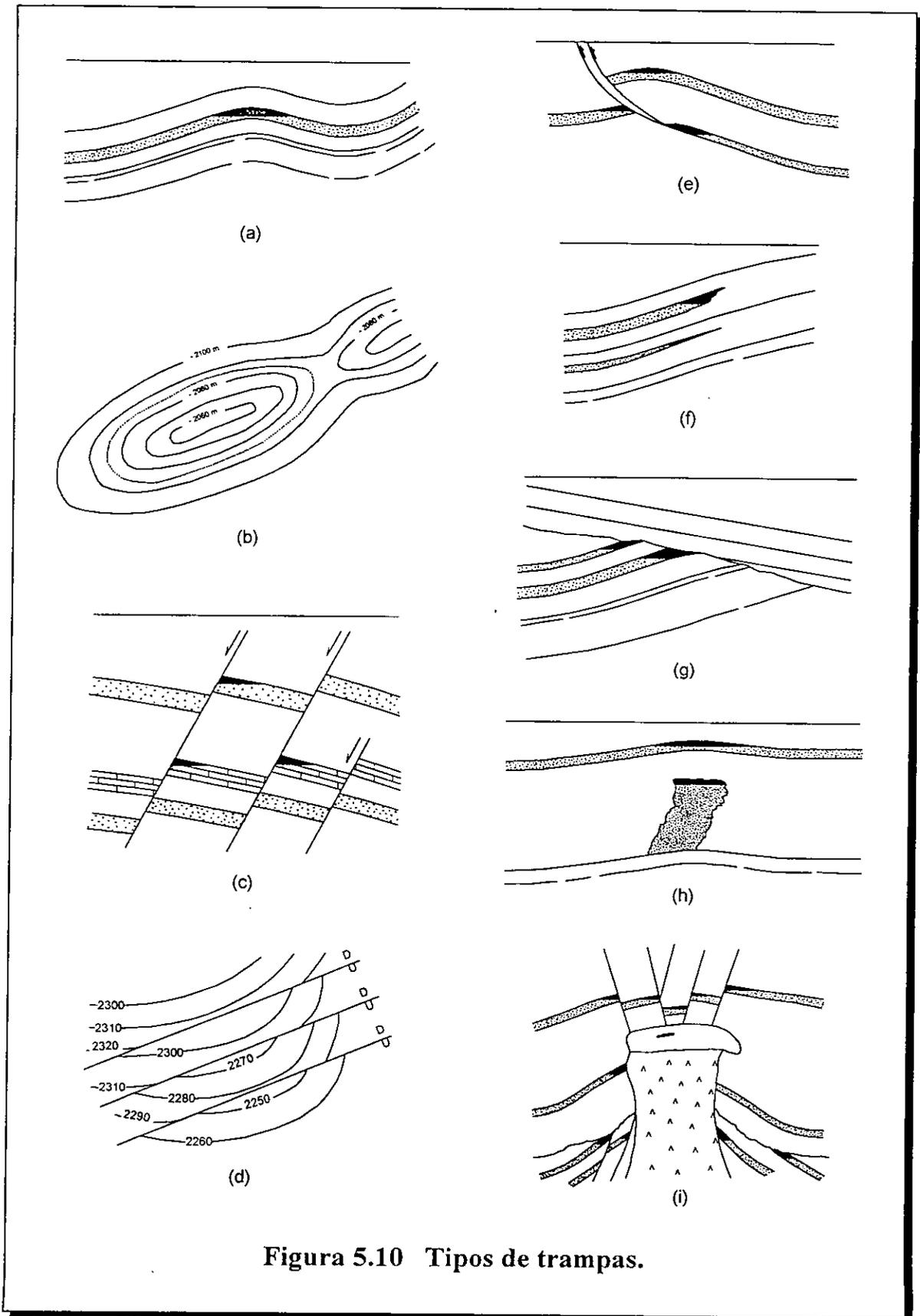


Figura 5.10 Tipos de trampas.

Cuando las rocas se sujetan a esfuerzos pueden afallarse, plegarse o fluir, dependiendo de la magnitud y duración de los esfuerzos, la resistencia de las rocas, la naturaleza de las rocas adyacentes, etc. El plegamiento de rocas en anticlinales y domos, genera muchas de las trampas en que se encuentran hidrocarburos.

Anticlinal. Son estructuras plegadas, en las que los techos de las capas son convexos y las capas más antiguas quedan en el centro de la estructura.

Con datos sísmicos, los anticlinales pueden ser identificados debido a que la curvatura del anticlinal tiende a hacer más débiles las reflexiones sísmicas. Generalmente, la calidad de los datos sísmicos en anticlinales no es muy buena. En la figura 5.11 se muestra una sección sísmica en un anticlinal. En la parte A se observa que los estratos mantienen sus espesores durante el plegamiento, por lo que se trata de rocas competentes (calizas y areniscas consolidadas). En la parte B, se tienen rocas menos competentes (lutitas o evaporitas), ya que tienden a fluir y deslizarse a lo largo de los estratos, produciendo marcadas variaciones del espesor a corta distancia. Generalmente, las estructuras plegadas implican afallamiento, como se puede observar en la parte C. La determinación de anticlinales es de tipo cualitativo y cuantitativo cuando se determinan sus características, tales como: geometría, dimensiones, profundidad de la cima y de la base, etc.

Domos salinos. Son cuerpos intrusivos que afectan a las capas que se localizan encima, las cuales normalmente sufren, además de la deformación, una gran cantidad de afallamientos y fracturamientos.

Con información sísmica es posible la identificación de domos salinos. Los domos salinos someros son tan evidentes que pocas veces se cometen errores en su identificación. Debido al gran contraste de impedancia, la cima del domo salino (o casquete rocoso sobre la parte superior del domo) puede ser un reflector muy fuerte³⁰. En la figura 5.12 se muestra una sección sísmica de tres estructuras salinas, la cima de la sal se indica con T, la base con B. M es una reflexión múltiple del fondo del mar. La determinación de los domos salinos es de tipo cualitativo y cuantitativo, cuando se determinan sus características, tales como: geometría, dimensiones, profundidad de la cima, etc.

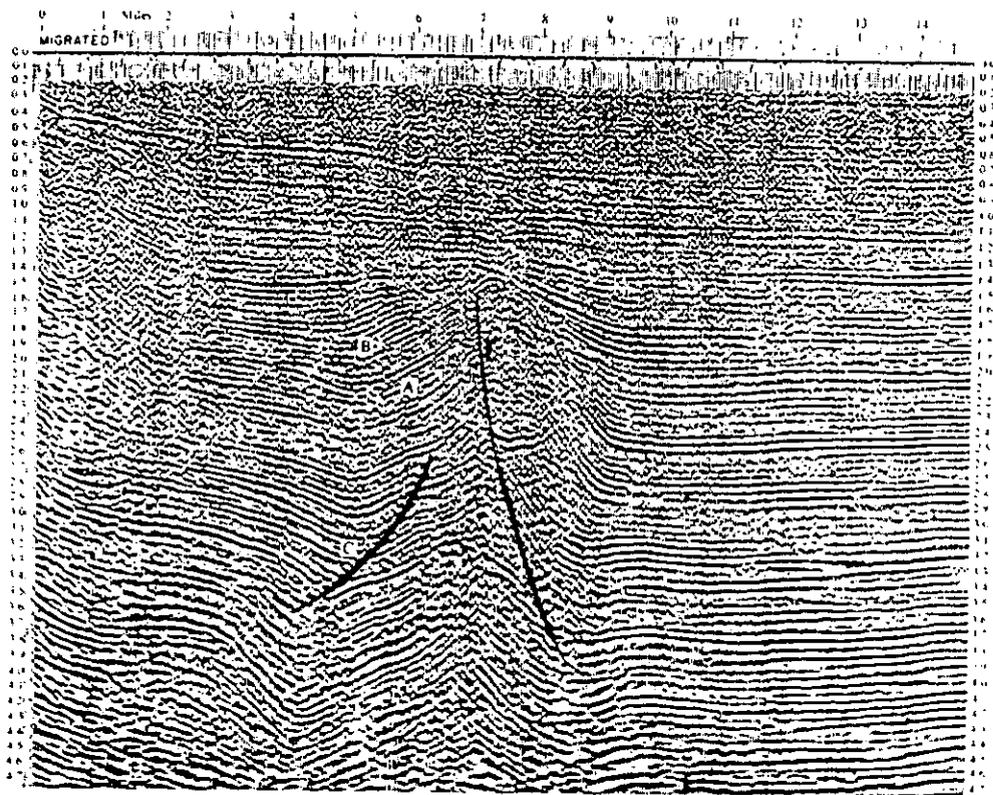


Figura 5.11 Sección sísmica de un anticlinal.

Trampas por afallamiento. El afallamiento desempeña varios papeles en la acumulación del aceite. Por ejemplo, en un graben se pueden depositar secciones sedimentarias apropiadas para la acumulación, en áreas donde las secciones normales son delgadas. Las fallas de cabalgadura (cobijadura) pueden producir trampas anticlinales en el bloque superior o pueden enmascarar trampas en el bloque inferior. El que un plano de falla ayude a formar una trampa, depende principalmente del tipo de falla y de las rocas cortadas por ella.

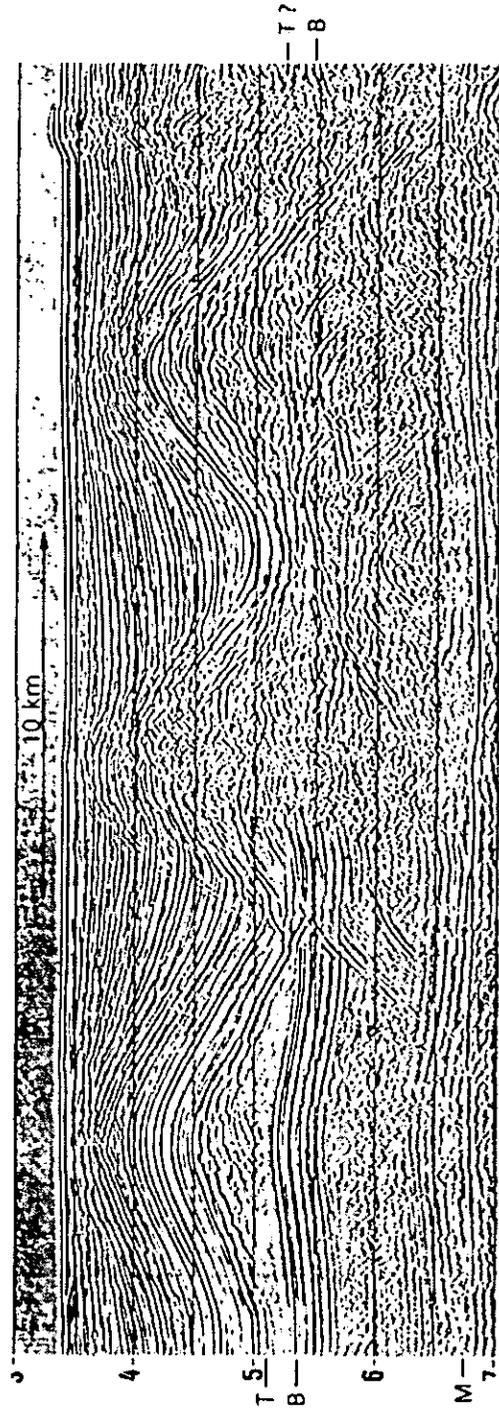


Figura 5.12 Sección sísmica de estructuras salinas.

En general, la búsqueda de trampas por falla presenta gran dificultad; sin embargo, mediante técnicas de geología de subsuelo y de exploración sísmológica es posible detectarlas. La definición de una falla geológica incluye tanto su identificación como la descripción de sus elementos, tales como: rumbo, echado, desplazamientos horizontal y vertical, etc. En la descripción se debe incluir el estado del plano de falla, es decir, si ha sido rellenado total o parcialmente o si está vacío y se pueda definir si constituye o no una barrera para el paso de los fluidos. El tiempo del afallamiento es importante, ya que dará una idea del tiempo de acumulación.

Mediante secciones sísmicas pueden ser determinadas las fallas. Las reflexiones terminan abruptamente cuando llegan al plano de falla, para concentrarse de nuevo en posiciones desplazadas sobre el otro lado de la falla; además, la reflexión tiene características suficientemente distintivas para que las dos porciones de los lados opuestos de la falla se puedan reconocer. No siempre son tan evidentes los planos de falla. Campbell³⁰, en 1965, propuso criterios para identificar fallas sobre secciones sísmicas. En la figura 5.13 se muestra un ejemplo de afallamiento detectado con secciones sísmicas, en la cual se muestran las fallas identificadas. La determinación de trampas por afallamiento es de tipo cualitativo y cuantitativo cuando se determinan las características de la falla, como: el rumbo y el echado, así como la profundidad a la que se encuentra.

Discordancias. Son cambios o interrupciones en la secuencia geológica, que representan tiempos en los cuales no hubo depósito de sedimentos o una erosión los eliminó.

La determinación de discordancias puede realizarse por medio de correlación geológica o con datos sísmicos. Con secciones sísmicas se puede determinar debido a que los sedimentos encima de la discordancia son diferentes a los de abajo y por lo tanto existe un contraste de impedancia acústica en la discordancia. Las discordancias son generalmente buenos reflectores y con frecuencia implican cierta angularidad entre la estratificación abajo y arriba, lo que las hace también buenos reflectores. En la figura 5.14 se presenta una sección sísmica que muestra varias discordancias. La determinación de las discordancias es de tipo cualitativo y cuantitativo, cuando se hace referencia a la profundidad.

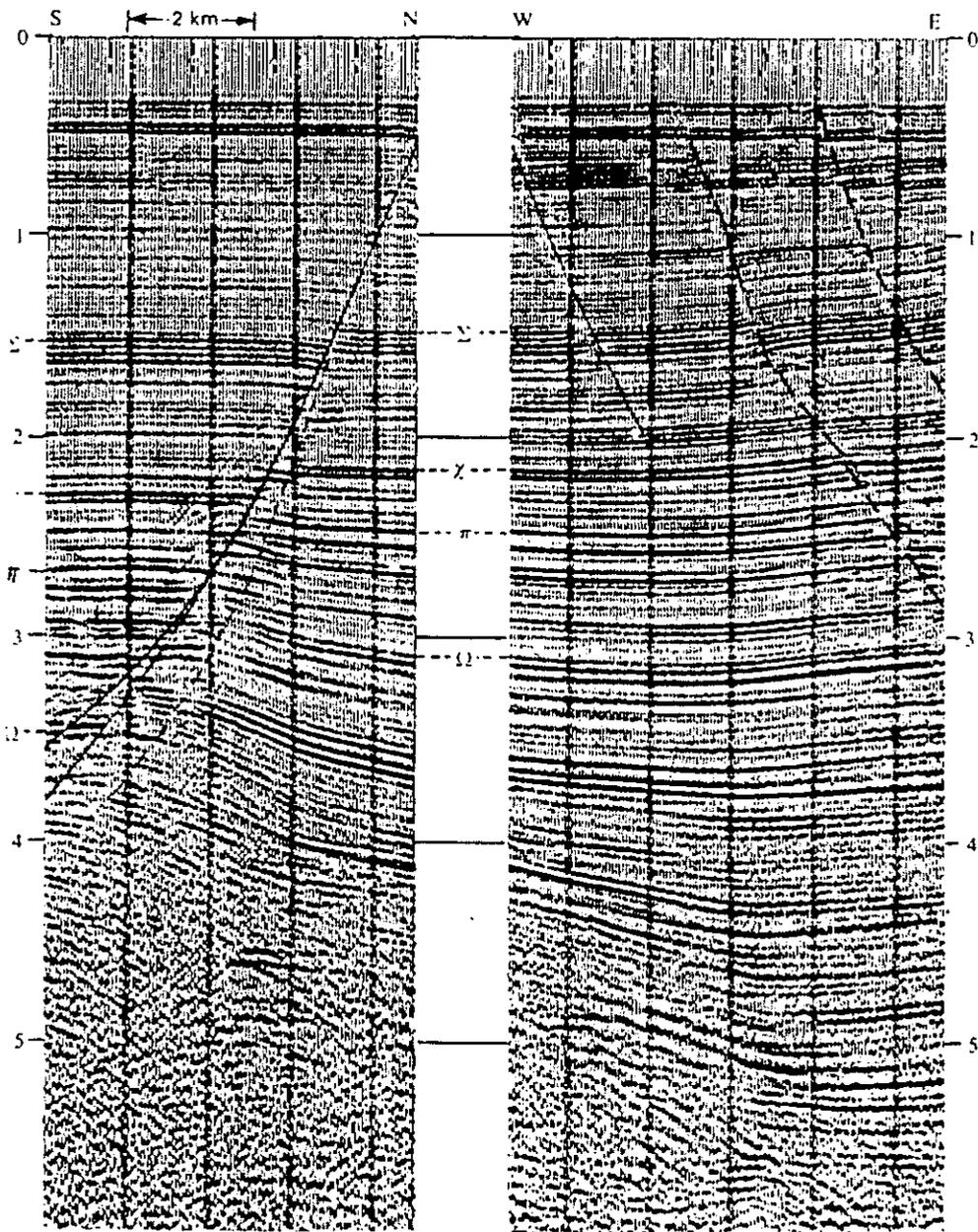


Figura 5.13 Sección sísmica de trampas por afallamiento.



Ambiente de depósito y patrón de distribución de facies.

Desde el punto de vista geológico, el ambiente de depósito significa un cierto ambiente geográfico, con ciertas características geomorfológicas; como por ejemplo: una laguna, un desierto, etc., en el cual se lleva a cabo el depósito de los sedimentos y en donde las condiciones externas que afectan el desarrollo de los propios sedimentos son lo suficientemente constantes como para formar un depósito característico.

Además, cada ambiente de depósito en particular está caracterizado por ciertos factores naturales, los cuales, a su vez, controlan las facies sedimentarias y dan como resultado cuerpos característicos en litología, geometría, secuencias sedimentarias verticales de tamaño de grano, textura, etc. Cuando se conoce el ambiente de depósito es posible establecer el patrón de distribución de las facies.

Los patrones de depositación pueden ser determinados, algunas veces, con secciones sísmicas, aún cuando muchos rasgos son muy pequeños para ser observados en ellas.

V.2.2 Caracterización petrofísica.

En la caracterización petrofísica a escala megascópica se determinan, principalmente, las variaciones de porosidad y permeabilidad del yacimiento; así como los valores medios de estas propiedades en el yacimiento. La determinación de estos parámetros requiere de análisis estadístico de datos de núcleos y/o de registros geofísicos, esto es, datos obtenidos a escala microscópica, mesoscópica y macroscópica.

Variación de porosidad.

La variación de la porosidad en el yacimiento puede representarse en planos de isoporosidades. En un plano de localización de pozos se anota en cada pozo la porosidad media del intervalo en estudio y se hace la configuración de isoporosidades por interpolación y extrapolación³². La figura 5.15 muestra un ejemplo de un plano de isoporosidades. Los datos para obtener la porosidad media de cada pozo se obtienen de muestras de rocas y registros geofísicos de pozos. La determinación de la variación de la porosidad es de tipo cuantitativo.

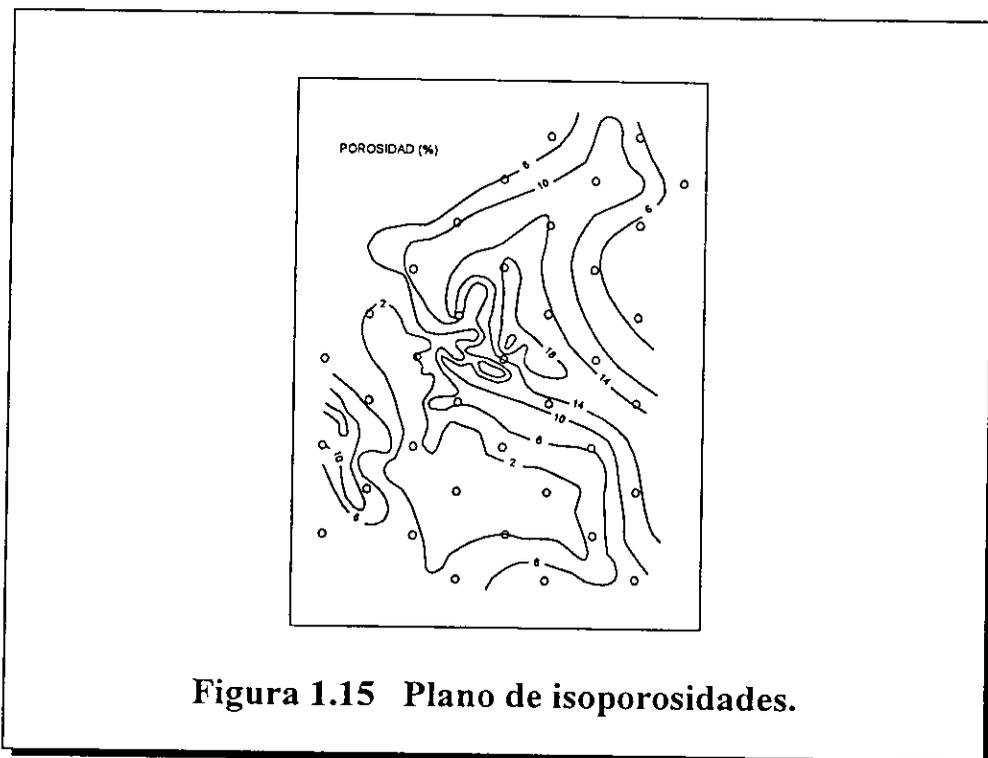


Figura 1.15 Plano de isoporosidades.

Porosidad media del yacimiento ($\bar{\phi}_{yac}$).

Su determinación requiere la evaluación de la porosidad para cada pozo, que se obtiene mediante promedios ponderados con la siguiente ecuación^{16, 32}:

$$\bar{\phi}_{pozo} = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{\phi}_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (5.1)$$

Donde:

- $\bar{\phi}_{pozo}$ = porosidad media del pozo (fracción)
- $\bar{\phi}_j$ = porosidad media del intervalo j (fracción)
- h_j = espesor del intervalo j (m)
- n = número de intervalos en el pozo

La determinación de la porosidad para cada pozo se hace a escala mesoscópica con información obtenida de registros geofísicos y combinándola con datos de núcleos. Ya que se tiene esta información, entonces es posible obtener la porosidad media del yacimiento con la siguiente ecuación:

$$\bar{\phi}_{yac} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{\phi}_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (5.2)$$

Donde:

- $\bar{\phi}_{yac}$ = porosidad media del yacimiento (fracción)
- $\bar{\phi}_i$ = porosidad media del pozo i (fracción)
- A_i = área de drene del pozo i (m²)
- n = número de pozos en el yacimiento

La determinación de la porosidad media del yacimiento es de tipo cuantitativo.

Variación de la permeabilidad.

La variación de la permeabilidad en el yacimiento se puede representar en un plano de isopermeabilidades. Para su construcción es necesario anotar la permeabilidad media de cada pozo en un plano de localización de pozos. Esta información se obtiene de la combinación de datos de muestras de rocas y de registros geofísicos. Por medio de interpolación y extrapolación se unen los puntos de igual permeabilidad. La figura 5.16 muestra un ejemplo de un plano de isopermeabilidades. La determinación de la variación de la permeabilidad es de tipo cuantitativo.

Permeabilidad media del yacimiento (\bar{k}_{yac}).

Para determinar la permeabilidad media del yacimiento se sigue el mismo procedimiento señalado para obtener la porosidad media del yacimiento. La permeabilidad media del pozo puede obtenerse con la siguiente ecuación¹⁶:

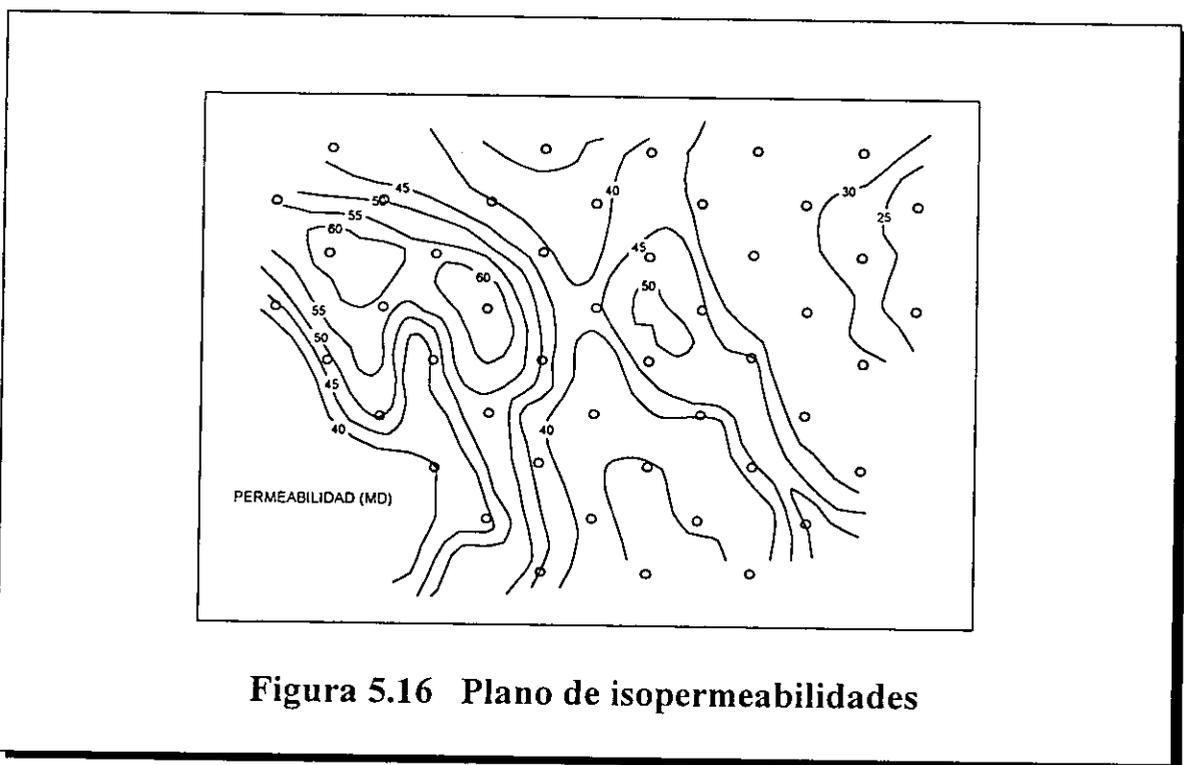


Figura 5.16 Plano de isopermeabilidades

$$\bar{k}_{\text{pozo}} = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{k}_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (5.3)$$

Donde:

- \bar{k}_{pozo} = permeabilidad media del pozo (mD)
- \bar{k}_j = permeabilidad media del intervalo j (mD)
- h_j = espesor del intervalo j (m)
- n = número de intervalos en el pozo

La permeabilidad media del yacimiento se determina con la siguiente ecuación:

$$\bar{k}_{\text{yac}} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{k}_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (5.4)$$

Donde:

- \bar{k}_{yac} = permeabilidad media del yacimiento (mD)
- \bar{k}_i = permeabilidad media del pozo i (mD)
- A_i = área de drene del pozo i (m²)
- n = número de pozos en el yacimiento

La determinación de la permeabilidad media del yacimiento es de tipo cuantitativo.

V.3 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS.

En la caracterización del sistema roca-fluidos a escala megascópica es común determinar las variaciones de saturación de agua y de hidrocarburos en el yacimiento, así como la estimación de los valores medios de estos parámetros. También se determina la profundidad y las características de los contactos agua-hidrocarburos y aceite-gas, en caso de existir. Otros datos que

se obtienen del yacimiento, son: el volumen de roca que contiene hidrocarburos y el volumen original de hidrocarburos.

Variación de saturación de agua.

La variación de la saturación de agua dentro del yacimiento puede ser representada sobre un plano. La información necesaria para la construcción de este plano se obtiene de muestras de rocas y registros geofísicos. En un plano de localización de los pozos, se anota la saturación media de agua en cada pozo y se unen puntos de igual valor mediante interpolación y extrapolación. Con este plano pueden ser determinadas algunas características del contacto agua-hidrocarburos. La determinación de la variación de la saturación de agua es de tipo cuantitativa.

Variación de saturación de hidrocarburos.

La variación de saturación de hidrocarburos dentro del yacimiento se representa en un plano. En un plano de localización de pozos, se anota la saturación media de hidrocarburos para cada pozo y se unen los puntos de igual valor. La determinación de la variación de saturación de hidrocarburos dentro del yacimiento es de tipo cuantitativo.

Saturaciones medias de agua (\bar{S}_{wyac}) y de hidrocarburos (\bar{S}_{hcyac}) del yacimiento.

La determinación de la saturación media de agua del yacimiento se realiza evaluando las saturaciones medias de agua para cada pozo, mediante promedios ponderados con la información obtenida de registros geofísicos y núcleos. Esta evaluación se realiza a escala mesoscópica con la siguiente expresión^{16, 32}:

$$\bar{S}_{wpozo} = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{S}_{wj} h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (5.5)$$

Donde:

- $\bar{S}_{w \text{ pozo}}$ = saturación media de agua del pozo (fracción)
- \bar{S}_{wj} = saturación media de agua del intervalo j (fracción)
- h_j = espesor del intervalo j (m)
- n = número de intervalos en el pozo

Conocida la saturación media de agua para cada pozo, puede obtenerse la saturación media de agua del yacimiento, con la siguiente expresión:

$$\bar{S}_{wyac} = \frac{\sum_{k=1}^n \bar{S}_{wk} A_k}{\sum_{k=1}^n A_k} \quad (5.6)$$

Donde:

- \bar{S}_{wyac} = saturación media de agua del yacimiento (fracción)
- \bar{S}_{wk} = saturación media de agua del pozo k (fracción)
- A_k = área de drene del pozo k (m²)
- n = número de pozos en el yacimiento

Ya que se obtuvo la saturación media de agua del yacimiento puede determinarse la saturación media de hidrocarburos para el yacimiento con la siguiente expresión:

$$\bar{S}_{hcyac} = 1 - \bar{S}_{wyac} \quad (5.7)$$

Donde:

- \bar{S}_{hcyac} = saturación media de hidrocarburos del yacimiento (fracción)

Contacto agua-hidrocarburos.

Es el nivel o profundidad al cual la saturación de agua es 100%. Arriba de este nivel la saturación de agua va disminuyendo gradualmente y la saturación de hidrocarburos se incrementa, también gradualmente.

El procedimiento normal para establecer el contacto agua-hidrocarburos, es determinar la profundidad de dicho contacto en uno o varios pozos del yacimiento, mediante interpretación de registros geofísicos, análisis de núcleos y pruebas DST y de producción. Con base en esas profundidades se define un plano y mediante extrapolación a los demás pozos es posible establecer el contacto agua-hidrocarburos para el yacimiento. Debe tomarse en cuenta que frecuentemente el plano que se genera no es horizontal debido a la variación de las propiedades petrofísicas o porque el acuífero es dinámico¹⁶. La determinación del contacto agua-hidrocarburos es de tipo cuantitativo.

Contacto gas-aceite.

Es el nivel o profundidad al cual la saturación de líquidos ($S_w + S_o$) es 100%. Arriba de este nivel la saturación de líquidos va disminuyendo gradualmente y la saturación de gas se incrementa, también gradualmente.

El procedimiento para determinar el contacto gas-aceite es similar al que se sigue para definir el contacto agua-hidrocarburos. La determinación del contacto gas-aceite es de tipo cuantitativo.

Volumen de roca asociado al yacimiento (V_r).

Se define como el volumen de roca del yacimiento que se encuentra ocupado por hidrocarburos.

Para determinar el volumen de roca con hidrocarburos se utilizan los métodos de isopacas netas y de cimas y bases. En el método de isopacas netas, es necesario construir un mapa con curvas de igual espesor neto de la formación, es decir, curvas de igual espesor de formación que contenga hidrocarburos. En un plano de localización de pozos se anota el espesor neto de la formación para cada pozo y se hace la configuración por extrapolación e interpolación de los datos para tener curvas con valores iguales. En la figura 5.6 se muestra un plano de isopacas, que es semejante al plano de isopacas netas.

Ya que se tiene el plano de isopacas netas, se mide el área encerrada por cada curva, con un planímetro o por algún otro método, y se grafican los espesores netos contra las áreas correspondientes. Se determina el área bajo la curva de esta gráfica, con lo que se puede obtener directamente el volumen de roca del yacimiento. Esta determinación es de tipo cuantitativo.

Volumen original de hidrocarburos (V_{hc}).

Se define como el volumen de hidrocarburos que se tiene en el yacimiento al descubrirse y antes de iniciar su explotación.

Existen varios métodos para determinar el volumen original de hidrocarburos de un yacimiento o de un campo. Los más comunes son los llamados volumétricos (cimas y bases, isopacas e isohidrocarburos) y el de balance de materia.

En los métodos de isopacas y de cimas y bases, el procedimiento es el siguiente: se determina el volumen de roca, después se determinan los valores medios de porosidad y de saturación de agua del yacimiento. Para el cálculo del volumen original de hidrocarburos, se usa la siguiente ecuación:

$$V_{hc} = V_r \bar{\phi}_{yac} (1 - \bar{S}_{wyac}) \quad (5.8)$$

Donde:

- V_{hc} = volumen original de hidrocarburos ($m^3 @ c.y.$)
- V_r = volumen de roca que contiene hidrocarburos (m^3)
- $\bar{\phi}_{yac}$ = porosidad media del yacimiento (fracción)
- \bar{S}_{wyac} = saturación media de agua del yacimiento (fracción)

Con el método de isohidrocarburos, el volumen original de hidrocarburos se determina de la siguiente forma: para cada pozo se determina el índice de hidrocarburos con la siguiente ecuación:

$$I_{hc} = \sum_{j=1}^n h_j \bar{\phi}_j (1 - \bar{S}_{wj}) \quad (5.9)$$

Donde:

- I_{hc} = índice de hidrocarburos (m^3 de hidrocarburos @ c.y. / m^2 de roca)
- h_j = espesor del intervalo j (m)
- $\bar{\phi}_j$ = porosidad media del intervalo j (fracción)
- \bar{S}_{wj} = saturación media de agua del intervalo j (fracción)
- n = número de pozos en el yacimiento

En un plano de localización de pozos se anota el índice de hidrocarburos para cada pozo y se hace la configuración por extrapolación e interpolación de los datos para tener curvas con valores iguales. Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con la ayuda de un planímetro o usando fórmulas de integración numérica o cualquier otro método. Los valores de índice de hidrocarburos y área se grafican en escala normal de donde se determina el volumen original de hidrocarburos, representado por el área bajo la curva.

El método de balance de materia consiste básicamente en considerar que, a un tiempo dado de explotación del yacimiento, la masa de hidrocarburos remanentes más los extraídos es igual a la masa de los hidrocarburos al iniciarse la extracción; es decir, los métodos de balance de materia se basan en el principio de conservación de masa. Involucrando diferentes condiciones de presión y temperatura, entrada de agua, etc. se obtienen las ecuaciones con las que, además, es posible predecir el comportamiento de los yacimientos.

A continuación se presenta la ecuación de balance de materia para yacimientos bajosaturados con entrada de agua:

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w - W_e}{B_{oi} c_e \Delta p'} \quad (5.10)$$

Donde:

N = volumen original de aceite @ c.s. ($m^3_o @ c.s$)

N_p = producción acumulativa de aceite @ c.s. ($m^3_o @ c.s$)

B_o = factor de volumen del aceite ($m^3_o @ c.y./m^3_o @ c.s.$)

W_p = producción acumulativa de agua @ c.s (m^3)

B_w = factor de volumen del agua ($m^3_w @ c.y./m^3_w @ c.s.$)

W_e = entrada acumulativa de agua al yacimiento @ c.y (m^3)

B_{oi} = factor de volumen del aceite inicial ($m^3_o @ c.y./m^3_o @ c.s.$)

c_e = compresibilidad efectiva (kg/cm^2)⁻¹

$\Delta p'$ = caída de presión (kg/cm^2)

La determinación del volumen original de hidrocarburos es de tipo cuantitativa

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Por medio de este trabajo se muestra la gran importancia que tiene la correcta realización de los diferentes análisis a muestras de roca, así como la correcta interpretación de registros geofísicos, registros sísmicos y de las diferentes pruebas que se realizan en pozos, debido a su estrecha vinculación en la caracterización integral del yacimiento y por lo tanto, en su explotación. Dichos análisis e interpretaciones deben ser de calidad, a fin de poder determinar con mayor certidumbre las características de la roca y del sistema roca-fluidos del yacimiento, y así elaborar una mejor caracterización de yacimiento.
- La clave para la correcta caracterización es la utilización e integración máxima de todos los datos que se obtienen de las fuentes de información a las diferentes escalas de caracterización, ya que ninguna fuente de datos por sí sola puede proporcionar una descripción completa del yacimiento. Cada fuente de información está sujeta a limitaciones y errores. Sin embargo, se puede obtener cierta congruencia a partir de la incorporación inteligente de todos los datos existentes.

- Es importante mencionar que con el trabajo en conjunto con otras disciplinas especializadas, principalmente ingeniería geológica y geofísica, se puede lograr una mejor caracterización integral del yacimiento, y así, poder llegar a la optimización de la explotación y por lo tanto, la máxima recuperación de hidrocarburos.
- Otro aspecto importante que se debe señalar, es que la constante evolución de los procesos de análisis e interpretación de los datos obtenidos en los diferentes estudios realizados a las diferentes escalas de caracterización, así como el continuo desarrollo de software aplicado a este campo y el mejoramiento en la resolución en los aparatos de medición, han venido a proporcionar una manera más confiable y veraz para analizar e interpretar la información obtenida.
- La caracterización de yacimientos petroleros tiene gran importancia, ya que estos estudios son de gran apoyo en las actividades de desarrollo de campos, terminación de los pozos, conocimiento de reservas e implementación de programas óptimos de recuperación primaria y secundaria. Y, desde luego, son la base para los estudios de Simulación Numérica de Yacimientos. Por todo lo anterior, se desprende la necesidad de contar con un proceso confiable para realizar este tipo de estudios.
- En la caracterización a escala microscópica es importante que las muestras usadas en los diferentes análisis, sean representativas del intervalo para obtener buenos resultados; además, es necesario un correcto manejo de los núcleos, tanto en su preservación como en su limpieza.
- En la caracterización a escala mesoscópica, deberá tenerse cuidado en la interpretación de la información obtenida con registros para hacer las correcciones pertinentes, cuando esto sea necesario, y, además, tener una correcta correlación entre la información obtenida con núcleos y con registros.

- En la caracterización a escala macroscópica, deberán interpretarse correctamente los datos obtenidos de pruebas de variación de presión e integrarse con la información de las escalas microscópica y mesoscópica, para tener una buena correlación.
- En la caracterización a escala megascópica, deberán integrarse los datos de los levantamientos sísmicos con la información obtenida de las escalas microscópica, mesoscópica y macroscópica, para lograr una correcta caracterización del yacimiento.
- A continuación se presentan resúmenes de los parámetros obtenidos a las diferentes escalas de caracterización.

RESUMEN DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS A LAS DIFERENTES ESCALAS DE CARACTERIZACIÓN

CARACTERIZACIÓN MICROSCÓPICA	
Parámetro o Aspecto	Principales aplicaciones y comentarios
Cementante	La determinación de este parámetro es importante porque la existencia de cementante disminuye la porosidad y la permeabilidad de la roca.
Composición mineralógica	Ayuda en la determinación el ambiente de depósito y en la clasificación de las rocas sedimentarias. Es importante en trabajos de estimulación a pozos y recuperación secundaria de hidrocarburos.
Composición química	Ayuda a entender los procesos geoquímicos y en la evaluación de los diversos tipos de sedimentos en donde el grano es tan fino que no es posible su clasificación. Es importante en la selección de fluidos de perforación y de inyección, así como en estimulaciones a pozos.
Litología	Ayuda en la determinación de los tipos de rocas que se tienen en el intervalo muestreado.
Madurez textural	Se usa para determinar zonas de importancia petrolera debido a que la porosidad primaria y la permeabilidad se incrementan con la madurez textural.
Matriz de la roca	Se utiliza en la determinación de la madurez textural.
Mojabilidad	Es importante porque establece la distribución de fluidos en los poros. El flujo de aceite en un medio poroso esta determinado por la fase que moja a la roca.
Morfología del grano	Ayuda en la determinación de la posible distancia a la fuente del sedimento. Además, proporciona información sobre el tiempo de transporte.
Permeabilidad	Este parámetro ayuda en la diferenciación de las rocas que se consideran como potencialmente productoras de hidrocarburos, dado que indica la facilidad de flujo de fluidos.
Porosidad	La determinación de la porosidad es importante ya que está relacionada con el volumen de hidrocarburos acumulados en las rocas.
Saturación de fluidos	Es un parámetro necesario para la determinación de la cantidad de fluidos acumulados en el espacio poroso de la formación.
Superficie específica	Es un parámetro importante en la descripción del medio poroso.
Tamaño de grano	Se usa como un elemento básico en la descripción de las rocas sedimentarias. Ayuda en la determinación del ambiente de depósito. Se aplica para determinar propiedades básicas de la roca, como porosidad y permeabilidad.
Tamaño de poro	Este parámetro es importante porque se relaciona con la permeabilidad. La permeabilidad disminuye cuando disminuye el tamaño de poro.
Textura	Es un parámetro básico para la clasificación de las rocas sedimentarias y su conocimiento ayuda en la determinación de la porosidad y de la permeabilidad. Además, es útil para conocer el medio ambiente de depósito.
Tortuosidad	Este parámetro es importante porque esta relacionado con el flujo de fluidos en el medio poroso.

CARACTERIZACIÓN MESOSCÓPICA	
Parámetro o Aspecto	Principales aplicaciones y comentarios.
Arcillosidad de una formación	Es un parámetro necesario que se usa para determinar el volumen de lutitas, dato importante para la interpretación de registros geofísicos de pozos.
Formaciones porosas y permeables	Es importante su determinación ya que permite conocer qué intervalos del pozo pueden ser productores.
Fracturas	Su determinación es importante ya que pueden aumentar la capacidad productora de la capa (permeabilidad), cuando actúan como canales de flujo o bien ser un límite de capa cuando están totalmente rellenas.
Límites de las formaciones porosas y permeables	Es importante su determinación, ya que ayudan en la determinación de los límites verticales y horizontales de las capas productoras de hidrocarburos.
Litología	Ayuda en la determinación de la secuencia sedimentaria atravesada por el pozo.
Minerales arcillosos	Ayudan en la determinación de los tipos de arcillas que se tiene en la secuencia sedimentaria atravesada por el pozo, lo cual es necesario para la interpretación de registros geofísicos de pozos.
Permeabilidad	La determinación de permeabilidad de la capa productora es muy importante, ya que tal parámetro ayuda a conocer su capacidad productora.
Permeabilidades efectivas y relativas	El conocimiento de estos parámetros ayuda en la determinación del flujo de fluidos hacia el pozo en el intervalo productor.
Porosidad	La determinación de la porosidad del intervalo productor tiene gran importancia ya que está asociada con el volumen de hidrocarburos del intervalo productor.
Saturación de agua	La determinación de la saturación de agua de una intervalo productor es un parámetro necesario para conocer la saturación de hidrocarburos y por lo tanto el volumen de estos fluidos.
Volumen de lutitas	Se utiliza en la determinación de la fracción de volumen total de roca que es arcilla en una capa sucia, información que se requiere en la interpretación de registros geofísicos de pozos.
Zonas de hidrocarburos y movilidad de ellos	La determinación de las zonas de hidrocarburos es necesaria para la identificación de los intervalos productores de un pozo, la movilidad de los hidrocarburos es un aspecto necesario para la determinación de las zonas de hidrocarburos.

CARACTERIZACIÓN MACROSCÓPICA	
Parámetro o Aspecto	Principales aplicaciones y comentarios
Capacidad de flujo	Este parámetro es importante ya que da una idea de la cantidad de fluido que se puede mover hacia el pozo.
Continuidad de la formación	Es una información básica para determinar la extensión lateral de los cuerpos de roca almacenadoras, con lo que es posible inferir la existencia de fallas, discordancias o límites de la formación productora.
Distancia a una frontera	Cuando se determina por pruebas de variación de presión en pozos, ayuda a confirmar la información obtenida mediante estudios geológicos; además de que es posible estimar su distancia al pozo.
Espesor de capas	Proporciona información acerca de la geometría de la capa. Además, ayuda en la identificación de fallas, ya que la pérdida o incremento de espesor en la columna geológica sugiere la existencia de fallas.
Fallas	La determinación de fallas es de gran importancia, ya que pueden ser límites físicos de una formación productora.
Fracturas	Las fracturas pueden aumentar la permeabilidad de la formación productora o bien, ser límites físicos de la formación, de ahí que sea importante su determinación
Permeabilidades efectivas y relativas	Su conocimiento es necesario ya que ayudan en la determinación del flujo de fluidos que se mueven hacia el pozo en la formación productora.
Variación de la permeabilidad	La variación horizontal de la permeabilidad indica la variación de la facilidad de flujo de fluidos horizontalmente, por lo que puede indicar, cuando se presenta un disminución de ella, que existe un límite de una formación productora.
Variación de la porosidad	Es un parámetro importante ya que es un indicador de la variación de la cantidad de fluidos en la roca; además, la disminución de la porosidad horizontalmente, puede ser un límite de una formación productora.
Variación de la saturación de agua	Indica la variación de la saturación de hidrocarburos. Proporciona información básica para la determinación de los contactos agua-hidrocarburos.

CARACTERIZACIÓN MEGASCÓPICA	
Parámetro o aspecto	Principales aplicaciones y comentarios
Ambiente de depósito	Es una información básica para la determinación del patrón de distribución de las facies sedimentarias.
Configuración de bases	La determinación de la base de la formación productora en combinación con la delineación de la cima, proporciona información básica para la determinación de la configuración del yacimiento. Además, los mapas de bases son usados para determinar el volumen de roca del yacimiento.
Configuración de cimas	Este es un aspecto básico para la delineación de la cima del yacimiento; además, configuración de esta es una información que puede ser usada para determinar el volumen de roca del yacimiento.
Configuración de espesores	Son usados para representar geográficamente las variaciones de espesor de un cuerpo de roca, de una zona porosa o de un intervalo productor. Los mapas de isopacas son frecuentemente usados en la búsqueda de hidrocarburos y en la determinación del volumen de roca de un yacimiento.
Contacto agua-aceite	Proporciona información básica para la determinación del límite inferior del yacimiento.
Contacto gas-aceite	Proporciona información básica para determinar el límite del gas libre y el aceite bajosaturado de un yacimiento.
Permeabilidad media del yacimiento.	Cuando el yacimiento es considerado homogéneo, la permeabilidad media del yacimiento es representativa de la capacidad de flujo del yacimiento.
Porosidad media del yacimiento.	La determinación de este parámetro es importante ya que es necesario para la cuantificación del volumen de original de hidrocarburos.
Saturaciones medias de fluidos del yacimiento.	Ayudan en la determinación del volumen de hidrocarburos en los yacimientos .
Tipo de trampa	Ayuda en la determinación de la acumulación de hidrocarburos, ya que ésta está controlada por el tipo de trampa.
Variación de facies	Ayuda en la determinación del ambiente de depósito en el cual se formaron los sedimentos. Además, el conocimiento del patrón de distribución de facies permite determinar límites de yacimientos o de campos.
Variación de la permeabilidad	La capacidad de flujo de fluidos en el yacimiento es determinada con la información de los planos de variación de permeabilidad, los cuales son básicos para proyectos de recuperación secundaria de hidrocarburos.
Variación de la porosidad	La información de los planos de variación de porosidad puede ser utilizada en la determinación del volumen original de hidrocarburos.
Variación de la saturación de agua	Ayuda en la determinación del contacto agua-aceite del yacimiento y en la determinación del volumen de hidrocarburos en el yacimiento. Permite conocer la saturación del agua en cualquier punto del yacimiento.
Variación de la saturación de hidrocarburos	Ayuda en la determinación de volúmenes de hidrocarburos en yacimientos. Permite conocer la saturación de hidrocarburos en cualquier punto del yacimiento.
Variación de litología	Ayuda a definir los límites o contactos entre los diferentes cuerpos de roca.
Volumen de roca	Es un parámetro básico para determinar el volumen original de hidrocarburos.
Volumen original de hidrocarburos	Es un parámetro necesario para el calculo de las reservas de hidrocarburos del yacimiento.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS.

1. Santana, R. E.: "Apuntes Geología del Petróleo", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1985.
2. Méndez, L. T. y Teyssier, S. J.: "Caracterización de fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista IMP, Vol XI No. 4, Octubre. 1979.
3. Helander, D. P.: "Fundamentals of Formation Evaluation", OGCI Publications (Oil & Gas Consultants International, Inc.), Tulsa, 1983.
4. Dickey, A. P.: "Petroleum Development Geology", third edition, PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1986.
5. Barrera, S. J.: "Apuntes de Laboratorio de Análisis de Muestras de Roca y Fluidos", IMP-UNAM, 1994.
6. Lira, S. C.: "Apuntes de la Clase de Registros Geofísicos de Pozos Petroleros", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1995.
7. Haldorsen, H. H : "SimulatorParameter Assignment and the Problem of Scale in Reservoir Engineering", Reservoir Characterzation, Lake, W. L. and H. B. Carroll Jr., Orlando, Florida, 1986.
8. Lake, W. L.: "Reservoir Characterzation II", Proceedings of the Second International Reservoir Characterization, 1989.

9. Heinrich, E.W.: "Microscopic Petrography", McGraw-Hill Book Co. Inc., New York, 1983.
10. Christie, M. J. and Cowley, H. H.: "Electron Microscopy in Mineralogy", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1976.
11. Tucker, E. M.: "Sedimentary Petrology And Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks", Geoscience Texts, second edition, 1991.
12. Mejía, D. A., Gómez, S. R., Osorno M. J. y Rodríguez, N. R., "Apuntes de Flujo de Fluidos en Medios Porosos", Facultad de Ingeniería, UNAM., 1984.
13. Pérez, R. C.: "Simultaneous Determination of Basic Geometrical Characteristics of Porous Media", Soc. Petroleum Engineers, December. 1969.
14. Huang, T. W.: "Petrología", Unión Tipográfica Editorial Hispano-Americana, S. A. de C. V., 1981.
15. Link, K. P.: "Basic Petroleum Geology", Oil and Gas Consultants International, Inc. Tulsa Oklahoma, second edition, 1987.
16. Amyx, J. W., Bass, D. M. and Whiting R L.: "Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties", McGraw-Hill Book Co. Inc., New York, 1960.
17. Monicard, R. P.: "Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis", Editions Technip, Paris, 1980.
18. Villamar, V. M.: "Apuntes de la Clase de Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1995.
19. Pirson, S. J.: "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", Ediciones Omega S. A., Barcelona, 1965.

20. Pérez, R. C.: "A Simplified Method for Determining Specific Surface", JPT August 1967.
21. Timmerman, H. E.: "Practical Reservoir Engineering", PennWell Books Tulsa, Oklahoma, 1982.
22. Schlumberger: "Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros".
23. Hallenburg, K. J.: "Geophysical Logging for mineral and Engineering Applications", PennWell Books Tulsa, Oklahoma, 1984.
24. Schlumberger: "Log Interpretation", Vol. I New York, 1984.
25. Earlougher, R.C., Jr.: "Advances in Well Test Analysis", Society of Petroleum Engineers, New York 1977.
26. Rodríguez, N. R., Osorno, M. J., Rayón, R., y Valderrábano, A.: "Apuntes de Evaluación de la Producción", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1984.
27. Castillo, T. C.: "Apuntes de la clase de Geología de la Explotación Petrolera", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1993.
28. León, V. R.: "Apuntes de la clase Evaluación de la Producción ", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1994.
29. Russell, B. H.: "Introduction to Seismic Inversion Methods", Society of Exploration Geophysicists, Tulsa Oklahoma, 1991.
30. Sherif, E. R. "Geophysical Methods", Prentice Hall Inc., New Jersey, 1989.
31. Landes, K. K.: "Geología del Petróleo", Ediciones Omega S.A., Barcelona, 1977.
32. Rodríguez, N. R.: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1984.

BIBLIOGRAFÍA.

1. "Coring Operations Procedures for Sampling and Analysis of Bottomhole and Sidewall Cores", Exlog Series of Petroleum Geology and Engineering Handbooks, 1985.
2. "Field Characterization by Integrating Well-Test, Geologic, and other Data", JPT, November, 1997.
3. Gatlin, C.: "Petroleum Engineering-drilling and well completions-", Prentice Hall, Inc., New Jersey, 1960.
4. Golan, M. and Whitson, C. H.: "Well Performance", second edition, Prentice Hall, Inc., New Jersey, 1991.
5. "Interwell Property Mapping With Crosswell Seismic Attributes", JPT, January, 1998.
6. Matthews, C.S. and Russell, D. G.: "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells", Monographs Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York, 1967.
7. Merkel, H. R.: "Well Log Formation Evaluation", Anaconda Company, 1987.
8. "Petroleum Geology and Reservoirs", Lesson 2 Well Servicing and Workover, Dallas, Texas, 1992.
9. Russell, B. H.: "Introduction to Seismic Inversion Methods", Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, 1991.
10. "Seismically Integrated Geological Modeling", JPT, January, 1998.